



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea
A.a. 2022/2023
Sessione di Laurea Luglio 2023

Compensatore Sincrono

Studio di fattibilità di un impianto di generazione di
potenza ibrido con compensatore sincrono

Relatori:

Prof. Filippo Spertino

Ing. Andrea Santoriello

Ing. Carlo Sorbillo

Candidato:

Carlo D'Onofrio

*Ringrazio i miei genitori,
sprone costante per il raggiungimento di questo traguardo.*

Contenuti

1	Caratteristiche generali del compensatore sincrono	7
1.1	Macchina sincrona.....	7
1.1.1	Principio di funzionamento.....	7
1.1.2	Struttura della macchina.....	8
1.1.3	Macchine a rotore liscio	9
1.1.4	Macchine a poli salienti	9
1.1.5	Macchine a magneti permanenti	10
1.1.6	Macchine a riluttanza	11
1.1.7	Raffreddamento.....	11
1.2	Funzionamento del generatore sincrono (alternatore)	12
1.2.1	Funzionamento a vuoto dell'alternatore.....	13
1.2.2	Parallelo dell'alternatore sulla rete.....	16
1.2.3	Funzionamento a carico dell'alternatore connesso in rete	18
1.2.4	Regolazione della Potenza reattiva	18
1.2.5	Regolazione della Potenza attiva	19
1.2.6	Reattanza sincrona	21
1.2.7	Regolazione della potenza attiva e reattiva.....	25
2	Reti elettriche	28
2.1	Introduzione.....	28
2.2	Controllo della Potenza e della frequenza	28
2.3	Controllo della tensione e della potenza reattiva	30
2.4	Generazione ed assorbimento della potenza reattiva.....	32
2.4.1	Generatore sincrono	32

2.4.2	Linee e trasformatori	34
2.4.3	Cavi	35
2.4.4	Carichi	35
2.5	Metodi per il controllo della tensione: Immissione di potenza reattiva...	35
2.5.1	Capacità di shunt e Reattanze shunt.....	36
2.5.2	Capacità in serie	36
2.5.3	Compensatore sincrono	37
2.5.4	Utilizzi.....	38
2.5.5	Soluzioni impiantistiche.....	39
2.5.6	STATCOMs	42
3	Impianto.....	44
3.1	Introduzione.....	44
3.2	Centrale di Montalto di Castro	44
3.3	Assunzioni principali del progetto.....	46
3.4	Conversione della macchina	47
3.4.1	Descrizione modifiche e manutenzioni dell'alternatore.....	47
3.4.2	Configurazioni di progetto	51
3.4.3	Potenza reattiva	51
3.4.4	Aspetti di processo	52
3.5	Configurazione ibrida di impianto.....	53
3.5.1	Calcolo della producibilità	56
3.5.2	Taglia di potenza dell'impianto	60
3.5.3	Disposizione dei moduli fotovoltaici	65
3.5.4	Valutazione economica del Progetto.....	72
3.5.5	Teoria del valore attuale netto (VAN)	72
4	Conclusioni	77
5	Bibliografia.....	79

Introduzione

Le reti elettriche mondiali sono state costruite per ben oltre un secolo su base centralizzata. Esse forniscono un flusso lineare di elettricità dai grandi generatori rotanti, alimentati a combustibile fossile, attraverso linee di trasmissione e distribuzione ai consumatori. Negli ultimi anni lo scenario è iniziato a cambiare rapidamente a causa della necessità di ridurre le emissioni di inquinanti provenienti dalla produzione di energia e aumentare l'impiego di risorse rinnovabili. A causa di ciò le reti stanno subendo una modifica strutturale, evolvendo da una struttura tipicamente ramificata ad una struttura strettamente magliata[1]. L'attore principale di questo cambiamento è la rapida diffusione e permeazione delle fonti rinnovabili, generalmente solare ed eolico. Allo stesso tempo, le grandi centrali di produzione vengono dismesse venendo così meno l'effetto inerziale delle grosse macchine elettriche rotanti riducendo la stabilità della frequenza della rete[1]. Le masse rotanti inoltre, rendono la rete elettrica maggiormente flessibile fornendo e assorbendo energia reattiva. Quest'ultima infatti gioca un ruolo fondamentale nel mantenimento del livello garantito di tensione della rete. Per affrontare queste nuove sfide si è rivolta particolare attenzione ai compensatori sincroni (SC), macchine elettriche rotanti molto simili ai generatori sincroni. Essi non funzionano da alternatori poiché non sono guidati da un albero rotante, piuttosto se adeguatamente sollecitati sono capaci di mantenere la qualità della potenza fornita dalla rete scambiando energia reattiva con essa e di fornire adeguata potenza di cortocircuito per rafforzare la rete[1]. In tale lavoro di tesi è stata studiata la concreta riconfigurazione dell'unità 1 dell'impianto turbogas sito in Montalto di Castro di proprietà di Enel Green Power, usato come impianto di esempio in quanto di notevole rilievo per la transizione energetica e oggetto di recente autorizzazione ambientale mediante VIA per la potenziale implementazione di tale iniziativa, ma con considerazioni valide in generale. E' stata studiata la possibilità di modificare l'alternatore facendo in modo che esso funzioni anche da compensatore sincrono, quando richiesto. Inoltre è stata anche analizzata la possibilità di alimentare gli ausiliari del Compensatore sincrono attraverso un impianto fotovoltaico appositamente installato. Questo permetterebbe di rendere l'impianto ibrido e autosufficiente dal punto di vista della richiesta di potenza attiva dalla rete.

Capitolo 1

1 Caratteristiche generali del compensatore sincrono

1.1 Macchina sincrona

La *macchina sincrona* è tradizionalmente la macchina destinata alla generazione di energia elettrica su larga scala. Il principio elementare di funzionamento è basato sulla legge dell'induzione magnetica: se in una bobina viene fatto variare il flusso concatenato, in essa viene indotta una forza elettromotrice. Nella macchina sincrona questa variazione di flusso è realizzata facendo ruotare, internamente alle spire della bobina, un elettromagnete eccitato in corrente continua, come illustrato, in linea di principio, nella *figura* a fianco [2].

1.1.1 Principio di funzionamento

Il principio fondamentale su cui è basato il funzionamento della macchina sincrona è il movimento uniforme di rotazione relativa fra un *campo magnetico induttore* e un *sistema di conduttori indotti* opportunamente collegati elettricamente tra di loro. Facendo ruotare un sistema di conduttori indotti in un campo magnetico, in ciascun conduttore si genera una forza elettromotrice alternata (la forza elettromotrice è nulla quando il conduttore passa in corrispondenza del piano di inversione). Essa assume e mantiene un determinato verso annullandosi non appena il conduttore taglia le linee di forza uscenti da un polo nord, per poi ricominciare ad assumere gli stessi valori, ma diretti in verso contrario, quando il conduttore uscendo dal polo nord passa a tagliare le linee di forza che impattano sul polo sud del campo induttore. In *figura 1* è possibile osservare i valori istantanei della forza elettromotrice (f.e.m) indotta nel conduttore *A* durante una rotazione completa, essi sono rappresentati dalle ordinate del grafico di *figura 1 b)* che ha per ascisse gli angoli descritti dal conduttore rotante[3].

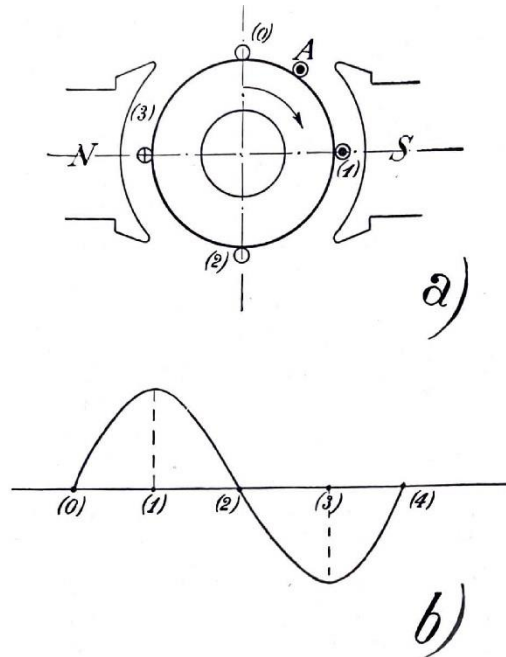


Figura 1

Visto che il campo induttore ha due poli la f.e.m risultante compie ad ogni giro un periodo completo, perciò, il sistema indotto dovrà compiere un numero di rotazioni al secondo pari alla frequenza f che si vuole ottenere. Invece per un sistema induttore a quattro poli la f.e.m indotta in ciascun conduttore compie un intero periodo solamente in metà giro. La relazione che lega il valore della frequenza al numero di giri è la seguente:

$$f = \frac{p n}{60} \quad (1.1)$$

In cui: n è il numero di giri, p coppie di poli [3].

1.1.2 Struttura della macchina

La macchina sincrona è costituita da una parte fissa, statore, e da una mobile, rotore. Lo statore sostiene gli avvolgimenti indotti in corrente alternata, mentre il rotore assume il ruolo di induttore generando il campo magnetico necessario attraverso un avvolgimento di eccitazione alimentato in corrente continua. Lo statore costituisce normalmente la parte esterna della macchina. Solo nel caso di piccole macchine e per particolari esigenze meccaniche le posizioni dei due componenti possono essere

invertite. L'avvolgimento di armatura e la conformazione geometrico-magnetica dello statore di una macchina sincrona sono un punto in comune condiviso con le macchine elettriche asincrone. Può risultare diversa, invece, la struttura del rotore. Nella macchina sincrona, infatti, il rotore può assumere forme molto diverse in funzione della potenza, del tipo di applicazione (generatore, motore) e della velocità di rotazione del motore di trascinamento[3].

1.1.3 Macchine a rotore liscio

Le macchine a rotore liscio vengono chiamate *macchine isotrope* in quanto il rotore presenta una sezione circolare ed il traferro (intercapedine d'aria tra rotore e statore) è costante in tutte le direzioni. In tale configurazione il numero di polarità realizzabile è molto basso ($p = 1, 2$) e la velocità di rotazione necessaria a produrre f.e.m. a 50 Hz è di conseguenza elevata (3000 rpm, 1500 rpm). Questi generatori sono destinati ad essere alimentati da motori primi veloci come, ad esempio, turbine a vapore o a gas, di qui il nome di turbo-alternatori che viene loro attribuito. In questa configurazione si ottengono le macchine con la potenza unitaria più alta: 1500-2000 MVA. Data l'elevata velocità di rotazione di queste macchine, i rotori assumono forme allungate e poco sviluppate radialmente, questo per contenere la forza centrifuga che si esercita sui conduttori del circuito di eccitazione[3].

1.1.4 Macchine a poli salienti

Le macchine a poli salienti, a differenza delle macchine a rotore liscio, sono adatte a motori primi più lenti, come le turbine idrauliche, esse sono caratterizzate da regimi di rotazione dell'ordine di alcune decine o centinaia di giri al minuto. Per quanto scritto, il numero di polarità dell'alternatore deve necessariamente crescere per generare tensioni indotte a 50 Hz. La forma costruttiva del rotore si sviluppa, in questo caso, in forma radiale per creare lo spazio necessario ad ospitare i tanti poli. Le polarità vengono ottenute attraverso nuclei magnetici, eccitati ciascuno da un proprio avvolgimento, essi sporgono da una ruota (denominata ruota polare) di grande diametro. Questo tipo di macchina viene detta 'a poli salienti', come si può osservare dalla *figura*, il traferro della macchina risulta variabile a seconda della direzione considerata: esso è minimo sotto l'asse polare mentre è massimo in corrispondenza al vano interpolare. Tali macchine vengono definite *anisotrope*; le potenze massime unitarie possono superare i 500MVA; le tensioni nominali degli

alternatori variano dall'ordine del centinaio di Volt a qualche decina di kV. Le tensioni più alte risultano convenienti per le potenze maggiori; un alto valore di tensione permette infatti di limitare il valore delle correnti di armatura e di rendere meno ardua l'esecuzione dell'avvolgimento.

1.1.5 Macchine a magneti permanenti

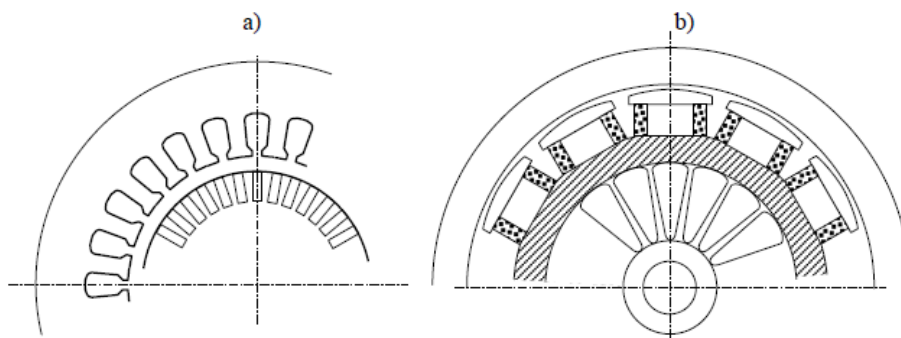


Figura 2 -Struttura di alternatori: a) Macchina a rotore liscio, turboalternatore; b) Macchina a poli salienti.

Nelle soluzioni costruttive precedentemente menzionate, il flusso induttore della macchina viene prodotto dal rotore attraverso un apposito circuito di eccitazione. Tuttavia, quando nelle normali operazioni della macchina non è richiesta una regolazione di tale flusso, si possono realizzare macchine sincrone con eccitazione a magneti permanenti. Questa possibilità consente di ridurre gli ingombri del rotore e di annullare le perdite Joule di eccitazione; tale configurazione è particolarmente sfruttata nella realizzazione di motori sincrini di piccola e media potenza, destinati ad una alimentazione a frequenza variabile. Il sistema formato da un motore sincrino a magneti permanenti, dal relativo alimentatore e dal suo sistema di controllo è definito “*motore brushless*”. La disposizione dei magneti sul rotore può essere superficiale, come illustrato nella *figura 3 a)* precedente, oppure i magneti possono essere immersi nel volume del ferro di rotore (magneti interni: *figura 3 b)*. In entrambi i casi, i magneti presentano le superfici magnetizzate in corrispondenza al traferro[3].

Nella configurazione di *figura 3 c)*, i magneti sono disposti radialmente nel rotore, la magnetizzazione dunque assume andamento trasversale e il flusso viene convogliato al traferro attraverso le porzioni di materiale ferromagnetico dolce. In

tal modo si possono realizzare macchine con elevato numero di poli e allo stesso tempo ottenere una concentrazione di flusso al traferro con valori di induzione più alti di quelli disponibili nei singoli magneti.

Lo statore mantiene in generale la forma tipica delle grandi macchine (identica a quella vista per le macchine asincrone), ma in alcuni tipi di macchina particolare può presentarsi nella versione a poli salienti come illustrato nella figura seguente.

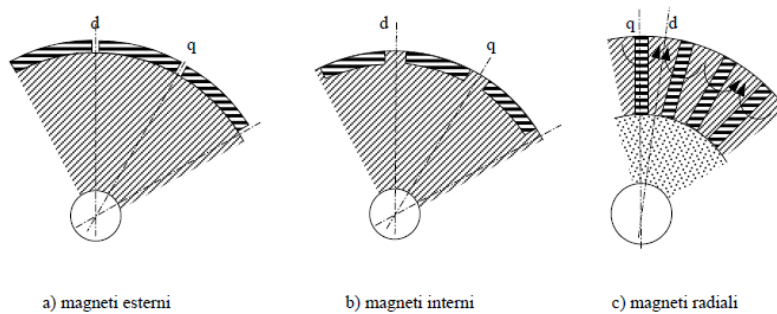


Figura 3 -Strutture di rotori a magneti permanenti.

1.1.6 Macchine a riluttanza

Tra le macchine a struttura sincrona meritano una menzione particolare le macchine a traferro variabile, oppure dette macchine a riluttanza. In queste macchine il rotore è privo di eccitazione e la sua sezione è opportunamente sagomata in modo da creare delle vie preferenziali per il passaggio del flusso magnetico prodotto al traferro dall'avvolgimento di armatura. Come per le macchine a magneti permanenti, lo statore può presentare la tipica forma a corona circolare con avvolgimenti disposti in cave lungo la circonferenza interna come per i motori asincroni, oppure può presentare una struttura a poli sporgenti.

Questa tipologia di macchine trova applicazione nel campo delle motorizzazioni, dove è particolarmente apprezzata la robustezza e semplicità del rotore[3].

1.1.7 Raffreddamento

Come già detto, le macchine sincrone possono raggiungere elevate potenze. In effetti, il 'gigantismo' nelle macchine elettriche presenta dei vantaggi in termini economici. Si ricordi che la potenza di una macchina elettrica cresce con un esponente 4 delle dimensioni lineari, mentre peso e perdite crescono in misura

minore (esponente 3 delle dimensioni). Le principali limitazioni tecniche legate all'accrescimento della potenza unitaria di una macchina riguardano problemi di smaltimento del calore. Al crescere delle dimensioni della macchina le perdite, crescono con i volumi dei materiali attivi, mentre la potenza termica dissipabile cresce con le superfici di scambio disponibili, quindi, all'aumentare delle dimensioni e della potenza, nasce uno squilibrio tra perdite e capacità di smaltimento, con aumento delle sovratemperature della macchina.

Si pensi che il calore, valutato in termini di perdite, prodotto da un alternatore da 100 MVA con rendimento 0.9 e fattore di potenza 0.75 corrisponde a 7500 kW. Per asportare tale calore dall'interno della macchina sono necessari metodi di raffreddamento particolarmente efficaci. Il fluido di raffreddamento di più semplice impiego è usualmente l'aria. Per grandi macchine il circuito di raffreddamento in aria è del tipo a circuito chiuso per limitare l'ingresso di polveri all'interno della macchina. Per le macchine di potenza maggiore, come per i turbogeneratori, l'aria viene sostituita da idrogeno, la cui maggiore conducibilità termica consente un raffreddamento più efficace. Tuttavia, l'acqua è il fluido che possiede le migliori caratteristiche dal punto di vista dell'asportazione del calore e le unità più grandi vengono equipaggiate con raffreddamento ad acqua o emulsione acqua-olio[3].

1.2 Funzionamento del generatore sincrono (alternatore)

Il generatore sincrono è tipicamente presente in tutti i processi che prevedono la conversione di energia meccanica in energia elettrica in corrente alternata, e può essere usato sia come generatore autonomo su carichi locali, sia in collegamento con una rete elettrica già esistente. Nel primo caso la velocità di rotazione, la frequenza e la tensione generata non costituiscono un vincolo funzionale come invece nel secondo caso. La quasi totalità dell'energia elettrica, oggi prodotta ed immessa nella rete di trasporto e distribuzione, è generata da macchine sincrone connesse in parallelo e alimentate da motori primi di diversa natura (turbine a gas, a vapore e idrauliche, motori diesel). Poiché la frequenza della rete è unica (50 Hz), tutti i generatori con essa collegati devono produrre energia elettrica alla stessa

frequenza. Ciò significa che tutti i generatori collegati in parallelo alla rete sono sincroni tra loro. Tale sincronismo elettrico è rispettato attraverso la scelta del numero di coppie polari dell'alternatore anche se i motori primi, che forniscono ai singoli generatori la necessaria potenza meccanica, sono caratterizzati da velocità ottimali di erogazione della potenza anche molto diverse tra loro[3].

1.2.1 Funzionamento a vuoto dell'alternatore

La corrente continua di eccitazione inviata all'avvolgimento di rotore crea un flusso (detto *flusso di eccitazione*), a distribuzione sinusoidale lungo il traferro, di tipo unidirezionale fissato rigidamente alla struttura di rotore. La direzione del vettore spaziale del flusso di eccitazione coincide con l'asse magnetico dell'avvolgimento che lo ha creato; tale asse è chiamato asse diretto. Flusso di eccitazione e la corrente di eccitazione sono legati attraverso la seguente relazione:

$$\widehat{\Phi}_{ecc} = K_{ecc} \cdot I_{ecc}$$

Quando il motore primo trascina in rotazione il rotore alla velocità di sincronismo ω_s , nelle tre fasi dell'avvolgimento di statore si inducono delle forze elettromotrici sinusoidali, sfasate nel tempo di 120° . Ricordando che i concatenamenti di flusso dipendono dagli angoli elettrici e non da quelli meccanici ($\alpha_{elettrico} = p \cdot \alpha_{meccanico}$, dove p è il numero di paia poli dell'avvolgimento) e che il numero delle spire

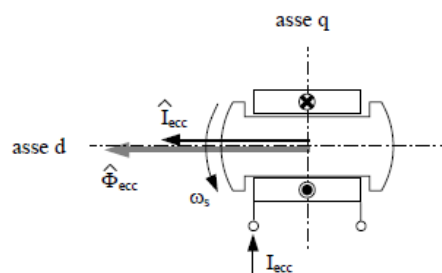


Figura 4- Rappresentazione grafica del vettore spaziale del flusso d'eccitazione

equivalenti ai fini della produzione di f.e.m. di un avvolgimento distribuito vale N_s^* , la f.e.m. indotta a vuoto nelle fasi di statore si può scrivere nel seguente modo:

$$e_0(t) = - \frac{d\lambda_s(t)}{dt} \rightarrow \overline{E_0} = -j \cdot \frac{\omega}{\sqrt{2}} \cdot N_s^* \cdot \Phi_{ecc} = -j \cdot 4.44 \cdot N_s^* \cdot f \cdot \Phi_{ecc}$$

L'ipotesi fondamentale è di studiare i morsetti elettrici di statore dell'alternatore con la convezione di segno dei generatori elettrici (segno meno nella legge di Lenz). Si ricorda nuovamente che la pulsazione elettrica ω del fasore E_0 è pari a p volte la pulsazione di sincronismo ω_s . Riconsiderando l'equazione che esprime il legame tra la corrente di eccitazione e il flusso di eccitazione, si può mettere in relazione l'ampiezza della f.e.m a vuoto con la corrente di eccitazione.

$$E_0 = K \cdot \omega \cdot I_{ecc}$$

È dunque possibile ricavare la caratteristica di magnetizzazione della macchina al variare della corrente di eccitazione.

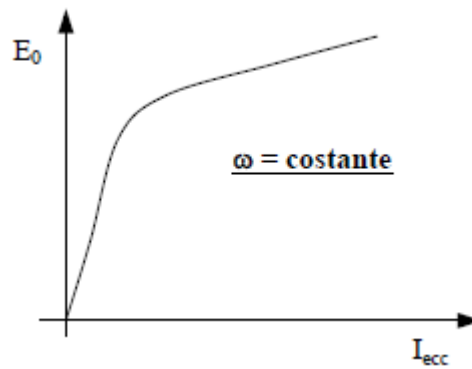


Figura 5 – Caratteristica di magnetizzazione

Durante il funzionamento a vuoto si può quindi disegnare il seguente diagramma vettoriale.

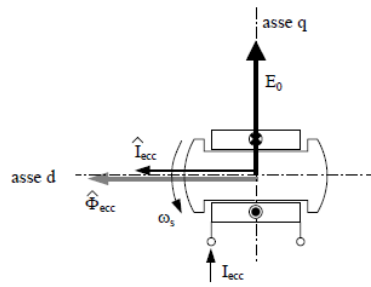


Figura 6- Diagramma vettoriale a vuoto.

Anche per l'alternatore è conveniente costruire un circuito equivalente monofase, per valutarne le caratteristiche di funzionamento.

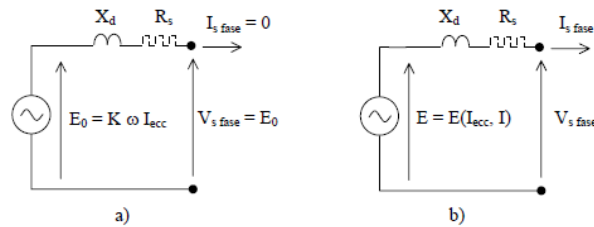


Figura 7 – Circuito equivalente monofase dell'alternatore a) funzionamento a vuoto; b) funzionamento a carico

La reattanza di dispersione di statore X_d considera i flussi dispersi a statore (in cava, in testata) mentre la resistenza R_s tiene conto delle perdite Joule di statore. In generale, per gli alternatori di grossa taglia la resistenza di statore è un parametro trascurabile ai fini del calcolo delle prestazioni ad eccezione del rendimento[3].

1.2.2 Parallelo dell'alternatore sulla rete

La prima manovra da analizzare, nelle operazioni di funzionamento dell'alternatore su una rete elettrica, è quella di parallelo. Tale operazione comporta il collegamento dei morsetti di armatura del generatore sincrono con quelli della rete e consente alla macchina di scambiare **potenza elettrica attiva e reattiva** con i carichi e con gli altri alternatori (preponderanti in termini di potenza), che costituiscono, nel loro insieme, il sistema rete. La frequenza e la tensione della rete non sono in alcun modo influenzate da questa operazione; si ritiene, in altri termini, che la rete sia di potenza prevalente rispetto alla potenza dell'alternatore. Nella fase di messa in parallelo è prevista una successione di interventi da eseguire sul motore primo e sull'eccitazione della macchina così da evitare transitori violenti nel momento della chiusura degli interruttori di connessione. Per le grosse macchine la sequenza delle azioni da fare viene gestita da un sistema di controllo automatico. Lo schema del sistema di potenza, coinvolto nell'operazione, è rappresentato in modo semplificato nella figura seguente. Una prova preliminare consiste nel verificare, con l'interruttore aperto, che i due sistemi trifase (quello creato dal generatore e quello della rete) abbiano la stessa sequenza delle fasi[3].

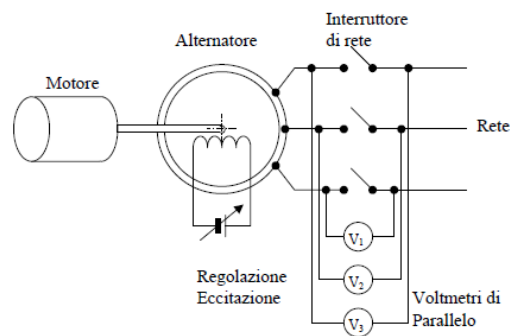


Figura 8- Parallelo di un alternatore sulla rete elettrica

Per procedere al parallelo si deve successivamente intervenire sul motore primo di trascinamento della macchina in modo che la velocità di rotazione sia prossima a quella di sincronismo. Quindi si eccita il rotore e si osservano le indicazioni dei voltmetri di parallelo. Questi strumenti leggono la differenza di tensione tra la f.e.m. indotta dall'alternatore e la tensione di rete. Tale differenza è proporzionale, in ampiezza, al vettore ΔV illustrato nella *figura* seguente. Qualora la velocità di

rotazione non fosse sincrona, l'ampiezza di ΔV varierebbe nel tempo con la pulsazione di scorrimento $\omega_{sc} = \omega_{rete} - p^* \omega_s$ e le indicazioni dei voltmetri varierebbero di conseguenza. Quindi, si regola finemente la velocità di rotazione del motore primo, cercando di stabilizzare le indicazioni dei voltmetri, o, quanto meno, cercando di rendere la loro frequenza di oscillazione molto piccola. Regolando l'eccitazione si possono trovare intervalli di tempo prolungati, per cui la differenza ΔV , letta dai voltmetri, risulti praticamente nulla. Queste condizioni compaiono quando il vettore E_0 e il vettore V_{rete} sono circa uguali in modulo e fase. Gli interruttori di parallelo possono essere chiusi quando la lettura voltmetrica è minima; in questo modo la macchina è collegata alla rete in condizione di funzionamento a vuoto e senza particolari transitori di corrente. Dopo la chiusura degli interruttori, nella condizione ideale rappresentata in *figura 9 b)*, apparentemente non si hanno ripercussioni sul comportamento dell'alternatore. Esso continua a ruotare nella stessa maniera precedente e continua a non essere presente scambio di corrente con la rete. Tuttavia, se a questo punto si modificano le condizioni operative del motore primo, la macchina reagirà, restando agganciata alla velocità di sincronismo e, qualunque azione (entro certi limiti) venga esercitata sull'albero, non sarà più in grado di modificare la velocità di rotazione [3].

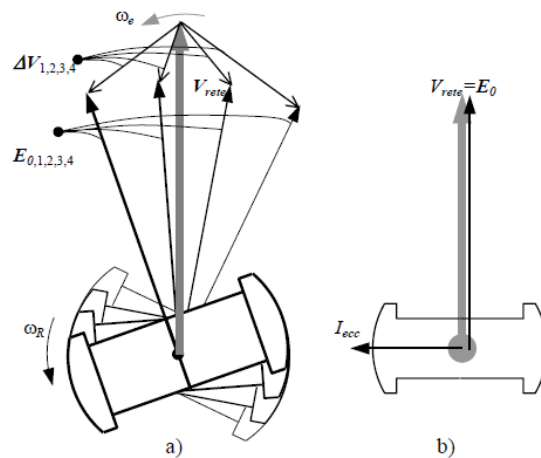


Figura 9- a) Variazioni voltmetriche in condizioni asincrone di rotazione; b) Condizione ideale di parallelo.

1.2.3 Funzionamento a carico dell'alternatore connesso in rete

L'alternatore funziona sotto carico quando eroga corrente su un circuito elettrico esterno: ciò non vuol dire necessariamente erogazione di potenza, perché nel caso in cui il circuito esterno è tale per cui la corrente risulti sfasata di 90° in ritardo o in anticipo rispetto alla tensione, qualunque sia la corrente, la potenza scambiata è nulla. Per questo motivo il carico di un alternatore non viene indicato considerando la potenza reale erogata espressa in kW, ma considerando invece la *potenza apparente* espressa in kVA (kilovoltampere) la quale dipende solamente dalla tensione ai morsetti e dalla corrente, indipendentemente dal fattore di potenza del circuito utilizzatore che interviene invece a determinare la potenza reale[3].

1.2.4 Regolazione della Potenza reattiva

Ipotizzando che l'alternatore si trovi in parallelo alla rete, nella condizione di funzionamento a vuoto descritta precedentemente, si immagina di aumentare inizialmente la corrente di eccitazione; come conseguenza aumenteranno il flusso e la f.e.m. prodotti dalla macchina. Lo squilibrio tra f.e.m. e tensione di rete genera una corrente I_S valutabile attraverso la seguente equazione:

$$\bar{I}_S = \frac{\bar{E} - \bar{V}_{rete}}{j X_d}$$

Questa corrente è in quadratura con i vettori E e V_{rete} . In tali condizioni si dice che l'alternatore è '*sovra-eccitato*': non c'è scambio di potenza elettrica attiva tra alternatore e rete, ma solamente scambio di potenza reattiva. Il comportamento della macchina è dunque analogo a quello di un condensatore (*compensatore sincrono*). Come un condensatore, l'alternatore invia potenza reattiva alla rete, che ai morsetti di connessione, viene vista come carico induttivo. La potenza reattiva scambiata può essere regolata tarando la corrente di eccitazione.

Caratteristiche simmetricamente opposte presenta il funzionamento dell'alternatore in condizioni di *sotto-eccitazione*. Se si riduce la corrente di eccitazione sotto il valore per cui la f.e.m. indotta fa equilibrio con la tensione di rete, allora la caduta di tensione sulla reattanza di dispersione si inverte e anche la corrente scambiata

ruota la sua fase di 180° . In questo caso l'alternatore si comporta come induttore (*induttore sincrono*). In tale modalità di funzionamento non è necessaria la presenza di un motore primo per il trascinamento della macchina, non si deve fornire coppia all'asse dell'alternatore. Esso può essere mantenuto in sincronismo dalla rete di alimentazione stessa, che provvede automaticamente a sopperire la piccola quota di potenza necessaria per compensare le perdite nel ferro e le perdite Joule connesse con il passaggio della corrente I_S , oltre che le perdite meccaniche dovute alla rotazione[3].

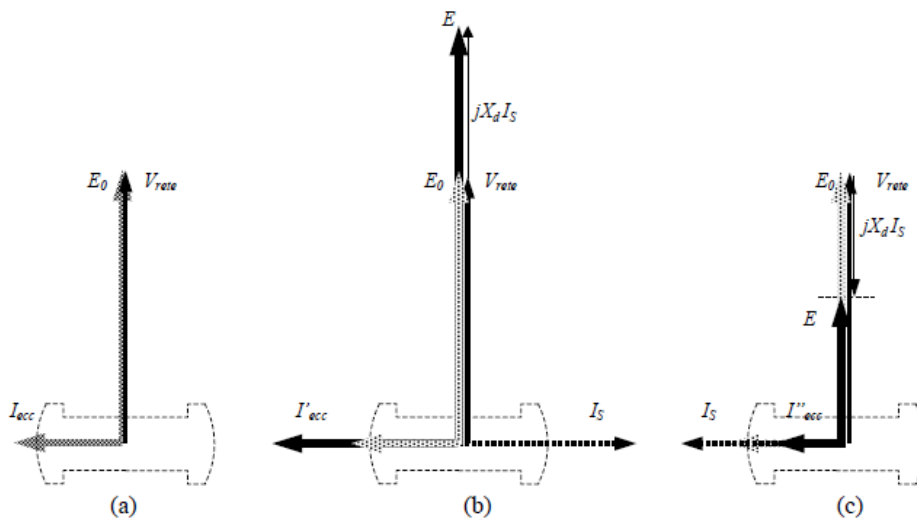


Figura 10 - Regolazione dell'eccitazione dell'alternatore e scambio di potenza reattiva con la rete.

1.2.5 Regolazione della Potenza attiva

Il modo in cui un alternatore scambia potenza elettrica attiva con la rete a cui è connesso si comprende a partire dalla condizione ideale di funzionamento a vuoto, la f.e.m., prodotta per effetto dell'eccitazione, equilibra esattamente la tensione di rete e non si ha corrente erogata. Se si trascurano tutte le perdite interne alla macchina si può ritenere che la condizione operativa possa essere mantenuta senza la necessità di richiedere potenza meccanica al motore primo e quindi senza coppia trasmessa all'albero. Nel diagramma vettoriale di *figura 11 a*) i due vettori V_{rete} ed E_0 viaggiano di conserva, ruotando sincroni nel senso antiorario convenzionalmente positivo. Tuttavia, mentre il vettore V_{rete} ha una velocità di rotazione imposta dalla rete elettrica, il vettore E_0 deve essere pensato solidale alla posizione spaziale del rotore e ruota con la velocità di quest'ultimo. Se a questo punto si aumenta la coppia prodotta dal motore primo e, con essa, la potenza meccanica trasmessa all'albero,

il rotore della macchina tende inizialmente ad accelerare ed il vettore E , ad esso collegato, tende ad anticipare rispetto alla tensione di rete. Il diagramma vettoriale si modifica come illustrato nella *figura 11 b)*, nell'ipotesi di regolare la corrente di eccitazione in modo da garantire l'uguaglianza $E = V_{rete}$. Lo sfasamento tra il vettore E ed il vettore V_{rete} dà luogo al passaggio di una corrente tra alternatore e rete, che, nel caso di una macchina isotropa, è direttamente determinabile dal circuito equivalente semplificato attraverso la relazione.

La corrente di armatura presenta una componente (I_{sq}) in fase con la f.e.m. (E), che testimonia, la nascita di una coppia di origine elettromagnetica che contrasta la rotazione e quindi la coppia motrice applicata all'albero. Poiché questa componente aumenta al crescere dell'angolo β di anticipo del vettore E , prima o poi la coppia elettromagnetica della macchina eguaglierà esattamente la coppia motrice applicata all'albero, consentendo una nuova posizione sincrona di equilibrio dei diversi vettori del diagramma [3].

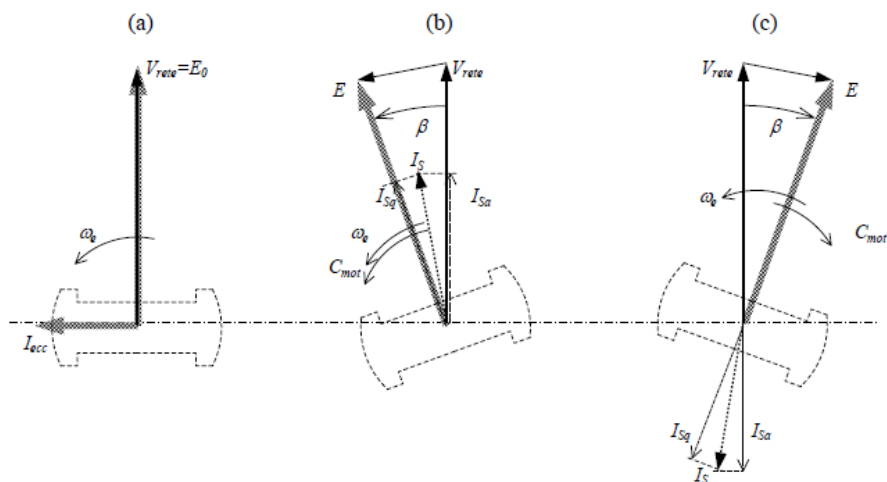


Figura 11- Scambio di Potenza attiva tra l'alternatore e la rete

1.2.6 Reattanza sincrona

Durante il funzionamento a carico dell'alternatore la forza elettromotrice E indotta negli avvolgimenti della macchina è generata dal flusso complessivo di macchina Φ_m , come mostrato in *figura*:

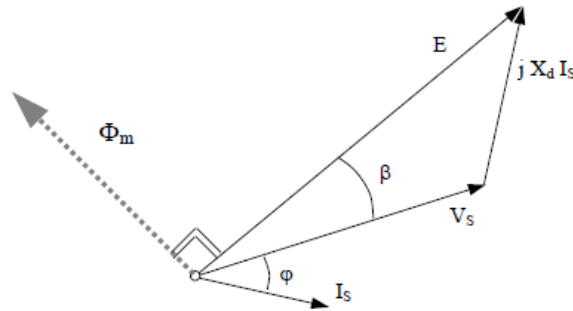


Figura 12

Si ricordi che il sistema trifase delle correnti di statore, fluendo nei rispettivi avvolgimenti di fase, genero un campo magnetico rotante sincrono con il rotore. A tale campo magnetico rotante si associa una distribuzione di flusso al traferro, denominato flusso di reazione di indotto Φ_r . Il flusso di macchina Φ_m è risultante del flusso di eccitazione Φ_{ecc} e del flusso di reazione Φ_r . Ragionando in termini di vettori spaziali, equivalenti alle diverse distribuzioni fondamentali di flusso al traferro, si può scrivere la seguente relazione:

$$\widehat{\Phi}_m = \widehat{\Phi}_{ecc} + \widehat{\Phi}_r$$

Si deve precisare che tale legame tra i flussi al traferro è corretto qualora sia valida l'ipotesi di linearità magnetica del ferro. Viceversa, è sempre valida la composizione dei vettori rappresentativi delle distribuzioni di forza magnetomotrice creati dalle correnti.

$$\widehat{F}_m = \widehat{F}_{ecc} + \widehat{F}_r = N'_{ecc} \cdot I_{ecc} + N'_s \cdot \hat{I}_s$$

In quest'ultima N'_{ecc} ed N'_s rappresentano il numero di spire equivalenti ai fini della produzione di F.m.m. (forza magnetomotrice) dei rispettivi avvolgimenti [3]. Tale

relazione evidenzia che il vettore spaziale F_r è in fase con il vettore spaziale della corrente di statore, come indicato nella *figura* che segue.

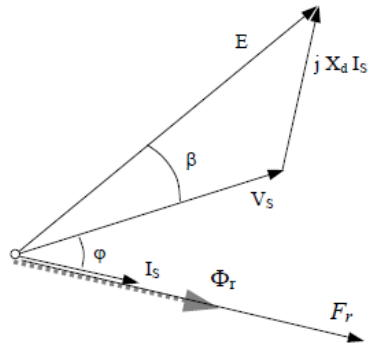


Figura 13

Nell'ipotesi di linearità magnetica della macchina, si può disegnare il seguente diagramma vettoriale. Nel caso di presenza di fenomeni di saturazione del ferro i triangoli di forza magnetomotrice e di flusso non sarebbero più tra loro simili[3].

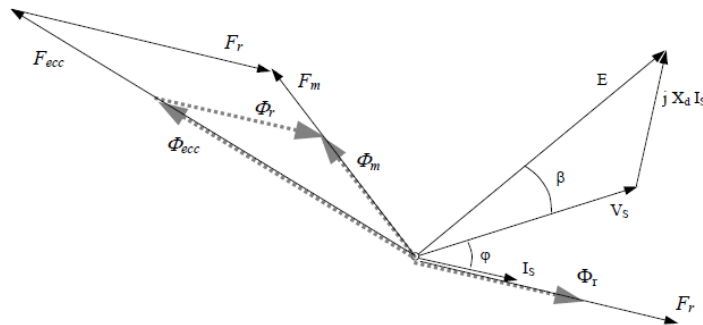


Figura 14

La *figura* precedente mostra che il fenomeno di reazione di indotto genera una pesante variazione del flusso di macchina nel passaggio da vuoto a carico della macchina. In particolare, con carichi ohmico-induttivi il fenomeno comporta una pesante smagnetizzazione dell'alternatore rispetto alla condizione di funzionamento a vuoto (corrente di statore nulla e flusso di macchina pari al flusso di eccitazione)[3]. Il diagramma vettoriale precedente può essere completato indicando anche il vettore della f.e.m a vuoto E_0 . Tale vettore risulta sfasato in ritardo di 90° rispetto al flusso di eccitazione. Poiché le f.e.m E_0 ed E sono proporzionali ai flussi che le generano (rispettivamente Φ_{ecc} e Φ_m) tramite il numero di spire equivalenti dell'avvolgimento di statore ai fini della produzione di tensione indotta, si ha che il triangolo delle f.e.m deve essere simile al triangolo dei flussi[3].

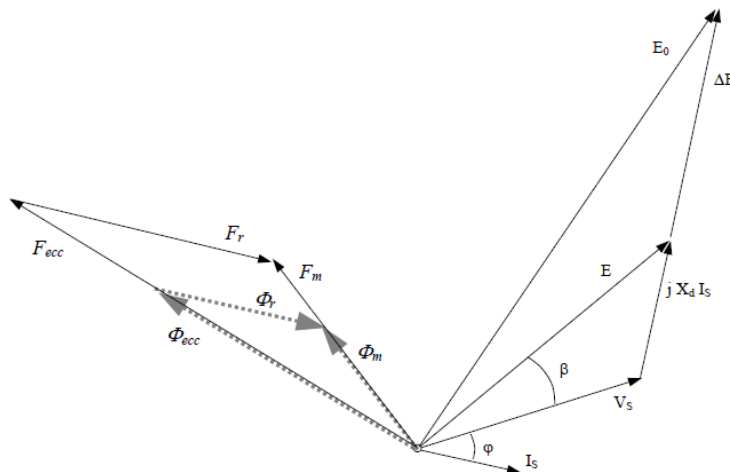


Figura 15

Per quanto scritto, si può concludere che il vettore ΔE deve necessariamente avere la stessa direzione della caduta di tensione sulla reattanza di dispersione, ovvero del vettore $j X_d I_s$. Quindi, indipendentemente dalla situazione di carico (I_s e $\cos\phi$), il vettore ΔE risulta in anticipo di 90° rispetto al vettore I_s e la sua ampiezza risulta proporzionale alla corrente erogata dalla macchina.

Queste considerazioni permettono di poter interpretare il vettore ΔE come una caduta di tensione su una reattanza induttiva. Tale reattanza, denominata reattanza di reazione di indotto, può essere inserita nel circuito equivalente in serie alla reattanza di dispersione. La serie di queste due reattanze viene denominata reattanza sincrona X_S della macchina, come indicato nella *figura* seguente [3].

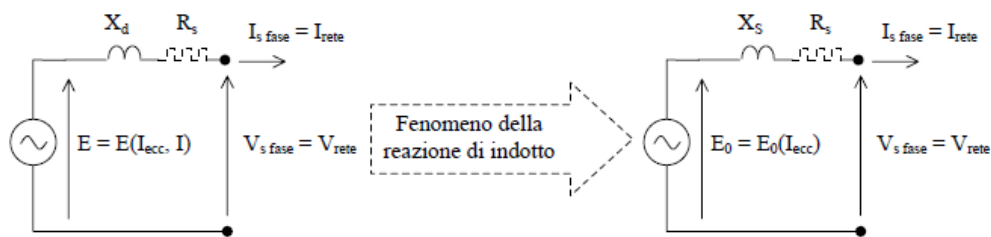


Figura 16- Circuito equivalente monofase dell'alternatore.

Grazie alla definizione di reattanza sincrona si spiega la dipendenza della tensione indotta dalla sola corrente di eccitazione.

E' da notare che i fenomeni di smagnetizzazione della macchina a causa della reazione di indotto sono estremamente pesanti. Nel caso dei grossi alternatori utilizzati nelle centrali elettriche la caduta di tensione percentuale dovuta alla presenza della reazione di indotto (cioè il valore di ΔE rapportato alla tensione nominale della macchina) può raggiungere il 100 % - 150 %. Questo significa che la caduta di tensione sulla reattanza di dispersione è molto minore di quella sulla reattanza di reazione ($X_d \ll X_r \approx X_s$).

Nella *figura* seguente è rappresentato il diagramma vettoriale a carico dell'alternatore. L'angolo δ di sfasamento tra il vettore E_0 e il vettore V_s viene chiamato angolo di carico e rappresenta una grandezza di fondamentale importanza per lo studio della macchina sincrona[3].

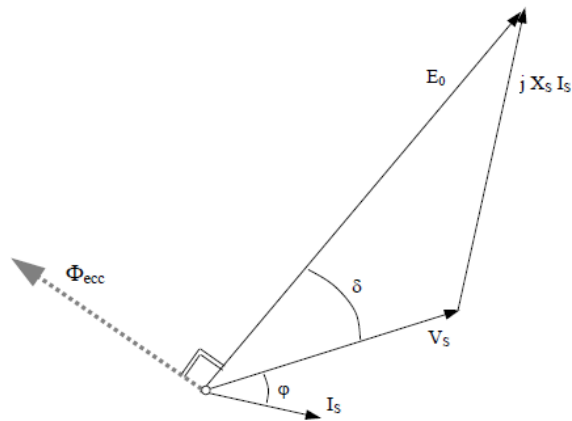


Figura 17- Diagramma vettoriale a carico dell'alternatore.

1.2.7 Regolazione della potenza attiva e reattiva

Dopo aver definito il concetto di reattanza sincrona ed il circuito equivalente per la macchina è possibile analizzare, in termini di diagrammi vettoriali, la regolazione della potenza attiva e reattiva generata dall'alternatore.

Considerando il diagramma vettoriale seguente, relativo ad un certo stato di carico dell'alternatore.

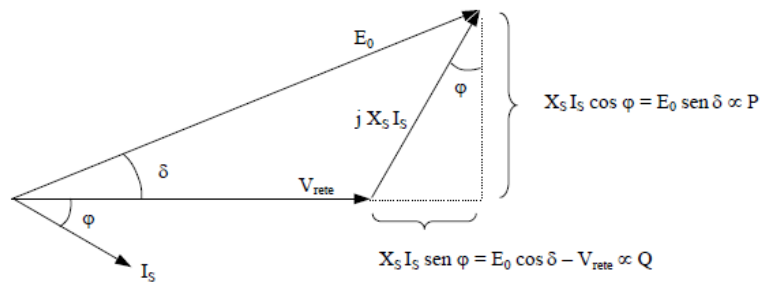


Figura 18

In tale *figura* sono evidenziati a linea tratteggiata due segmenti proporzionali, rispettivamente, alla potenza attiva P e reattiva Q inviate in rete dall'alternatore. Si noti che il valore della tensione di rete è fisso.

Se si vuole regolare la potenza reattiva Q erogata in rete mantenendo costante la quota di potenza attiva, si deve regolare la corrente di eccitazione e quindi l'ampiezza della tensione E_0 , in modo che la punta del vettore E_0 si muova su una retta orizzontale. Nella *figura* seguente è rappresentato il caso di un aumento della potenza reattiva generata ($Q' > Q$). Si noti come la regolazione della potenza reattiva, ottenuta secondo il procedimento indicato, non richieda la regolazione della coppia fornita dal motore primo[3].

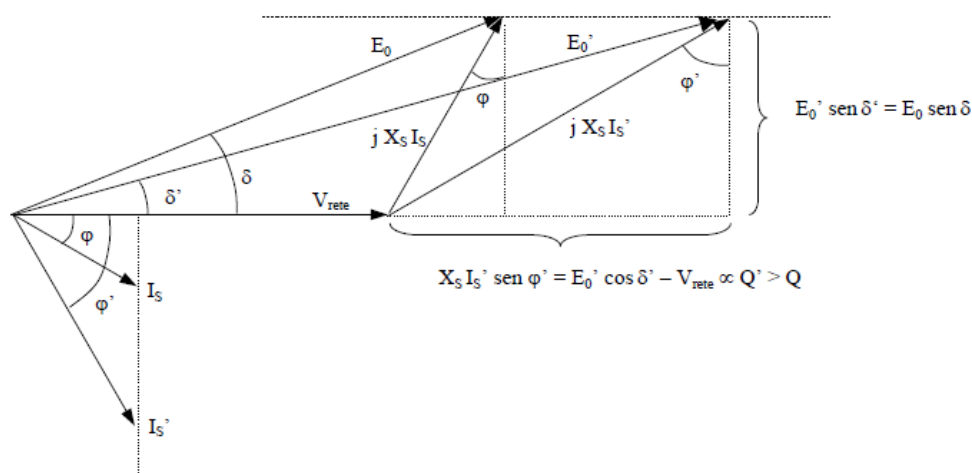


Figura 19- Regolazione della Potenza reattiva.

Partendo dalla condizione di carico assunta inizialmente e si ipotizzi di variare la potenza attiva erogata (ad esempio aumentarla, $P'' > P$), mantenendo costante la corrente di eccitazione. Per far ciò si deve aumentare l'ampiezza del segmento $E_0' \sin \delta$ e quindi la coppia. Poiché l'ampiezza del vettore E_0 si mantiene costante, il vettore E_0 deve ruotare in senso antiorario per realizzare il nuovo angolo di carico δ'' . La *figura* seguente illustra che l'aumento della coppia e della potenza attiva si accompagna ad una diminuzione della potenza reattiva ($Q'' < Q$). Per riportarsi nelle stesse condizioni di potenza reattiva di partenza basta aumentare la corrente di eccitazione, secondo il procedimento indicato in precedenza [3].

In conclusione, si possono riassumere i principi di regolazione dell'alternatore nel

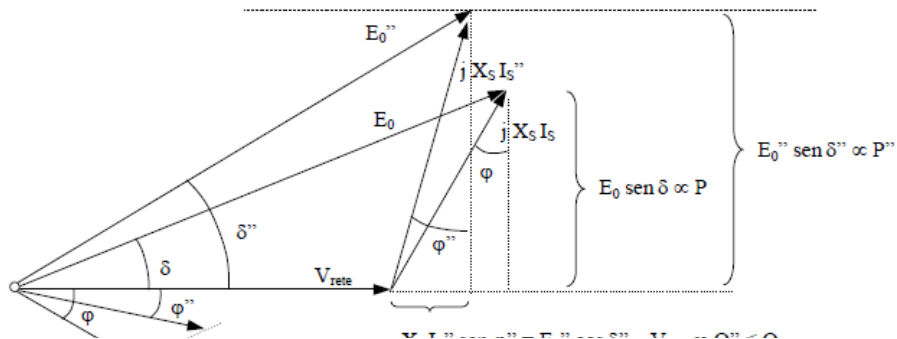


Figura 20-Regolazione della Potenza attiva e reattiva.

modo seguente:

- Per regolare la potenza attiva generata si deve agire sulla coppia applicata all'asse;
- Per regolare la potenza reattiva erogata si deve agire sulla corrente di eccitazione.

Capitolo 2

2 Reti elettriche

2.1 Introduzione

In quest'ultimo decennio, lo scenario di evoluzione per le reti di distribuzione dell'energia elettrica è significativamente cambiato. In precedenza, l'architettura delle reti elettriche era pensata per soddisfare una situazione caratterizzata dalla presenza di grandi nodi di produzione operanti con centrali che utilizzavano combustibili fossili e/o nucleari e a distanze rilevanti dai centri di utilizzo. Per il carico, era consolidato il concetto di dovere soddisfare l'utenza elettrica ad ogni ragionevole costo. La rete elettrica assumeva quindi il solo ruolo di trasmettere energia dalle sorgenti di generazione ai punti di consumo (rete passiva). La rete elettrica assumeva quindi il solo ruolo di trasmettere energia dalle sorgenti di generazione ai punti di consumo (rete passiva). I cambiamenti significativi introdotti dalla deregolamentazione dei mercati elettrici, dalla spinta allo sviluppo sostenibile e quindi all'utilizzo di combustibili meno inquinanti, lo sviluppo della tecnologia della generazione distribuita (GD) e gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili stanno sempre più indirizzando il sistema elettrico verso soluzioni comprendenti reti elettriche di distribuzione di tipo attivo[4].

2.2 Controllo della Potenza e della frequenza

In un sistema di alimentazione sviluppato, il controllo della potenza attiva e della frequenza è solo debolmente correlato al controllo della potenza reattiva e della tensione. Ciò perchè il funzionamento degli operatori che controllano la potenza attiva generata dagli alternatori è indipendente dal funzionamento dei regolatori automatici di tensione (AVR) che controllano l'eccitazione della macchina, dunque la potenza reattiva e la tensione dei generatori.

In un grande sistema interconnesso, composto da tanti generatori sincroni di diverse dimensioni essi sono connessi dunque hanno tutti la stessa frequenza. La capacità delle macchine di aumentare rapidamente la propria produzione da zero a pieno carico e successivamente ridurre la loro produzione è importante. E' estremamente improbabile che le macchine generatrici riescano in qualsiasi istante a eguagliare esattamente il carico. Quando la potenza generata supera il carico sulla rete la macchina tenderà ad aumentare la velocità di rotazione e la frequenza aumenterà di conseguenza e viceversa. Quindi la frequenza non è una quantità costante ma varia continuamente, tali variazioni sono normalmente piccole e non hanno alcun effetto evidente sulla maggior parte dei consumatori. Le variazioni di frequenza, salite o discese, sono costantemente monitorate: sia per intervalli di tempo standard sia a lungo termine. Qualora la produzione totale disponibile fosse insufficiente a soddisfare il carico, la frequenza subirà una riduzione. Se la frequenza diminuisce di un valore superiore a 1 Hz, sorge una situazione grave poiché: la velocità delle pompe e dei ventilatori della centrale decresce e limita la produzione di potenza della centrale di produzione stessa. Quando la generazione di potenza è insufficiente, nonostante la riduzione della frequenza generi un abbassamento della domanda di potenza, la tensione del sistema deve essere ridotta (con conseguente ulteriore riduzione del carico) e se ciò non è sufficiente allora i carichi dovranno essere disconnessi finché la frequenza non è ristabilita a livelli normali. Quando si verifica un aumento del carico, la velocità di rotazione e la frequenza di tutti i generatori connessi diminuiscono, poiché il fabbisogno energetico è soddisfatto dall'energia cinetica, poi trasformata dalle macchine, ciò provoca un aumento della massa di fluido immesso in turbina[4].

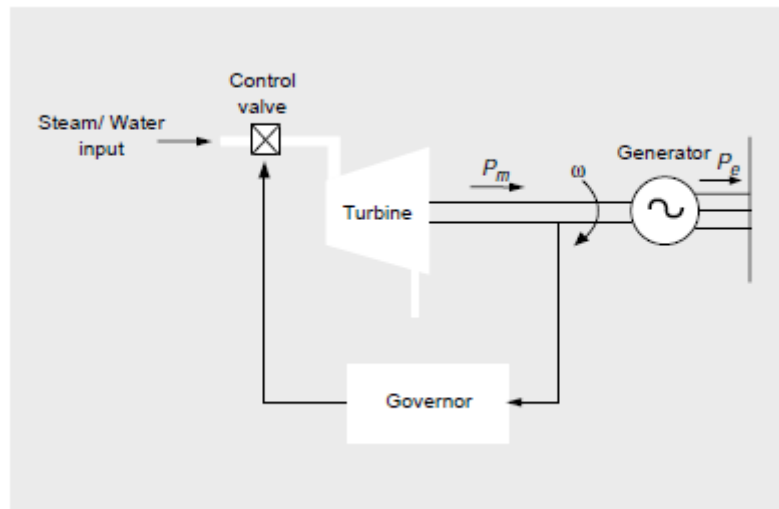


Figura 21- Controllo della frequenza; la velocità angolare è misurata e controllata attraverso una valvola posizionata nella condotta di immissione in turbina.

Quando $P_m = P_e$ la velocità di rotazione dei generatori si mantiene costante e la frequenza è costante a 50 (60) Hz. Quando $P_m < P_e$ la velocità di rotazione del generatore e la frequenza si riducono. Quando invece $P_m > P_e$ la velocità di rotazione del generatore e conseguentemente la frequenza aumentano.

In un sistema interconnesso, la variazione di potenza accoppiata alla variazione di frequenza è chiamata rigidità del sistema. Minore è la variazione di frequenza per una data variazione di carico, più rigido è il sistema[4].

2.3 Controllo della tensione e della potenza reattiva

Si consideri il semplice sistema che collega due stazioni di generazione A e B, come in *figura*. Inizialmente il sistema è considerato solo reattivo e R viene ignorato. La macchina in A è in anticipo di fase rispetto a quella in B e $V_1 > V_2$, quindi c'è un flusso di potenza reale da A a B. Questo può essere visto dal diagramma dei fasori mostrato nella *figura 22(b)*. Si nota che I_d e dunque P sono determinate tramite l'angolo δ e Q invece tramite la differenza $V_1 - V_2$. In questo caso se $V_1 > V_2$ la potenza reattiva è trasferita da A a B. Variando l'eccitazione del generatore in modo tale che $V_2 > V_1$, la direzione della potenza reattiva viene invertita, come mostrato in *figura 21(c)*.

Quindi, la potenza reale può essere inviata da A a B o da B ad A regolando opportunamente la quantità di vapore (o acqua) immessa nella turbina e la potenza reattiva può essere inviata in entrambe le direzioni regolando le grandezze di tensione. Queste due operazioni sono approssimativamente indipendenti l'uno dall'altro se $X \gg R$, e il flusso di potenza reattiva può essere studiato quasi indipendentemente dal flusso di potenza reale.

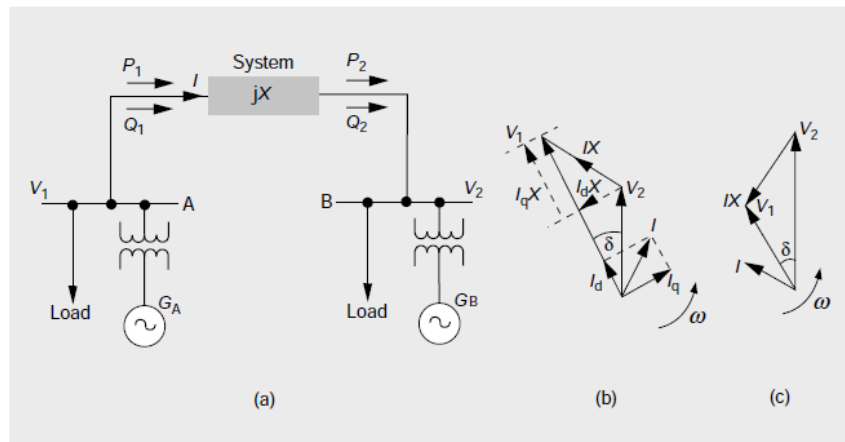


Figura 22- Trasmissione di Potenza reattiva tra due generatori interconnessi.

Il diagramma fasoriale mostra che se esiste una differenza di potenziale tra un collegamento reattivo, la potenza reattiva transita verso il nodo a più basso potenziale. Da un altro punto di vista, a seguito di una carenza di potenza reattiva in uno specifico punto della rete avverrà una diminuzione di tensione cosicché le linee ad esso connesso possano fornire la potenza reattiva richiesta. Viceversa se vi è un surplus di potenza generata (cavi leggermente caricati generano var positivi) la tensione in quel punto aumenterà. Questo è un modo conveniente per esprimere l'effetto del fattore di potenza della corrente trasferita, e sebbene inizialmente possa sembrare poco familiare, la capacità di pensare in termini di flussi var, invece che esclusivamente con fattori di potenza e diagrammi fasori, faranno rendere molto più facile lo studio delle reti elettriche [4].

Se si può stabilire che Q_2 nel sistema mostrato in *figura 22* sia zero, non c'è di conseguenza alcuna tensione ai capi di A e B. Assumendo che il sistema interconnesso della *figura 22 (a)* presenti un valore di resistenza e che V_1 sia costante. Si consideri l'effetto su V_2 e dunque la relativa differenza di tensione, dall'equazione:

$$Q_2 = \frac{V_2 \Delta V - RP_2}{X}$$

In cui K è una costante e R è la resistenza del sistema. Se questo valore di Q_2 non esiste naturalmente nel circuito, allora dovrà essere ottenuto con mezzi artificiali, come il collegamento in B di condensatori o induttori.

Se il valore della potenza cambia da P_2 a P'_2 e se V_2 rimane costante, allora la potenza reattiva in B deve cambiare in Q'_2 così da equazione:

$$Q'_2 - Q_2 = \frac{R}{X} (P'_2 - P_2)$$

cioè un aumento della potenza reale provoca un aumento della potenza reattiva necessaria per mantenere V_2 costante. La variazione, tuttavia, è proporzionale a (R/X) , che normalmente è piccola. Si vede che la tensione può essere controllata mediante l'iniezione nella rete di potenza reattiva di segno corretto [4].

2.4 Generazione ed assorbimento della potenza reattiva

2.4.1 Generatore sincrono

I generatori sincroni possono essere utilizzati per generare o assorbire potenza reattiva. Una macchina, se sovraccitata (cioè con un'eccitazione maggiore di quella nominale), genera potenza reattiva mentre una macchina sotto eccitata la assorbe. I generatori sincroni sono la principale fonte di immissione nella rete elettrica di potenza reattiva di entrambi i segni. La capacità di generare o assorbire potenza

reattiva è dimostrata dalle prestazioni grafico di un generatore sincrono come in *figura*.

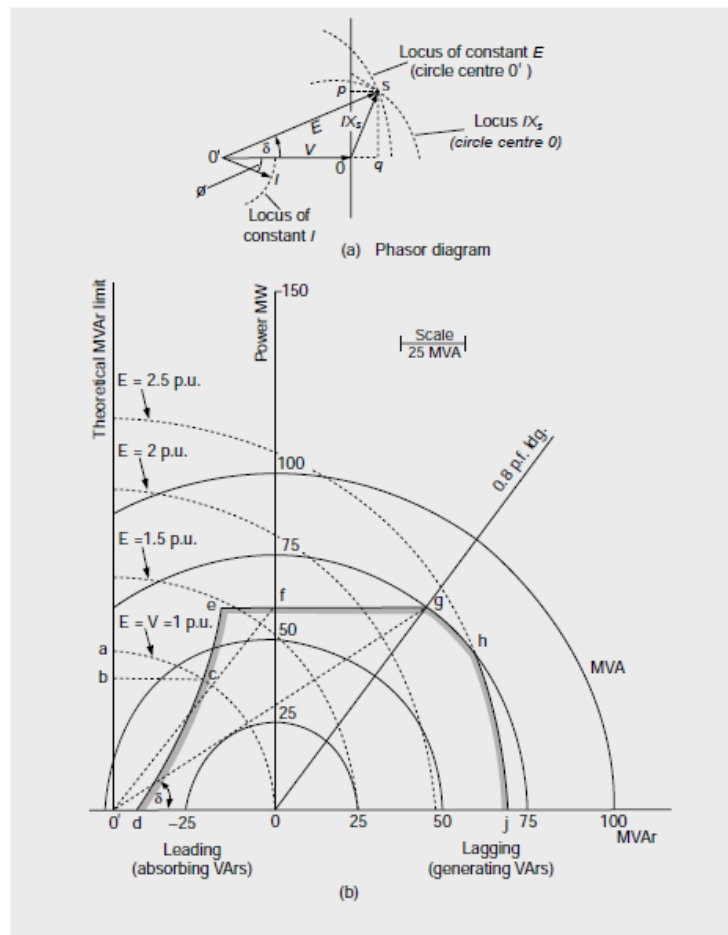


Figura 23- Grafico della macchina sincrona.

La generazione di potenza reattiva (funzionamento con fattore di potenza in ritardo) è limitato dalla massima tensione di eccitazione consentita oltre la quale le correnti portano al surriscaldamento del rotore.

La capacità di assorbire potenza reattiva è determinata dal rapporto di cortocircuito ($1/\text{reattanza sincrona}$) come distanza tra l'asse delle potenze e quello teorico la linea del limite di stabilità nella *figura 23* è proporzionale al rapporto di

cortocircuito. Nelle macchine moderne il valore del rapporto di corto circuito è ridotto per motivi economici, quindi la capacità intrinseca di operare a fattori di potenza in anticipo (assorbendo VAR) è ridotta.

Per esempio, una macchina da 200 MW che lavora con un fattore di potenza 0.85 e con 10% di tolleranza di stabilità può assorbire 45 Mvar a piena potenza. La capacità di assorbire potenza reattiva (var) può essere aumentata mediante l'uso di regolatori di tensione ad azione continua[4].

2.4.2 Linee e trasformatori

A pieno carico, le linee aeree assorbono potenza reattiva. Una corrente I (A) che fluisce in una linea di reattanza per fase $X(V)$ assorbe una potenza reattiva pari a I^2X per fase. Su linee estese e con carichi leggeri le capacità di shunt diventano dominanti e diventano quindi generatori di potenza reattiva; anche le linee aeree ad alta tensione sono fonte di generazione di potenza reattiva.

I trasformatori assorbono sempre potenza reattiva. Per un trasformatore di reattanza pari a X_T e con un load rating di $3V_\phi I_{rated}$ la resistenza ohmica è pari a :

$$X(\Omega) = X_T \frac{V_\phi}{I_{rated}}$$

Dunque la potenza in var assorbita è:

$$P = 3I^2 X_T \frac{V_\phi}{I_{rated}}$$

2.4.3 Cavi

I cavi sono generatori di potenza reattiva a causa dell'elevata capacità di shunt. Un cavo da 275 kV che trasporta 240 MVA produce 6.25-7.5 Mvar per km; un cavo esercito a 132 kV può produrre circa 1.9 Mvar per km, oppure un cavo a tensione pari a 33kV può generare 0.125 Mvar per km[4].

2.4.4 Carichi

Un carico con fattore di potenza 0.95 implica una richiesta di potenza reattiva di 0.33 kvar di potenza. Nella progettazione di una rete è opportuno valutare i requisiti di potenza reattiva per verificare se i generatori sono in grado di funzionare al fattore di potenza richiesto per valori estremi di carico[4].

2.5 Metodi per il controllo della tensione: Immissione di potenza reattiva

Nei sistemi di trasmissione con $X \gg R$, le tensioni di sbarra possono essere controllate immettendo o prelevando potenza reattiva. Nelle reti di distribuzione invece controllare la tensione attraverso il flusso di potenza reattiva è meno efficace per via dell'elevata resistenza del circuito che causa un aumento delle perdite in potenza reale. Sebbene la potenza reattiva non sia capace di compiere lavoro, porta però ad un aumento della corrente nella rete e quindi un aumento di perdite di potenza reale. Spesso i fornitori di energia penalizzano i carichi con un basso fattore di potenza applicando degli oneri sui kvarh (o kvarh) consumati in aggiunta agli oneri sui kWh consumati. Inoltre per migliorare il fattore di potenza si installano presso i carichi industriali per esempio dei capacitori statici. L'effetto principale di trasmettere potenza con un fattore di potenza non unitario è di aumentare le perdite, ridurre l'abilità del circuito di trasportare potenza attiva e di aumentare le cadute di tensione. Quindi sia i costi operativi che i costi capitali aumentano se il fattore di potenza è basso. Si evince dall'equazione che, per circuiti con un rapporto X/R significativo, il salto di tensione è determinato dalla potenza reattiva Q .

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$$

Se il fattore di potenza non è unitario la corrente di linea è elevata, aumentando così le perdite I^2R (effetto Joule) e riducendo la capacità termica della linea. Uno dei posizionamenti più ovvi per l'immissione artificiale di potenza reattiva è presso i carichi stessi. Generalmente, esistono quattro metodi per immettere potenza reattiva:

- Capacità statiche di shunt
- Capacità statiche in serie
- Compensatore sincrono
- STATCOMs

2.5.1 Capacità di shunt e Reattanze shunt

I condensatori di shunt sono utilizzati per compensare carichi con fattore di potenza in ritardo (induttivi), invece le reattanze shunt sono utilizzate per compensare i var generati da cavi carichi. L'effetto di questi dispositivi dunque è quello di fornire o assorbire potenza reattiva richiesta e dunque mantenere la tensione ai livelli corretti. Tali condensatori sono collegati direttamente alla sbarra colletttrice o all'avvolgimento terziario di un trasformatore principale[4].

2.5.2 Capacità in serie

I condensatori possono essere connessi in serie con linee aeree e usati per ridurre la reattanza induttiva tra il punto di alimentazione e il carico. Essendo connessi in serie tali dispositivi presentano come problematica principale il rischio di essere attraversati da correnti di corto circuito elevate dunque devono essere previsti delle protezioni adatte per mitigare l'effetto di tali correnti[4].

2.5.3 Compensatore sincrono

Un compensatore sincrono è una macchina sincrona che funziona senza un carico meccanico e a seconda del valore di eccitazione dei suoi avvolgimenti può assorbire o generare energia reattiva. Se utilizzato con un regolatore di tensione, il compensatore sincrono può funzionare automaticamente in stato sovraeccitato nei momenti di carico elevato o in stato sotto-eccitato nei momenti di carico leggero.

Gli utilizzatori tipici dei compensatori sincroni erano le imprese dell'industria pesante, poiché tali macchine producevano la potenza reattiva necessaria a bilanciare i carichi altamente induttivi dei motori elettrici industriali. Dopo anni in cui l'interesse sui compensatori è calato, si sta tornando all'utilizzo di questa macchina elettrica per gestire l'integrazione su larga scala della generazione di energia eolica e solare e per sviluppare una rete 'intelligente' di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Come menzionato in precedenza il compensatore sincrono può migliorare la qualità delle reti future:

- Regolazione della tensione
- Supporto inerziale per la stabilità della frequenza
- Contributo in caso di guasto

L'equilibrio tra domanda e offerta è fondamentale per mantenere una frequenza di rete stabile. Storicamente, questo equilibrio è stato efficace autoregolato dalla grande inerzia di rotazione fornita dai tradizionali generatori rotanti. Ma ora c'è una varietà di risorse energetiche non sincrone sulla rete come: solare, maree, batterie (Battery energy storage, BESS). Esse sono intermittenti e prive di qualsiasi connessione elettromeccanica alla rete. Il risultato è un aumento del tasso di variazione della frequenza (RoCoF). La massa rotante dei condensatori sincroni può fornire l'inerzia istantanea che mantiene entro i limiti la frequenza di rete. Il compensatore sincrono è capace di aiutare la rete smorzando le escursioni di frequenza e fornendo più tempo per l'operatore di prendere le misure adeguate per rispondere ai cambiamenti di frequenza.

Quando si verificano guasti nella rete, i generatori 'non sincroni' non sono capaci di fornire istantaneamente supporto per evitare danni dei carichi. Per i generatori 'non sincroni' il valore della corrente di guasto è simile al valore della corrente nominale, invece la risposta alla corrente di guasto di un compensatore sincrono è

definita dai parametri elettrici della macchina ciò significa che può essere più elevata della corrente nominale (5 volte più grande). La corrente di guasto è un parametro importante perché la maggior parte dei sistemi di protezione monitorano la differenza tra il suo valore e il valore di corrente nominale. Questa differenza deve essere abbastanza grande per essere identificata facilmente[4].

Come detto finora il compensatore sincrono è in grado di fornire elevati valori di potenza reattiva (Mvar) per la regolazione della tensione. Nel caso di una riduzione della tensione, potenza reattiva viene prodotta per sostenere il potenziale della rete. Allo stesso modo, in condizione di sovratensione la potenza reattiva viene assorbita dalla macchina stessa.

2.5.4 Utilizzi

Come mostrato in *figura 24*, il compensatore sincrono può essere inserito in diverse aree della rete elettrica.

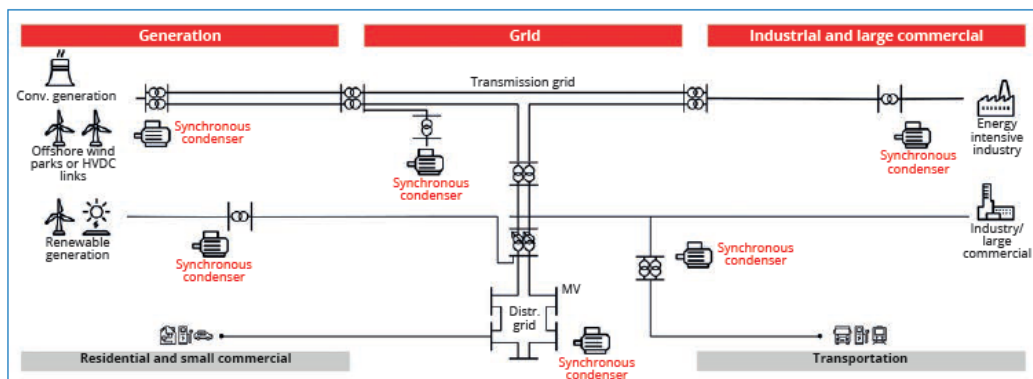


Figura 24- Configurazione della rete elettrica con compensatore sincrono.

Per impianti di produzione da **fonte rinnovabile**, i compensatori sincroni supportano la tensione di rete e mitigano i transitori di guasto. I grossi impianti fotovoltaici possono aumentare la produzione se accoppiati ad un SC incrementando la fornitura di potenza attiva nella rete come altrimenti parte della potenza totale dell'inverter deve essere assegnata per la compensazione della potenza reattiva[1].

Per impianti di **generazione di energia convenzionale** sincrona i compensatori sincroni mitigano l'instabilità di frequenza che avviene quando si ha uno squilibrio del picco di domanda. Supportano la rete con inerzia e scaricano la potenza reattiva dai generatori durante i tempi di picco. Inoltre i compensatori sincroni possono consentire agli operatori di generazione di energia di vendere servizi ausiliari aggiuntivi come maggiore inerzia, corrente di guasto aggiuntiva e reattiva energia.

Per i **gestori dei sistemi di trasmissione (TSO)**, i compensatori sincroni mitigano la protezione ai problemi dovuti alla diminuzione del livello di cortocircuito, ai rapidi cambiamenti nel flusso di potenza, stabilità del sistema, alla suddivisione della potenza rispetto ai livelli di inerzia. Possono facilitare la previsione dell'inerzia, fornire ulteriore capacità di cortocircuito, di rafforzare la rete e rimediare alle cadute di tensione durante i picchi di carico pesante.

Per i **gestori di distribuzione (DSO)**, i compensatori sincroni attenuano le grandi variazioni dei livelli di corto circuito tra i periodi diurni e notturni, aiutano a gestire i buchi di tensione più profondi e migliorano la qualità della potenza. Nelle reti di distribuzione i compensatori sincroni forniscono anche la corrente di guasto e l'inerzia necessaria durante il funzionamento ad 'isola', come nel caso pratico delle micro-reti.

2.5.5 Soluzioni impiantistiche

Le soluzioni impiantistiche per l'installazione dei compensatori sincroni fondamentalmente si dividono in:

- Impianti indipendenti
- Centrali termoelettriche con compensatore sincrono
- Conversione di dispositivi esistenti (ricondizionamento di macchine esistenti)

Nel caso degli *impianti indipendenti* il generatore elettrico è installato appositamente come compensatore sincrono risultando una soluzione veloce, collaudata e compatta per la stabilizzazione della rete. In funzione dell'inerzia dell'albero e dei parametri elettrici richiesti dalla rete, tale dispositivo può essere configurato come macchina sincrona a se stante oppure si può aggiungere un volano per aumentare l'inerzia della linea d'asse. Gli impianti autonomi rafforzano la rete, fornendo potenza di cortocircuito e regolazione dei parametri di rete di trasmissione in particolare in nodi in cui sono connessi carichi non lineari o elettricità prodotta da impianti ad energia rinnovabile (solare, eolico)[5], [6].

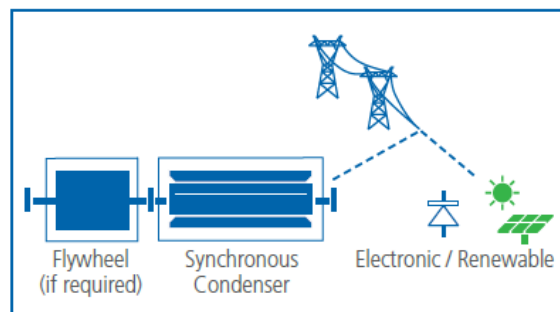


Figura 25- Compensatore sincrono con volano connesso alla rete elettrica

Negli *impianti convenzionali*, combinati o a ciclo aperto il turbogeneratore può essere disaccoppiato dalla turbina mediante una frizione così da funzionare come compensatore sincrono. Questa soluzione è adatta per fornire solo potenza reattiva alla rete quando è necessario, sezionando l'albero di turbina e fornire potenza attiva e reattiva quando l'albero di turbina è connesso al generatore. Sono possibili due stati di funzionamento:

- Generatore (turbina agganciata)
- Compensatore sincrono (turbina sganciata)

E' possibile passare dalla modalità di *generatore* alla modalità *compensatore sincrono* sganciando la frizione quando la turbina sta già fornendo energia alla rete.

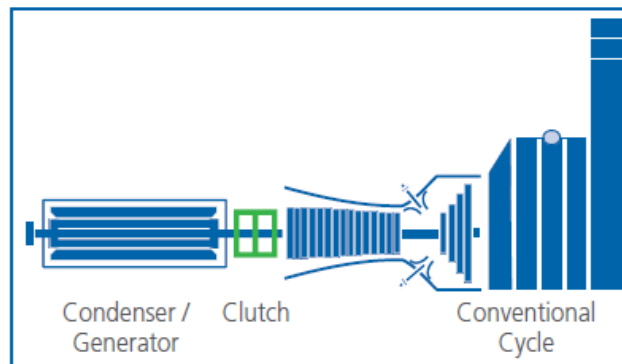


Figura 26- Compensatore sincrono connesso ad una turbina mediante frizione (clutch).

La *conversione di dispositivi* esistenti prevede il riutilizzo di un alternatore, dei suoi ausiliari e delle infrastrutture esistenti di un impianto di produzione in disuso o in conservazione. La conversione di generatori esistenti per operare come compensatori sincroni è più attrattiva perché è la soluzione più economica. Tuttavia la conversione non è molto richiesta, essendo gli impianti esistenti di proprietà dei produttori di energia, che non hanno la responsabilità diretta della gestione della rete elettrica (ultimamente però stanno pervenendo richieste anche dai produttori di energia per la conversione poiché i gestori di rete stanno proponendo loro di remunerare il servizio di regolazione dell'energia reattiva). Più diffusa invece è la richiesta per impianti nuovi, dai gestori di rete che ne hanno la responsabilità e che spesso hanno anche più accesso a finanziamenti sui CAPEX. Un altro svantaggio della conversione è che gli impianti esistenti sono talvolta presenti in luoghi lontani da dove dovrebbero realmente necessitare[5], [6].

Le azioni da eseguire per attuare la conversione di un alternatore esistente in un compensatore sincrono:

- Disaccoppiamento della turbina dal generatore
- Valutazione delle condizioni del generatore esistente ed eventuale upgrade
- Installazione di un nuovo sistema di avviamento (motore di lancio o avviatore statico)
- Valutazione dell'eccitatrice statica esistente a fornire la necessaria corrente e tensione di eccitazione

-
- Progettazione e installazione di un nuovo sistema di protezione e controllo
 - Modifiche meccaniche del generatore (reggispinta ed eventuale viratore)
 - Upgrade / aggiornamento del sistema elettrico
 - Modifiche / sostituzione del circuito di raffreddamento acqua
 - Modifiche / sostituzione del sistema di lubrificazione olio ed eventuale sistema tenuta idrogeno

2.5.6 STATCOMs

Gli Static synchronous Compensators (STATCOMs) sono dei dispositivi che si basano sull'impiego di valvole di potenza a semiconduttori in grado di commutare la corrente, indipendentemente dalla tensione di alimentazione[7].

Essi hanno impiego nel settore della power quality, aiutano la rete a migliorare la qualità della tensione di alimentazione degli utenti industriali (armoniche di tensione, regolazione della tensione).

Ultimamente gli STATCOMs vengono impiegati nel settore della trasmissione dell'energia elettrica[7].

Lo STATCOM è paragonabile ad un generatore di tensione controllabile sia in ampiezza che in frequenza. Variando l'ampiezza o la fase della tensione ai morsetti dello STATCOM (U_2) rispetto alla tensione di rete (U_1) è possibile prelevare o immettere potenza reattiva nella rete, come espresso dalla seguente espressione:

$$Q = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2)$$

Essendo X la reattanza del trasformatore AT/MT.

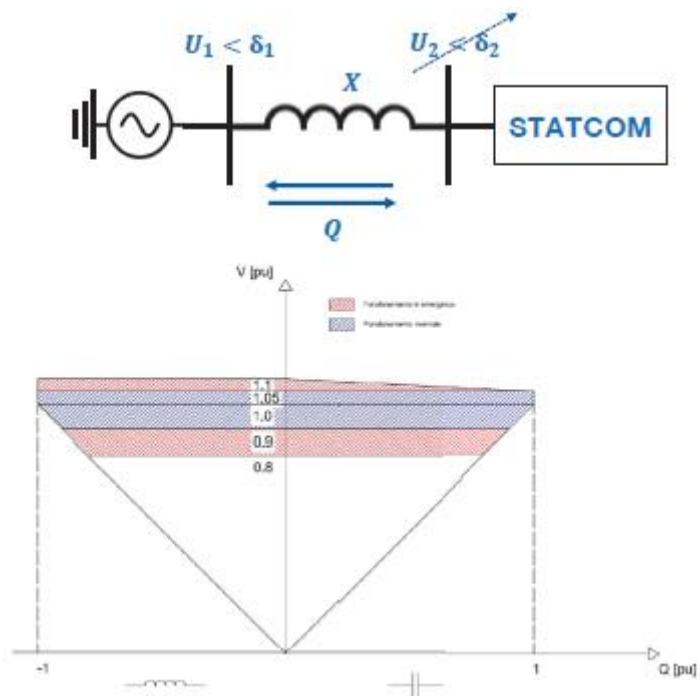


Figura 27- Circuito equivalente semplificato STATCOM [7].

Capitolo 3

3 Impianto

3.1 Introduzione

L'esigenza di regolare la potenza reattiva nella rete elettrica si sposa con l'esigenza delle società generatrici di energia di rivalutare i propri impianti in dismissione. Da questa necessità è sorto il tema di tale lavoro di tesi, nella quale si vuole affrontare la possibilità di installare un compensatore sincrono presso una centrale di produzione di potenza elettrica in dismissione.

Il caso studio preso in considerazione riguarda la centrale di produzione di proprietà di Enel Green Power situata a Montalto di Castro, tale impianto offre spazi industriali da poter impiegare con l'installazione della macchina elettrica compensatore sincrono. Questa soluzione dà la possibilità di rivalutare l'impianto di produzione in disuso e di sfruttare l'infrastruttura disponibile nell'ottica dell'economia circolare generando un servizio di interesse attuale. Ciò contribuisce a stabilizzare la rete elettrica rendendola più disponibile e stabile nei confronti di nuove connessioni di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile.

3.2 Centrale di Montalto di Castro

La Centrale Enel Alessandro Volta ubicata in località Montalto di Castro (Viterbo, Lazio) è una centrale termoelettrica alimentata a olio-gas su un'area di circa 200 ettari. Tale centrale era la più grande centrale italiana e comprendeva 8 unità turbogas (120 MW circa di potenza ciascuna) associate a coppie a 4 unità termoelettriche a vapore da 660 MW: in totale per una potenza lorda dell'intero impianto pari a circa 3.600 MW. Nel 1979, nella stessa area iniziò la costruzione di un impianto nucleare, costituito da due unità BWR, ad acqua bollente, da 1.000 MW. Nel 1985 iniziò il montaggio del reattore della prima unità ma i lavori vennero sospesi nel 1987, l'anno successivo al disastro di Černobyl', a seguito del

referendum che portò alla vittoria del “no” al nucleare in Italia. Chiuso il progetto nucleare, nel 1988 si procedette alla conversione della centrale nucleare in un impianto termoelettrico convenzionale: i lavori durarono dal 1989 al 1998.

La produzione dell’impianto è stata dapprima ridimensionata tra il 2004 e il 2006 (attestandosi a 12.000 GWh all’anno). Ulteriori riduzioni sostanziali si sono avute nel 2009 (produzione: 1.600 GWh all’anno), fino ad arrivare ad un azzeramento della produzione.

Nel 2009 è entrato in funzione un impianto fotovoltaico di 6 MW, tuttora funzionante, che occupa una superficie di circa 12 ettari.

Attualmente risultano disponibili, in regime assimilabile a una riserva fredda, le 8 unità Turbogas di seguito elencate:

- N° 1 turbine a gas Fiat tipo TG50D5 DLN da 120 MW (MC12)
- N° 3 turbine a gas Fiat tipo TG50D5 WI da 125 MW (MC13, MC22, MC23)
- N° 2 turbine a gas GE tipo MS9001E DLN da 110 MW (MC32 e MC33)
- N° 2 turbine a gas GE tipo MS9001E WI da 115 MW (MC42 e MC43)



Figura 28- Fotografia centrale termoelettrica di Montalto di Castro.

3.3 Assunzioni principali del progetto

Si riportano qui di seguito le principali assunzioni con cui verrà sviluppato il design di progetto:

- Si prevede il riutilizzo di (n. 1) un alternatore inteso come la sola macchina mentre gli ausiliari ad esso asserviti saranno di nuova fornitura. I componenti da reimpiegare dovranno essere sottoposti a revisione generale prima di riutilizzarli. Lo stato di conservazione dell'alternatore è assunto come buono.
- Si prevede il riutilizzo dei condotti sbarre a fasi isolate a 20 kV, dei cavi di collegamento tra i quadri esistenti di media tensione ove presenti.
- Si prevede il riutilizzo, previa revisione, del GIS di stazione 380 kV, con le apparecchiature elettriche (interruttore, sezionatori e sezionatori di terra, ecc.) anch'essi da revisionare e provare.
- Tutto il resto del montante elettrico e suoi ausiliari sarà in linea di massima sostituito con nuovi asset. In particolare il trasformatore principale, quello dei servizi ausiliari e il diesel di emergenza saranno forniti ex-novo.
- Si implementerà l'avviatore statico e un motore di lancio del generatore.
- Si prevede l'inserimento di una postazione di controllo per il nuovo impianto all'interno della Control Room di Centrale in shelter all'interno agli edifici esistenti.
- L'impianto antincendio sarà ripristinato sui nuovi macchinari e quelli da reimpiegare.
- Si prevede di riutilizzare i servizi ausiliari nella Centrale, quali i sistemi di trattamento acque reflue e restituzione ed emungimento delle acque (vedere più avanti sulle alternative per il raffreddamento), stoccaggio acque (demi e industriale), aria servizi e strumenti e fornitura energia elettrica da fonte esterna di backup dalla rete a 150kV per la cantierizzazione.

- Si considera la possibilità di condividere con altri impianti ENEL a nr. 1 rotore alternatore a scorta, essendo l'alternatore di Montalto della stessa tipologia rispetto ad altri impianti in dismissione (es. Brindisi Sud).

3.4 Conversione della macchina

Uno dei vincoli principali del progetto è il riutilizzo di un alternatore esistente. La scelta progettuale è quella di riutilizzare un alternatore da 750 MVA. In particolare dello statore già posizionato sul gruppo 1 all'interno del quale verrà installato l'ex rotore del gruppo 2 che risulta essere del medesimo costruttore. Sarà, quindi, necessario prevedere, non solo tutte le attività di revisione generale dello stesso in modo da estenderne la vita utile in termini temporali compatibili con quelli di garanzia al TSO del servizio, ma anche il reintegro dei pezzi di ricambio ritenuti importanti (ad es. oltre al già citato rotore, i bastoni di statore di interno ed esterno cava in un numero sufficiente). Tema correlato è anche la ricertificazione del macchinario poiché si cambia la sua destinazione d'uso.

3.4.1 Descrizione modifiche e manutenzioni dell'alternatore

Sul generatore sincrono che verrà recuperato dalla centrale di Montalto di Castro, saranno previste le attività di revisione generale, che consistono nell'insieme di interventi di ispezione di revisione, controlli e prove dei principali elementi costruttivi interni ed esterni alla macchina.

Le attività di revisione comprenderanno inoltre interventi di modifica o di sostituzione di elementi, stabiliti a seguito dei controlli effettuati. I *sistemi ausiliari* del compensatore sincrono (sistema olio lubrificazione, quello di sollevamento e tenuta, sistema idrogeno, ecc.) saranno di nuova fornitura. Al fornitore competerà la certificazione secondo le Direttive Europee applicabili, tra cui la Direttiva Macchine, di tutto il Dispositivo Regolante nel suo insieme, a meno dell'impianto antincendio fuori dal suo scopo di lavoro oggetto di appalto separato e che segue un proprio iter certificativo verso gli enti preposti (VVF).

3.4.1.1 *Materiali Nuovi*

Principali apparecchiature da installare:

- Trasformatore principale con variatore sotto carico
- Trasformatore di unità
- Avviatore Statico e relativo trasformatore
- Sistema di eccitazione e relativo trasformatore
- Congiuntore di Macchina (Generator Circuit Breaker) in sostituzione dell'esistente
- Skid Olio Lubrificazione e Sollevamento e tenute idrogeno
- Skid idrogeno e acqua stotore
- Quadri e collegamenti MT
- Trasformatori MT/BT
- Quadri PMCC e di Controllo
- Quadro luce
- Sistemi DC e UPS
- Nr. 2 EDG (Diesel di Emergenza)
- Sistemi di protezione montante di Macchina di Stazione 380kV
- Quadro di parallelo
- SART e oscilloperturbografo

- Interconnessione dei sistemi MT di Centrale
- UVRQ
- RTU
- Vie cavi e cavi di potenza (MT e BT) e di controllo
- Volano e ausiliari (applicabile solo nell'alternativa con $J > 35500 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$)

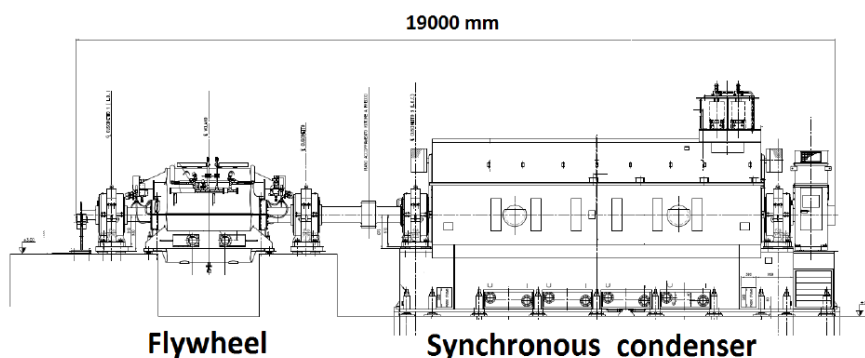


Figura 29- Compensatore sincrono con volano.

3.4.1.2 Opere civili

Principali opere civili da realizzare:

- Smontaggio di sistemi, per far spazio in sostituzione all'installazione dei nuovi dispositivi.
- Realizzazione di fondazioni fuori terra, o minime opere civili.
- Si limiteranno al minimo gli scavi (non superiore a 3000 mc)
- Controlli ed eventuale ripristino delle vasche sottostanti ai trasformatori e verifica del funzionamento del drenaggio verso l'esistente vasca trappola olio.
- Sollevamento e ripristino delle coperture delle tubazioni idrogeno

-
- Implementazioni delle pareti insonorizzanti, se necessarie, sui trasformatori del Gruppo 1.
 - L'eventuale installazione del volano (in sostituzione di uno dei corpi della turbina di bassa, ovvero quello attiguo all'alternatore) prevederà il riutilizzo delle casse esterne dei due corpi BP il primo per contenere il volano, il secondo come supporto in quanto costituisce il punto fisso per gli sforzi assiali della linea d'assi. Si dovranno dunque smontare i crossover, aprire le casse ed estrarre i due rotor di bassa.

3.4.1.3 Piping e BOP

Principali opere da realizzare:

- Sistema olio lubrificazione, sollevamento e tenute idrogeno.
- Sistema idrogeno e acqua statore
- Sistema di stoccaggio e distribuzione di CO₂ e H₂.
- Nuove tubazioni oltre a valvole e relativi supporti per movimentare i fluidi ausiliari alle nuove apparecchiature, con parziale riutilizzo solo per i circuiti dell'acqua statore staccandosi dai collettori esistenti
- Controllo sui circuiti esistenti per il ripristino parti di tubazioni mancanti w verifica di buono stato degli stessi
- Per il raffreddamento dei sistemi verranno installati scambiatori di calore ad aria ambiente del tipo Fin Fan, pompe ciclo chiuso, serbatoio piezometrico e tubazioni di distribuzione alle varie utenze. Per mantenere la possibilità di esercizio nominale anche in condizioni estive (temperature fino a 40°C), si considererà anche l'aggiunta di un sistema di preventivo raffreddamento dell'aria ad evaporazione, in modo da garantire il giusto raffreddamento dell'acqua a circuito chiuso anche in condizioni estreme. Questo sistema aggiuntivo entrerà in funzione solo alle alte temperature ambiente.

3.4.1.4 Sistemi di controllo e strumentazione

- Sistema di Controllo e Protezione (DCS)
- Sistema Monitoraggio Velocità e Vibrazioni
- Sistema Sincronizzazione oraria
- Strumentazione per i nuovi sistemi ausiliari (olio, acqua e aria)

3.4.2 Configurazioni di progetto

Un aspetto rilevante che potrebbe essere richiesto è quello relativo all’inerzia del sistema. In particolare potrebbe essere non solo richiesta la capacità di assorbire o erogare potenza reattiva, ma anche di farlo con un contributo di Inerzia sulla RTN.

Come precedentemente menzionato l’inerzia di un sistema elettrico è un importante parametro che permette di verificarne la capacità di “opporsi” ai cambiamenti di frequenza.

Nel presente studio sono ipotizzati 2 scenari, caratterizzati da costi diversi:

- Scenario base, con costante di Inerzia propria del macchinario esistente.
- Scenario alternativo, con l’aggiunta di un volano che permetta di raggiungere un valore del Momento di inerzia $J > 35500 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ valore target di Terna per le proprie macchine.

3.4.3 Potenza reattiva

L’utilizzo dell’alternatore e dell’associato al nuovo trasformatore permetterà di far assorbire alla macchina, con tensioni di rete superiore e uguale a 400 kV la sua massima potenza reattiva secondo le curve di capability del generatore (ad es. $Q_{\text{sottoecc}} = -255 \text{ Mvar}$ a 20 kV) ovvero una potenza assorbita a valle al PdC di circa 265 Mvar, e di erogare, con tensioni di rete inferiori e uguale a 400 kV, valori di potenza reattiva maggiori e uguali a 255 Mvar. La massima in sovraeccitazione $Q_{\text{sovracc}} = 574 \text{ Mvar}$. Il momento d’inerzia (J) dell’alternatore è pari a $10625 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ (ovvero $PD_2 = 42500 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$).

E' possibile pertanto considerare tali valori approssimati per le prestazioni da considerare, soggetti poi ad affinamento nelle successive fasi di progetto (soprattutto in termini di prove sul macchinario e di modifiche/aggiornamenti con i fornitori):

Potenza Reattiva over/under-excitation (Mvar)	H = Costante d'Inerzia (s) riferita a 574 MVA (nuova potenza di targa da verificare con TERNA)
<u>+265/-265 Mvar</u>	0,9 s

Come anticipato è stata considerata l'ipotesi di aggiunta di un volano per portare il Momento di inerzia J almeno pari a 35500 kg·m².

3.4.4 Aspetti di processo

3.4.4.1 Sistema di raffreddamento con aria ambiente

Il sistema di raffreddamento con aria ambiente prevede l'installazione di un sistema di *aerotermini*, in grado di asportare direttamente tutto il calore dall'acqua del ciclo chiuso. Quest'ultima è fatta circolare da un sistema di due pompe, una di riserva all'altra, in un circuito chiuso pressurizzato da un serbatoio piezometrico. Gli aerotermini, così come il ciclo chiuso ed i relativi sistemi e componenti sono di nuova fornitura e, come nel caso del sistema di raffreddamento con acqua di mare, sono in grado di alimentare le utenze del compensatore con circa 1.000 mc/h di fluido refrigerante. Allo scopo di fronteggiare le temperature ambiente estreme durante i mesi estivi, garantendo comunque il raffreddamento e quindi la disponibilità del compensatore, gli aerotermini potranno essere del tipo con preventivo raffreddamento dell'aria in ingresso mediante evaporazione, utilizzando acqua industriale, con un consumo stimato in circa 4.000~6.000 mc/anno, in relazione alle caratteristiche chimiche dell'acqua.

3.5 Configurazione ibrida di impianto

Per soddisfare il fabbisogno energetico richiesto dagli ausiliari e dai sistemi di eccitazione della macchina, si è pensato di installare pannelli solari rendendo l'impianto autosufficiente rispetto alla rete elettrica. Tale configurazione dunque si attesterebbe come *ibrida* poiché permetterebbe alla macchina di approvvigionarsi energeticamente dalla rete oppure da isolarsi da essa prelevando energia dall'impianto solare fotovoltaico ad essa connesso.

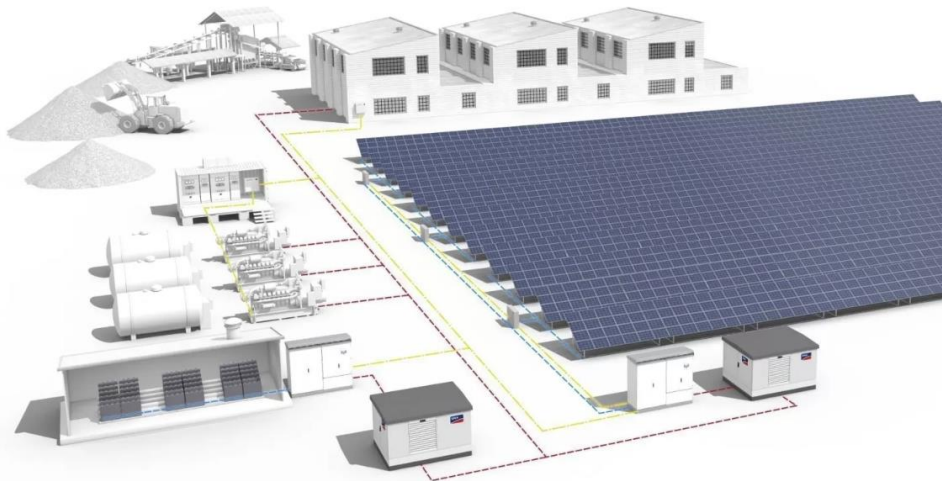


Figura 30- Render di un impianto ibrido.

L'assorbimento previsto dalla macchina quando lavora a pieno carico è pari a 8,8 MW. Esso considera la richiesta di potenza da parte di tutti i componenti energivori del compensatore come riportato in tabella:

Componente	Potenza assorbita [kW]
Perdite trasformatore elevatore	600
Perdite alternatore	5800
Trafo unità ed eccitazione	200
Ausiliari di servizi di unità (ausiliari macchine, fan coolers, HVAC)	1000
Ausiliari di servizi generali (ITAR, produzione e gestione acque, antincendio)	200
Volano	1000
Totale	8800

Di questi 8,8 MW da assorbire dalla rete elettrica una parte è da contratto attribuibile all'ente trasportatore di energia elettrica, Terna spa. Come specificato nel *contratto per l'approvvigionamento di disponibilità di risorse per la regolazione della tensione*, viene riconosciuto a copertura dei costi connessi ai prelievi di energia per il dispositivo regolante un corrispettivo del 2,5% del valore garantito in assorbimento della macchina (265 Mvar). Ciò significa che la potenza da autogenerare è pari alla potenza complessiva richiesta dalla macchina ridotta della potenza riconosciuta dal TSO:

$$P_c = 8,8 - \left(265 \cdot \frac{2,5}{100} \right) = 2,175 \text{ MW}$$

Dunque è obiettivo di tale studio, trovare una soluzione per autogenerare tale potenza richiesta sfruttando l'energia solare. Nella fattispecie si vuole dimensionare un impianto fotovoltaico capace di generare l'energia elettrica necessaria.

Si ipotizza che il compensatore e i suoi ausiliari in un anno lavorino sempre durante le ore diurne, quando il carico reattivo è elevato a causa della sovrapproduzione da fonte fotovoltaica. Per questo si considererà un funzionamento complessivo in termini di ore pari a 5000 ore in un anno.



Figura 31- Impianto fotovoltaico.

3.5.1 Calcolo della producibilità

La produzione di energia fotovoltaica è proporzionale alla potenza installata, all'irradiazione solare globale che incide sui moduli fotovoltaici. La posizione geografica della località di cui si voglia studiare le potenzialità di produzione di energia fotovoltaica è fondamentale. Infatti, determinando latitudine e longitudine del sito di interesse, è possibile stabilire quanta energia incide sulle superfici dei moduli che si utilizzeranno. La latitudine e longitudine sono le coordinate geografiche mediante cui è possibile individuare un punto del globo terrestre, in particolare la latitudine è l'angolo tra il punto e l'equatore e la longitudine è l'angolo tra il punto e l'equatore, come mostrato in *figura*:

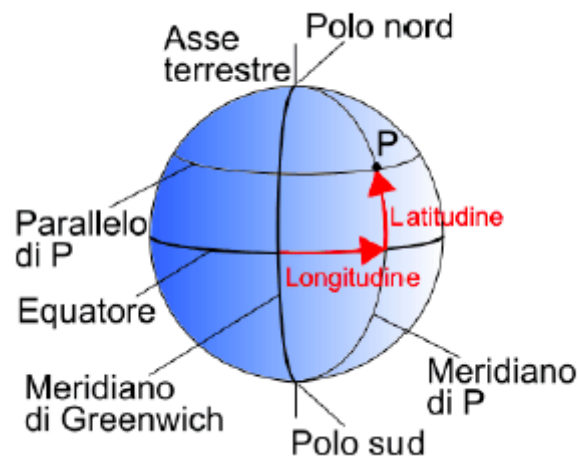


Figura 32- Coordinate geografiche.

Per determinare la producibilità energetica dell'impianto è utile l'introduzione di alcuni concetti:

- *Irradianza solare G* : energia della radiazione emessa dal sole per unità di tempo ed unità di superficie [W/m^2]. Può essere scomposta in due componenti fondamentali, la componente proveniente direttamente dal disco solare, irradianza diretta G_b , e la componente che viene dall'atmosfera terrestre, irradianza diffusa G_d .
- *Irradiazione solare H*: energia della radiazione emessa dal sole per unità di superficie [Wh/m^2]. Anch'essa è soggetta alla stessa scomposizione, ed è possibile notare come sia l'insieme, sia le sue componenti, sono

rispettivamente l'integrale nel tempo dell'irradianza e dell'irradianza globale e diffusa

La raccolta di questi dati è fondamentale per l'analisi della potenzialità di un sito in termini di producibilità di energia di un impianto fotovoltaico. Esprimono quanta energia il sole rende potenzialmente disponibile in un determinato sito. Ovviamente sarà poi necessario depurare questa potenzialità al netto di perdite di sistema, potenziali oscuramenti e/o mancanze di emissioni[8].

Per poter disporre dei dati relativi ad irradianza ed irradiazione nel punto di interesse si è fatto ricorso ad un programma di calcolo della radiazione solare, PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System, uno strumento di informazioni geografiche che offre anche un software di simulazione. Il programma è stato realizzato dal Joint Research Centre, in collaborazione con la Commissione Europea ed in particolare con l'ESTI, European Solar Test Installation.

Il PVGIS permette di effettuare un calcolo della produzione media dell'impianto ed è considerato un buon indicatore dell'energia minima prodotta dal fotovoltaico. Infatti, la simulazione fornisce rendimenti inferiori rispetto ai reali dati di produzione registrati su cui la simulazione si basa.

Tramite il programma in questione si è sia effettuata una stima dei valori di irradianza ed irradiazione incidenti sul sito di interesse, con cui poi si sono svolti i calcoli relativi alla producibilità, sia una simulazione completa della produzione dell'impianto con cui poi effettuare un confronto.

Inserite le coordinate della località, tramite il Solar Radiation Tool di PVGIS, sono stati ottenuti i valori della relativa irradianza incidente per ogni mese dell'anno in condizioni normali ed in condizioni di cielo limpido (clear sky), gli altri input da inserire sono l'inclinazione e l'orientamento.

Con orientamento, anche detto azimuth, si intende l'angolo in gradi formato dalla retta normale alla superficie captante, il modulo fotovoltaico, e la direzione del Sud. Per superfici perfettamente orientate verso Sud si ha un angolo di 0° mentre per superfici orientate verso Ovest ed Est si hanno rispettivamente angoli positivi e negativi fino ad un massimo di $\pm 90^\circ$. Per inclinazione, anche detta angolo di tilt, si intende invece l'inclinazione che ha la superficie captante rispetto al piano orizzontale. Indica l'angolazione con cui i raggi solari incidono sui moduli ed in base a questo valore cambia la quota di radiazione annuale incidente sui collettori[9].

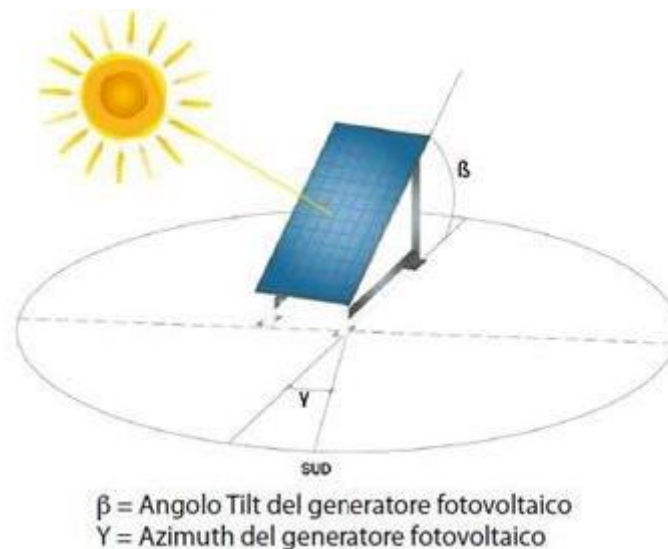


Figura 33- Inclinazione pannello.

3.5.1.1 Simulazione producibilità con PVGIS

Il sito di installazione è la prima cosa da scegliere: infatti l'angolo di inclinazione ottimale e l'orientamento del generatore fotovoltaico, a seconda del tipo di applicazione, sono funzioni del luogo. La letteratura scientifica definisce metodi per calcolare, partendo dai dati storici di irraggiamento sul piano orizzontale, l'irraggiamento medio giornaliero per ogni mese dell'anno in funzione degli angoli di inclinazione e di orientamento. Aumentando l'angolo di inclinazione, l'irraggiamento giornaliero viene ridotto in estate e aumentato in inverno.

Per un impianto fotovoltaico autonomo, in cui il picco di consumo energetico si verifica nei mesi estivi (pompaggio dell'acqua per l'irrigazione e l'irrigazione), l'irraggiamento giornaliero in quei mesi deve essere massimizzato (angoli di inclinazione di 10-20°).

Per un impianto stand-alone con accumulatori elettrochimici, l'irraggiamento giornaliero nel mese più sfavorevole deve essere massimizzato, e lo scarto tra i mesi più e meno sfavorevoli deve essere ridotto al minimo. In particolare, per determinare la potenza nominale del generatore FV, è necessario ottenere il bilancio energetico tra produzione FV e consumo delle utenze. Questo implica che, nei mesi più favorevoli, vi sia un surplus di produzione fotovoltaica. L'eccedenza che non può essere totalmente assorbita dall'accumulatore viene sprecata[8].

Come accennato in precedenza, il software PVGIS offre anche uno strumento di simulazione del sistema fotovoltaico. I dati da inserire per effettuare la simulazione sono i seguenti:

- Latitudine e Longitudine della località, per identificare il sito di interesse
- Il database da cui si vogliono prendere i dati, il software ne mette a disposizione alcuni. Per questa simulazione è stato selezionato il database 'PVGIS – SARAH'
- La tecnologia dei moduli impiegati. Vengono selezionati i moduli in silicio cristallino
- La potenza di picco dell'impianto. Questo fattore è indicativo della potenza installata dell'impianto.
- Le perdite di sistema. Il software recita, per questa voce: "Le perdite di sistema comprendono tutte le perdite nell'impianto che riducono l'energia resa alla rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Ci sono vari tipi di perdite, così come perdite resistive nei cavi, perdite nell'inverter, polvere o neve et cetera. In più, col tempo i moduli tendono a perdere un po' di potenza, e per questo motive la resa media calcolata per tutta la vita dell'impianto sarà meno della resa nei primi anni". Il valore di default, ovvero quello suggerito, è del 14%.

- Parametri di posa, come inclinazione e orientamento geografico.

L'analisi di producibilità condotta sul sito geografico caso oggetto dello studio di tesi ha riportato che l'inclinazione ottimale dei pannelli nel caso di impianto fotovoltaico *stand-alone* è di 25°. La figura seguente riporta i risultati dello studio di producibilità condotti con il software PVGIS relativi al sito di interesse.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

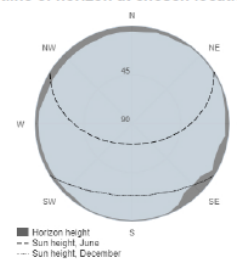
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 42.359,11.531
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

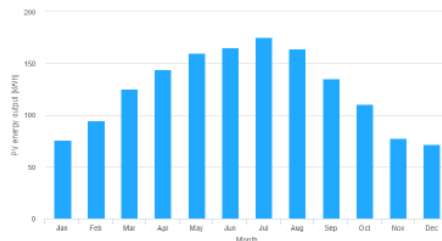
Simulation outputs

Slope angle: 25 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 1498.17 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1909.8 kWh/m²
 Year-to-year variability: 42.07 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.77 %
 Spectral effects: 0.83 %
 Temperature and low irradiance: -6.96 %
 Total loss: -21.55 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

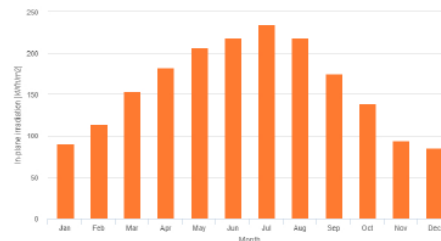


Figura 34- Risultati studio PVGIS.

3.5.2 Taglia di potenza dell'impianto

La determinazione della taglia di potenza dell'impianto passa per la valutazione dei fabbisogni energetici dell'impianto, la potenzialità della località ed un fattore correttivo che tenga conto delle perdite. La formula analitica per la potenza nominale dell'impianto è la seguente:

$$P_n = \frac{E_c}{PR \cdot h_{eq}}$$

In cui:

- E_c è il fabbisogno energetico dell'impianto
- PR è un fattore che tiene conto delle perdite durante il processo di conversione e prende il nome di *Performance Ratio*. Il calcolo analitico del PR è stato eseguito come segue: tramite il software PVGIS, si sono ricavati i valori di energia producibile dell'impianto dato ed i valori di irradiazione. Il loro rapporto esprime, seppur non in maniera esatta, una misura dell'efficienza di conversione energetica.

$$PR = 0,78$$

- h_{eq} il numero di ore equivalenti, ovvero le ore a cui idealmente si ha un valore di irradianza pari a $1000 [W/m^2]$. Si ottiene dal rapporto tra l'irradiazione ed una irradianza pari appunto a $1000 [W/m^2]$. Avendo il valore dell'irradiazione in $[kWh/m^2]$ si può definire il numero di ore equivalenti con il modulo dell'irradiazione. In un anno, la sommatoria delle h_{eq} di ogni mese risulta:

$$h_{eq} = 1909,9 [h]$$

Dunque risulta che:

$$P_n = \frac{2,175 \cdot 5000 [MWh]}{0,78 \cdot 1909,9 [h]} = 7,30 MW$$

Per cui si dovrà installare una potenza di circa $8 [MW]$ con 27 inverter da $300 [kW]$ ciascuno e 13794 moduli da $580 [W]$ ciascuno.

3.5.2.1 Scelta dei moduli fotovoltaici

La selezione dei moduli da installare per lo studio preso in esame è avvenuta sulla base della potenza di picco, delle dimensioni e delle perdite dovute a

sovratemperature. Il modulo scelto è il ‘*Vertex-TSM-DE19R-560-580W*’ della ‘*Trina Solar*’.

GRANDEZZE	CONDIZIONI STANDARD
Potenza max [W]	580
Tensione (P_{max}) [V]	39
Corrente (P_{max}) [A]	14,86
Tensione a circuito aperto [V]	46,3
Corrente di cto [A]	15,94
Rendimento	21,5
Temperatura di esercizio [°C]	-40 a +85
Coeff. Di temperatura della P_{max} [%/°K]	-0,34
Coeff. di temperatura della tensione	-0,25
Coeff. di temperatura della I_{cto} [%/°K]	0,04

3.5.2.2 Scelta degli inverter

Per quanto concerne gli inverter, si opta per una soluzione distribuita piuttosto che una soluzione concentrata. Tale scelta comporta maggiore disponibilità, è più difficile che ci si trovi con tutti gli inverter guasti contemporaneamente, inoltre è la soluzione che permette di collegare in parallelo il minor numero di stringhe. Questo

numero è bene che sia il più piccolo possibile poiché ogni stringa, in questo modo, è chiamata a sopportare la sollecitazione termica di N-1 stringhe rimanenti. La metodologia utilizzata per dimensionare l'inverter dipende dal fatto che il sistema sia autonomo o connesso alla rete. Negli impianti *stand-alone* con batterie, la potenza nominale è pari al valore massimo che deve essere fornito ai carichi: questa scelta evita che l'accumulo si scarichi troppo velocemente. Infatti, la potenza massima fornita ai carichi è generalmente inferiore alla potenza di picco del generatore fotovoltaico; durante le ore diurne, il generatore deve fornire l'energia consumata dai carichi nelle 24 h. Si è stabilito di includere 27 inverter da 300 [kW] ciascuno. Il modello di inverter scelto è il *SUN2000-330KTL-H1* della *Huawei* dotato di 6 MPPT.

GRANDEZZE	CONDIZIONI STANDARD
Potenza max CC [W]	300
Potenza max uscita CA [VA]	330
MPPT range ingresso CC [V]	500-1500
Tensione max CC [V]	1500
Corrente max CC [A]	65
Efficienza europea	98,8
Tensione di uscita nominale [Hz]	50/60
Fattore di potenza	0,8

L'accoppiamento tra moduli e inverter bisogna verificare che vengano soddisfatti i vincoli sulle tensioni minima e massima compatibili con il funzionamento in MPP e sulla massima tensione a vuoto e massima corrente in MPP. Le verifiche si svolgono ipotizzando le temperature di esercizio massime e minime, +70°C e -10°C. Tali calcoli si conducono tenendo conto della tensione alla quale è sottoposto l'inverter connesso a 174 moduli connessi tra di loro con due stringhe connesse in parallelo, composte da 87 moduli connessi tra di loro in serie.

Si considerano gli effetti della temperatura sulla tensione a vuoto e sulla corrente di cortocircuito attraverso i valori dei coefficienti di temperatura sulla tensione a vuoto e sulla corrente di cortocircuito che valgono rispettivamente $-0,25$ [$\%/^{\circ}\text{K}$] e $0,04$ [$\%/^{\circ}\text{K}$], che si moltiplicano per i ΔT indicati precedentemente. I valori ottenuti devono ricadere all'interno del range di funzionamento MPPT indicati sulla scheda tecnica dell'inverter e non superare i valori di tensione e corrente massimi.

Per completare si fa la verifica sul dimensionamento vero e proprio, ovvero con il rapporto tra la potenza nominale in AC dell'inverter ed il prodotto tra la potenza dei singoli moduli ed il numero di moduli accoppiati all'inverter. Tale valore deve essere compreso tra 0.9 ed 1.2.

$$\Delta = \frac{27 \cdot 300 \text{ [kW]}}{13794 \cdot 580 \text{ [W]}} = 1,01$$

3.5.2.3 Dimensionamento batterie

Il dimensionamento dell'accumulo è un punto critico perché da esso dipendono l'affidabilità e la vita dell'impianto. La capacità energetica in kilowattora (kWh) degli accumulatori deve garantire un certo numero di giorni di autonomia in assenza di produzione fotovoltaica: generalmente dovrebbero essere 4 o 5. Bisogna considerare che solo l'80% circa dell'energia immagazzinata può essere efficacemente estratta da una batteria per preservarne la durata. Allo stesso modo, la batteria può assorbire un surplus di produzione FV fino alla sua energia nominale. Altri parametri per identificare la batteria adatta sono la tensione nominale e la capacità. Per motivi di sicurezza e compatibilità con gli inverter commerciali, la tensione è spesso limitata a 48V, per cui la portata assume valori di qualche migliaio di ampere ora.

3.5.3 Disposizione dei moduli fotovoltaici

L'area selezionata per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è la superficie disponibile adiacente al complesso dell'unità 1 della centrale termoelettrica. L'immagine satellitare sotto riportata mostra la superficie a disposizione orientata verso Sud, essa è pari a $0,11 \text{ km}^2$. Una volta decisa l'inclinazione, o angolo di tilt, con cui verranno montati i pannelli, è possibile passare alla loro collocazione globale sulla superficie.



Figura 35 - Area disponibile per installazione pannelli fotovoltaici, esposizione Sud

L'inclinazione (angolo di tilt) dei pannelli considerata per tale studio è di 25° , si procede dunque con il posizionamento di quest'ultimi sulla superficie identificata.

In prima battuta si calcola la superficie occupata da un singolo modulo, utilizzando le dimensioni geometriche riportate nella scheda tecnica del pannello la superficie risulta essere: $2,384 [m] \cdot 1,134 [m] = 2,703 [m^2]$.

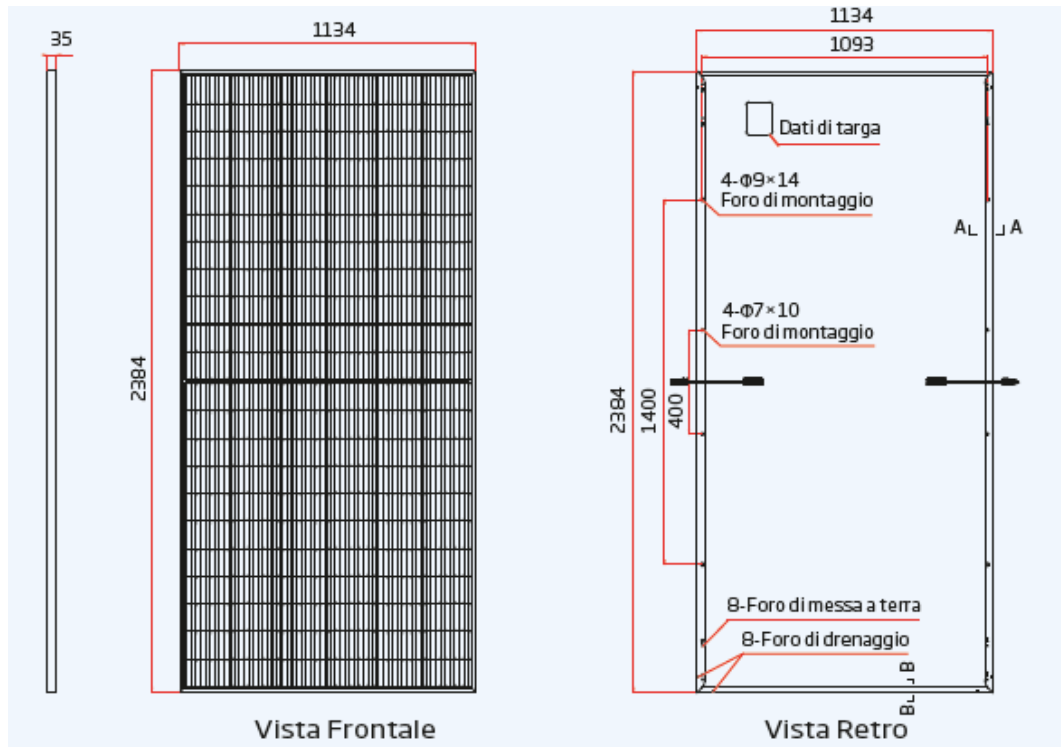


Figura 36- Dimensioni pannello FTV.

Il numero dei moduli deriva dal rapporto tra la potenza che si desidera installare, nel caso in esame 8 [MW], e la potenza nominale in *condizioni standard* del modulo scelto. Poiché i moduli scelti della *Trina Solar* presentano una potenza nominale in condizioni standard pari a 580 [W], si ha:

$$\frac{8 \cdot 10^6 [W]}{580 [W]} = 13794$$

Ciò comporta che i 13794 moduli occuperanno una superficie pari a:

$$13794 \cdot 2,703 [m^2] = 37285,2 [m^2] = 0,0372852 [km^2]$$

Per completare il posizionamento dei moduli sulla superficie della centrale è opportuno verificare che essi siano ben distribuiti su tutta l'area a disposizione e che non creino ombreggiature reciproche tra di loro. Questo è di fondamentale importanza perché l'effetto di ombra su un modulo non solo può compromettere il suo rendimento e quello degli altri moduli ad esso connessi ma anche danneggiarlo irreversibilmente.

Per evitare tale fenomeno e le perdite economiche ad esso connesse, le stringhe di pannelli devono essere disposte ad adeguata distanza tra di loro tale che l'ombra di ciascun pannello non raggiunga la fila successiva per qualsiasi inclinazione del sole possibile ma piuttosto sia contenuta nell'area che separa una fila dall'altra.

Per calcolare l'ombreggiamento reciproco dei pannelli, si ipotizza di lavorare con la posizione che assume il sole alle ore 12:00 del solstizio di inverno, data e ora in cui il sole ha la minima altezza, che incidendo su di una superficie genera dunque la condizione peggiore di ombreggiamento possibile[8].

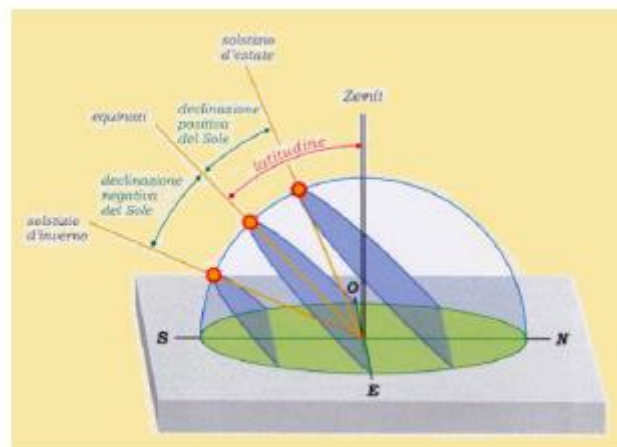


Figura 37- Inclinazione geografica.

Quanto ipotizzato dunque determina un parametro fondamentale per effettuare il calcolo dell'ombreggiamento, la *declinazione solare*. Essa nel caso del solstizio di inverno nell'emisfero australe vale:

$$\delta = -23,5^\circ$$

Lo schema da usare per valutare la distanza ricercata è il seguente:

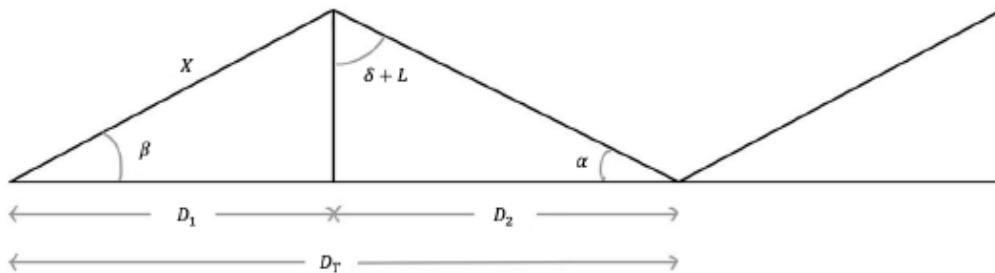


Figura 38- Triangolo delle ombre.

Nel quale:

- X è la lunghezza del modulo: $X = 2,384$ [m]
- β è l'angolo di tilt: $\beta = 20^\circ$
- α è l'altezza solare : angolo formato dai raggi solari con l'asse orizzontale $\alpha = 90 - (L - \delta) = 90 - (42,357 + 23,5) = 24,143^\circ$
- δ è la declinazione solare: $\delta = -23,5^\circ$
- L è la latitudine del sito in questione:
- D_2 è l'ombra che l'incidenza del sole sul modulo genera sulla superficie
- D_1 è la base del modulo inclinato: $D_1 = X \cdot \cos\beta = 2,240$ [m]
- D_T è la distanza totale tra le file di moduli, l'incognita calcolata:

$$D_T = D_1 + D_2$$

Conoscendo già il valore di D_1 , quello che serve è il valore di D_2 [8] .

Quindi si ha che:

$$D_1 = X \cdot \cos \beta = 2,240 [m]$$

$$D_2 = \frac{X \cdot \sin \beta}{\tan \alpha} = 1,819 [m]$$

$$D_T = X \cdot \cos \beta + \frac{X \cdot \sin \beta}{\tan \alpha} = 4,059 [m]$$

L'inclinazione dei pannelli di 25° fa in modo che a causa dell'ombreggiamento reciproco di quest'ultimi la superficie da devolvere per l'intero impianto sia circa il doppio della superficie calcolata in precedenza. L'impianto dunque occuperà approssimativamente un'area di 0,0746 [km²] a fronte di una superficie della centrale disponibile di 0,11 [km²].

3.5.3.1 Schema elettrico unifilare

La soluzione impiantistica individuata prevede l'installazione di 27 inverter da 300 kW ciascuno ad essi dunque verranno connessi 517 pannelli da 580 W. Per alimentare la macchina (compensatore sincrono) in media tensione a 6 kV è necessario collegare 4 trasformatori bt/mt. La potenza dei trasformatori prevista è di 2500 kVA in particolare tre trasformatori su quattro sono connessi a 7 inverter mentre il trasformatore restante è connesso a 6 inverter; per un totale di 27 inverter connessi, come da ipotesi iniziale. La potenza di trasformazione installata risulta essere pari a 10000 kVA ma ai fini impiantistici ciò è irrilevante poiché l'impianto di generazione è dimensionato per produrre 8 MW elettrici. Si ipotizza che l'impianto realizzi una sezione di media tensione in un locale cabina Enel e che il compensatore venga di conseguenza alimentato direttamente da tale sbarra di media in cabina. Nello schema unifilare di impianto sono inoltre riportati il TA, TV, il dispositivo di interruzione generale, il dispositivo di interruzione di interfaccia e il dispositivo di interruzione di ricalzo. Lo schema riportato comprende l'intera sezione in media tensione e a titolo esemplificativo uno dei quattro quadri in bassa tensione dell'impianto fotovoltaico.

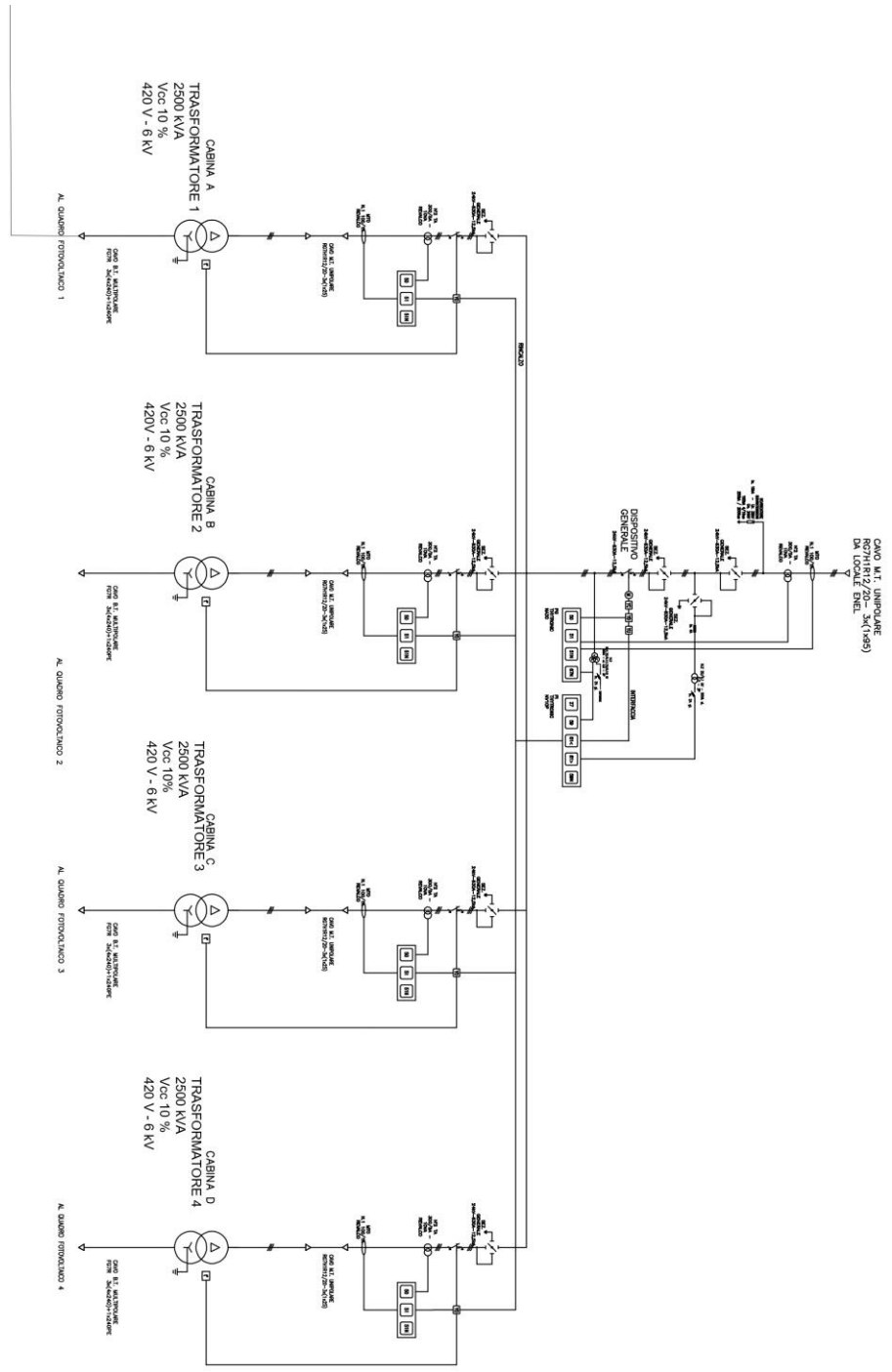


Figura 39 - Schema elettrico unifilare lato MT

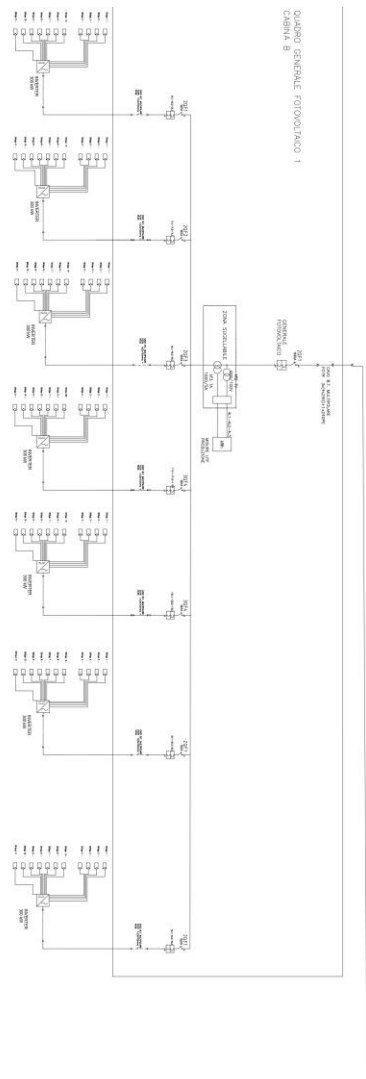


Figura 40 – Schema elettrico unifilare lato pannelli fotovoltaici (cabina B)

3.5.4 Valutazione economica del Progetto

Una volta valutato il risultato del bilancio energetico, è possibile valutare la fattibilità del progetto da un punto di vista economico. La valutazione economica dell'investimento è composta da vari elementi quali l'elenco dettagliato delle voci di costo dei componenti e la raccolta dei flussi di cassa previsti durante la vita dell'impianto. Le voci di costo più importanti risultano essere i moduli fotovoltaici e l'inverter.

3.5.5 Teoria del valore attuale netto (VAN)

La valutazione viene effettuata tramite un parametro detto *Valore Attuale Netto* (VAN).

Con la sigla VAN ci si riferisce ad un metodo di calcolo tramite cui è possibile valutare se un progetto è capace di produrre valore ed in quanto tempo avverrà il rientro economico.

Il periodo in questione è detto *payback time*, esso indica dopo quanto tempo verrà recuperato il valore dell'investimento iniziale. In termini più sintetici, il VAN consente di valutare se l'investimento oggetto dell'analisi è conveniente oppure no ed in quanto tempo permette di generare benefici economici. Il grado di convenienza dell'investimento si può esprimere tramite il rapporto tra il valore del VAN a 25 anni ed il costo di installazione.

La teoria del VAN prevede l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri, ovvero successivi al momento dell'investimento. Quindi i flussi di cassa vanno riportati al valore che avrebbero avuto al tempo dell'esborso, il tempo zero, mediante il tasso di attualizzazione. Dato che per un impianto fotovoltaico la durata è lunga ed il rischio è relativamente basso, si assume un tasso di attualizzazione del 3%. Il calcolo del VAN è svolto tramite la seguente equazione:

$$VAN = -Capex + \sum_{j=0}^N \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

In cui:

- $Capex$ è l'investimento iniziale sostenuto al tempo zero.
- F_j è il flusso di cassa relativo al j-esimo anno.
- i è il tasso d'interesse, costante e fissato al 3%.

Sia mantenuta l'ipotesi che l'impianto ibrido costituisca un'isola e che il compensatore funzioni durante le ore diurne alimentato direttamente dall'impianto fotovoltaico. In questo caso viene meno nei conti economici la spesa d'acquisto di energia dalla rete, tutta l'energia autoprodotta è guadagno in termini di energia non acquistata.

Nel calcolo del VAN è necessario calcolare alcuni parametri: l'investimento iniziale ed i flussi di cassa.

Per quanto riguarda l'*investimento iniziale* si ha che:

$$Capex = Prezzo_{kW} \left[\frac{\text{€}}{kW} \right] \cdot Potenza[kW]$$

In cui si stima un prezzo per ogni kW di potenza, derivante dalla somma dei componenti dell'impianto: principalmente moduli fotovoltaici ed inverter. Il valore di tale parametro è notevolmente diminuito nel corso degli anni grazie agli sviluppi tecnologici. Poiché l'impianto studiato rientra nella scala della decina di megawatt allora il prezzo è di circa 1000 €/kW.

Il calcolo dei *flussi di cassa* è più complesso rispetto al calcolo dell'investimento iniziale in quanto chiama in causa diversi fattori, nonché una valutazione circa l'autoconsumo dell'energia prodotta.

In particolare, i fattori di cui stiamo parlando sono i seguenti:

- $P_n [kW]$: Potenza nominale dell'impianto.

- $E_p \left[\frac{kWh}{kW} \right]$: Produzione di energia per ogni kW, tale parametro è ricavato da PVGIS.
- $t_{injection} \left[\frac{€}{kWh} \right]$: Tariffa di vendita dell'energia immessa in rete. Nel caso studio preso in considerazione, questo parametro non è considerato poiché l'impianto opera come isola.
- $t_{purchase} \left[\frac{€}{kWh} \right]$: Tariffa di acquisto di energia dalla rete, il cui valore stimato è pari a 0,15 [€/hWh]. Esso rappresenta il guadagno di tale impianto, poiché da ipotesi quest'ultimo è un isola energetica dunque tutta l'energia che non acquista risulta guadagno in termini monetari.
- SC [%]: Self-consumption, la quantità di energia prodotta e direttamente consumata. In questo caso l'energia prodotta è per ipotesi tutta consumata in loco.
- $Opex \left[\frac{€}{anno} \right]$: Costi di esercizio e di manutenzione espressi come percentuale del costo di investimento totale. Tale valore è ipotizzato l' 1% del costo di investimento.

All'anno zero il flusso di cassa è pari al valore dell'investimento iniziale (*Capex*), anno dopo anno tale spesa iniziale è sostituita dalla sottrazione tra i ricavi e i costi, come mostrato in *figura* il ricavo è stato calcolato in funzione del prezzo dell'energia non acquistata dalla rete moltiplicato per l'energia prodotta. I flussi di cassa sono successivamente attualizzati seguendo la formula:

$$\text{Flusso di cassa attualizzato} = \frac{\text{Flusso di cassa}}{(1 + i)^j}$$

In tabella è riportato il valore del VAN a 25 anni, calcolato come somma dei flussi di cassa attualizzati all'anno zero. Esso è pari a 74,30 milioni di euro.

Energia prodotta [kWh]	40000000
Capex [€]	8000000
Opex [€/year]	80000

Anni	Costi (€)	Ricavi (€)	Flussi di Cassa (€)	Discount rate (%)	Flusso di cassa attualizzato (€)	Ricavo cumulato (€)	
0	-8000000	0	-8000000	0,05	0	-8000000	
1	80000	5920000	5840000	0,05	5561905	-2438095	
2	80000	5920000	5840000	0,05	5297052	2858957	
3	80000	5920000	5840000	0,05	5044812	7903768	
4	80000	5920000	5840000	0,05	4804582	12708351	
5	80000	5920000	5840000	0,05	4575793	17284144	
6	80000	5920000	5840000	0,05	4357898	21642042	
7	80000	5920000	5840000	0,05	4150379	25792421	
8	80000	5920000	5840000	0,05	3952742	29745163	
9	80000	5920000	5840000	0,05	3764516	33509679	
10	80000	5920000	5840000	0,05	3585253	37094932	
11	80000	5920000	5840000	0,05	3414527	40509459	
12	80000	5920000	5840000	0,05	3251931	43761390	
13	80000	5920000	5840000	0,05	3097077	46858466	
14	80000	5920000	5840000	0,05	2949597	49808063	
15	80000	5920000	5840000	0,05	2809140	52617203	
16	80000	5920000	5840000	0,05	2675371	55292574	
17	80000	5920000	5840000	0,05	2547973	57840547	
18	80000	5920000	5840000	0,05	2426641	60267188	
19	80000	5920000	5840000	0,05	2311086	62578274	
20	80000	5920000	5840000	0,05	2201035	64779308	
21	80000	5920000	5840000	0,05	2096223	66875532	
22	80000	5920000	5840000	0,05	1996403	68871935	
23	80000	5920000	5840000	0,05	1901336	70773271	
24	80000	5920000	5840000	0,05	1810797	72584068	Ricavo Finale (M€)
25	80000	5920000	5840000	0,05	1724568	74308636	74,30863627

Tabella per il calcolo del NPV.

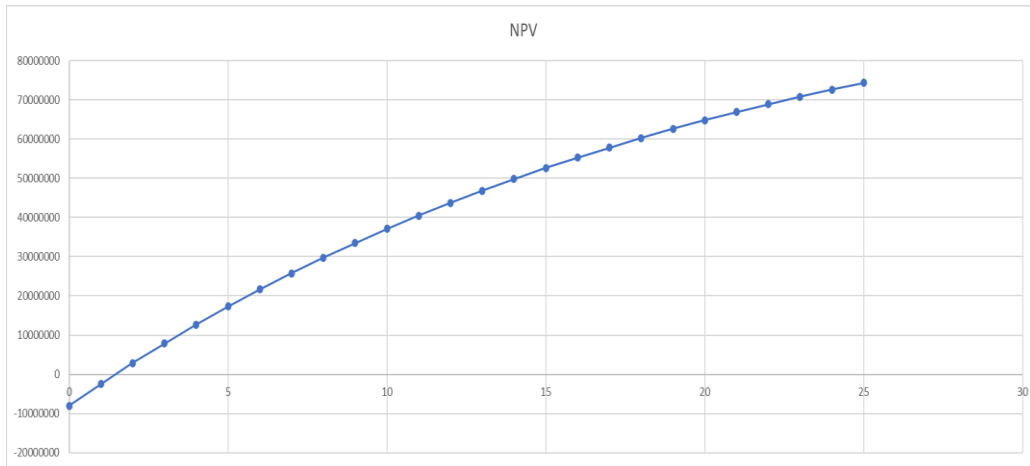


Figura 41 – Grafico del NPV.

Il risultato è un impianto che presenta un *payback time* di tre anni, ciò significa che superato tale lasso di tempo l'investitore rientra nella spesa.

Il *tasso di rendimento interno* (TIR), misura finanziaria utilizzata per valutare la redditività di un investimento rappresenta il tasso di interesse che rende il valore attuale netto (VAN) dei flussi di cassa pari a zero. Il valore attuale netto dell'impianto sarà uguale a zero a conclusione della vita utile dell'impianto se il valore del tasso di interesse è pari al 48%.

$$VAN = -Capex + \sum_{j=0}^N \frac{F_j}{(1+i)^j} = 0$$

Capitolo 4

4 Conclusioni

La diffusione delle fonti rinnovabili e la conseguente riduzione delle centrali termoelettriche tradizionali ha determinato un forte mutamento del sistema elettrico in termini di potenza di cortocircuito, regolazione della tensione e pendolazioni angolari. Tali aspetti hanno particolarmente interessato le più importanti aziende operanti nel campo dell'energia, soprattutto nella trasmissione e nella distribuzione dell'energia elettrica. L'interesse si concentra principalmente nel rendere la rete elettrica il più resiliente possibile, ciò si espleta controllando i flussi di potenza reattiva immessa o prelevata, controllando la frequenza e la corrente di corto circuito. Queste tre funzioni possono essere messe in atto dal *compensatore sincrono*.

In tale studio di tesi è stata analizzata la possibilità di rivalutare un impianto di produzione termoelettrico attraverso il ricondizionamento di una delle sue macchine sincrone. Nell'ottica della sostenibilità ambientale e dell'economia circolare si è pensato di installare la macchina sincrona ricondizionata funzionante da compensatore sincrono presso la centrale termoelettrica di Montalto di Castro, zona geografica in cui la produzione da fonte fotovoltaica è particolarmente sviluppata, così da offrire un servizio per la rete di trasmissione nazionale di energia elettrica.

Obiettivo di questo lavoro di tesi è studiare la fattibilità di alimentare il *compensatore sincrono*, da installare, attraverso un impianto fotovoltaico. Per questo si è lavorato sulla progettazione dell'impianto fotovoltaico presso il sito di interesse e sulla successiva valutazione economica di quest'ultimo. Si è dimostrata la fattibilità dell'opera e la sua convenienza in termini economici.

Come miglioramenti proposti, ci si pone di valutare più accuratamente la possibilità di anettere all'impianto fotovoltaico progettato, un sistema di accumulo così da rendere più sicura l'alimentazione costante e in qualsiasi ora del *compensatore sincrono*. Inoltre si potrebbe valutare, qualora fosse presente un surplus di produzione da fonte fotovoltaica, l'installazione di un *elettrolizzatore*; quest'ultimo

produrrebbe idrogeno approvvigionandosi di energia da fonte rinnovabile e acqua proveniente dal mare nelle estreme vicinanze dal sito di interesse.

Capitolo 5

5 Bibliografia

- [1] «Transmission systems», 2021. [Online]. Disponibile su: www.modernpowersystems.com
- [2] L. OLIVIERI e E. RAVELLI, *Macchine elettriche*.
- [3] A. CAVAGNINO Appunti delle lezioni MACCHINE ELETTRICHE, 2005.
- [4] B. M. Weedy, | B J Cory, N. Jenkins, | J B Ekanayake, e | G Strbac, «ElectricPowerSystems».
- [5] ANSALDO ENERGIA, «Synchronous Condensers». Via N. Lorenzi, 8 - 16152 Genoa - Italy.
- [6] C. P. Hotel e S. Donato, «SOLUZIONI IMPIANTISTICHE GE PER COMPENSATORI SINCRONI».
- [7] P. F. Gemelli, «Realizzazione impianti e tecnologie | Tecnologie Introduzione sulla RTN di dispositivi STATCOM per il controllo rapido delle tensioni con potenza unitaria ± 125 Mvar».
- [8] Fabrizio Digeronimo, «Studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico connesso a rete», Politecnico di Torino, Torino, 2021.
- [9] Filippo Spertino, «Conversione fotovoltaica dell'energia», Torino.