

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



Valutazione tecnico-economica dell'applicazione della tecnologia del Power to Gas
ad un particolare parco eolico siciliano

Relatore: Prof. Alberto Berizzi
Prof. Stefano Campanari

Tesi di Laurea di:

Andrea Bartesaghi Matr. 800705

Anno Accademico 2014 - 2015

Indice

INDICE	3
INDICE DELLE FIGURE:	7
INDICE DELLE TABELLE:	9
RINGRAZIAMENTI	10
ABSTRACT	13
CAPITOLO 1: INTRODUZIONE	15
1.1 Introduzione al panorama energetico nazionale	15
1.2 Criticità di esercizio legate alle FRNP.....	17
1.2.1 Impatto sulle congestioni di rete	18
1.2.2 Impatto sulla riserva e bilanciamento.....	18
1.2.3 Impatto sulla mancata produzione di FRNP	19
1.2.4 Riduzione dei vincoli alle FRNP: Pianificazione	21
1.3 Introduzione alla situazione elettrica Siciliana.....	22
1.3.1 Sistemi di accumulo e interventi previsti	26
1.4 Introduzione ai parchi eolici Siciliani.....	27
CAPITOLO 2: ANALISI DEI PARCHI EOLICI SICILIANI	33
2.1 Dati disponibili	33
2.2 Analisi della potenza elettrica immessa in rete	33
2.3 Analisi della ventosità dei parchi eolici	36
2.4 Analisi fenomeni di stagionalità della produzione eolica.....	38
2.5 Individuazione di una curva caratteristica per i parchi eolici	42
2.5.1 Curva caratteristica di un singolo aereogeneratore	43
2.5.2 Costruzione di una curva di potenza per un impianto eolico.....	45
2.5.3 Method of bins: Filtrazione dei dati.....	46

2.5.4 Method of Bins: ottenimento della curva di potenza	49
2.5.5 Method of Bins: Curve di potenza che tengano conto delle direzioni del vento [13]	53
CAPITOLO 3: STIMA DELLA MANCATA PRODUZIONE EOLICA	57
3.1 Caratteristiche della rete elettrica	57
3.2 Analisi profili di carico	58
3.3 Calcoli di Power Flow	61
3.4 Simulazione dei componenti	63
3.4.1 Carichi	63
3.4.2 Generatori	63
3.4.3 Elettrodotti in antenna	64
3.5 Simulazione a carico massimo	65
3.5.1 Produzione eolica al 60% della nominale.....	65
3.5.2 Produzione eolica al 70% della nominale.....	66
3.5.3 Produzione eolica all' 80% della nominale	67
3.5.4 Valutazione della potenza disponibile al Power to gas	67
3.6 Simulazione a carico intermedio	68
3.6.1 Produzione eolica al 60% della nominale.....	70
3.6.2 Produzione eolica al 70% della nominale.....	71
3.6.3 Produzione eolica all'80% della nominale	71
3.6.4 Valutazione della potenza disponibile al Power to gas	71
3.7 Simulazione a carico minimo	72
3.7.1 Produzione eolica al 60% della nominale.....	73
3.7.2 Produzione eolica al 70% della nominale.....	74
3.7.3 Produzione eolica all'80% della nominale	74
3.7.4 Valutazione della potenza disponibile al Power to Gas	74
3.8 Energia totale disponibile al Power to Gas	75
CAPITOLO 4: PRODUZIONE DI IDROGENO DALLA ELETTROLISI DELL'ACQUA.....	77
4.1 Introduzione.....	77

4.2 Fondamenti dell'elettrolisi dell'acqua	78
4.2.1 Principi	78
4.2.2 Termodinamica	79
4.2.3 Elettrochimica	81
4.3 Caratteristiche generali degli elettrolizzatori	84
4.3.1 Confronto tra monopolare e bipolare	85
4.3.2 Componenti aggiuntivi	85
4.4 Tipologie di elettrolizzatori.....	86
4.4.1 Alkaline Water Electrolyzers (AWE)	87
4.4.2 Proton Exchange Membrane Electrolyzes (PEM)	89
4.4.3 Solid Oxide Electrolyzers (SOE)	91
4.5 Applicazioni	92
4.5.1 Integrazione con la produzione elettrica rinnovabile	92
4.5.2 Progetti dimostrativi.....	93
4.5.3 Conclusioni generali sugli elettrolizzatori.....	94
4.6 Concetto di "Power to gas"	95
4.6.1 Confronto tra elettrolisi ad alta e bassa pressione.....	96
4.6.2 Confronto tra elettrolisi alcalina e elettrolisi PEM	96
4.6.3 Confronto tra elettrolisi ad alta e bassa temperatura.....	97
CAPITOLO 5: VALUTAZIONE ECONOMICA.....	99
5.1 Modellizzazione del sistema	99
5.2 Sistema di elettrolisi	100
5.3 Limitazioni sulla portata di idrogeno.....	102
5.4 Modellizzazione aspetti economici	104
5.5 Metodologia dell'ottimizzazione Tecnico-Economica.....	105
5.6 Analisi dei Risultati	107
CONCLUSIONI	113
APPENDICE A.....	115
Enti citati.....	115

Terna	115
GSE	116
Criteri di sicurezza della rete elettrica	116
Criterio di sicurezza n	116
Criterio di sicurezza n-1	116
Corrispettivi di sbilanciamento.....	118
APPENDICE B	119
Parco 1: Camporeale.....	119
Parco 2 : Contrada Corvo.....	120
Parco 3: Carlentini.....	120
Parco 5: Lasclafani	121
Parco 6: Ltmp Pausania	122
Parco 7: Militello.....	122
BIBLIOGRAFIA.....	129

Indice delle figure:

Figura 1-1: Potenza efficiente degli impianti di generazione elettrica in Italia .	15
Figura 1-2: Produzione elettrica lorda totale in Italia [1].....	16
Figura 1-3: Mancata Produzione Eolica e localizzazione [1].....	20
Figura 1-4: Sicilia Bilancio energetico 2012 [3]	23
Figura 1-5: Sicilia Storico Produzione e richiesta [3].....	24
Figura 1-6: Sicilia Mappa Criticità di rete [3].....	25
Figura 1-7: Immagine posizione anemometri.....	29
Figura 1-8: Mappa rete gas [8]	30
Figura 1-9: Sovrapposizione anemometri e rete del gas	31
Figura 2-1: Funzione densità di probabilità della potenza elettrica totale immessa in rete dai parchi eolici Siciliani	34
Figura 2-2 : Funzioni F e Q della potenza elettrica immessa in rete dai parchi eolici Siciliani	34
Figura 2-3: Curva di durata della potenza elettrica immessa in rete da parchi eolici Siciliani 2012.....	35
Figura 2-4 : Grafico distribuzione di Weibull linearizzata	37
Figura 2-5: Confronto funzione densità da dati sperimentali e funzione densità di Weibull.....	37
Figura 2-6: Diagrammi di densità di potenza stagionale	39
Figura 2-7: Diagrammi di F stagionali.....	40
Figura 2-8: : Diagrammi di F mensile.....	41
Figura 2-9: Confronti	41
Figura 2-10: Confronti	42
Figura 2-11: Power Curve Gamesa G52 850 kW for air density 1.225 kg/m3 ..	43
Figura 2-12: Power Curve Vestas V52	44
Figura 2-13: Dati vento del parco eolico di REGALBUTO	45
Figura 2-14: Curva direzionalità, Densità e Weibull del sito REGALBUTO....	46
Figura 2-15: Dati vento del Parco Eolico REGALBUTO dopo lo STEP I.....	47
Figura 2-16: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di TRNSALEMI	48
Figura 2-17: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di CARLENTINI	48
Figura 2-18: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di MILITELLO	48
Figura 2-19: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di PRIZZI	49
Figura 2-20: Power Curve REGALBUTO.....	50

Figura 2-21: Power Curve TRNSALEMI	51
Figura 2-22: Power Curve CARLENTINI_B.....	51
Figura 2-23: Power Curve MILITELLO.....	52
Figura 2-24: Power Curve PRIZZI	52
Figura 2-25: Layout impianto eolico [9].....	53
Figura 2-26: Potenza prodotta a seconda della direzione del vento.....	54
Figura 2-27: Potenza del parco eolico di PRIZZI divisa in fasce direzionali ...	55
Figura 2-28: Power curve divise in fasce direzionali.....	55
Figura 3-1: Grafici Carico orario del territorio Siciliano [11].....	58
Figura 3-2: Profilo di carico previsionale ipotizzato in Sicilia al 2017	60
Figura 3-3: Esempio di elettrodotto in antenna	64
Figura 3-4: Grafico potenza effettiva-potenza tagliata a carico massimo	68
Figura 3-5: Grafico potenza effettiva-potenza tagliata a carico intermedio.....	72
Figura 3-6: Grafico potenza effettiva-potenza tagliata a carico minimo	75
Figura 4-1: Consumo energetico per un processo ideale di elettrolisi: (a) in funzione della T a p standard di 1 atm; (b) come funzione della p a T standard di 298.15 K.	81
Figura 4-2: Curva Caratteristica I-V di una cella alcalina a 20 bar	82
Figura 4-3: Configurazione di un modulo di elettrolisi; (a) connessione in parallelo delle celle, (b) connessione in serie delle celle	84
Figura 4-4: schema di una cella di elettrolisi alcalina.....	88
Figura 4-5: Schema di una cella PEM.....	90
Figura 4-6: Schema di una cella SOE	91
Figura 5-1: Componenti del sistema e interazioni	99
Figura 5-2: Curve di prestazione per elettrolizzatori alcalini e PEM (70°C) ...	102
Figura 5-3: Limiti di iniezioni in rete di idrogeno per differenti composizioni di gas naturale	104
Figura 5-4: NPV indicativo in funzione della taglia del singolo modulo	106
Figura 5-5: NPV in funzione del costo di investimento.....	110
Figura 5-6: Potenza nominale ottima dell'impianto di elettrolisi in funzione del costo di investimento specifico.....	110
Figura 5-7 Bilancio Energetico per le diverse configurazioni immaginando che il costo di investimento specifico sia pari a 400 €/kW.....	111

Indice delle Tabelle:

Tabella 1-1: Numero e potenza degli impianti FER in Italia a fine 2012 [2]	17
Tabella 1-2: Interventi previsti TERNA PdS 2014 per favorire impianti FRNP [1].....	21
Tabella 1-3: Numero e potenza degli impianti eolici nelle regioni [2].....	22
Tabella 1-4: Posizione anemometri e tipologia aereogeneratori [5] [6] [7].....	28
Tabella 2-1: Potenza massima impianti eolici 2009-2012 e indicazione della data	38
Tabella 3-1: Tabella potenza tagliabile a carico massimo	67
Tabella 3-2: Tabella potenza tagliabile a carico intermedio	71
Tabella 3-3: Tabella potenza tagliabile a carico minimo	74
Tabella 4-1: Confronto tra modulo monopolare e bipolare.....	85
Tabella 4-2: Principali costruttori e caratteristiche degli AWE [17]	86
Tabella 4-3: Capacità di trasporto del gas naturale nelle principali nazioni UE [18]	95

Riconoscimenti

E' doveroso ringraziare Terna per tutti i dati sulla potenza elettrica immessa in rete dai parchi siciliani che sono stati messi a mia disposizione, ringrazio in particolare l'Ingegnere Enrico Maria Carlini per aver messo a disposizione al Politecnico di Milano la rete elettrica nazionale, senza la quale non sarebbe stata possibile la realizzazione di questo elaborato, e il programma Spira.

Tengo molto a ringraziare i professori Alberto Berizzi e Cristian Bovo per avermi seguito durante tutto il percorso di tesi. Ringrazio inoltre il professor Stefano Campanari per l'aiuto fornitomi.

Abstract

Il presente lavoro di tesi nasce sulla base di importanti considerazioni sulla rete elettrica Italiana e ha come obiettivo quello di proporre e valutare il “*Power to Gas*” come soluzione alla eventuale *Mancata Produzione Eolica (MPE)* in Sicilia. Negli ultimi anni, infatti, si è assistito a livello nazionale ad un notevole incremento della penetrazione di fonti energetiche rinnovabili non programmabili, fenomeno di per sé positivo e causato dai grandi incentivi volti al raggiungimento degli obiettivi del 20/20/20. Lo sviluppo di questi impianti di generazione è stato però molto veloce, tanto da poter generare situazioni di criticità sulla rete elettrica nazionale.

La scelta geografica è caduta in particolare sulla regione Sicilia perché ha una rete elettrica che, in determinate situazioni di carico, presenta congestioni a livello locale. E’ inoltre collegata al continente tramite il solo elettrodotto “*Rizziconi-Sorgente*”. Per di più è una delle regioni Italiane in cui si ha la maggior penetrazione eolica.

L’insieme di questi elementi porta a pensare che in Sicilia vi possa essere della MPE, elemento di partenza per poter pensare di applicare la tecnologia del Power to Gas (P2G).

Sarà effettuata inizialmente un’indagine statistica sui parchi eolici siciliani, con estrapolazione della loro curva di potenza e valutazioni sulla ventosità dei siti. In seguito si effettueranno delle simulazioni sulla rete elettrica sotto varie configurazioni di carico e profilo di generazione eolica per determinare la presenza e entità della MPE. Infine si valuterà da un punto di vista economico la possibilità di installare un elettrolizzatore per produrre idrogeno e iniettarlo nella rete del gas.

Questo procedimento avrebbe il potenziale vantaggio di non perdere energia eolica, che andrebbe altrimenti tagliata, e utilizzarla per produrre un vettore energetico decarbonizzato e quindi *emission free*, consentendo una riduzione globale di emissioni di CO₂, scaricando così la rete elettrica qualora essa fosse in difficoltà. L’installazione di un impianto P2G può inoltre aiutare il bilanciamento dell’impianto eolico stesso.

Capitolo 1: Introduzione

Nel presente capitolo si illustrano alcune considerazioni introduttive sulle problematiche di rete generate a causa della nuova tendenza di sviluppo delle energie rinnovabili, le quali senza dubbio apportano molti effetti positivi ed importanti, ma portano anche a delle problematiche che è necessario affrontare e superare per proseguire nei progressi intrapresi al fine di ridurre le emissioni di CO₂ e la dipendenza dai combustibili fossili.

1.1 Introduzione al panorama energetico nazionale

La crescente penetrazione di fonti rinnovabili nel panorama energetico italiano e più in generale europeo, ha portato ad affrontare nuove problematiche dovute all'aleatorietà di alcune fonti energetiche, principalmente rappresentate dal fotovoltaico e dalla produzione eolica. Il rapido sviluppo di queste fonti è riportato in figura 1-1. Si osservi come la produzione da fonte eolica e fotovoltaica si impenni a partire dal 2006-2007 sino a diventare un elemento di estrema importanza nel mix energetico nazionale.

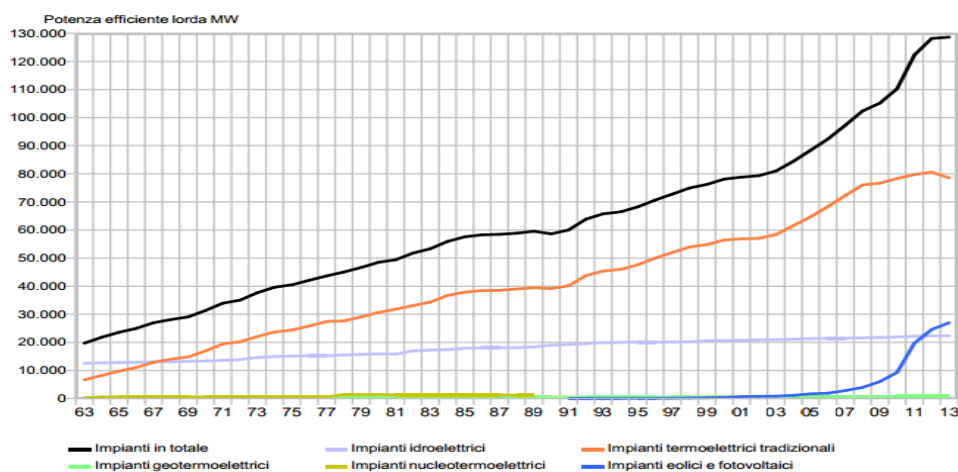


Figura 1-1: Potenza efficiente degli impianti di generazione elettrica in Italia

Fonti energetiche come quella idroelettrica e geotermica presentano da qualche decennio una sorta di saturazione. Il loro sviluppo risulta bloccato e non più in

grado di crescere a livello nazionale perché sono fonti già efficacemente sfruttate. Viceversa si assiste ad una continua crescita per le altre FER, in particolar modo per l'energia solare, la quale ha sfruttato nel periodo considerato le tariffe incentivanti del "V conto Energia" per avere un tale sviluppo. Tariffa che ora si è esaurita.

In Figura 1-2 si può osservare come la costante crescita della produzione rinnovabile sia accompagnata da una riduzione dei consumi elettrici. La causa primaria di questo calo è la crisi economica che ha colto l'Italia e l'Europa a partire dal 2008, ma anche, in minor parte, i progressi svolti nel campo dell'efficienza energetica. Tutto questo ha portato come ovvia conseguenza ad una sempre maggior quantità percentuale di energia elettrica prodotta da FER, il che è ottimo dal punto di vista dell'impatto ambientale, comporta infatti una riduzione delle emissioni di CO₂, ma anche dal punto di vista economico-politico. Importanti conseguenze sono infatti il calo del costo marginale dell'energia elettrica e la minore dipendenza dai combustibili fossili.

Accanto a tutti questi vantaggi si rende però necessaria un'evoluzione del sistema elettrico, il quale deve essere in grado di superare i vecchi paradigmi sui quali era stato fondato e affrontare problemi nuovi: ovvero il problema dell'aleatorietà delle fonti e di un sempre un maggior numero di impianti che non possono garantire la sicurezza del sistema elettrico né dal punto di vista della regolazione di tensione né da quello della capacità di riserva, rendendo più complicato il bilanciamento del sistema.

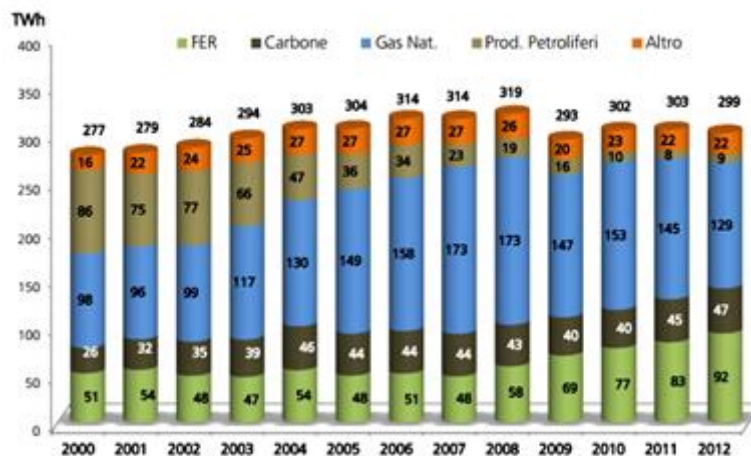


Figura 1-2: Produzione elettrica lorda totale in Italia [1]

A sfavore dell'Italia gioca anche il fatto che, a differenza di molti altri paesi UE, le fonti rinnovabili non programmabili si incontrano per lo più in alcune aree

geografiche localizzate e ben definite, prevalentemente concentrate al sud e nelle isole. Le problematiche in particolare si evidenziano per la fonte eolica. Nel 2010 circa il 70% della potenza eolica installata a livello italiano risultava concentrata nelle isole maggiori più Calabria e Puglia, tutte aree caratterizzate da un surplus di generazione rispetto al carico locale e storicamente debolmente magliate. Queste osservazioni sono confermate dalla tabella 1-1.

Tabella 1-1: Numero e potenza degli impianti FER in Italia a fine 2012 [2]

Regione	Idraulica		Eolica		Solare	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	634	2.615,6	7	12,7	34.104	1.369,7
Valle d'Aosta	97	920,9	3	2,6	1.529	17,9
Lombardia	427	5.038,5	4	..	68.434	1.821,8
Trentino Alto Adige	588	3.205,1	8	1,9	18.399	370,2
Veneto	283	1.123,0	9	1,4	64.941	1.482,0
Friuli Venezia Giulia	168	492,2	4	..	22.495	405,1
Liguria	60	85,9	30	47,1	4.387	73,7
Emilia Romagna	112	315,0	42	19,0	44.940	1.609,8
Toscana	136	350,2	61	86,9	24.745	644,7
Umbria	34	511,1	5	1,5	11.430	415,2
Marche	133	240,0	21	0,7	17.176	980,3
Lazio	73	402,9	12	51,0	26.711	1.068,0
Abruzzo	57	1.002,9	18	230,6	11.937	609,0
Molise	29	87,2	27	369,4	2.587	158,1
Campania	41	348,3	126	1.206,6	16.571	546,2
Puglia	4	1,6	372	1.985,1	33.563	2.449,1
Basilicata	10	132,2	110	369,1	5.602	330,0
Calabria	49	741,3	56	995,9	14.488	385,2
Sicilia	17	151,3	92	1.749,2	32.005	1.125,8
Sardegna	18	466,7	47	988,6	22.287	558,2
ITALIA	2.970	18.232,0	1.054	8.119,4	478.331	16.419,8

1.2 Criticità di esercizio legate alle FRNP

L'impatto delle FER sul Sistema Elettrico Nazionale (SEN) si sviluppa particolarmente verso tre direzioni [1]:

- Impatto sulle congestioni di rete;
- Impatto sulla riserva e bilanciamento;
- Impatto sulla mancata produzione di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP);

Si analizzano ora con maggior dettaglio le criticità sopra elencate.

1.2.1 Impatto sulle congestioni di rete

Il continuo incremento delle FER ha contribuito ad aumentare la separazione in zone del SEN per quanto riguarda gli esiti del Mercato del Giorno Prima (MGP). Tale separazione comporta, per rispettare i vincoli sulla sicurezza di esercizio del sistema, l'ingresso in esercizio di unità produttive meno efficienti a scapito di altre più convenienti, con conseguenti oneri di congestione a scapito di operatori e utenti finali. Interventi in atto da TERNA per ridurre l'impatto delle FRNP sulle congestioni di rete si focalizzano su:

-Incrementare la capacità di transito tra le zone di mercato, esempio è l'interconnessione tra Sicilia e continente.

-Risolvere le criticità sulla rete a 150 kV ove possibile ricorrendo alla interconnessione con la rete a 380 kV, essendo quest'ultima dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione. A tal fine è prevista la nuova realizzazione di stazioni di trasformazione per collegare le reti AT.

Questi interventi sono atti a moderare gli effetti delle FRNP, ma è comunque lecito attendersi in futuro un sempre maggior numero di ore di congestione sulla rete AT.

1.2.2 Impatto sulla riserva e bilanciamento

Come stabilito dal Codice di Rete perché il sistema elettrico operi in sicurezza devono essere garantite una certa riserva e una certa capacità di regolazione primaria.

-*Riserva primaria*: il Codice di Rete prescrive che gli impianti di generazione debbano rendere disponibile una banda di regolazione primaria non inferiore all'1,5% della potenza efficiente al fine di poter regolare adeguatamente e in sicurezza la frequenza del sistema [1]. Da tale obbligo sono esclusi gli impianti FRNP. Questo servizio è obbligatorio solo per le unità di produzione rilevanti e abilitate. Intuitivamente l'aumento di unità di produzione eoliche e fotovoltaiche riduce la capacità di riserva primaria.

-*Riserva secondaria*: vale un discorso simile al precedente. Solo le unità abilitate devono fornire questo servizio, che quindi non è richiesto alle unità di produzione non programmabili. Chi è abilitato deve essere in grado di aumentare o diminuire la propria produzione al fine di garantire il bilanciamento del sistema, è detta regolazione secondaria di frequenza. E' un servizio remunerato ma obbligatorio per chi è abilitato. La banda di regolazione deve essere come minimo di 10 MW,

oppure, se maggiore, è necessario rendere disponibile una banda di regolazione secondaria non inferiore al 6% della potenza efficiente [1]. Solitamente questo secondo vincolo vale per impianti termoelettrici di grossa taglia.

-Riserva terziaria: affinché il SEN sia considerato sicuro è necessario poter alimentare correttamente il carico nel rispetto di tutti i parametri di esercizio. E' necessario poter far fronte ad alcuni fenomeni aleatori, come la mancata immissione di generazione da parte di un'unità di potenza che si guasta, oppure l'improvviso aumento di domanda da parte dei consumatori. Per questo è stata introdotta la regolazione di riserva terziaria. L'immissione di FRNP non fa altro che introdurre un maggior grado di aleatorietà, rendendo necessaria una maggiorazione della capacità di riserva. Questo discorso vale in particolar modo per la fonte eolica, la quale è estremamente oscillante e difficilmente prevedibile. Con anticipo di 24 ore nonostante l'utilizzo dei migliori benchmark internazionali non si riesce a prevedere esattamente la produzione eolica e si commette un errore medio di circa il 20% [1]. Nel Piano di Sviluppo 2014 di Terna [1] si stima che nel 2020 sarà necessario avere circa 1200 MW aggiuntivi di capacità di riserva per circa il 50% delle ore annue a causa di due principali fenomeni: l'elevata intermittenza eolica e le elevate rampe di carico nelle ore serali, nelle quali si ha un effetto combinato di calo della produzione fotovoltaica e aumento del carico a causa dell'illuminazione. La riserva terziaria è un servizio manuale anziché automatico come i due precedenti, e si divide in pronta (se possibile modificare la produzione di 10 MW entro 15 minuti) o fredda (se possibile modificare la produzione entro 60 minuti).

La necessità di approvvigionare su MSD (mercato dei servizi di dispacciamento) margini di riserva incrementati influisce sulla capacità del sistema stesso di assorbire potenza prodotta da FRNP. Fenomeno che diventa particolarmente critico per l'eolico quando si verificano fenomeni di elevata ventosità nelle ore notturne, dove il carico è minimo.

1.2.3 Impatto sulla mancata produzione di FRNP

Il grande numero di impianti entrati in esercizio negli ultimi anni, unitamente ai brevi tempi di costruzione, una volta ottenuta l'autorizzazione, e al mancato coordinamento tra autorizzazione agli impianti e le opere di rete ha portato al raggiungimento dei limiti di funzionamento su alcune dorsali AT a 150 kV. Questo comporta che oggi si possano verificare situazioni localizzate che necessitano:

-apertura delle direttrici nel punto baricentrico rispetto alla potenza immessa in rete, azione che causa una riduzione della sicurezza (con l'esercizio in antenna viene meno la sicurezza n-1) [1];

-ricorso alla limitazione della produzione di impianti eolici qualora non si riuscisse a consentire tutto il deflusso della potenza disponibile, si parla cioè di Mancata Produzione Eolica (MPE).

Quest'ultima azione comporta l'ingresso in esercizio, al posto della potenza eolica tagliata, di altre unità di produzione, generalmente termoelettriche. Questo fatto porta un duplice effetto negativo: un aumento delle emissioni di CO₂ e un aumento dei costi marginali. Come facilmente osservabile in figura 1-3 il fenomeno della MPE è circoscritto ad alcune aree geografiche, caratterizzate da grande penetrazione eolica, che sono prevalentemente il sud Italia e le isole maggiori. Dallo stesso grafico si evince che il fenomeno della MPE è stato estremamente rilevante nel 2009, per poi calare sino al 2012 e tornare in seguito a crescere.

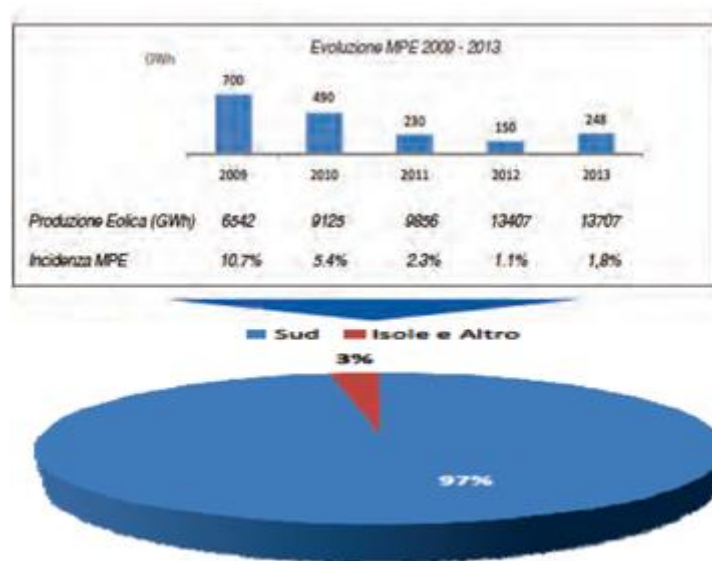


Figura 1-3: Mancata Produzione Eolica e localizzazione [1]

Riassumendo, dunque, al fine di garantire la sicurezza della rete elettrica e/o gestire indisponibilità di rete dovute a manutenzione, Terna può impartire agli impianti delle limitazioni di produzione, in modo pianificato o in tempo reale, denominati “ordini di dispacciamento”.

Gli utenti del dispacciamento di una o più unità la cui produzione di energia elettrica da fonte eolica abbia subito riduzioni per effetto di ordini di

dispacciamento, impartiti da Terna, possono presentare al GSE una istanza per l'ottenimento della remunerazione della MPE.

A tal fine, il GSE si è dotato di un modello di simulazione che riproduce il funzionamento degli impianti di produzione anche durante i periodi di limitazione, basandosi sulle reali misure di produzione, sui dati anemometrici e sulle indisponibilità di impianto comunicate dagli operatori.

1.2.4 Riduzione dei vincoli alle FRNP: Pianificazione

Uno dei principali obiettivi della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV normalmente preposta alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili ricorrendo, se possibile, alla interconnessione con la rete a 380 kV, la quale è dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

Per quanto sopra esposto l'eccedenza di produzione da fonti rinnovabili, che si inserisce sulla rete AT, viene in gran parte veicolata sul sistema AAT, accentuando i fenomeni di congestione anche sul sistema primario di trasmissione, con il rischio di non riuscire a sfruttare, in particolare nei periodi di basso fabbisogno, tutta l'energia rinnovabile producibile. In Tabella 1-2 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo, riportati nel Pds 2014 di TERNA [1], funzionali a favorire la produzione di energia da impianti FRNP.

Per ciascun intervento, o gruppo di interventi, sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli di trasporto, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Tabella 1-2: Interventi previsti TERNA PdS 2014 per favorire impianti FRNP [1]

Categoria	Interventi	liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	550
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento II"	500
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Avellino N - Benevento II"	650
	Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	1.000
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Scilla - Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.150
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	1.100

In assenza dei rinforzi di rete indicati, in caso di alcune contingenze, potrà essere necessario ridurre la produzione da fonti rinnovabili in alcune aree del Sud Italia, al fine di garantire la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico.

1.3 Introduzione alla situazione elettrica Siciliana

La Sicilia è la seconda regione italiana per quanto riguarda la potenza eolica installata, superata dalla sola Puglia, come si può osservare in tabella 1-3.

L'interesse verso questa regione nasce a causa delle problematiche di rete che la caratterizzano a fianco della grande penetrazione di fonti rinnovabili.

Tabella 1-3: Numero e potenza degli impianti eolici nelle regioni [2]

Regione	2011		2012		2012 / 2011 Variazione %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	7	14,4	7	12,7	..	-11,8
Valle d'Aosta	1	..	3	2,6	200,0	10.216,0
Lombardia	3	..	4	..	33,3	26,7
Trentino Alto Adige	8	3,1	8	1,9	..	-37,3
Veneto	9	1,4	9	1,4	..	0,6
Friuli Venezia Giulia	2	..	4	..	100,0	100,0
Liguria	23	23,1	30	47,1	30,4	103,7
Emilia Romagna	29	18,1	42	19,0	44,8	4,6
Toscana	48	45,6	61	86,9	27,1	90,5
Umbria	4	1,5	5	1,5	25,0	1,3
Marche	17	0,7	21	0,7	23,5	4,4
Lazio	12	51,0	12	51,0	0,0	0,0
Abruzzo	27	220,4	18	230,6	-33,3	4,6
Molise	26	367,2	27	369,4	3,8	0,6
Campania	114	1.067,1	126	1.206,6	10,5	13,1
Puglia	257	1.393,5	372	1.985,1	44,7	42,4
Basilicata	54	301,9	110	369,1	103,7	22,3
Calabria	45	783,9	56	995,9	24,4	27,0
Sicilia	82	1.680,9	92	1.749,2	12,2	4,1
Sardegna	39	962,2	47	988,6	20,5	2,7
ITALIA	807	6.936,1	1.054	8.119,4	30,6	17,1

Come prima cosa è necessario introdurre alcune caratteristiche della rete siciliana. L'energia elettrica potenzialmente producibile sull'isola, senza guardare a discorsi economici o di sicurezza, è in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico regionale.

Per quanto riguarda il mix produttivo: secondo i dati in figura 1-4, ottenuti analizzando il piano di sviluppo 2014 pubblicato da Terna [3], è evidente come la produzione termoelettrica faccia da padrona (come nel resto del Paese), ma si ha una grande frazione di energia prodotta da fonte rinnovabile, circa il 21% del totale. Essa è tutta distribuita tra eolico e fotovoltaico, ovvero FRNP, in particolare la fonte eolica è il 13% della energia totale prodotta. La fonte idroelettrica è poco sviluppata per ovvi motivi ambientali.

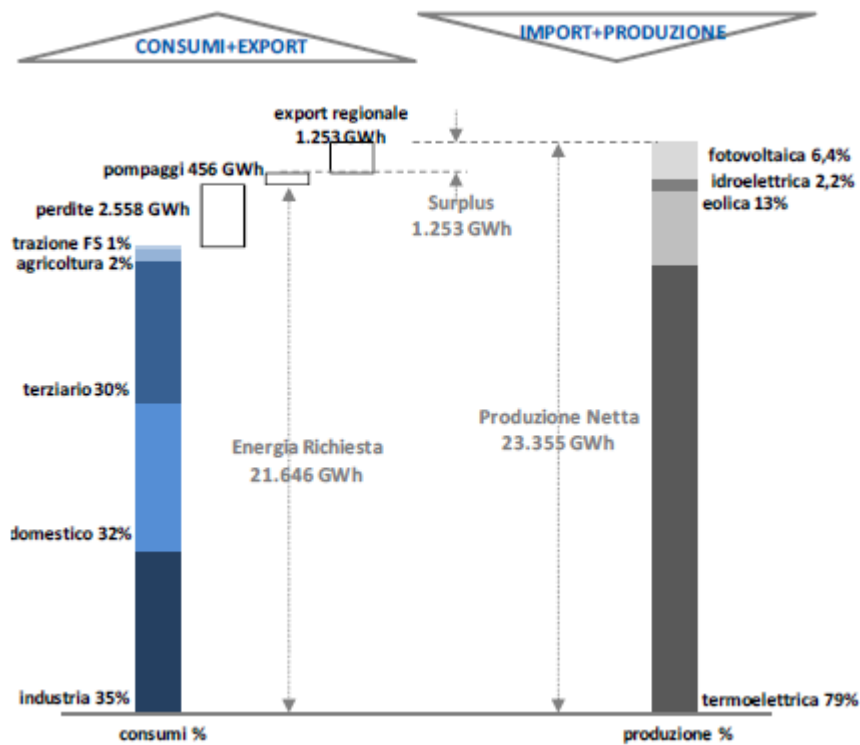


Figura 1-4: Sicilia Bilancio energetico 2012 [3]

Per quanto riguarda il consumo elettrico si può osservare in Figura 1-5 come esso sia in contrazione e nell'anno 2012 sia tornato circa uguale rispetto a quello del 2009, a causa della crisi economica. L'effetto congiunto di una grande produzione rinnovabile, in continua crescita, con il calo dei consumi causa una forte crescita della penetrazione rinnovabile nel territorio Siciliano, con tutte le conseguenze ad essa connesse.

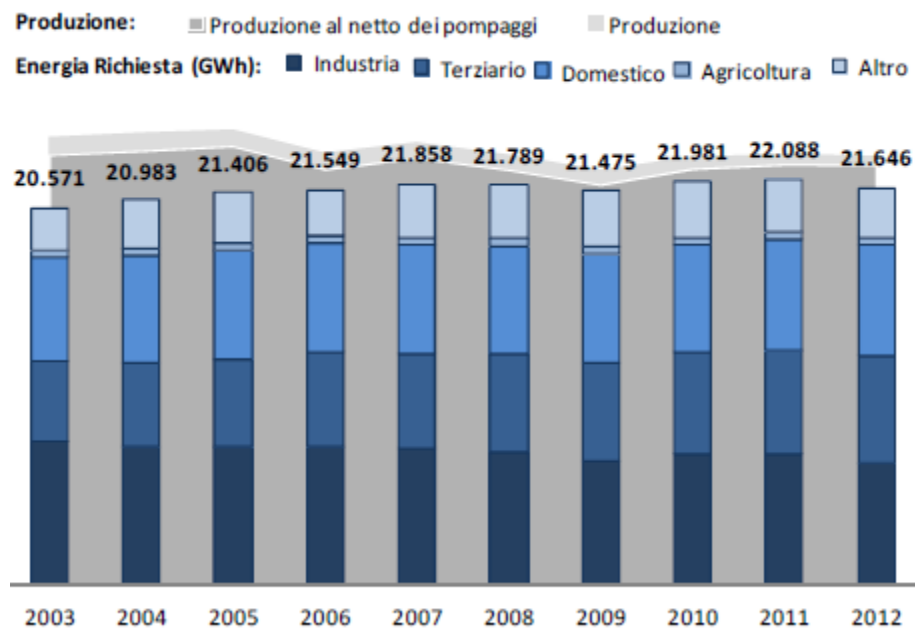


Figura 1-5: Sicilia Storico Produzione e richiesta [3]

La Sicilia è attualmente connessa al continente con un unico elettrodotto, un collegamento a 400 kV in corrente alternata, e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente dall'unica dorsale a 400 kV "Sorgente - Paterno - Chiaramonte Gulfi - Priolo", oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale [3]. A causa della presenza di una sola interconnessione con il continente la sicurezza delle rete viene mantenuta gestendo con particolare attenzione l'import-export di potenza. Questo tipo di problematiche ovviamente ha effetti sull'esito del mercato elettrico e sono prevedibili in futuro sempre maggiori condizionamenti sul profilo di generazione, soprattutto per quanto riguarda le fonti energetiche rinnovabili.

Effetto principale dal punto di vista economico di queste congestioni di rete è sinora stato la limitazione di impianti più efficienti in territorio Siciliano, per cui il prezzo zonale in questa regione risulta il più alto a livello italiano, contribuendo a tenere un PUN (prezzo unico nazionale) elevato. La presenza di congestioni ha anche influenza sull'ingresso in esercizio di nuovi impianti, soprattutto in riferimento alle fonti rinnovabili (in particolare eolica essendo in grande e continua espansione sull'isola).

Per quanto riguarda la sicurezza sono in seguito discusse le principali problematiche sul territorio. E' anche disponibile la Figura 1-6, una mappa che ben illustra graficamente dove sono situate le principali problematiche di rete.

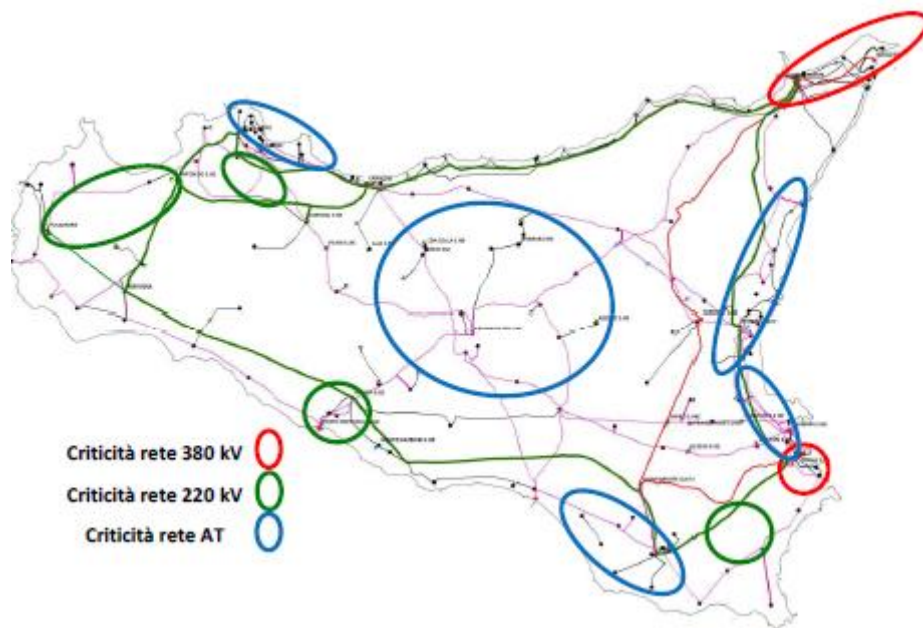


Figura 1-6: Sicilia Mappa Criticità di rete [3]

Per quanto riguarda l'area nord-occidentale, corrispondente alle zone di Trapani-Palermo, il problema principale è la scarsa disponibilità di impianti in grado di effettuare regolazione di tensione. Per questo capita spesso che nei periodi di basso carico notturni si incorra in rischi di elevati livelli di tensione, è quindi necessario prevedere ulteriori dispositivi di compensazione reattiva.

Analoghe difficoltà si riscontrano per l'esercizio in sicurezza N-1 dell'isola.

Si riscontrano inoltre problematiche nel polo di Priolo, dove in caso di fuori servizio della linea a 220 kV "Melilli-Masterbianco" è necessario limitare la produzione per non sovraccaricare le vicine linee a 150 kV. Inoltre alcuni importanti gruppi di generazione sono collegati alla rete con una sola linea a 400 kV, qualora essa fosse indisponibile ne conseguirebbe la perdita delle suddette unità, strategiche per il sistema siciliano [3].

Importante problematica di rete è anche dovuta al fatto che la grande penetrazione di fonti rinnovabili, connesse prevalentemente alla rete di subtrasmissione, rischia di portare a saturazione alcune porzioni della rete AT, con conseguenti possibili congestioni. Inoltre la grande presenza di impianti fotovoltaici, connessi alla rete di distribuzione, rende critica la gestione della rete in caso di indisponibilità della connessione a 400 kV con il continente; potendo provocare problemi di frequenza. In risposta a tutte queste problematiche e nel tentativo di prevenirne di nuove, che possono essere causate dalla combinazione tra il nuovo ingresso in esercizio di fonti rinnovabili e il calo del carico elettrico, sono previsti una serie di interventi sulla rete elettrica per migliorarne le sicurezza.

Tutti gli interventi pianificati per risolvere le problematiche di rete sono riportati in dettaglio nel piano di sviluppo, tra questi è però interessante analizzare la disposizione sui sistemi di accumulo [4]. Altro esempio di importante intervento pianificato da Terna è l'introduzione di un secondo elettrodotto a 380 kV che unisca Sicilia e continente [3].

1.3.1 Sistemi di accumulo e interventi previsti

In relazione al problema della MPE risulta particolarmente utile analizzare le sperimentazioni sui sistemi di accumulo diffuso per la raccolta di energia rinnovabile [4]. Prima della descrizione del solo caso siciliano è importante introdurre l'argomento a livello nazionale.

Nel 2011 ci si rende conto che le nuove disposizioni europee, che hanno portato a notevoli incentivi sulle FER, in combinazione al calo del consumo elettrico, causato dalla crisi economica, hanno aperto nuovi scenari di cui, nei periodi precedenti, non era mai stato necessario preoccuparsi. In momento di basso carico e elevata produzione elettrica da parte di centrali che si basano su fonti energetiche rinnovabili aleatorie, come l'eolico e il fotovoltaico, è evidente come si incorra in problematiche nuove dal punto di vista della regolazione e della generazione al fine del bilanciamento del carico. E' fondamentale dunque poter disporre appieno di tutte le risorse di regolazione esistenti, come gli scambi con l'estero e la disponibilità di sistemi di accumulo.

Queste nuove evidenze hanno portato al documento Integrativo sui sistemi di accumulo relativo al "Piano di Sviluppo 2011" emesso da Terna, dal quale verranno estratte utili informazioni sul caso siciliano [4]. In questo documento si individuano le problematiche e criticità che le FRNP avrebbero potuto creare in un'ottica di breve-medio termine e anche una loro posizione geografica.

La soluzione proposta [4] è installare sistemi di accumulo diffuso lungo le direttrici evidenziate come critiche, così da poter evitare di tagliare la produzione rinnovabile, accumulandola per momenti di maggior carico, e risolvendo contemporaneamente i problemi causati dalla loro eccessiva penetrazione. Tali unità produttive infatti a causa dell'aleatorietà della fonte primaria non concorrono a garantire il funzionamento in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN), non contribuendo a fornire risorse ai fini del dispacciamento.

L'idea di base era utilizzare come accumulo delle batterie amovibili, così che fossero facili da spostare in caso di cambio delle linee critiche, in un'ottica di lungo periodo. Essendo inoltre previsto di installare questi dispositivi in adiacenza delle stazioni elettriche, l'impatto ambientale risulta minimo. Alternativa possibile alle batterie sono gli impianti di pompaggio.

I vantaggi dell'installazione di sistemi di accumulo sono molteplici. I vantaggi immediati di accumulare energia sono la risoluzione delle congestioni di rete e il miglioramento della sicurezza. La risoluzione delle congestioni comporta anche un beneficio economico diretto, consentendo la produzione agli impianti più

efficienti. Altro beneficio economico portato dai sistemi di accumulo è consentire di accumulare EE nelle ore notturne, quando il prezzo è basso, per poi rivenderla nelle ore diurne a prezzo maggiore.

Si hanno anche ulteriori effetti positivi, infatti queste batterie sono in grado di fornire capacità di riserva e bilanciamento, aiuto nella regolazione di frequenza ed infine un livellamento dei consumi nei periodi di “peak shaving”, evitando l’ingresso in esercizio di unità di produzione poco efficienti.

Ovviamente non si pensa di risolvere ogni problematica di rete con l’introduzione di questi dispositivi di accumulo, deve essere un percorso parallelo alle altre soluzioni previste nel piano di sviluppo di TERNA.

L’interesse verso i sistemi di accumulo in questo elaborato nasce perché essi hanno caratteristiche comuni con il concetto di Power to Gas, dunque i siti individuati come critici dal PdS di TERNA sono di notevole interesse.

Per quanto riguarda gli interventi specifici proposti sull’ area Sicilia ci si rende conto che nel 2011 era stata operata una modulazione di potenza per circa 400 MWh e si individuano una serie di direttrici potenzialmente critiche sulle quale sarebbe opportuno installare dispositivi di accumulo.

Il 2/10/2012 viene approvato il Pds 2011, e in tale ambito viene anche approvata una sperimentazione sui sistemi di accumulo diffuso fino a 35 MW. In particolare con la delibera 288 del luglio 2012 vengono indicati numero di progetti e loro requisiti. Il primo impianto autorizzato di questo tipo risale all’agosto 2013 ed è situato sulla direttrice a 150 kV “Benevento-Volturara”.

Nel Pds 2014 vengono individuate come zone critiche nella regione Sicilia, al fine di introdurre sistemi di accumulo, le seguenti direttrici:

- 150 kV “Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina –Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente”;
- 150 kV “Tempio Pausania – Assoro –Valguarnera”;
- 150 kV “S. Cono – Mineo – Scordia –Francofonte – Francofonte CP – Carlentini– Augusta2”;

Note le direttrici potenzialmente critiche e le zone a rischio di congestione, nel successivo lavoro di tesi sarà opportuno valutare, simulando la rete elettrica con Matpower, la risposta della stessa a una serie di profili di carico e produzione elettrica, valutando una potenza eolica immissibile in rete statisticamente probabile e facendo le opportune prove anche in sicurezza n-1, valutando così eventuali situazioni di superamento dei limiti di trasmissione.

1.4 Introduzione ai parchi eolici Siciliani

La potenza eolica installata in Sicilia a fine 2013 era di 1749,2 MW, una cifra molto elevata, per un totale di 92 parchi eolici [3]. In questo lavoro di tesi si analizzeranno 19 parchi eolici di cui sono note potenza elettrica immessa in rete per ogni del giorno dal 1/1/09 al 1/10/12 e la ventosità corrispondente.

La potenza nominale totale di questi parchi è di circa 700 MW, ovvero il 40% circa della potenza eolica totale installata.

I parchi a disposizione sono uniformemente distribuiti sul territorio regionale, nella figura 1-7 si ha una panoramica della posizione dei parchi, a dire il vero non è riportata la posizione del parco ma quella dell'anemometro corrispondente. Sono riportate anche in tabella 1-4 una serie di informazioni utili relative ai parchi eolici. In seguito ad un attento lavoro di ricerca infatti per ogni parco eolico sono state determinate non solo la posizione geografica ma anche numero e tipologia di aereogeneratori così da avere informazioni precise sulle velocità di cut-in e cut-off delle macchine, queste informazioni si riveleranno molto utili nel momento di dover ricostruire la curva di potenza dei suddetti impianti.

Tabella 1-4: Posizione anemometri e tipologia aereogeneratori [5] [6] [7]

Punto	Anemometro	P. Installata	altezza anemometro	n_aereogeneratori	V_CUT-IN	tipologia macchina
1	CAMPOREALE E PARTINICO	20.4[C]+16.15[P]	30	43	4	VESTAS V52 850 kw
2	CONTRADA CORVO	38.25	57	45	4	GAMESA G52 850 KW
3	CARLENTINI A	24.65	30	29	4	VESTAS 52 850 KW
3	CARLENTINI B	23.8	30	28	3	GAMESA G58 850 KW
5	LASCLAFANI	25.5	50	30	4	VESTAS V52 850 kw
6	TEMPIO PAUSANIA	70.5	70	47	4	ECOTECNIA ECO80 1,5 MW
7	MILITELLO	24.65	30	29	4	
8	MONTE NARBONE	20.4	50	24	3	GAMESA G58 850 KW
9	MONTE ZIMMARA	27.2	57	32	4	GAMESA G52 850 KW
10	PRIZZI	60	78	30	4	GAMESA G90 2000KW+G58
11	REGALBUTO	49.7	80	20	4	NORDEX N90 2500 KW
12	SALEMI	25.5	30	30	4	
13	SERRA MARROCCO	46.75	57	55	4	GAMESA G52 850 KW
14	TRANSALEMI	66.25	80	31+5	4	GAMESA G87(2MW)+G52
15	VIZZINI	25.5	30	30	4	VESTAS 52 850 KW
16	CACCAMO	14.45	55	17	3	GAMESA G58 850 KW
17	GREENPATTI	48.3	MET_1: 80 MET_2: 80 MET_3: 80	TOTALE: 21	4	NORDEX N90 2300 KW NORDEX N90 2300 KW NORDEX N90 2300 KW
18	LAGO ARANCIO	44	60	22	4	GAMESA G87 2000KW
19	MIMIANI	22	40 e 60	30	4	VESTAS V52 850 kw



Figura 1-7: Immagine posizione anemometri

Per i ragionamenti fatti nel precedente paragrafo sulle aree a maggior rischio, si può osservare come i parchi eolici collegati a queste direttrici siano:

- I parchi 9-11-13 per quanto riguarda la direttrice “Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente”; sono in totale 120 MW di potenza installata.
- Il parco 6 per quanto riguarda la direttrice “Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera”; sono in totale 70 MW di potenza installata.
- I parchi 3-7-15 per quanto riguarda la direttrice “S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini-Augusta2”; sono in totale circa 100 MW di potenza installata.

Il fine ultimo di questo lavoro di tesi è valutare la fattibilità del “*Power to Gas*”; ovvero la possibilità di installare un elettrolizzatore in prossimità degli impianti in cui rischia di avvenire MPE, al fine di generare idrogeno da iniettare nella rete gas, anziché semplicemente modulare la potenza elettrica generata dagli impianti eolici. Per questo occorre valutare la posizione degli impianti eolici e delle direttrici critiche rispetto alla rete del gas.

E’ importante inoltre valutare se un impianto sia collocato nei pressi della rete regionale piuttosto che quella nazionale per due principali motivi: la portata trasportata e la pressione di esercizio. La rete nazionale del gas è a pressioni molto elevate, nelle zone considerate la pressione è indicata sui 75 bar. Viceversa la rete regionale si trova sicuramente a livelli di pressioni inferiori. Questo discorso è

interessante, in quanto a seconda delle pressioni del gasdotto in cui l'idrogeno prodotto va immesso occorre valutare la tipologia di elettrolizzatore ottimale. Per quanto riguarda le portate sicuramente esse sono maggiori nella rete nazionale del gas. E' importante tenere in considerazione questa variabile in quanto si ha un limite massimo di portata idrogeno, in funzione della portata di gas naturale, che è possibile immettere nella rete. Questo limite verrà discusso nei successivi capitoli.

Sono riportate in figura 1-8 e 1-9 rispettivamente una mappa aggiornata della rete gas siciliana e una sovrapposizione della rete gas con la mappa impianti eolici così da rendere più facile individuare siti adatti.

Ciò che si osserva è che dal punto di vista della vicinanza con la rete del gas gli impianti GREENPATTI(17) sono prossimi al condotto nazionale del gas, nei pressi del nodo di Montalbano Elicona. L'impianto di Regalbuto(11) non è lontano dalla rete nazionale, nodo di Gagliano, trovandosi dunque in ottima posizione.

La stazione di Vizzini(15) è forse la più lontana tra quelle analizzate dalla rete nazionale, la rete gas più vicina è la rete regionale vicino a Caltagirone, ma è alla fine del condotto quindi è facile immaginare che la portata di gas in questo punto sia ridotta, con la conseguenza di avere delle limitazioni sull'idrogeno immissibile. Per quanto riguarda gli impianti Serra Marrocco(13) e Monte Zimmarà(9) essi sono vicini alla rete regionale del gas, la quale va fino a Palermo. Per questo motivo si può ritenere che la quantità di gas sia consistente e non ci siano problemi di portata. Tempio Pausania(6) si trova abbastanza lontano sia dalla rete nazionale che quella regionale del gas. Infine, per quanto riguarda gli impianti di Carlentini(3), essi sono vicini alla rete regionale del gas di Augusta.

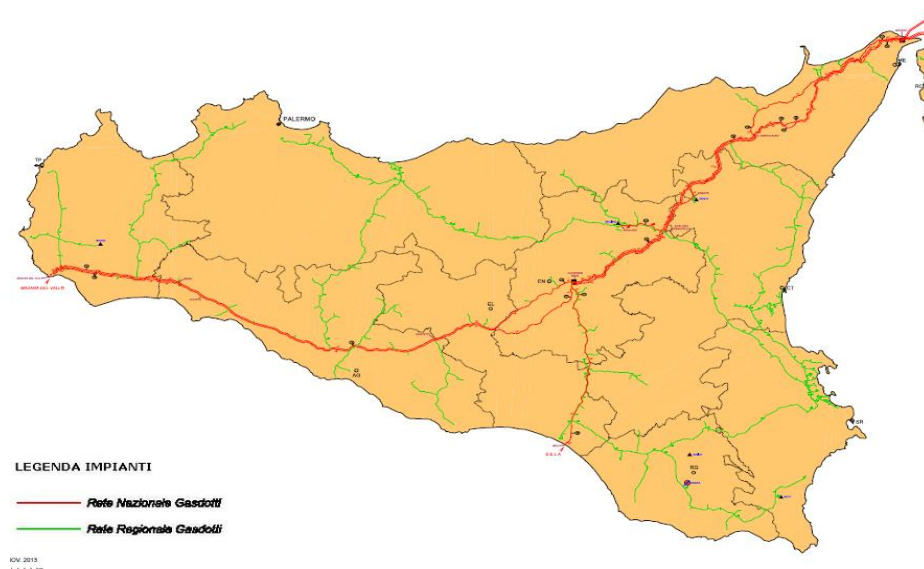


Figura 1-8: Mappa rete gas [8]



Figura 1-9: Sovrapposizione anemometri e rete del gas

Capitolo 2: Analisi dei parchi eolici Siciliani

Parallelamente al lavoro di tesi e alle analisi sulla rete elettrica sono stati studiati i parchi eolici Siciliani, al fine di individuare possibili congestioni di rete causate da una sovrapproduzione di potenza generata da questi impianti.

Per ognuno di essi è stata ricavata una curva di potenza sulla base dei dati disponibili ed inoltre sono state individuate curve di durata e densità per capire per quante ore anno sarà lecito attendersi una certa ventosità.

2.1 Dati disponibili

Sono a disposizione i dati del vento di tutti i siti eolici, a partire dal 1/1/2009 fino al 31/10/12, molti impianti sono entrati in esercizio successivamente al gennaio 2009, in questo caso i dati di ventosità risalgono alla data di ingresso in esercizio. La struttura dei dati prevede una media di ventosità oraria per ogni giorno del periodo considerato e vengono date anche informazioni sulla temperatura e sulla direzione del vento, che saranno utili per sviluppare una curva di potenza.

Parallelamente alla ventosità sono note anche le potenze immesse in rete nel medesimo periodo. Sarà dunque possibile eseguire due tipologie di analisi, una prima analisi sulla potenza totale immessa in rete da parchi eolici, a livello regionale, e una seconda analisi, qualora la prima non risultasse esaustiva, sui singoli parchi analizzando la ventosità effettiva.

2.2 Analisi della potenza elettrica immessa in rete

Esiste un forte legame tra potenza elettrica prodotta e ventosità, ovviamente se la seconda cresce anche la prima farà altrettanto. E' interessante individuare la potenza totale immessa in rete a livello regionale da fonte eolica e fare su di essa alcune semplici analisi statistiche. Tanto per cominciare è opportuno individuare una funzione densità di probabilità della potenza totale immessa in rete per capire per quante ore annue sarà lecito attendersi una certa ventosità, e successivamente con analisi più approfondite si faranno gli stessi ragionamenti su periodi di tempo più precisi.

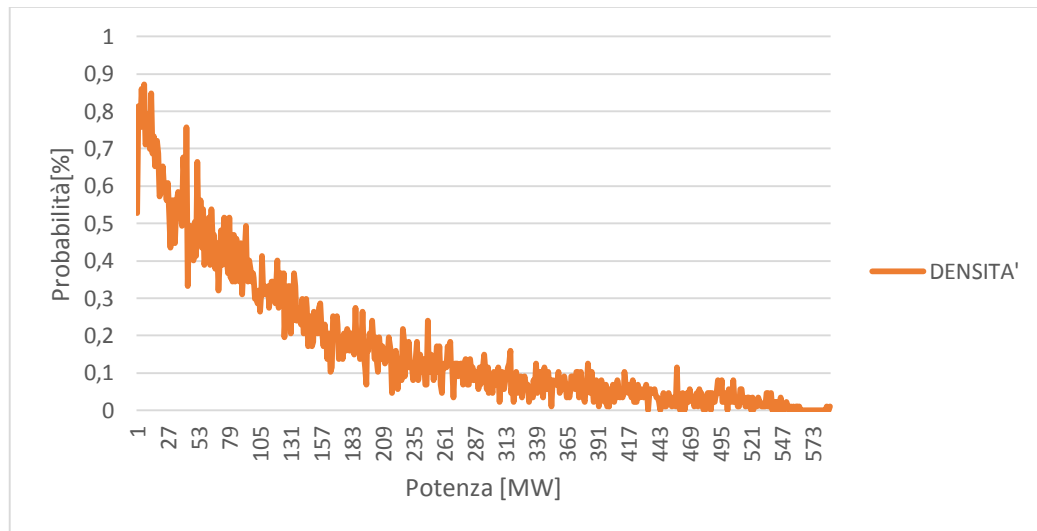


Figura 2-1: Funzione densità di probabilità della potenza elettrica totale immessa in rete dai parchi eolici Siciliani

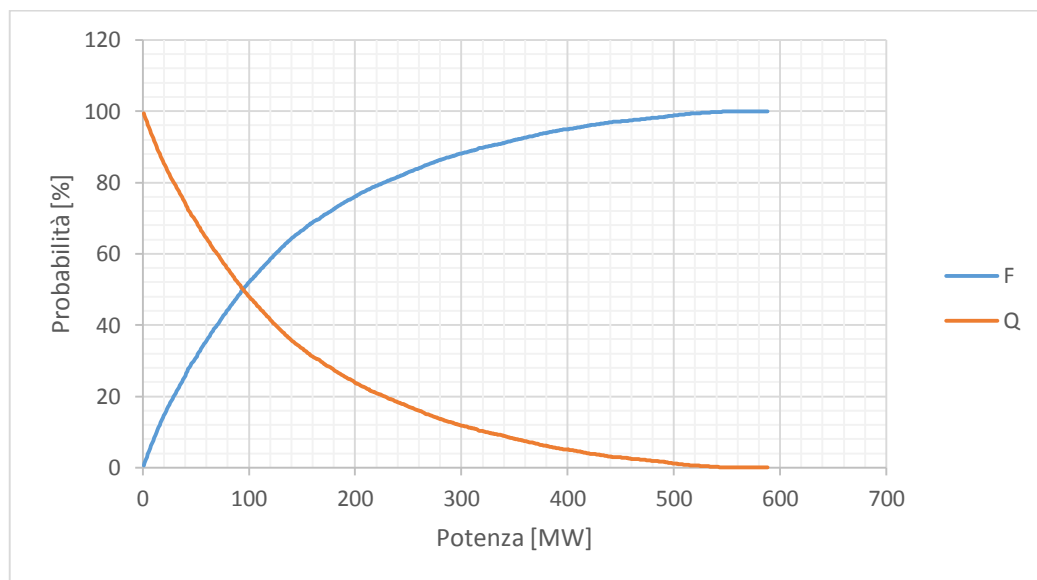


Figura 2-2 : Funzioni F e Q della potenza elettrica immessa in rete dai parchi eolici Siciliani

Le funzioni F e Q rappresentate graficamente in figura 2.2 danno informazioni derivanti dalla densità ma di maggior immediatezza. La funzione F è definita come la funzione cumulata della densità, il suo integrale dovrà essere quindi unitario (o 100 in questo caso essendo riportato in scala percentuale). La funzione Q è così definita:

$$Q = 100\% - F$$

Q esprime con quale probabilità è lecito attendersi una potenza immessa in rete superiore a quella considerata. Moltiplicando questa probabilità per il numero totale di ore in un anno si trova facilmente il numero di ore/anno per cui è lecito attendersi una potenza immessa superiore a quella considerata.

Ad esempio dai grafici considerati si osserva come la probabilità di produrre più di 500 MW in un'ora da parte degli impianti considerati è pari all' 1,2%, il che equivale a dire circa un centinaio di ore all'anno, occorre valutare come esse si distribuiscono.

Oltre alla curva densità e le funzioni F e Q, riferite alla potenza totale immesse in rete, sono stati anche fatti gli stessi calcoli sulle distribuzioni di ventosità di ogni parco eolico, con in aggiunta il calcolo della funzione densità di Weibull¹.

Altro elemento utile e immediato per capire per quante ore anno è lecito aspettarsi una potenza elettrica immessa in rete dai parchi eolici considerati è l'individuazione di una curva di durata. Essa è stata ricavata sulla base dei dati di potenza elettrica immessa in rete del solo anno 2012, dove tutti i parchi eolici sono in esercizio. Questa curva viene riportata in figura 2-3, le informazioni che fornisce sono le stesse precedentemente fornite dalla Q, ma è direttamente legata alle ore anno.

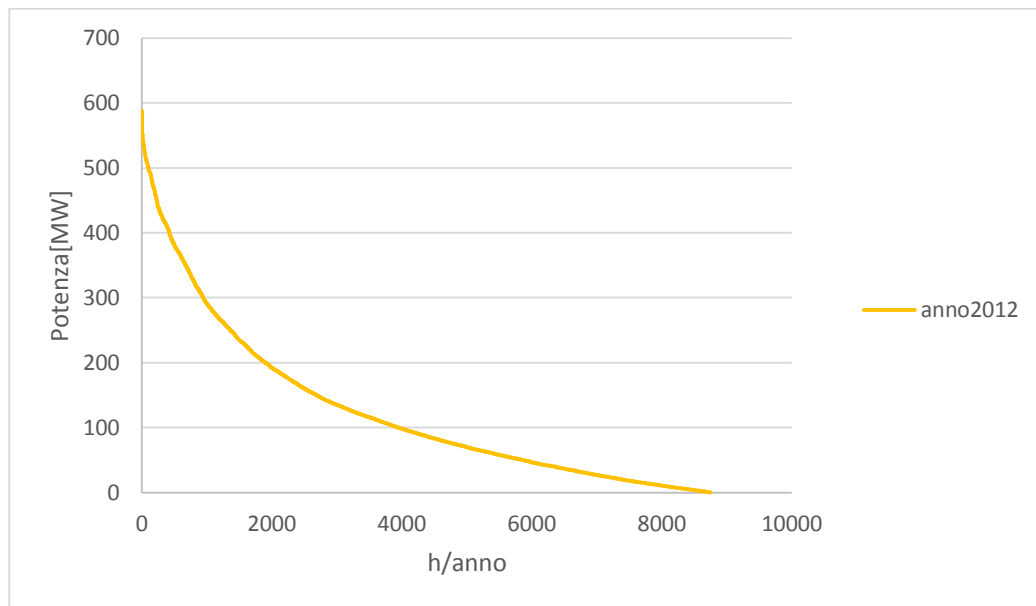


Figura 2-3: Curva di durata della potenza elettrica immessa in rete da parchi eolici Siciliani 2012

¹ Lavoro descritto nel paragrafo 2-3.

2.3 Analisi della ventosità dei parchi eolici

Per ogni parco eolico, sulla base dei dati del vento a disposizione, sono state ricavate curva densità, funzione densità di Weibull, funzioni F e Q e curva di durata².

Il procedimento per calcolare la distribuzione di Weibull è molto semplice, essa è una distribuzione matematica che considera due parametri, un fattore di scala K e un fattore di forma C, legato alla velocità media. E' così definita:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Consente di esprimere una nuova distribuzione densità di ventosità. Per farlo è necessario trovare k e c partendo dai dati noti sulla densità e le classi di vento già analizzati. Il procedimento è il seguente, viene inoltre riportato come esempio numerico, ai fini di una miglior comprensione, il calcolo eseguito per il parco eolico di Regalbuto, un parco interessante perché di taglia grossa (49.7 MW), e anche collocato in zone critiche e potenzialmente interessanti.

$$F(v) = \int_0^v f(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

$$Q(v) = 1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Giunti a questo punto è utile riportarsi ad una equazione della retta, applicando il logaritmo ad entrambi i membri dell'equazione, così che risulti possibile ottenere da una interpolazione lineare i coefficienti della retta. Si osservi come essi corrispondano proprio ai coefficienti della distribuzione di Weibull.

$$-\ln[Q(v)] = \left(\frac{v}{c}\right)^k$$

$$\ln\{-\ln[Q(v)]\} = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c)$$

Da questa equazione si ottiene la retta in figura 2-4

$$y = k \cdot x + B$$

² Tutti i grafici elencati sono riportati in appendice B per ogni parco eolico

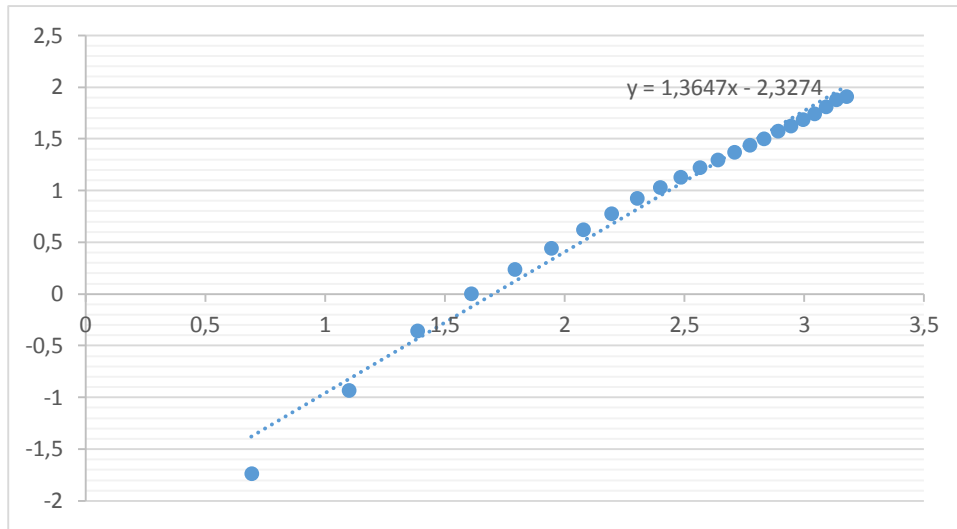


Figura 2-4 : Grafico distribuzione di Weibull linearizzata

Partendo dalla funzione $Q(v)$ ricavata a partire dai dati sperimentali si ottiene:

$$k = 1.3647 ; \quad c = e^{-\frac{B}{k}} = 5.504;$$

Non resta che ricalcolare la distribuzione della ventosità e confrontarla con quella sperimentale, il confronto è riportato in figura 2-5.

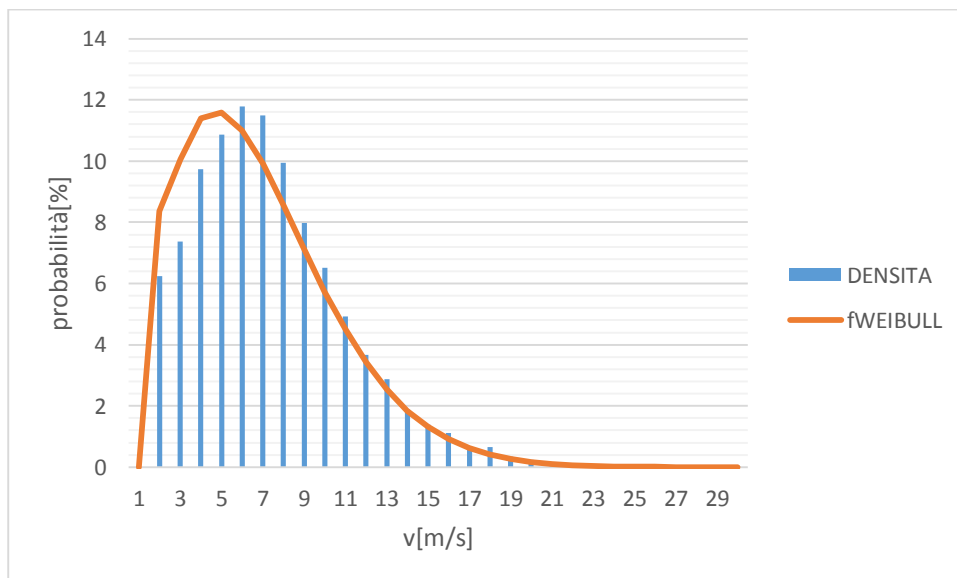


Figura 2-5: Confronto funzione densità da dati sperimentali e funzione densità di Weibull

Si può osservare come l'andamento delle distribuzioni sia simile, ma la distribuzione di Weibull ha il massimo più spostato verso velocità del vento minori. A causa della discretizzazione effettuata la curva in figura 2-5 presenta tratti segmentati, ma in realtà è una funzione continua.

La Weibull è molto usata nell'ambito della descrizione della ventosità dei parchi eolici, poiché consente di avere una funzione di densità di probabilità molto comodo da usare e che ben approssima quella reale.

2.4 Analisi fenomeni di stagionalità della produzione eolica

Il modo più semplice di ragionare per trovare fenomeni di stagionalità del vento a livello regionale è senza dubbio valutare la potenza totale immessa in rete dai parchi eolici, così da individuare il periodo dell'anno in cui essa è minima o massima. Prima di effettuare l'analisi occorre ricordare che molti impianti sono entrati in esercizio dopo l'1/1/2009, ovvero la data da cui inizia l'analisi.

L'analisi di fenomeni di questo tipo può essere utile per capire in che periodo dell'anno si possano riscontrare le maggiori criticità sulla base degli effetti combinati del profilo di carico e della generazione eolica.

Ai fini di questo elaborato l'individuazione di fenomeni di stagionalità non influisce in alcun modo sui risultati ottenuti poiché si è deciso di assumere un profilo quotidiano di carico costante³ per tutti i giorni dell'anno, può diventare un'analisi interessante nel caso in cui questa ipotesi venga rimossa.

Prima analisi semplicistica è stato individuare per ogni anno a disposizione il giorno in cui la situazione si è rilevata più critica, ovvero si ha avuto la maggior potenza elettrica immessa in rete. Il risultato è visibile in Tabella 2-1.

Tabella 2-1: Potenza massima impianti eolici 2009-2012 e indicazione della data

Anno	P massima [MW]	Data	Ora
2009	358,7	30/11	13.00
2010	547,95	10/12	14.00
2011	555,5	21/11	23.00
2012	587,5	13/4	11.00

Si osservi come per ogni anno successivo la massima potenza producibile aumenti, uno dei motivi che concorrono a questo fatto è che entrano in continuazione in esercizio nuovi impianti tra un anno e l'altro.

Inoltre il massimo cade sempre in un periodo dell'anno molto simile eccetto che nel 2012, questo può essere causato dal fatto che, nel 2012, i dati su Novembre e

³ Ipotesi che verrà fatta nel paragrafo 3.2: Analisi profili di carico

Dicembre non sono disponibili, quindi non si tiene conto di essi nel calcolo. Non è detto dunque che la massima potenza prodotta non possa cadere in una di queste due mensilità.

Da questa prima analisi, poco significativa dal punto di vista statistico, si può comunque cominciare a ipotizzare che la massima ventosità sia riscontrabile nelle ore del primo pomeriggio e nei mesi di novembre dicembre.

Lasciando perdere l'analisi sulla individuazione di una fascia oraria di maggior criticità, si cerchi di individuare una metodologia per identificare un periodo annuale di ventosità critica.

Per trovare una stagionalità in modo più corretto dal punto di vista statistico, a fianco di questi fenomeni evidenziati, si sono calcolate le curve di densità di probabilità di potenza divise per stagione, esse sono rappresentate in Figura 2-6.

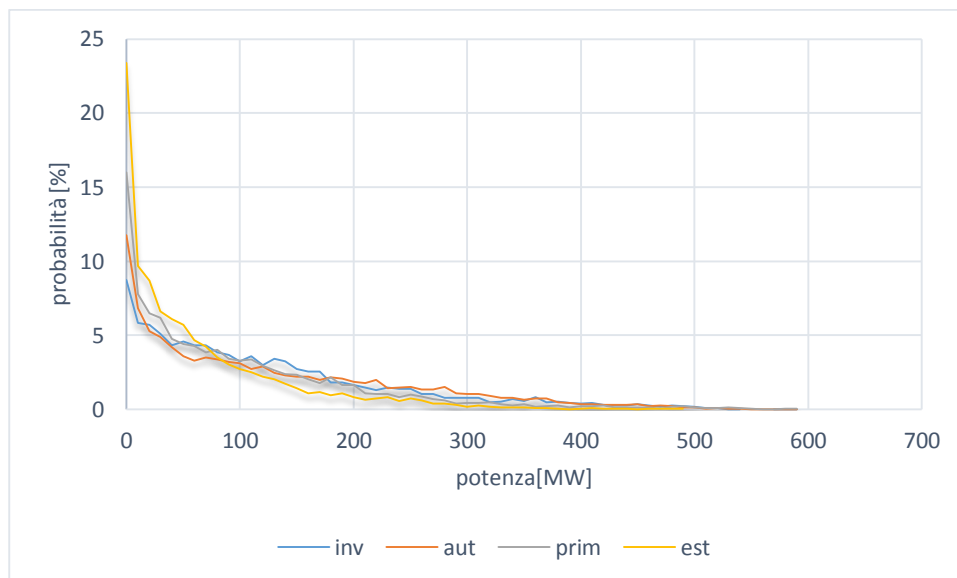


Figura 2-6: Diagrammi di densità di potenza stagionale

Risulta più evidente dal punto di vista grafico esprimere il tutto come funzione cumulata di densità F, si riporta a tal fine il grafico in Figura 2-7. In questo caso la curva più bassa alle basse potenze rappresenta logicamente la stagione in cui si ha maggior probabilità di vento alto.

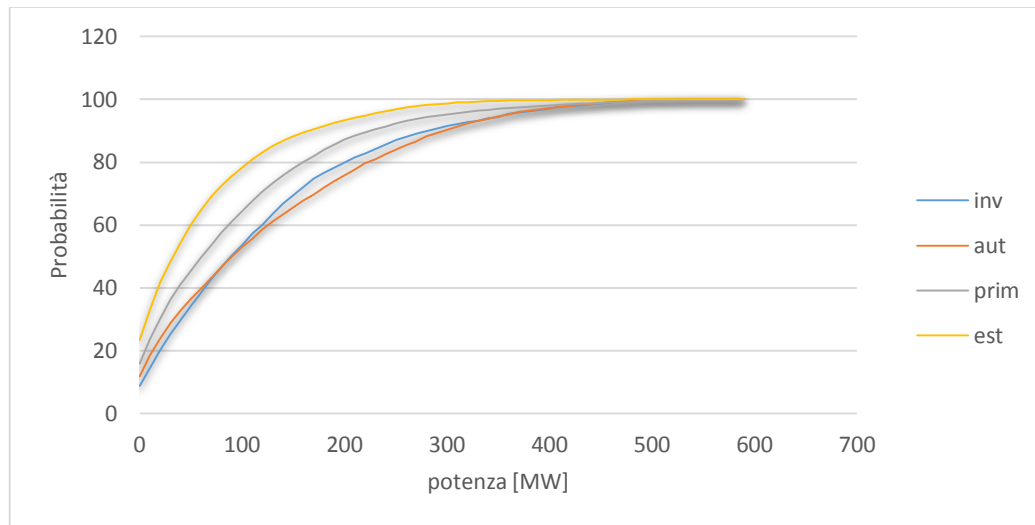


Figura 2-7: Diagrammi di F stagionali

Le conclusioni sono le stesse estraibili dal grafico precedente ma in questo caso si ha una maggior chiarezza grafica.

Per parlare da un punto di vista quantitativo ora è possibile, ad esempio, fare un confronto tra le ore anno in cui si ha una certa potenza prodotta in stagioni differenti. Ad esempio si vuole conoscere quando la potenza supera i 450 MW (il 65% della potenza nominale), ebbene in base al valore della funzione Q per la suddetta classe si evince che essi vengono superati per un totale di 388 ore in un anno, così suddivise: il 36% in Inverno, il 34% in autunno, il 28% in primavera e la restante parte, inferiore al 2%, in estate.

Si individuano così come stagioni di maggior criticità l'inverno e l'autunno.

Si può anche estendere l'analisi a tutti i mesi dell'anno al fine di individuare quello maggiormente ventoso.

Rappresentare tutti i mesi dell'anno su un unico grafico (Figura 2-8) è poco chiaro, per cui per maggior chiarezza verranno riportati altri due grafici che comparano uno le tre mensilità più critiche (Figura 2-9) e l'altro la mensilità più critica con quelle dove la produzione di potenza da fonte eolica risulta inferiore (Figura 2-10).

Per maggior chiarezza grafica si riporteranno i grafici introdotti non per la funzione densità ma solo per la funzione F. Da un'analisi su di essa si potranno ottenere le opportune conclusioni sull'individuazione del mese dove la potenza prodotta risulta la più alta da un punto di vista statistico.

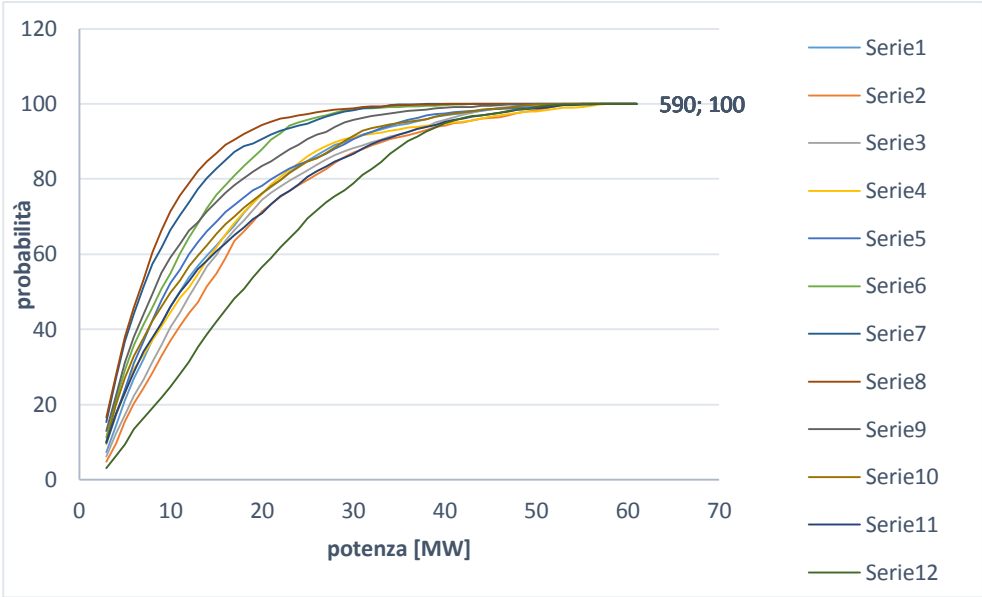


Figura 2-8: : Diagrammi di F mensile

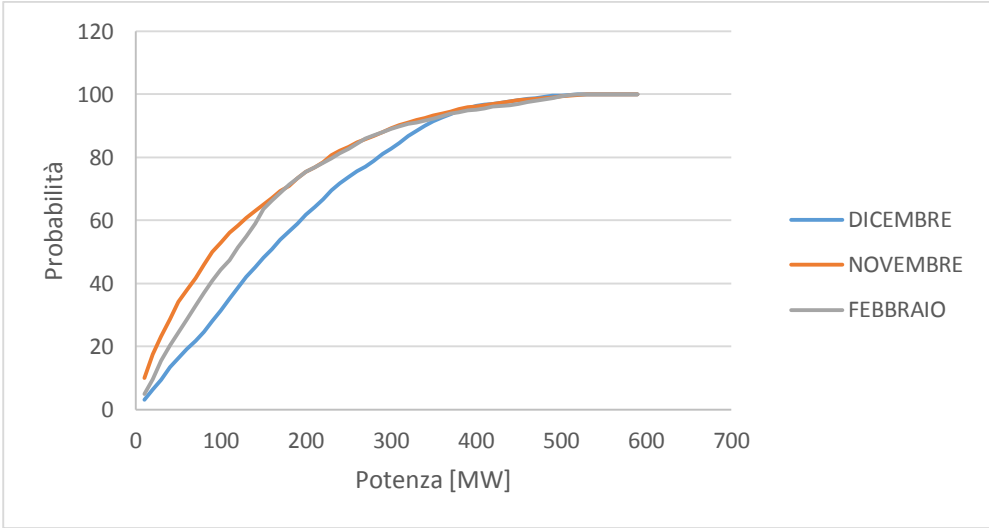


Figura 2-9: Confronti

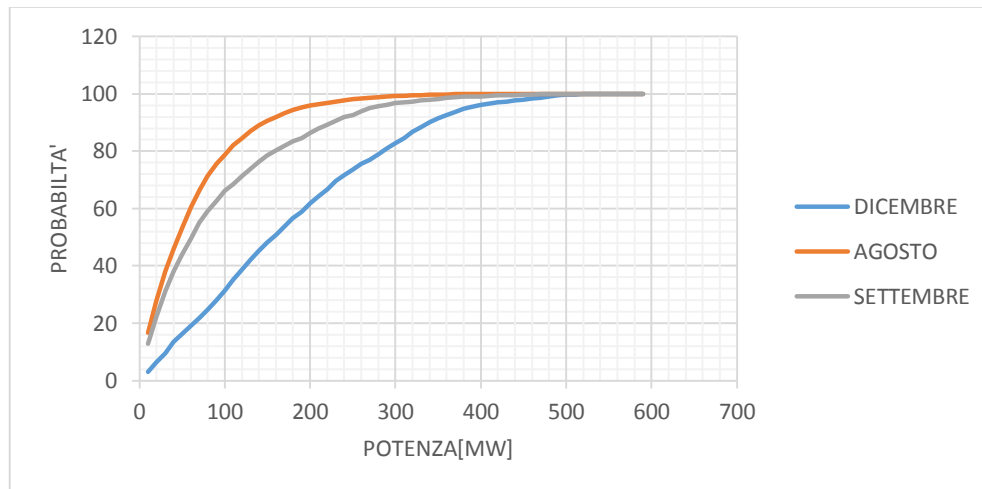


Figura 2-10: Confronti

I mesi a maggior ventosità sono appunto quelli del periodo autunnale-invernale come era lecito aspettarsi, in particolare i mesi di Dicembre Novembre e Febbraio risultano quelli in cui viene immessa la maggior potenza in rete.

I mesi a minor potenza immessa in rete sono quelli estivi, in particolare Agosto e Settembre, dalla Figura 2-10 è immediato notare come la differenza di potenza producibile in questi mesi rispetto al mese di Dicembre sia nettamente inferiore. Addirittura in essi la probabilità di avere potenze superiori a 400 MW è circa nulla, a fronte dei quasi 600 MW massimi producibili nel periodo invernale.

Le stesse analisi effettuate sulla potenza totale immessa in rete si possono applicare sulla ventosità dei singoli parchi eolici, così da capire quanto vento sia lecito attendersi in determinati periodi per un determinato parco, le conclusioni però rispettano quelle generali appena ricavate.

2.5 Individuazione di una curva caratteristica per i parchi eolici

In questo paragrafo segue un'analisi sui parchi eolici. Per ognuno di essi si è valutata la possibilità di individuare una curva di potenza che legghi la potenza elettrica immessa in rete alla ventosità del sito [9] [10]. Queste curve risulteranno utili nel proseguo dell'elaborato per poter valutare quanto la potenza prevedibile si può discostare da quella immessa effettivamente in rete, questo servirà a determinare alcune ipotesi utilizzate nei capitoli successivi.

Per una singola turbina eolica trovare la potenza noto il vento è immediato, la problematica da introdurre è il poter estendere il ragionamento all'intero impianto.

2.5.1 Curva caratteristica di un singolo aereogeneratore

La curva di potenza di una singola turbina è normalmente fornita dal suo produttore, essa lega direttamente la potenza prodotta con il vento che incide sulle pale, tendenzialmente essa è valida per determinate condizioni di temperatura e pressione (che sono fornite dal costruttore), qualora esse cambino è opportuno riportarsi con dei coefficienti correttivi alle condizioni standard.

Spesso il costruttore fornisce una curva del c_p , il coefficiente di prestazione della macchina, così da consentire, noto il vento, di ricavarsi direttamente la potenza prodotta. Il legame è dato dalla teoria di Betz ed è il seguente:

$$P_{id} = \frac{1}{2} \rho A_d v_1^3$$

$$C_p = \frac{P}{P_{id}}$$

A_d corrisponde alla superficie spaziate dal diametro delle pale, v_1 è la velocità del vento all'infinito rispetto al disco, ovvero dove l'aria ambiente non risente dell'influenza delle pale eoliche.

Si riportano in Figura 2-11 [11] e Figura 2-12 [12] il tipico esempio di dati che il costruttore fornisce all'utente.

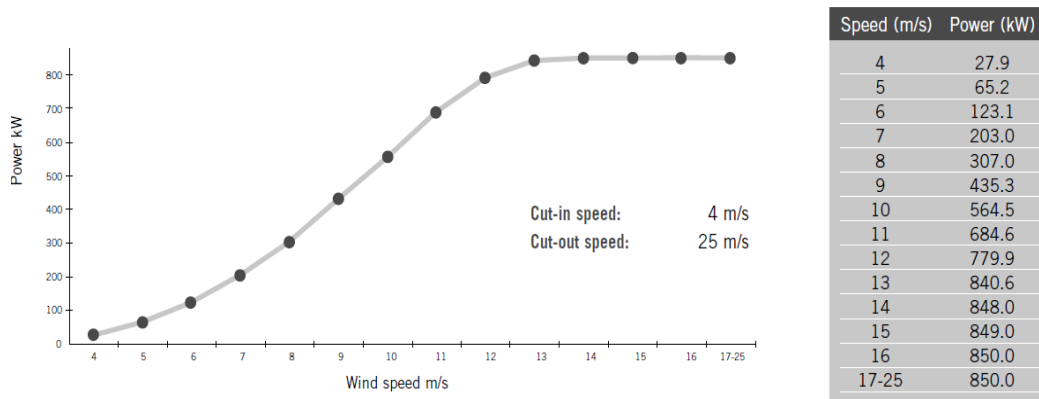


Figura 2-11: Power Curve Gamesa G52 850 kW for air density 1.225 kg/m³

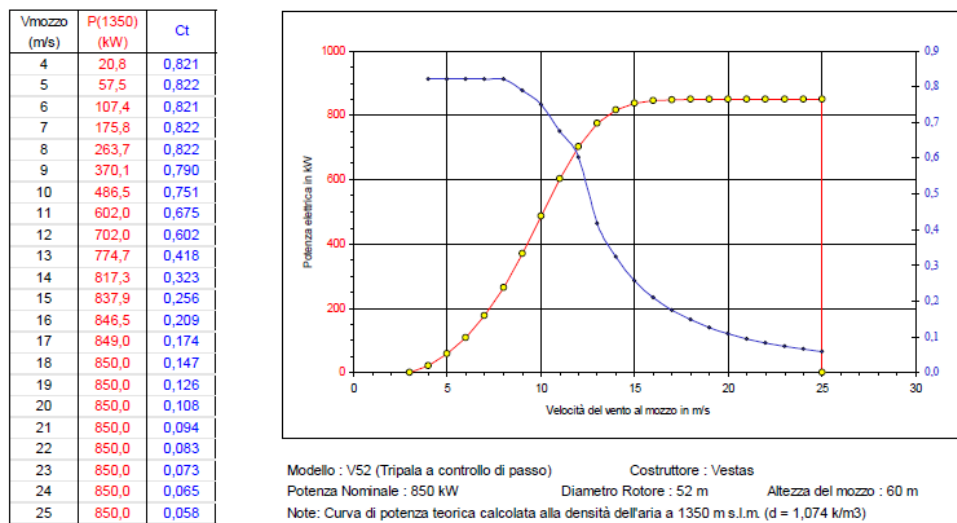


Figura 2-12: Power Curve Vestas V52

In entrambi i casi viene riportata la curva di potenza del singolo aerogeneratore, nel caso della Vestas vi è in aggiunta la curva del coefficiente di potenza. Si osservino inoltre alcune caratteristiche comuni alle curve delle turbine eoliche, le quali dovranno essere tenute in considerazione ai fini dell'ottenimento di una curva equivalente di funzionamento per l'intero impianto:

- *Velocità di cut-in*: è la velocità a partire dalla quale la macchina comincia a produrre potenza, per velocità inferiori a quella di cut-in la macchina è spenta e non si avvia. Essa non è la minima velocità del vento che riesce a vincere attriti e inezie, ma viene scelta in base ad un compromesso economico tra i costi di manutenzione che porterebbe produrre piuttosto che i ricavi della potenza elettrica producibile.

- *Velocità nominale*: è la velocità oltre la quale la macchina produce a potenza costante. Essa è trovata come compromesso tecnico-economico per evitare di dover sovradimensionare inutilmente la macchina (albero, generatore, cuscinetti, torre) per magari produrre sopra una certa potenza per un bassissimo numero di ore all'anno. Si osservi dalla curva del c_p come esso sia massimo fino a circa la velocità nominale e poi cali velocemente. Per evitare che la macchina produca una potenza maggiore della nominale si opera riducendo il coefficiente di potenza in esercizio. Le modalità di regolazione sono varie, si può lasciar calare il c_p naturalmente, ma è una soluzione poco utilizzata, si parla di *stallo passivo*, oppure regolare la macchina variando volontariamente il calettamento delle pale, si parla di *stallo attivo* e di *calettamento variabile*. Queste due soluzioni sono preferibili alla prima per quanto riguarda la stabilità della potenza prodotta. Altro parametro

di interesse sarebbe la velocità di rotazione dell'aerogeneratore, la quale si modifica per mantenere un c_p ottimo nel tratto a potenza variabile, ma viene mantenuta fissa nel tratto a potenza costante.

-*Velocità di cut-off*: è la velocità oltre la quale è necessario frenare la macchina e metterla in sicurezza a cause di condizioni di vento proibitive.

Nota ventosità e tipologia di macchina è dunque possibile ricavare la potenza producibile. Quando però si parla di un parco eolico e non più della singola macchina le cose si complicano parecchio. Si potrebbe pensare noto il numero di macchine in funzione e la tipologia di ogni singola macchina semplicemente di sommare la potenza prodotta da ognuna di esse, correggendo magari i risultati in base a temperature e pressioni esterne. Ma così facendo l'errore che si commette è grande anche potendo conoscere la velocità del vento esatta e istantanea.

Si perdono infatti importanti informazioni che influenzano il risultato finale, come caratteristiche dovute al terreno locale, effetti diversi di turbolenza e interferenza tra le turbine a seconda delle diverse direzioni del vento, o eventuale layout asimmetrico delle turbine in un impianto.

Per questo partendo dal set di dati già precedentemente discusso sarà opportuno individuare delle metodologie che consentano di ricavare una curva di potenza per un impianto eolico.

2.5.2 Costruzione di una curva di potenza per un impianto eolico

Si vuole identificare un procedimento per estrarre dai dati a disposizione una curva caratteristica che presenti le stesse caratteristiche precedentemente descritte per la singola turbina. I dati a disposizione sono graficati in Figura 2-13, inizialmente essi necessitano sicuramente una indagine preliminare prima che si possano fare dei ragionamenti reali.

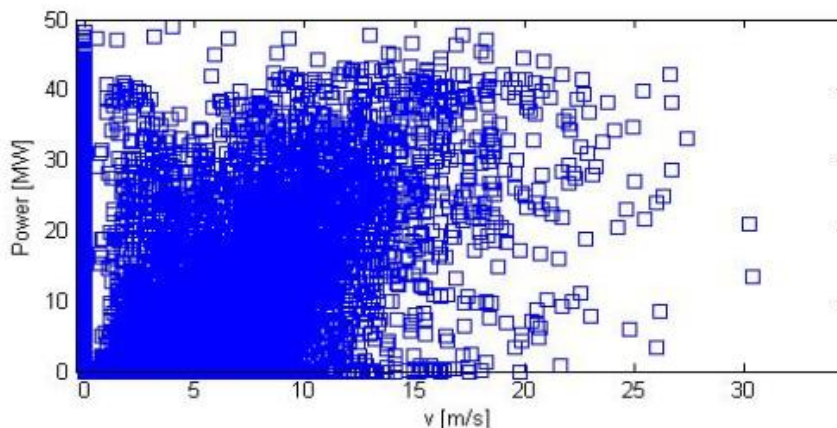


Figura 2-13: Dati vento del parco eolico di REGALBUTO

Tanto per cominciare occorre eliminare i dati legati ad errori evidenti, come letture completamente errate da parte degli strumenti, eventuali valori negativi o costanti su periodi di tempo troppo lunghi. Bisognerebbe poi porre particolare attenzione alla condizione operativa delle macchine. Generalmente viene fornito per ogni turbina un numero utile a far capire il suo status di funzionamento, 1 se la macchina è operativa, 0 se è guasta. Sarebbe opportuno considerare come dati validi solo quelli per i quali tutte le macchine siano operative, altrimenti si rischia di sottostimare la potenza nella costruzione di una power curve. Nel set di dati a disposizione però mancano le informazioni relative allo status di funzionamento, non risulta quindi possibile effettuare questa ulteriore filtrazione.

Fatte queste prime semplici analisi, ad esse vengono affiancate altre informazioni sul parco eolico, utili al fine del confronto tra più anemometri (qualora fossero presenti) o all'individuazione di eventuali direzioni/fasce di velocità all'interno delle quali il calcolo della curva di potenza potrebbe sviluppare delle problematiche. Generalmente si danno informazioni su direzione e distribuzione di densità del vento (Figura 2-14).

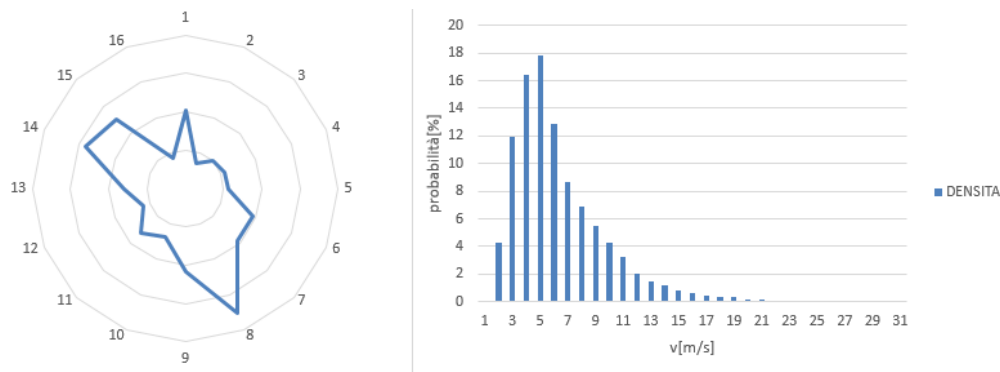


Figura 2-14: Curva direzionalità, Densità e Weibull del sito REGALBUTO(11)

Nel caso d'esempio si può osservare che la densità è molto bassa per alcune particolari classi di vento, ovvero una ventosità di 23 o 24 m/s ha probabilità praticamente nulla di verificarsi, si deduce che in questi punti la curva previsionale che si otterrà avrà scarsa affidabilità.

Si inizi ora il calcolo della *curva di potenza* utilizzando il “*method of bins*” [9] [10] [13], così definito perché spacchetta i dati in intervalli discreti, dei bin appunto.

2.5.3 Method of bins: Filtrazione dei dati

Primo step del “*method of bins*” è effettuare una ulteriore filtrazione dei dati, individuando valori erronei o privi di senso, ovvero valori che non possono

rappresentare il normale funzionamento del parco. I criteri utilizzati per la filtrazione sono i seguenti:

-Tutti i punti corrispondenti a velocità del vento superiori al cut-off (generalmente le velocità maggiori di 25 m/s) che danno un output di potenza maggiore di zero sono da considerare erronei. Qualora nel parco eolico ci fossero più tipologie di macchine come velocità di cut-off si assume la più grande. I dati erronei devono essere filtrati.

-Tutti i punti corrispondenti a velocità del vento inferiori al cut-in (generalmente le velocità inferiori a 3.5-4 m/s) che danno un output di potenza maggiore di zero sono da considerare erronei, qualora nel parco eolico ci fossero più tipologie di macchine come velocità di cut-in si assume la più piccola. I dati erronei devono essere filtrati.

-Tutti i punti con output di potenza nullo, ma corrispondenti a velocità in cui il parco dovrebbe produrre, sono da ritenere erronei e quindi da filtrare.

Si riporta in Figura 2-15 il diagramma v-P dei punti d'esercizio a seguito della prima filtrazione, si osserva come la curva assomigli sempre più alla curva di potenza di una singola macchina. Questo primo step di filtrazione serve per lo più per garantire il rispetto dei parametri operativi della macchina.

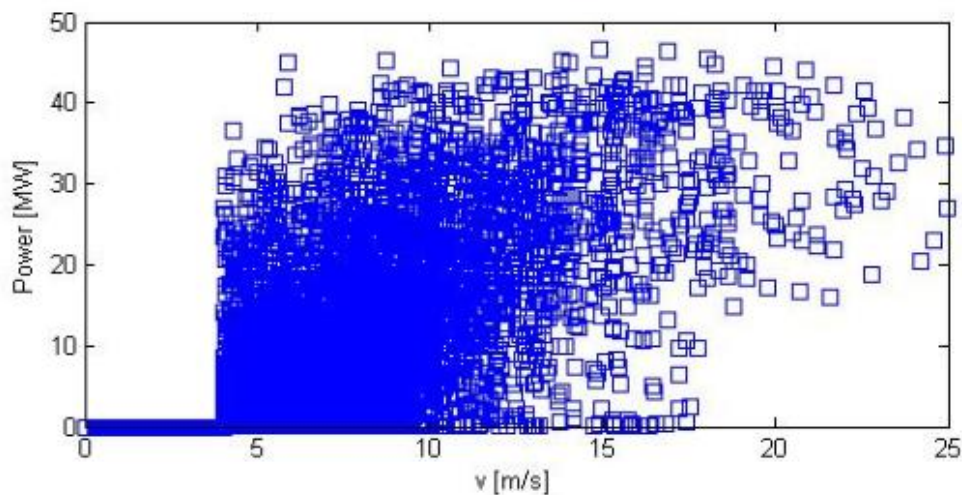


Figura 2-15: Dati vento del Parco Eolico REGALBUTO dopo lo STEP I

E' opportuno commentare le curve ottenute per i vari parchi, saranno infatti ora riportati casi interessanti di dati che potrebbero evidenziare della particolarità.

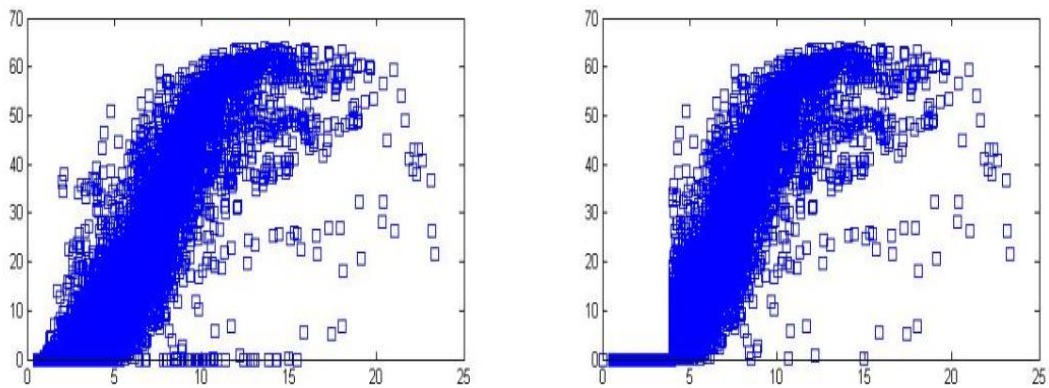


Figura 2-16: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di TRNSALEMI

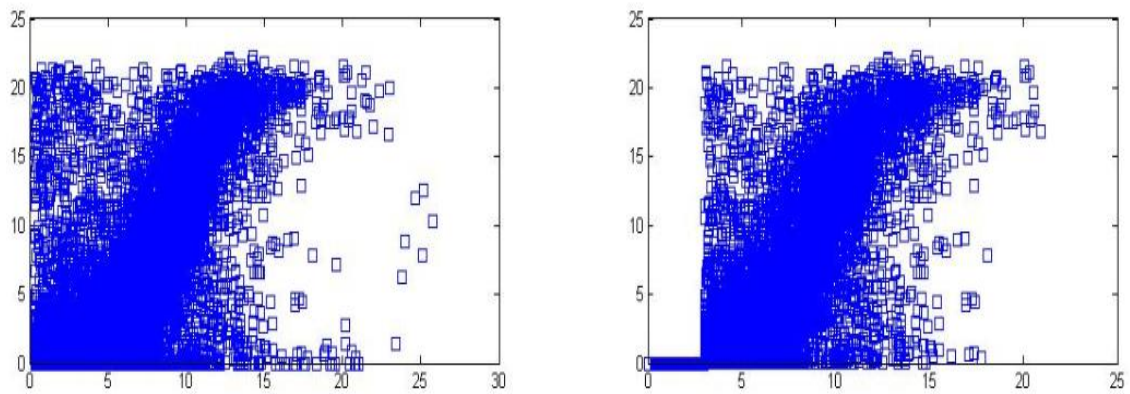


Figura 2-17: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di CARLENTINI

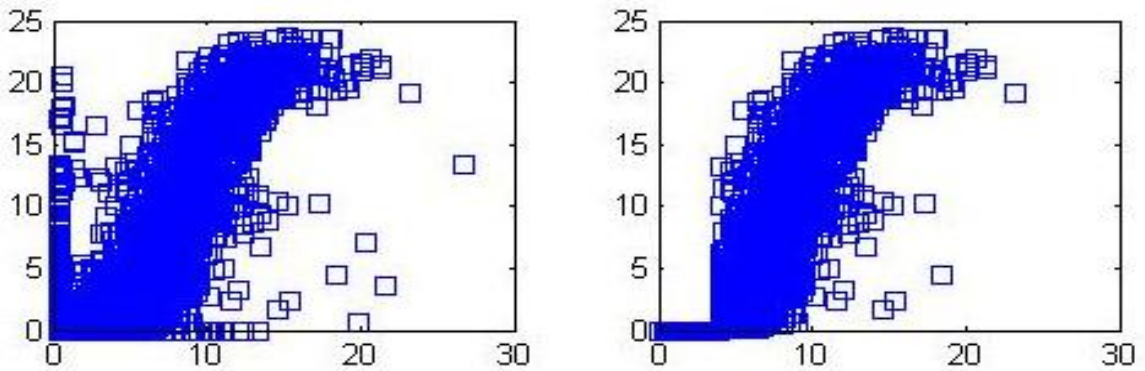


Figura 2-18: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di MILITELLO

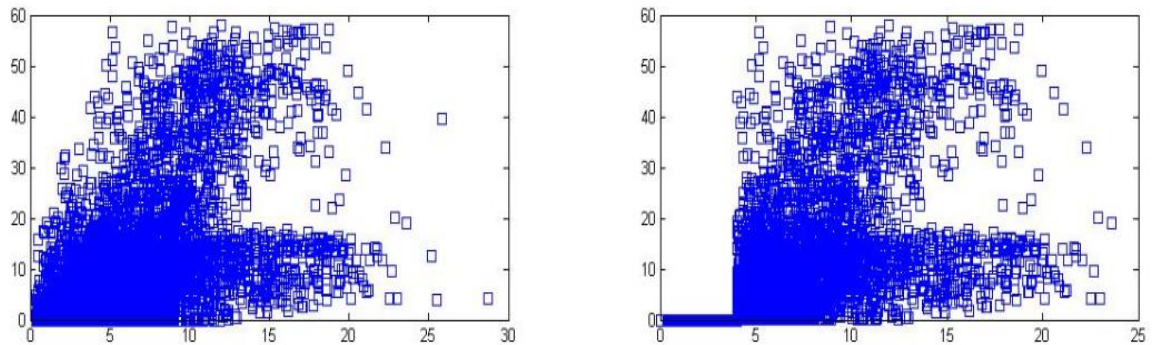


Figura 2-19: Dati vento prima e dopo lo step I del Parco Eolico di PRIZZI

I quattro parchi raffigurati sono rappresentativi di alcune caratteristiche peculiari. Ad esempio hanno pochissimi dati di vento sopra i 20 m/s, questo porta a far sì che la curva caratteristica tra questo valore e il cut-off possa essere statisticamente poco attendibile.

Particolarità del parco di Carlentini è che i dati di vento e potenza sembrano meno correlati rispetto agli altri parchi, soprattutto nella zona tra il cut-in e circa 7-8 m/s la potenza prodotta varia in un range troppo ampio, facendo pensare a possibili errori nelle misurazioni che si trascineranno anche sulla curva caratteristica.

I parchi eolici di TRNSALEMI e PRIZZI come si può osservare in Tabella 1-4 sono gli unici due parchi tra i 19 presi in esame che sono caratterizzati dall'aver due diverse tipologie di aerogeneratori al loro interno. Questo dal punto di vista della curva caratteristica si traduce in grafici come quelli di Figura 2-16 e Figura 2-19 a seguito dello step I. Questo porta, seguendo lo stesso metodo usato negli altri parchi, a determinare una curva caratteristica media delle due macchine.

Si potranno cercare anche soluzioni alternative che verranno discusse in seguito.

2.5.4 Method of Bins: ottenimento della curva di potenza

Occorre come prima cosa dividere in bin i dati a disposizione, cioè si divide la velocità in pacchetti discreti. E' stato scelto di dividere la velocità in intervalli di 1 m/s, per ogni intervallo la potenza e la velocità medie vengono calcolate come segue:

$$v_k = \frac{\sum_{l=1}^{N_k} v_{k,l}}{N_k}$$

$$p_k = \frac{\sum_{l=1}^{N_k} p_{k,l}}{N_k}$$

Dove:

- v_k è la velocità media del bin k
- p_k è la potenza media del bin k
- $v_{k,l}$ è il valore dell' l -esimo valore della velocità del bin k
- $p_{k,l}$ è il valore dell' l -esimo valore della potenza bin k
- N_k è il numero totale di punti nel bin k

Questo è il secondo step, il terzo step consiste nell'iterare e filtrare il processo implementato, per farlo si calcola la deviazione standard:

$$\sigma_{p,k} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{N_k} (p_{k,l} - p_k)^2}{N_k}}$$

Il criterio di filtrazione serve per identificare eventuali outlier ulteriori, si individua sulla base dei valori calcolati un intervallo del tipo:

$$I_k = [p_k - A \cdot \sigma_{p,k}; p_k + A \cdot \sigma_{p,k}]$$

Dove A viene assunto pari a tre, per le curve calcolate è stato inoltre deciso di effettuare 100 iterazioni successive. In ogni iterazione vengono calcolati v_k , p_k e $\sigma_{p,k}$; si calcola una volta noti questi valori l'intervallo I_k .

Tutti i valori al di fuori di tale intervallo vengono filtrati, in modo tale da ridurre l'influenza di dati erranei sulla costruzione della curva caratteristica.

Al termine delle iterazioni si hanno varie coppie di punti (v_k, p_k) che, una volta graficati, consentono di individuare una curva caratteristica per l'intero parco eolico. Vengono inoltre riportate le curve relative al novantesimo e al decimo percentile per ogni bin, in modo tale da ottenere un intervallo di confidenza all'ottanta per cento di probabilità in cui può cadere il valore di potenza effettivamente prodotta dal parco.

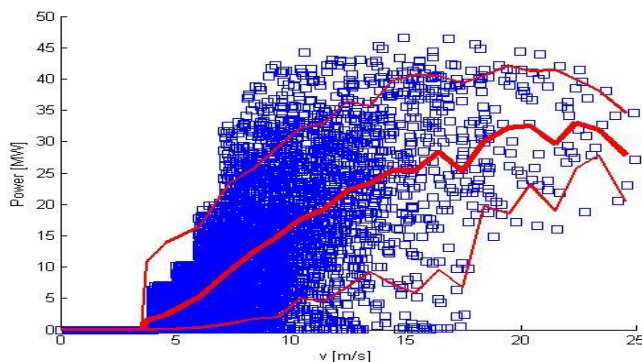


Figura 2-20: Power Curve REGALBUTO

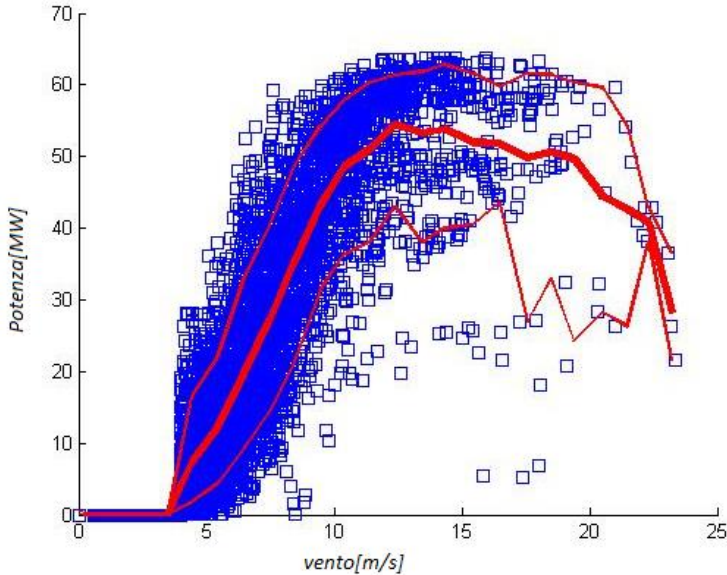


Figura 2-21: Power Curve TRNSALEMI

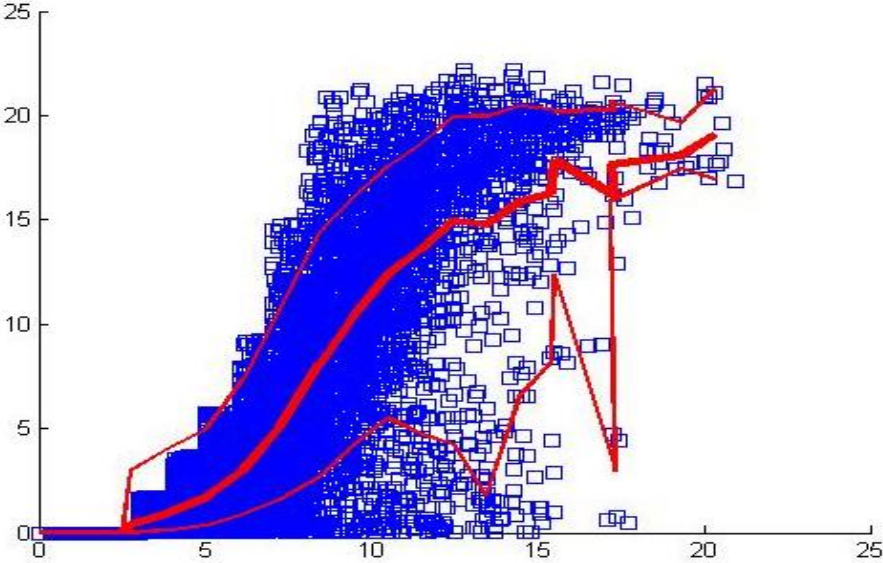


Figura 2-22: Power Curve CARLENTINI_B

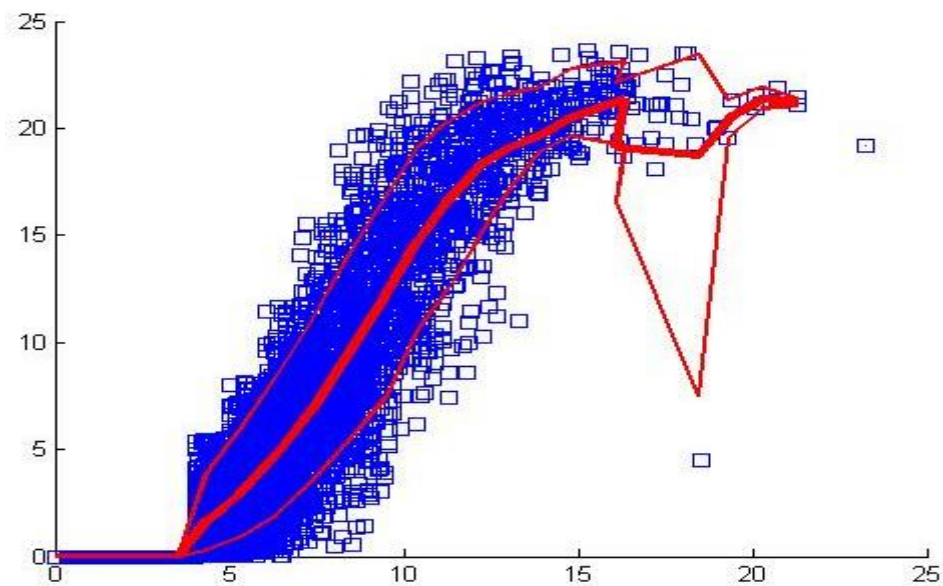


Figura 2-23: Power Curve MILITELLO

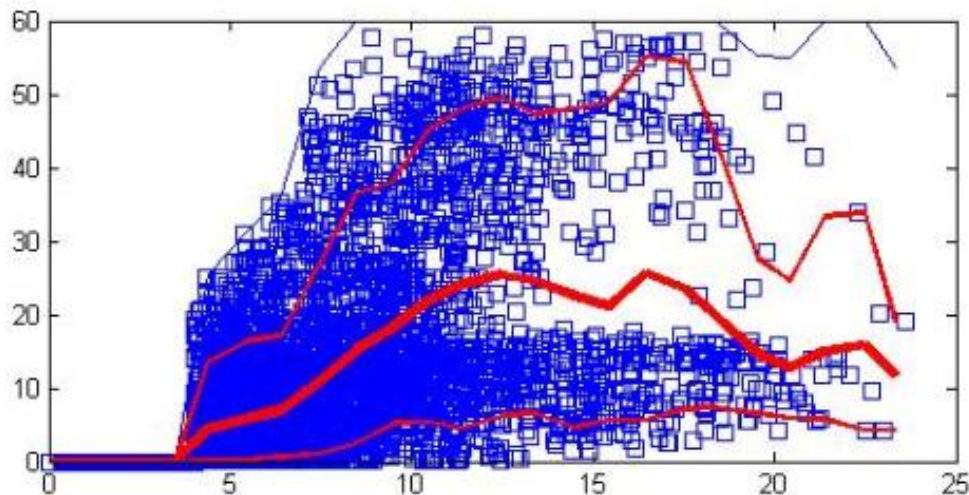


Figura 2-24: Power Curve PRIZZI

Per quanto riguarda il parco REGALBUTO la power curve è accurata (decimo e novantesimo percentile non si discostano molto dalla curva) soprattutto a velocità basse, per velocità superiori ai 20 m/s essa presenta imprecisioni tanto che in alcuni punti risulta molto oscillante. Stesso discorso vale per il parco eolico di MILITELLO, dove addirittura per velocità sui 18-19 m/s la curva del decimo percentile crolla a causa del basso numero di dati a disposizione.

Il parco eolico di CARLENTINI presentava molte problematiche in Figura 2-17, ma grazie al successivo processo di filtrazione dello step 3 i dati erronei vengono eliminati e dunque si riesce ad ottenere una curva abbastanza precisa.

Per quanto riguarda i parchi di TRNSALEMI e PRIZZI la curva ottenuta è una media che non considera la presenza di due differenti tipologie di macchine, per questo gli intervalli di confidenza sono molto ampi e le curve di potenza risultano meno precise.

Per ogni curva di potenza si è individuato il polinomio⁴ interpolante che minimizza l'errore, di solito un polinomio di terzo grado, così da poter stimare automaticamente per ogni valore di vento un valore di potenza per ogni parco.

2.5.5 Method of Bins: Curve di potenza che tengano conto delle direzioni del vento [13]

Gli impianti eolici possono reagire con performance diverse a seconda della direzione del vento. Questo può dipendere dalla disposizione delle macchine, dalla morfologia del territorio o dalla possibilità di avere diverse tipologie di macchine nel parco. Viene riportato come esempio il parco in Figura 2-25.

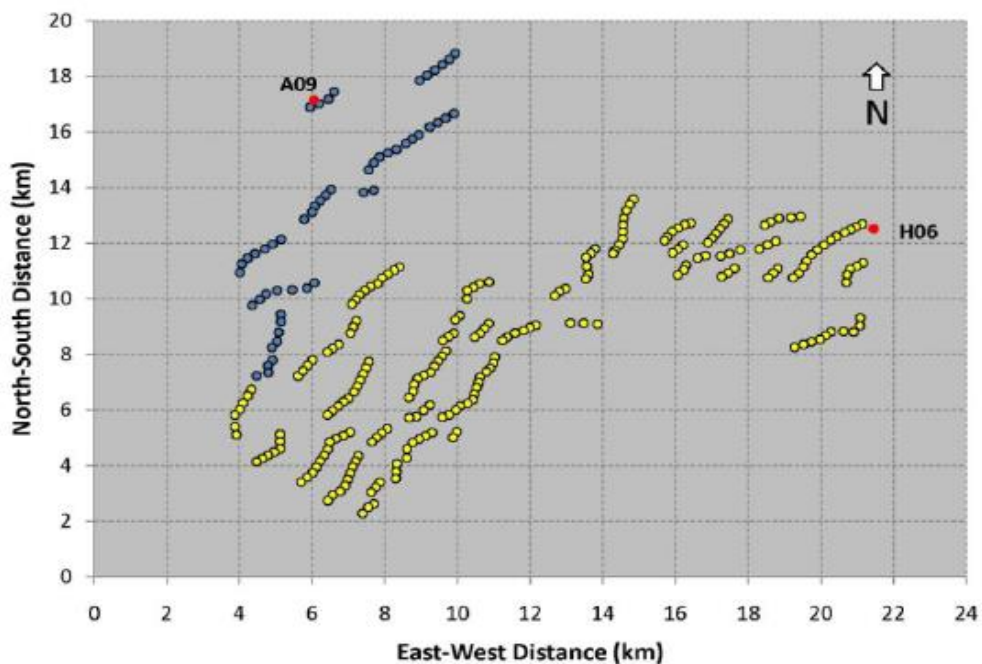


Figura 2-25: Layout impianto eolico [10]

⁴ Tutte le Power Curve dei parchi eolici con i rispettivi polinomi interpolanti sono riportati in Appendice B, e sono stati calcolati partendo dal Method of Bins.

Il parco in esame ha due tipologie di macchine differenti, si è osservato sperimentalmente come esso reagisca a venti di uguale intensità ma provenienti da differenti direzioni, si veda la Figura 2-26.

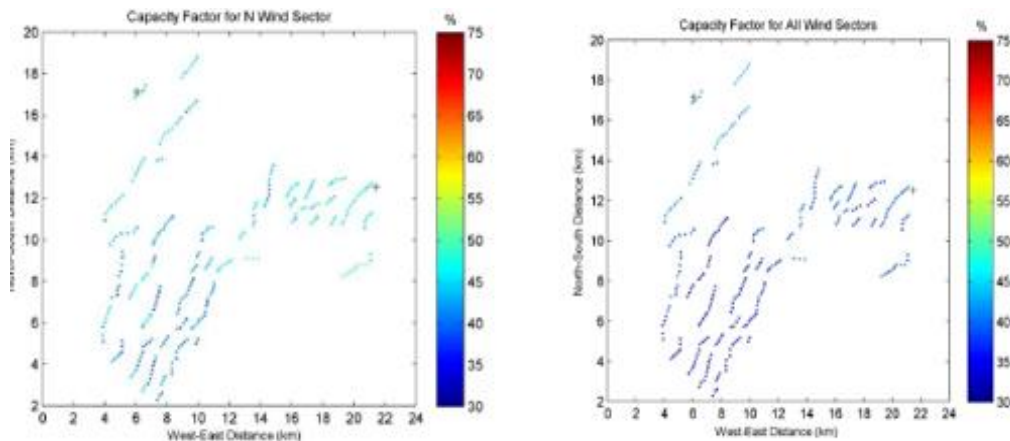


Figura 2-26: Potenza prodotta dal parco eolico per venti di uguale intensità ma differente direzione [10]

Ci si accorge sperimentalmente che nel parco in questione la massima produttività si ha per venti che provengono dal nord-est, in questo caso particolare la motivazione può dipendere dal fatto che le turbine più produttive sono disposte proprio in questa direzione. Per questo si può pensare di dividere in fasce discrete di direzionalità i venti che investono i parchi eolici e applicare il method of bins per tutte le direzioni individuate, al fine di ottenere una diversa curva di potenza per ognuna di esse.

Il processo è dunque molto semplice, si è scelto di fare l'analisi per il parco eolico di PRIZZI in cui è evidente la disparità di effetti delle diverse macchine sulla produzione eolica, per quest'impianto si individuano 8 diversi intervalli discreti, che rappresentano 8 direzioni del vento. Per ognuno di essi si calcola così una curva caratteristica.

Le 8 direzioni si individuano nel seguente modo: la direzione 1 include tutti i valori di vento con inclinazione compresa tra 0° e $(360/8)=45^\circ$, per le direzioni successive vale la seguente relazione:

$$\text{direzione } i = [(i - 1) * 45^\circ; i * 45^\circ]$$

Si trovano così otto intervalli di uguale ampiezza che contengono tutti i dati relativi alla ventosità del sito in esame.

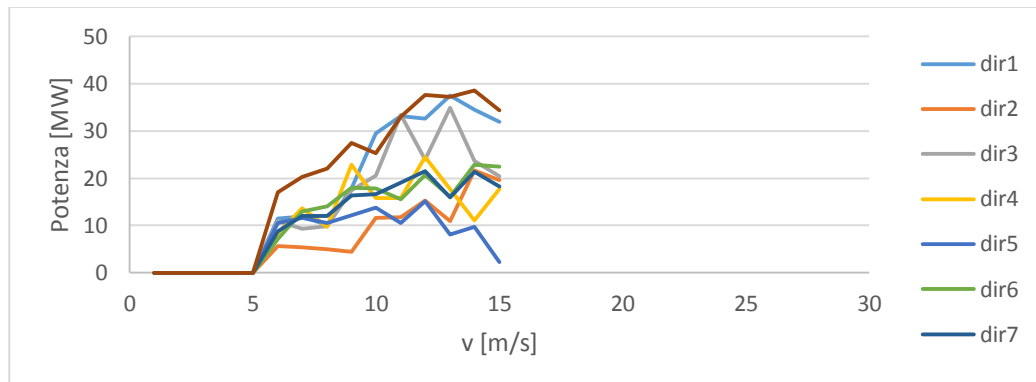


Figura 2-27: Potenza del parco eolico di PRIZZI divisa in fasce direzionali

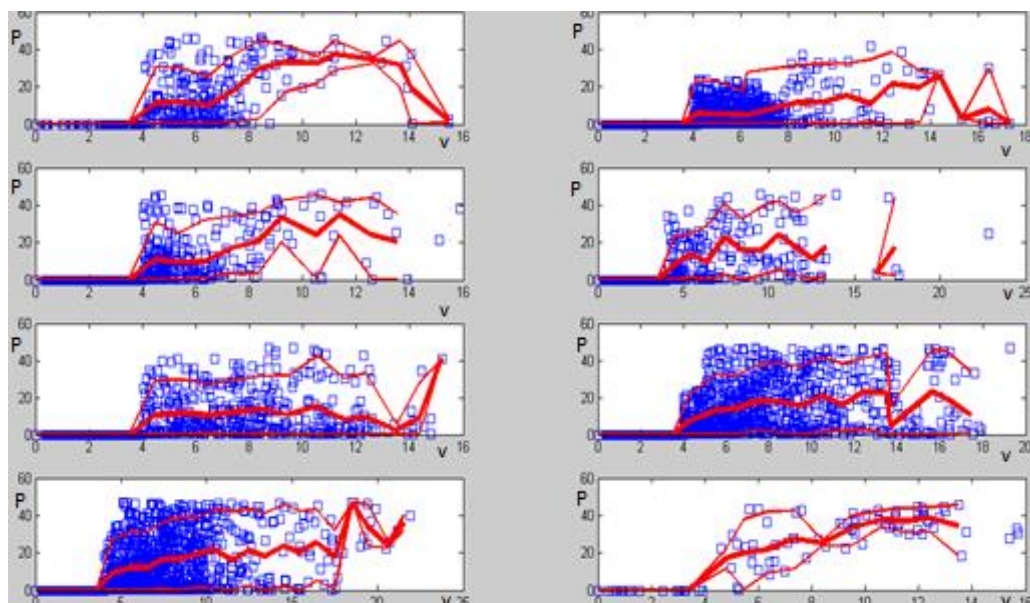


Figura 2-28: Power curve divise in fasce direzionali

In Figura 2-27 sono riportate le curve di potenza per ogni direzione così da rendere possibile un confronto tra esse, in Figura 2-28 invece per ognuna di esse è riportata anche lo scatter-plot così da poter valutare l'effettiva utilità della divisione in otto fasce direzionali.

Per quanto riguarda l'analisi della Figura 2-28 si osserva che la curva cambia parecchio tra le varie fasce direzionali per cui è di sicura utilità per qualunque parco una scomposizione di questo tipo dei dati del vento e delle curve caratteristiche, si riesce ad ottenere risultati sicuramente più precisi.

Risulta evidente che esiste una direzione principale in cui la produttività è massima, ed è la direzione 8. Essa però è caratterizzata dall'aver un bassissimo numero di punti ad identificare la curva, ciò ne riduce l'attendibilità e lascia

intendere che questa curva di potenza sarà in ogni caso utilizzata per pochissime ore all'anno.

Capitolo 3: Stima della mancata produzione eolica

L'obiettivo di questo capitolo è riuscire ad arrivare a stimare la MPE di un particolare parco eolico in Sicilia sulla base di considerazioni sulla rete elettrica. Si utilizzerà il codice *Matlab Matpower* per simulare la rete elettrica Siciliana al fine di identificare diretti potenzialmente critiche, nelle quali una grande produzione eolica in determinate configurazioni di carico risulterebbe portare a violazioni di corrente su porzioni della rete elettrica.

3.1 Caratteristiche della rete elettrica

La rete elettrica inizialmente a disposizione per l'analisi è uno scenario previsionale al 2017 della rete elettrica Italiana, messo a disposizione da Terna. Per motivi di pesantezza del codice si è scelto di isolare dalla rete disponibile la sola porzione di rete Siciliana, in modo da poter simulare un numero di nodi e linee sicuramente molto inferiore. L'interconnessione Sicilia-continente viene gestita mantenendo gli elettrodotti che le collegano e vedendo il nodo Calabrese di Rizziconi come un nodo di saldo, così da poter separare le due reti.

Per la rete Siciliana così tagliata infatti l'unica interazione con la restante parte della rete elettrica Italiana è uno scambio di potenza elettrica attiva e reattiva attraverso l'interconnessione con il continente.

La rete risultante ha 539 nodi e 664 linee, la configurazione inizialmente disponibile rappresenta una situazione di carico molto elevato, pari a 4098.7 MW, un valore oggi difficilmente raggiungibile, ma dovuto al fatto che si parla di una rete previsionale. In questa configurazione la Sicilia sta importando 240 MW di potenza attiva e 230 MW di potenza reattiva per ognuno dei due elettrodotti in parallelo che la collegano al continente.

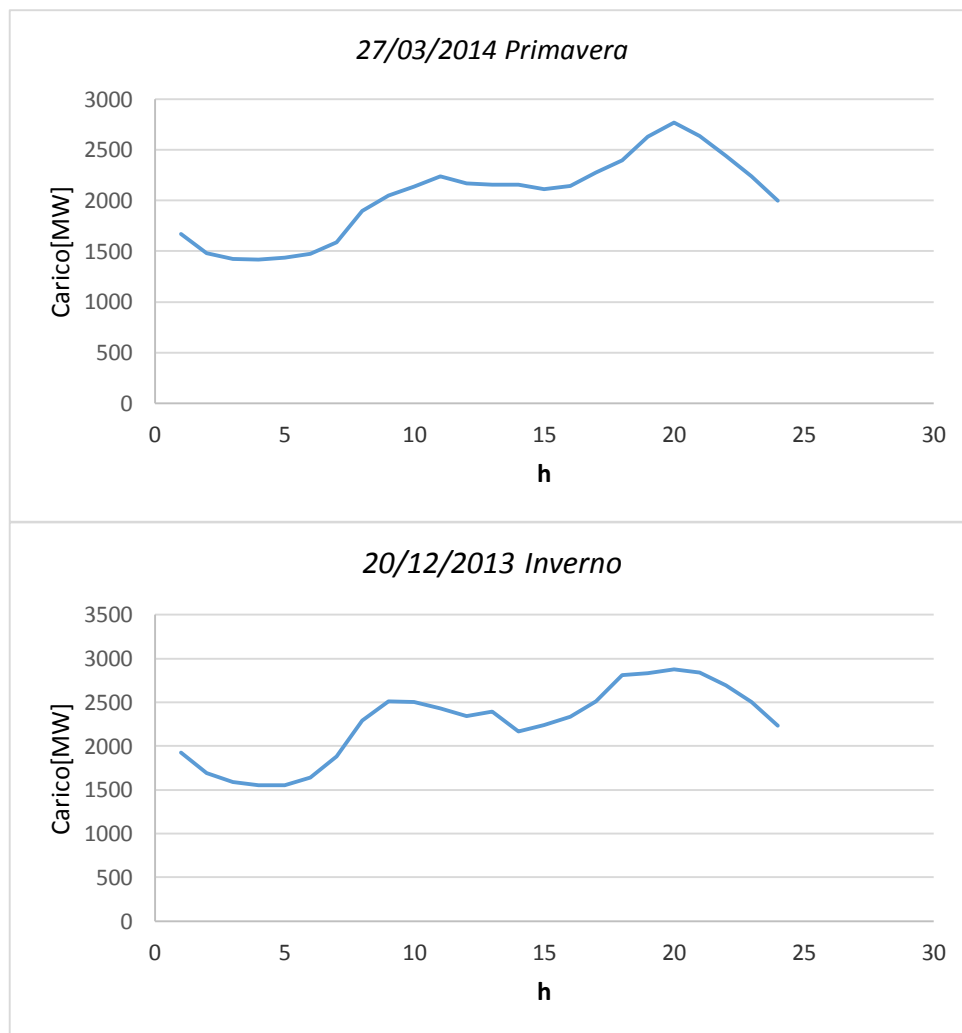
Verranno analizzate 3 situazioni differenti di carico: massimo, minimo e un livello intermedio, supponendo che ognuna di esse si sviluppi per un terzo delle ore annue⁵.

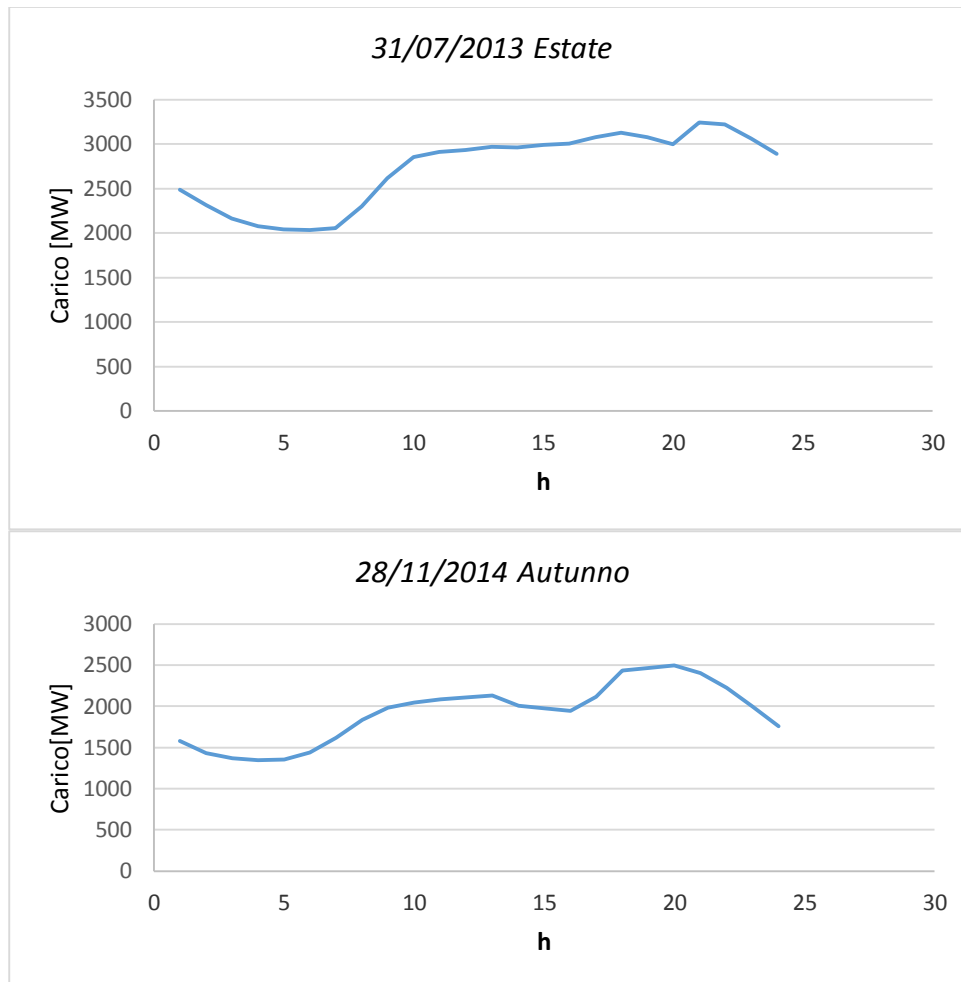
⁵ La spiegazione a questa affermazione si trova nel paragrafo 3-2

3.2 Analisi profili di carico

Come già anticipato è stato deciso di assumere che ognuna delle tre configurazioni di carico individuate si sviluppi per un terzo delle ore annue. Questa ipotesi verrà spiegata nel presente paragrafo e si basa sull'osservazione dei profili quotidiani di carico disponibili sul sito di Terna [14], in particolare quelli riferiti alla regione Sicilia. Sono rappresentati in figura 3-1 questi profili per quattro giorni dell'anno che rappresentano meglio possibile anche la differenza del profilo di carico sulla base della stagionalità.

Figura 3-1: Grafici Carico orario del territorio Siciliano [14]





Il carico nella regione Sicilia risulta particolarmente critico in estate, dove nel 2013 ha raggiunto picchi di quasi 3500 MW. Dal punto di vista dell'andamento quotidiano esso mantiene caratteristiche simili nei vari periodi dell'anno, si raggiunge un carico minimo nelle ore notturne, tra le 23.00 e le 5.00 del mattino, ad esse segue una rampa mattutina che lo riporta a livelli stabili.

Dopodiché si sviluppa una nuova rampa serale di carico, il quale raggiunge sempre il suo massimo intorno alle 20.00, questo picco può essere leggermente anticipato o posticipato a seconda della stagione, intuitivamente risulterà ritardato in estate e anticipato in inverno a causa delle diverse esigenze stagionali.

Partendo da queste osservazioni e sulla base del profilo massimo previsionale di carico al 2017 si sono decise le configurazioni precedentemente elencate. Il carico massimo previsto è pari a 4098.7 MW.

Prima approssimazione effettuata è l'aver assunto che ogni giorno dell'anno si mantenga lo stesso profilo di carico. Questa approssimazione è migliorabile

assumendo ad esempio quattro possibili giornate differenti, rappresentative delle differenze stagionali della richiesta, anche se così facendo occorrerebbe individuare altre configurazioni di carico e generazione della rete. Ulteriore complicazione sarebbe introdurre la differenza tra i giorni festivi e quelli feriali. Successiva approssimazione è stato identificare un carico minimo, sulla base delle osservazioni in Figura 3-1 e cercando di mediare l'effetto stagionale (in estate il carico minimo è molto più vicino al massimo in regioni come la Sicilia rispetto alle altre stagioni). La scelta finale è un carico minimo pari a 2168.4 MW, che corrisponde a circa il 53% del carico massimo.

Ultima approssimazione necessaria è individuare una configurazione di carico intermedia, sulla base delle stesse considerazioni precedenti. Si ottiene un carico intermedio pari a 3030.9 MW.

Il profilo quotidiano di carico così ottenuto è visibile in Figura 3-2. Il risultato finale è che si può assumere che ognuno dei tre profili di carico individuati si sviluppi per un terzo delle ore annue.

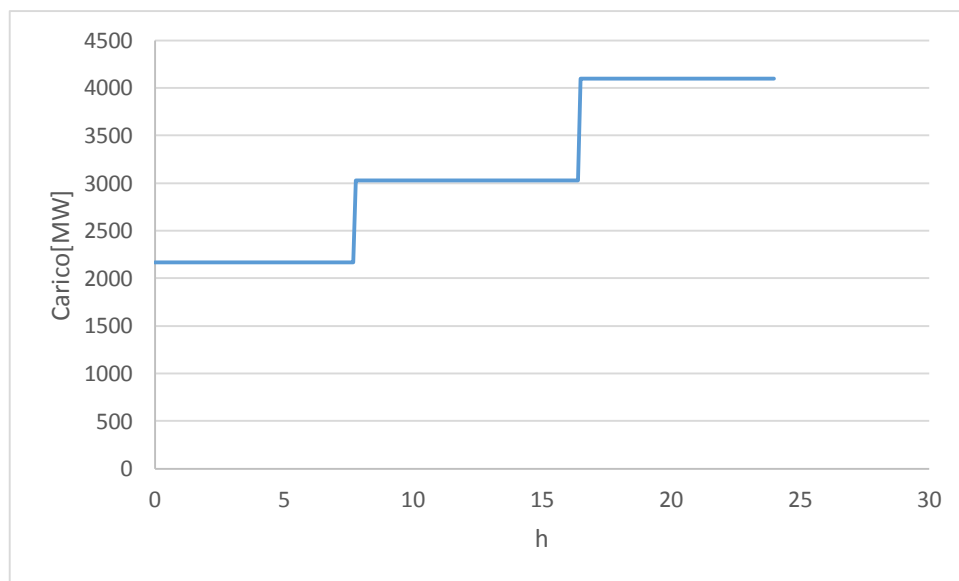


Figura 3-2: Profilo di carico previsionale ipotizzato in Sicilia al 2017

3.3 Calcoli di Power Flow

Per meglio capire la struttura della rete elettrica modellizzata è opportuno introdurre la metodologia di calcolo [15] [16].

Primo passo per il raggiungimento delle equazioni che regolano il funzionamento di una rete elettrica ad n nodi è applicare la legge di Kirchoff delle tensioni, si ottiene così un sistema di n equazioni ed n incognite:

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{E}_j \quad (i=1, \dots, n) \quad (1)$$

Anche scrivibile in forma matriciale:

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}] \cdot [\bar{E}] \quad (2)$$

Dove $[\bar{Y}]$ è la matrice delle ammettenze nodali, costruita sulla base della struttura della rete elettrica. $[\bar{E}]$ è il vettore colonna delle tensioni ai nodi, mentre $[\bar{I}]$ è il vettore colonna delle correnti dei generatori e dei carichi.

L'espressione della potenza complessiva entrante nel generico nodo p risulta (ipotizzando di fare calcoli in p.u.):

$$A_p = P_p + jQ_p \quad (3)$$

Sostituendo la (1) nella (3) si ottiene:

$$A_p = \bar{E}_p \sum_{q=1}^n \bar{Y}_{pq} \bar{E}_q \quad (4)$$

Avendo utilizzato i valori in per unità si ha che:

$$A_p = \frac{A_{p,effettiva}}{A_{rif}} \quad \bar{E}_p = \frac{E_{p,effettiva}}{V_{rif}} \quad \bar{I}_p = \frac{I_{p,effettiva}}{I_{rif}}$$

Inoltre è opportuno esprimere in forma estesa i numeri complessi esplicitando modulo e fase:

$$\bar{E}_p = |E_p| e^{j\delta_p} \quad \bar{Y}_{pq} = |Y_{pq}| e^{j\vartheta_{pq}}$$

Il risultato finale di questa operazione esplicitando la (4) sono le equazioni di Power Flow:

$$P_p = |E_p| \sum_{q=1}^n |Y_{pq}| |E_q| \cos(\delta_p - \delta_q - \vartheta_{pq}) \quad (5)$$

$$Q_p = |E_p| \sum_{q=1}^n |Y_{pq}| |E_q| \sin(\delta_p - \delta_q - \vartheta_{pq}) \quad (6)$$

A seconda del tipo di nodo cambiano i parametri noti e incogniti. Se il nodo modella un generatore si parla di nodo PV, questo perché un generatore immette in rete la potenza attiva che produce, è un valore noto dall'esito del mercato elettrico. Inoltre un generatore riesce a imporre sul nodo un valore di tensione, per questo si parla di nodi PV, perché si possono considerare note la potenza attiva e la tensione ai fini dei calcoli di power flow, va invece considerata incognita la potenza reattiva. Viceversa i carichi vengono modellizzati come nodi PQ, perché in essi risultano note la potenza attiva assorbita e conseguentemente anche quella reattiva, la quale dipende dalla P e dal $\cos(\varphi)$ imposto. Sarà da considerare incognita la tensione al nodo.

In entrambe le tipologie di nodo viste è incognita la fase.

Infine vi sono i nodi tipo saldo, sono nodi in cui P e Q sono incogniti e vengono imposti la tensione e la fase, la quale viene posta nulla per semplicità.

Il metodo utilizzato per la soluzione delle equazioni viste è il metodo di Newton Raphson, sia:

$$\Delta P = P - P_{calcolata}$$

$$\Delta Q = Q - Q_{calcolata}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial E} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial E} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta E \end{bmatrix} \quad (7)$$

Questo sistema si risolve con metodo iterativo, partendo da una stima iniziale ipotizzata di $E^{(0)}$ e $\delta^{(0)}$. Si continua a iterare finché alla k-esima iterazione:

$$\Delta P = P_k - P_{k+1} < \varepsilon \quad \Delta Q = Q_k - Q_{k+1} < \varepsilon$$

Dove ε è la tolleranza accettabile, definita dall'operatore.

3.4 Simulazione dei componenti

La rete elettrica Siciliana è importata e descritta in modo tale che Matpower possa eseguire dei calcoli di Power Flow su di essa.

3.4.1 Carichi

I carichi sono modellati come nodi PQ, ovvero essi hanno nota potenza attiva e reattiva che assorbono dalla rete. Ogni nodo ha un valore massimo e minimo di tensione che può assumere, se il valore di tensione ricavato dai calcoli di Power Flow fosse al di fuori di questo intervallo potrebbe causare dei problemi alla rete. Osservando la potenza assorbita dai nodi PQ della rete si osserva come alcuni di essi (una percentuale molto piccola), siano negativi, cioè stanno erogando energia alla rete. Essi rappresentano nodi in cui oltre ad un carico vi è un generatore, ad esempio dei pannelli fotovoltaici, e l'effetto globale dei due elementi è quello di fornire energia alla rete.

3.4.2 Generatori

I principali generatori termoelettrici della regione Sicilia sono 7, situati a Priolo, San Filippo del Mela, Termini Imerese, Augusta, Porto Empedocle e Trapani, questi generatori sono modellizzati come nodi PV, essendo infatti in grado di regolare la tensione. Alcuni di questi generatori sono spenti nella situazione prevista di carico massimo in quanto non sono economicamente convenienti o sono eccessivamente inquinanti, esempio è la centrale termoelettrica a vapore di San Filippo del Mela la quale brucia oli combustibili e risulta infatti in status 0 (ovvero inattiva) nel profilo di generazione previsto, preferendo ad essa altri generatori più efficienti come i grandi cicli combinati con sede a Priolo.

La generazione dunque è stata ottenuta facendo lavorare le centrali termoelettriche più efficienti. Inoltre alla potenza da essa prodotta si vanno ad aggiungere la produzione idroelettrica tradizionale e da pompaggio, la produzione fotovoltaica e quella eolica. Queste ultime come detto possono anche essere molto rilevanti in questa regione. In questa configurazione di carico si è scelto di far produrre energia elettrica alla centrale idroelettrica di pompaggio (Anapo) per poter sostenere la grande richiesta elettrica.

Per quanto riguarda gli impianti eolici e i pannelli fotovoltaici è stata scelta una produzione di default rispetto alla nominale, cioè è stato scelto di far produrre tutte le centrali eoliche il 20% della loro potenza nominale e tutti gli impianti fotovoltaici il 40% della potenza nominale.

3.4.3 Elettrodotti in antenna

Per ogni elettrodotto viene dato un unico limite di corrente massima transitabile. Solitamente il limite di sicurezza della rete elettrica prevede di avere una corrente inferiore all'80% del limite nominale, questo perché anche se il limite è il 100% in sicurezza N, esso può arrivare al 120% in N-1 soltanto se la stessa linea in stato N non è caricata più dell'80%.

E' necessario poter valutare quali elettrodotti sono in antenna, ovvero quegli elettrodotti che qualora fossero scollegati isolerebbero la rete elettrica in due maglie distinte, questo perché per questi elettrodotti non ha senso valutare la rete in sicurezza n-1, ed inoltre proprio per questo essi hanno limiti di corrente differenti. In sicurezza n il limite massimo di corrente viene preso pari al limite nominale.

Per questi elettrodotti se si provasse a lanciare i calcoli di Power Flow in sicurezza n-1 essi divergono, avendo appunto una rete divisa in maglie non collegate tra loro. Tutti gli elettrodotti in antenna sono stati individuati e salvati in un opportune file in Matlab, esempio è l'elettrodotto 1 che collega i rami 8 e 186, come visibile in figura 3-3.

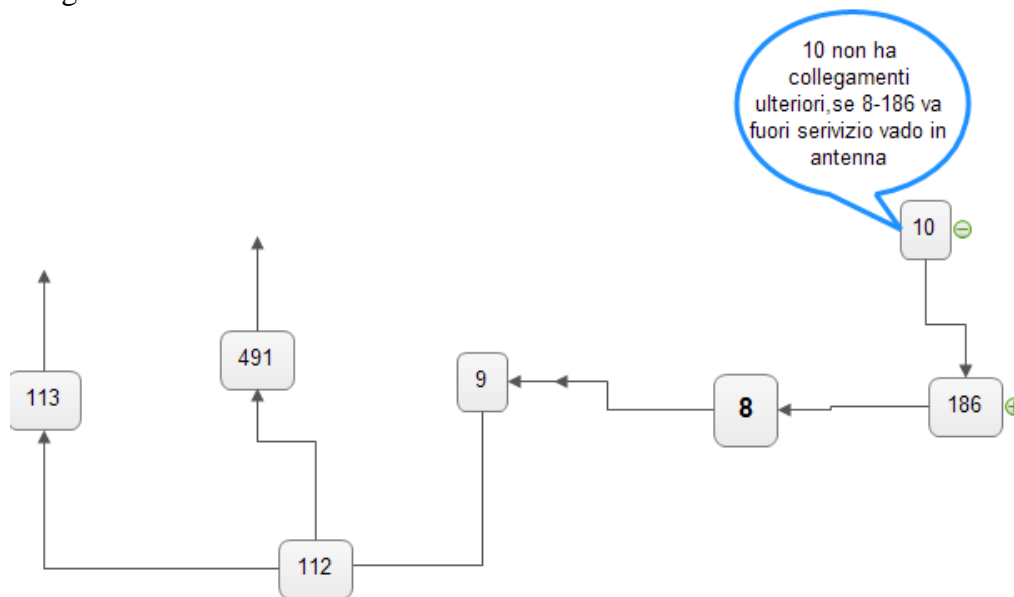


Figura 3-3: Esempio di elettrodotto in antenna

In totale vi sono 261 elettrodotti in antenna nella rete elettrica Siciliana, il processo di individuazione è stato fatto salvando tutti gli elettrodotti che portano le equazioni di Power Flow in sicurezza n-1 a divergere, questa è un ipotesi semplificativa in quanto il fatto che un elettrodotto sia in antenna non è l'unico motivo per cui il calcolo può divergere.

3.5 Simulazione a carico massimo

Per identificare la eventuale possibilità di congestioni causate da una eccessiva produzione elettrica, in una situazione di carico di punta, sono state effettuate varie simulazioni di rete tenendo fisso ovviamente il carico e il profilo di generazione ma facendo variare la produzione dei parchi eolici.

Matpower riceve in input tutti i dati sopracitati: tipologia di nodi, conseguentemente a seconda del nodo P, Q o V, inoltre riceve la configurazione di rete e le resistenze e ammettenze per simulare le linee. Come output restituisce per ogni nodo i valori di tensione, per ogni linea la potenza entrante o uscente dai nodi e le ammettenze, per cui risulta semplice ottenere dei valori di corrente:

$$I_i = Y_i V_i \quad (8)$$

Questa è la corrente in p.u. per ogni linea. Partendo da essa occorre calcolare una corrente base per passare al valore dimensione di I_i .

$$I_{base_i} = 1000 A_{base_i} V_{base_i} \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (9)$$

Dove A_{base} è la potenza apparente di riferimento per la linea i , nota in MVA, anche V_{base} è nota ed è in kV. L'ultimo semplice passaggio per ottenere una corrente in Ampère è moltiplicare la (9) e la (8).

$$I_{i_{effett}} = I_i \cdot I_{base} \quad (10)$$

I risultati dei calcoli di power flow in questa configurazione di carico con una produzione eolica standard (20% della potenza nominali dei parchi), non danno problema di violazione di corrente. Dal punto di vista delle violazioni di tensione si hanno un paio di valori di V in prossimità di parchi eolici che superano il limite massimo consentito. Sono violazioni di minima entità che non rappresentano un problema in quanto è sufficiente variare il rapporto di trasformazione del generatore per rientrare in valori accettabili di tensione.

3.5.1 Produzione eolica al 60% della nominale

Alzando la produzione elettrica di tutti i parchi eolici fino al 60%⁶ della loro potenza nominale si vedono le prime violazioni di corrente, cioè la rete si congestiona.

⁶ Per comprendere quanto può essere frequente tale situazione si valutino le curve di durata presenti nel capitolo 2

Infatti si congestionano le linee 180 e 182, essi sono elettrodotti che uniscono due aree della rete Siciliana, ma non sono in antenna, quindi per essi vale il limite considerato nel codice Matlab dell'80% della corrente limite nominale. Le aree che essi uniscono sono quella sud-orientale della provincia di Siracusa con quella più a nord vicino a Messina, è una congestione non imputabile ad un unico impianto eolico, ma ad un insieme di essi, che può essere risolta ridispacciando la produzione elettrica, ad esempio si può far calare la produzione di Priolo e sostituirla con San Filippo del Mela, per mantenere gli stessi vincoli di rete. Per questo livello di produzione di potenza da parchi eolici non si individuano dunque siti adatti.

3.5.2 Produzione eolica al 70% della nominale

Le violazioni che si verificano considerando questo nuovo profilo di produzione elettrica dei parchi eolici sono le seguenti:

Violazione If	Nome elettrodotto	Percentuale violazione[%]
21	Assoro-Dittaino	0.6
50	Bolognetta-Villafrati	12.3
180	F.S. Font.-F.S. Lentini	11.1
182	F.S. Lentini-F.S. Megara	13.5
420	S.P.-Barca	1.0

Per quanto riguarda i rami 50, 180 e 182 valgono gli stessi discorsi fatti nel paragrafo precedente.

Per quanto riguarda l'elettrodotto 420 esso è effettivamente congestionato. E' situato nella zona nord-orientale della regione, in prossimità di alcuni parchi eolici, ovvero gli impianti di REGALBUTO, SERRA MARROCCO e MONTE ZIMMARA⁷.

Tra questi tre impianti quello le cui variazioni di potenza causano più sensibili variazioni di corrente sull'elettrodotto è l'impianto di Regalbuto, il quale è anche un sito ottimo dal punto di vista della posizione strategica rispetto alla rete del gas in quanto sufficientemente vicino ad essa. Come si può osservare in figura 1-9 questo parco eolico può vantare una vicinanza sia con la rete nazionale che quella regionale del gas, con conseguenze che si valuteranno facendo un'ottimizzazione economica del sistema di P2G.

⁷ Si vedano la posizione, taglia, entità di questi parchi eolici nel capitolo Introduzione Tabella 1-4

3.5.3 Produzione eolica all' 80% della nominale

Le violazioni che si verificano considerando questa nuovo profilo di produzione elettrica dei parchi eolici sono le seguenti:

Violazione If	Nome elettrodotto	Percentuale violazione [%]
50	Bolognetta-Villafrati	19.5
110	Casuzze-Bolognetta	4.9
133	Ciminna-Villafrati	1
134	Ciminna	4.1
180	F.S. Font.-F.S. Lentini	14.2
182	F.S. Lentini-F.S. Megara	16.6
420	S.P.-Barca	7

Sicuramente le rete risulta parecchio congestionata in questa configurazione ma è una situazione che si può verificare per pochissime ore all'anno, come visibile dalle curve di durata nel capitolo 2.

3.5.4 Valutazione della potenza disponibile al Power to gas

Sulla base delle considerazioni fatte si è deciso di assumere come parco eolico potenzialmente utile al Power to Gas quello di Regalbuto, esso corrisponde ai nodi 378 e 379 nella rete Matlab.

Riducendo la potenza erogata da questo parco eolico si è cercato di far rientrare i valori di corrente che transita sull'elettrodotto 420 all'interno del limite massimo stabilito. Il profilo di potenza da tagliare⁸ risulta:

Tabella 3-1: Tabella potenza tagliabile a carico massimo

produzione eolica riesptto alla nominale[%]	Potenza totale parchi[MW]	h/anno	MW da tagliare	producibilità[MW]
68	84.1	66.9	0	84.082
69	85.3	60.6	1.144	84.1745
70	86.6	53.7	2.52	84.035
75	92.7	28.3	10.2	82.5375
80	98.9	10.2	17.68	81.24
85	105.1	1.9	25.36	79.74
89	110.0	0.1	31.463	78.555

La *potenza totale parchi [MW]*, indica semplicemente la potenza totale prodotta dai tre parchi eolici sopracitati che congestionano l'elettrodotto 420, la loro potenza nominale massima è di 123.65 MW, la colonna 3 indica per quante ore

⁸ Ovvero quella immagazzinabile in un elettrolizzatore

anno può verificarsi il fenomeno⁹ e la 4 i MW da tagliare per rientrare nella congestione.

Il tutto è visibile anche graficamente, in figura 3-4.

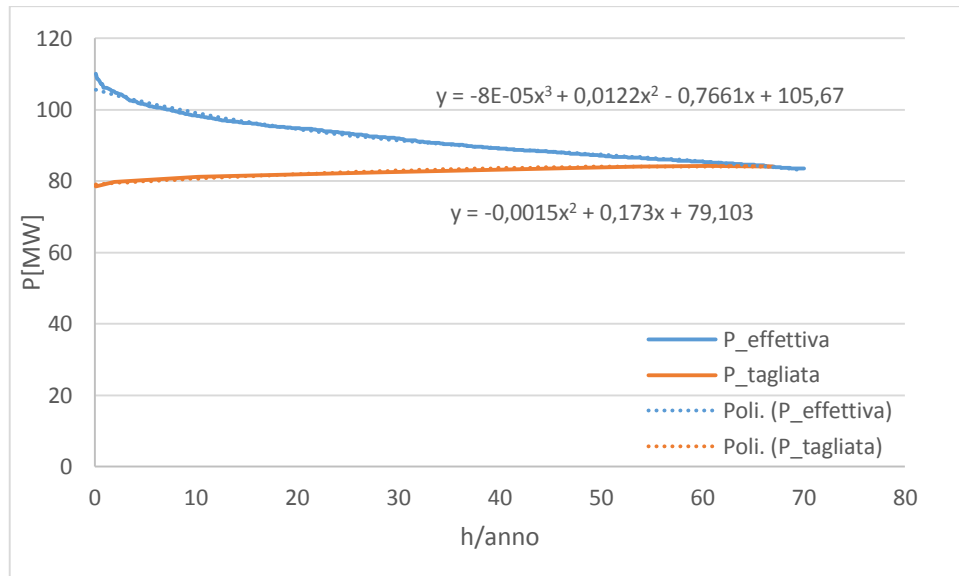


Figura 3-4: Grafico potenza effettiva-potenza tagliata a carico massimo

Con $P_{\text{effettiva}}$ si intende la potenza effettivamente prodotta dal sistema di parchi eolici considerato, con P_{tagliata} si intende la potenza che la rete riesce ad accettare da essi. L'energia annua rifiutata dalla rete, in MWh, è facilmente ricavabile come l'area tra le due curve rappresentate, per calcolarla è sufficiente un semplice calcolo integrale.

Vengono calcolati gli integrali di entrambe le curve, con due metodologie differenti per verificarne l'attendibilità, ovvero si utilizza dapprima un metodo numerico, il metodo dei trapezi, e in secondo luogo un'integrazione dei polinomi interpolanti. Verrà di seguito riportato il risultato di questa seconda opzione, ma in ogni caso i valori ottenuti non si discostano molto.

$$\text{Area compresa} = \text{Area Sottesa1} - \text{Area Sottesa 2} = 639.1323 \text{ MWh}$$

3.6 Simulazione a carico intermedio

Prima necessità è partendo dalla rete previsionale standard a carico massimo ricavare una configurazione possibile a carico medio, modificando i profili di

⁹ Considerano già il fatto che questa configurazione di carico si ha per un terzo delle ore annue

carico e generazione ma mantenendo il medesimo livello di importazione, o quantomeno cercando di non discostarsi troppo dal livello iniziale.

Sulla base delle considerazioni sull'andamento orario del carico Siciliano¹⁰ si è deciso di assumere come livello di carico intermedio un carico pari a circa l'80% del massimo. Per farlo si è supposto che il carico cali in modo uniforme su tutti i nodi PQ mantenendo il cosφ costante (P e Q calano proporzionalmente), ad eccezione delle raffinerie (situate a Gela e Milazzo, rispettivamente nei nodi 365 e 367), le quali si suppone operino a potenza costante durante le 24 ore. Per questo si moltiplicano P e Q di tutti i nodi di carico¹¹ per il 74% rispetto al valore a carico massimo, tranne i nodi coincidenti con le raffinerie.

La problematica si sposta quindi sul bilanciamento del carico variando il profilo di generazione elettrica. Si è scelto di mantenere l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici costante rispetto alla situazione di carico precedente, in quanto entrambe si sviluppano nelle ore diurne. Dal punto di vista delle centrali idroelettriche con pompaggio si è scelto di dimezzarne la produzione rispetto al caso precedente, ma è un'ipotesi, infatti in questa situazione intermedia di carico si è spesso soggetti a rampe e le centrali a pompaggio vengono usate per il bilanciamento del sistema elettrico, variando molto la propria produzione.

Di centrali idroelettriche con pompaggio sul territorio siciliano vi è solo la centrale di Anapo, un grosso impianto da 500 MW, diviso in quattro gruppi di generazione. E' situato in provincia di Siracusa.

Il grosso del lavoro di bilanciamento si è svolto cercando di modificare la produzione dei grossi impianti termoelettrici accesi, evitando di attivarne di nuovi, i quali sono più inquinanti e meno convenienti.

Come primo passo si è abbassata la produzione di tutti le centrali termoelettriche attive portandole a produrre il 10% in più del proprio carico minimo. In seguito per ridurre ancora la produzione si è deciso di spegnere¹² la centrale a ciclo combinato di Priolo (nodi 357 e 358) essendo quella di taglia maggiore dell'isola. Per completare il bilanciamento si è inoltre deciso di portare al minimo tecnico le centrali termoelettriche corrispondenti ai nodi 1-2-3-4-5 (ciclo combinato ERG NUCE NORD sempre a Priolo) e 238-239-240, (ISAB sempre nella zona di Priolo). Con questo profilo di generazione si riesce a portare a valori accettabili il trasporto di potenza attiva sull'elettrodotto Sicilia-Continente, però dopo aver lanciato i calcoli di Power Flow ci si rende conto di come si abbia un grande numero di violazioni di tensione sulla rete, il 30% circa dei nodi.

Sono tutte violazioni di lieve entità (al massimo tre punti percentuale) e tutte sopra alla tensione massima, per avere valori accettabili di tensione si è deciso di

¹⁰ Paragrafo 3.2: Analisi profili di carico

¹¹ Eccezione fatta per i nodi PQ a carico negativo, il cui significato è già stato discusso nel paragrafo 3.2.1, i quali non vengono toccati.

¹² Per scollegare un impianto occorre modificare lo status da 1 a 0, non semplicemente portare la P a 0.

agire sulla tensione imposta dai generatori termoelettrici attivi, abbassando cioè la tensione di molti nodi PV intorno al valore minimo. Così facendo le violazioni di tensione si riducono notevolmente, fino ad essere solo le seguenti:

Nodo Violazione Vmax	Nome del nodo
232	Guadalami
304	Pace del Mela
305	Pace del Mela
314	Par. Centrale
406	S. Filippo M.
431	Sorgente
495	Vaiano del Vallo

Nodo Violazione Vmin	Nome del nodo
158	Erg NUCE NORD
465	Termini

Per di più le violazioni trovate sono tutte di lievissima entità (1 punto percentuale), per cui il profilo di generazione è accettabile in quanto correggibile molto facilmente nella pratica agendo sui condensatori sul territorio Siciliano o modificando leggermente qualche rapporto di trasformazione.

La potenza attiva totale che transita sugli elettrodotti che collegano la Sicilia al continente risulta di -413.3 MW a fronte dei -480.24 MW che transitavano nella precedente configurazione di carico. La differenza relativa tra i due valori è limitata, circa un 15%, per cui anche da questo punto di vista la nuova configurazione di rete si può ritenere attendibile.

La rete non presenta alcuna violazione del limite massimo di corrente, occorre ora valutare per le varie situazioni di produzione di potenza eolica come reagisce la rete.

3.6.1 Produzione eolica al 60% della nominale

Per questa configurazione di carico non si evidenziano congestioni di alcun tipo sulla rete elettrica, si può concludere che la rete è in grado di accettare questa potenza da fonte eolica.

3.6.2 Produzione eolica al 70% della nominale

Per questa configurazione di carico l'unico elettrodotto che risulta congestionato è proprio il 420, quello preso in considerazione per il Power to Gas, la corrente transitante sull'elettrodotto è pari a 404 A a fronte dei 384 del limite massimo di corrente. Per rientrare nel limite basterebbe rimuovere circa 13 MW dalla produzione elettrica del parco eolico di Regalbuto.

3.6.3 Produzione eolica all'80% della nominale

E' una situazione sicuramente molto rara in termini di ore annue, gli elettrodotti i cui limiti di corrente vengono superati sono:

Violazione If	Nome elettrodotto	Violazione percentuale[%]
38	Barca-Paternò	1.4
50	Bologetta-Villafrati	2.2
134	Ciminna	8.9
420	S.P.-Barca	11.5

La rete è sicuramente congestionata ma ad eccezione della 420 le altre linee non sono esposte a rischi eccessivi, in quanto la corrente massima, valutata come 80% della nominale, viene superata di pochi Ampère.

3.6.4 Valutazione della potenza disponibile al Power to gas

Riducendo la potenza erogata dal parco eolico preso in analisi si è cercato di far rientrare i valori di corrente che transita sull'elettrodotto 420 all'interno del limite massimo stabilito. Il profilo di potenza da tagliare risulta:

Tabella 3-2: Tabella potenza tagliabile a carico intermedio

produzione eolica rispetto alla nominale	Potenza totale parchi[MW]	h/anno	MW da tagliare	producibilità[MW]
61	74.2	137.5	0.0	74.19
63	77.9	108.3	2.7	75.20
65	80.4	90.5	5.6	74.73
70	86.6	53.7	13.3	73.25
75	92.7	28.3	21.0	71.36
80	98.9	10.2	28.5	69.80
85	105.1	1.9	36.4	68.78
89	110.0	0.1	42.5	67.55

Il tutto è anche visibile graficamente in figura 3-5.

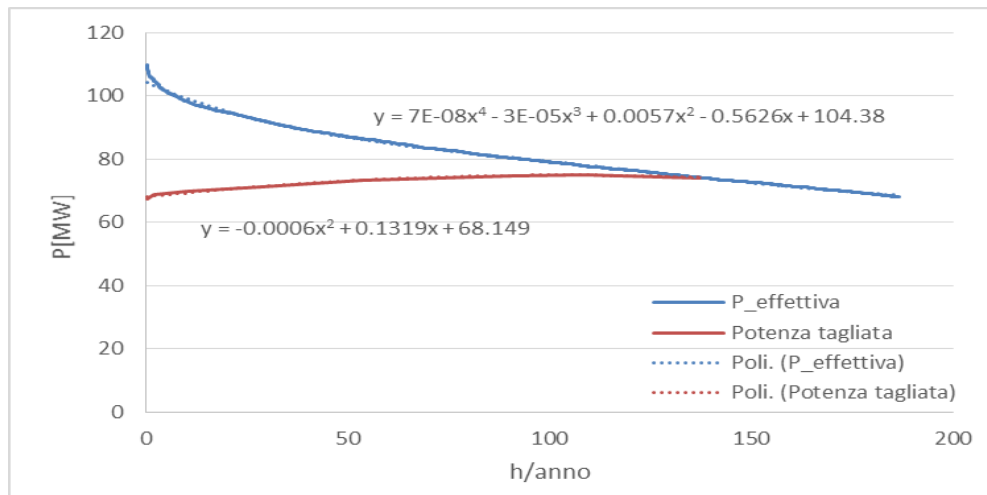


Figura 3-5: Grafico potenza effettiva-potenza tagliata a carico intermedio

Vengono calcolati gli integrali di entrambe le curve, con due metodologie per verificarne l'attendibilità, ovvero vengono calcolati dapprima con un metodo numerico, il metodo dei trapezi, e in secondo luogo integrando i polinomi interpolanti. Verrà di seguito riportato il risultato di questa seconda opzione, ma in ogni caso i risultati non si discostano molto.

$$\text{Area compresa} = \text{Area Sottesa1} - \text{Area Sottesa 2} = 1891.885 \text{ MWh}$$

L'area compresa tra le due curve rappresenta l'energia tagliata in un anno dal parco eolico di Regalbuto per evitare che la corrente superi il suo limite massimo nell'elettrodotto 420 in configurazione di carico intermedio.

3.7 Simulazione a carico minimo

Terza e ultima configurazione di carico studiata è quella a carico minimo. Come per la configurazione di carico intermedio essa si ricaverà partendo dal carico massimo, riducendo proporzionalmente il carico di tutti i nodi PQ ad eccezione delle raffinerie. Si è scelto di dimezzare le potenze attive e reattive assorbite dai carichi. Una volta ottenuto il profilo di richiesta elettrica occorre individuare un profilo possibile di generazione mantenendo il livello di importazione del primo caso analizzato.

Prima considerazione utile è che la richiesta elettrica è minima durante le ore notturne, in esse la produzione fotovoltaica può essere considerata nulla, per cui occorre portare tutta la produzione elettrica da pannelli fotovoltaici a zero.

Seconda importante considerazione riguarda il pompaggio, durante le ore notturne, quando l'energia richiesta dalla rete è bassa, si attiva il pompaggio come

carico, in modo da rendere disponibile un maggior quantitativo di energia come energia idroelettrica il giorno seguente, molto utile per bilanciare il carico nelle rampe o a carico massimo. Per cui si è ipotizzato di portare l'energia richiesta dalla centrale idroelettrica di pompaggio (Anapo) al 75% della potenza minima nominale, la quale corrisponde a -90MW per ogni gruppo di generazione attivo. Per quanto riguarda la generazione termoelettrica esse viene portata al 10% in più rispetto alla potenza minima, e inoltre occorre spegnere alcuni generatori per rispettare i vincoli di importazione.

Si è deciso di spegnere la centrale a ciclo combinato di Priolo (nodi 357 e 358). Vengono spenti inoltre i generatori termoelettrici 238-239-240, (ISAB nella zona di Priolo).

La potenza attiva totale che transita sugli elettrodotti che collegano la Sicilia al continente risulta di -485.02 MW a fronte dei -480.24 MW che transitavano nella configurazione di carico massimo. La differenza relativa tra i due valori è limitata, per cui da questo punto di vista la nuova configurazione di rete si può ritenere attendibile.

La rete non presenta alcuna violazione del limite massimo di corrente, occorre però valutare come essa reagisca alle varie simulazioni di produzione di potenza eolica.

Per quanto riguarda le violazioni di tensione esse sono molteplici, seppur di lieve entità esse coinvolgono circa il 50% dei nodi della rete, per cui occorre modificare la tensione imposta dai nodi PV per abbassare il profilo di tensione.

Portando la tensione dei nodi di generazione vicino al minimo consentito dalla rete si riesce a ridurre di molto le violazioni, vengono più che dimezzate. Risultano inoltre di lieve entità, 1 o 2 punti percentuali al massimo, per cui anche questa configurazione di rete viene ritenuta accettabile, in quanto con piccole modifiche su condensatori o rapporti di trasformazione è facile rientrare nei valori di tensione consentiti.

3.7.1 Produzione eolica al 60% della nominale

Con questo livello di produzione di potenza da fonte eolica la rete evidenzia la solita congestione sull'elettrodotto 420.

La violazione è di pochi Ampère, per cui è facile rientrare in una situazione non congestionata tagliando idealmente anche pochi MW di potenza elettrica dall'impianto di Regalbuto.

3.7.2 Produzione eolica al 70% della nominale

Anche con questo livello di produzione l'unica violazione risulta sull'elettrodotto 420, anche se di maggior entità. Ora il superamento del limite di corrente è di 33.4224 A. E' sufficiente ridurre la potenza di circa 22 MW per rientrare nel limite che garantisce il corretto funzionamento del sistema elettrico.

3.7.3 Produzione eolica all'80% della nominale

E' una situazione sicuramente molto rara in termini di ore annue, gli elettrodotti i cui limiti di corrente vengono superati sono:

Violazione If	Nome elettrodotto	Violazione percentuale[%]
38	Barca-Paternò	4.8
134	Ciminna	8.4
420	S.P.-Barca	14.7

La rete è sicuramente congestionata ma ad eccezione della 420 le altre linee non sono esposte a rischi eccessivi, la corrente massima valutata come 80% della nominale viene superata di pochi Ampère.

3.7.4 Valutazione della potenza disponibile al Power to Gas

Questa configurazione di carico evidenzia le maggiori problematiche sull'elettrodotto 420, dunque il più alto profilo di potenza idealmente tagliabile da destinare a fini diversi dall'immissione nella rete elettrica, come visibile dalla tabella 3-7.

Tabella 3-3: Tabella potenza tagliabile a carico minimo

produzione eolica rispetto alla nominale	Potenza totale parchi[MW]	h/anno	MW da tagliare	producibilità[MW]
55	68.0	186.4	0.00	68.08
60	74.2	137.5	6.96	67.23
65	80.4	90.5	14.84	65.53
70	86.6	53.7	22.32	64.25
75	92.7	28.3	30.20	62.16
80	98.9	10.2	37.50	60.78
85	105.1	1.9	45.40	59.74
0.889753336	110.0	0.1	51.26	58.75

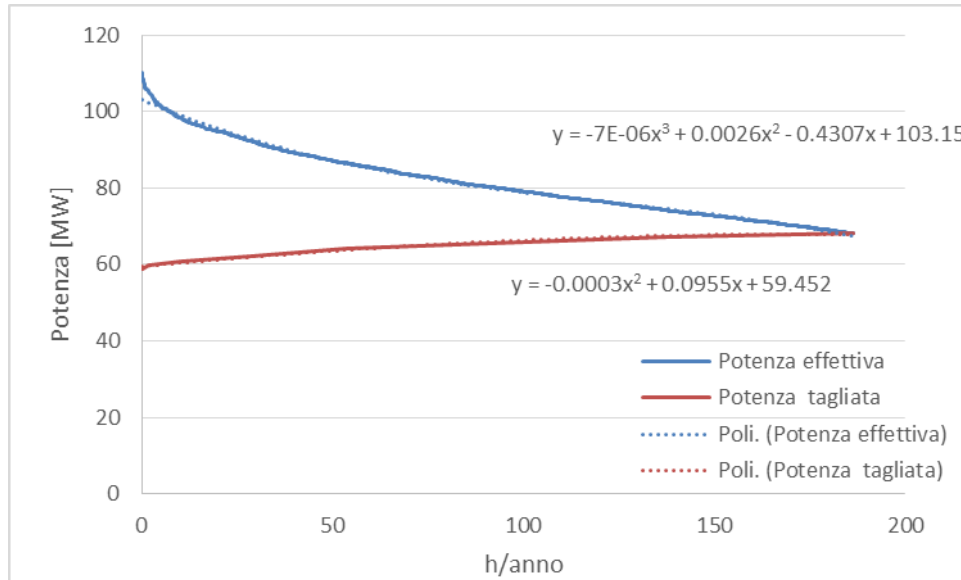


Figura 3-6: Grafico potenza effettiva-potenza tagliata a carico minimo

Come nelle precedenti configurazioni occorre effettuare un calcolo integrale per individuare l'area compresa tra le due curve, in modo tale da avere un effettivo valore di energia disponibile.

Vengono calcolati gli integrali di entrambe le curve, con due metodologie per verificarne l'attendibilità. Si confronteranno i risultati ottenuti con il metodo dei trapezi e con l'integrazione delle funzioni interpolanti. Verrà di seguito riportato il risultato solo di questa seconda opzione, ma in ogni caso i risultati non si discostano molto.

$$Area\ compresa = Area\ Sottesa1 - Area\ Sottesa\ 2 = 3146.209\ MWh$$

L'area compresa tra le due curve rappresenta l'energia tagliata in un anno per evitare che la corrente superi il suo limite massimo nell'elettrodotto 420 in configurazione di carico minimo.

3.8 Energia totale disponibile al Power to Gas

Sulla base delle considerazioni fatte nel paragrafo 3.2, alla luce del fatto che i calcoli integrali sono già stati fatti considerando per ogni configurazione di carico il fatto che essa sia possibile per un terzo delle ore annue, si può affermare che la

potenza annua stimata che risulta non accettabile dalla porzione di rete considerata è pari a 5.64 GWh.

Più della metà della eventuale MPE è concentrata nelle ore di basso carico, le ore notturne. In esse infatti una grande produzione di potenza elettrica da fonte eolica porterebbe notevoli congestioni. Queste problematiche sono dovute al fatto che in alcune aree i carichi risulterebbero molto bassi e non in grado di assorbire la potenza elettrica generata prima che percorra lunghi tratti di rete, portando la corrente di alcuni elettrodotti vicino ai valori limite.

Viceversa a carico molto elevato la potenza eolica accettabile è maggiore e conseguentemente la MPE inferiore.

Nei prossimi capitoli si valuterà il modo migliore per convertire questa energia in eccesso in idrogeno da immettere direttamente nella rete del gas, verrà. La MPE non è l'unica potenza che l'impianto eolico potrà fornire all'elettrolizzatore, a seconda della politica economica considerata infatti l'ottimizzazione potrebbe portare a gestire quantitativi maggiori di energia destinata alla produzione di H₂.

Capitolo 4: Produzione di idrogeno dalla elettrolisi dell'acqua

4.1 Introduzione

Il contesto rimane quello sinora analizzato, ovvero la minaccia ambientale causata dal grande utilizzo di combustibili fossili ha portato al grande sviluppo di FER, in particolar modo quelle dedicate alla produzione elettrica.

Questo nuovo trend ha portato le reti a dover affrontare situazioni estreme, come la rete Spagnola che ad esempio ha dovuto sopportare nel Novembre 2009 un picco di generazione rinnovabile del 59%, e un minimo di generazione rinnovabile nel Giugno 2010 pari al solo 1% [17]. Le tecnologie di produzione o consumo dell'idrogeno si inseriscono in questo contesto e possono avere varie applicazioni, dagli elettrolizzatori a eventuali celle a combustibile per produrre energia pulita.

L'idrogeno è l'elemento chimico più semplice e leggero, avendo una densità pari a 0.0899 Kg/Nm^3 . È un elemento molto pericoloso in quanto possiede un campo di infiammabilità estremamente ampio, va dal 4 al 75% in aria e dal 4 al 95% in ossigeno puro. Inoltre è il combustibile con maggior contenuto di energia per unità di massa, con un HHV¹³ di $120 \text{ MJ/Kg}_{\text{H}_2}$.

Pur essendo l'elemento chimico più abbondante dell'universo l'idrogeno non si trova presente nel suo stato puro in natura, attualmente esso viene prodotto per il 96% dagli idrocarburi e per il 4% dall' H_2O .

Per quanto riguarda l'ottenimento di idrogeno dagli idrocarburi il principale strumento a disposizione è il processo di Steam Reforming.

Ai fini di questo elaborato questa tipologia di reattori è di scarso interesse perché, per quanto molto interessanti anche dal punto di vista economico, essi sfruttano come base di partenza per la produzione di H_2 la parziale ossidazione di un idrocarburo (che ha anche il compito di portare il reattore alla T opportuna), generalmente metano, e le conseguenti reazioni di Steam reforming e Water Gas Shift. Ciò risulta assolutamente competitivo se l'obiettivo è produrre grandi volumi di idrogeno ma non è utile per risolvere il problema della MPE, in quanto non si hanno consumi rilevanti di energia elettrica.

Più interessante da legare alla MPE sono gli elettrolizzatori. Tramite elettrolisi si può scomporre l'acqua nelle sue due componenti, ossigeno e idrogeno.

¹³ HHV= Potere calorifico superiore

E' un procedimento del tutto rinnovabile in quanto l'idrogeno ottenuto ritorna acqua dopo la reazione di combustione. L'elettrolisi dell'acqua presenta maggiori costi rispetto alle altre tecnologie per la produzione di idrogeno, infatti a causa dei grandi consumi elettrici non è usata per i grandi volumi produttivi, ma solo per le piccole taglie.

L'elettrolisi è una tecnologia matura e ben conosciuta. Il concetto base è estremamente semplice, applicare all'acqua una differenza di potenziale per scomporla in H₂ e O₂. La purezza degli elementi così ottenuti può arrivare sino al 99.99%.

Riassumendo questi concetti introduttivi: la produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori è una soluzione tecnologicamente fattibile, anche se occorre valutare i costi delle operazioni. Essa riesce a consumare potenza elettrica, quindi a scaricare la rete, producendo una fonte energetica emission free. L'idrogeno prodotto può essere stoccato e rivenduto, ma in questo lavoro di tesi si valuterà la possibilità di immettere direttamente quanto prodotto nella rete del gas, così da non avere costi di stoccaggio. Bisognerà però porre attenzione ad eventuali limiti massimi di iniezione di idrogeno nella rete del gas.

Nel prosieguo del si discuterà riguardo allo stato dell'arte degli elettrolizzatori, del loro funzionamento fisico e del loro trend futuro.

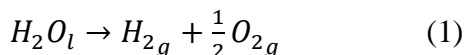
4.2 Fondamenti dell'elettrolisi dell'acqua

4.2.1 Principi

L'elettrolisi dell'acqua consiste nel far circolare una corrente elettrica attraverso una soluzione elettrolitica per separare le molecole di H₂O in idrogeno e ossigeno. La corrente passa tra due elettrodi separati e immersi in un elettrolita che ha il compito di alzare la conduttività ionica.

Gli elettrodi devono essere resistenti alla corrosione, avere una buona conduttività elettrica e esibire buone proprietà catalitiche. Perché avvenga il processo di elettrolisi è necessaria la presenza di un diaframma o separatore che eviti la ricombinazione dell'idrogeno e dell'ossigeno una volta generati. Il diaframma deve comunque garantire un'elevata conduttività ionica e mostrare alta stabilità chimica e fisica.

Elettrodi, diaframma e elettrolita sono gli elementi che configurano la cella elettrolitica, la reazione globale che ha luogo sarà:



Nel processo di elettrolisi gli elettroni sono catturati o rilasciati dagli ioni sulla superficie degli elettrodi, generando un sistema multifase gas-liquido-solido. La semi reazione di riduzione ha sede al catodo, quella di ossidazione all'anodo.

4.2.2 Termodinamica

Un elettrolizzatore converte potenza elettrica e termica in energia chimica (HHV del combustibile). Il processo può essere descritto in accordo con la termodinamica di base.

Si supponga che la singola cella elettrolitica operi a T e p costanti, perché la reazione avvenga occorre fornire un ΔH al processo. Parte di questa entalpia sarà fornita come potenza elettrica, questa parte corrisponde alla energia libera di Gibbs, il ΔG . La seguente espressione esprime la relazione tra queste grandezze termodinamiche:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (2)$$

Il processo di elettrolisi (la reazione (1)) è endotermico, quindi ha un $\Delta H > 0$, è inoltre una reazione chimica non spontanea, ovvero ha un $\Delta G > 0$. Il processo inverso viceversa consuma idrogeno per produrre potenza elettrica pulita ed è tipico delle celle a combustibile, è esotermico e spontaneo.

Occorre ora definire la minima tensione necessaria per far avvenire la reazione di elettrolisi, si supponga dunque che la cella operi reversibilmente, ovvero $\Delta S = 0$, e che tutto il ΔH sia fornito da potenza elettrica.

$$\Delta H = z \cdot F \cdot V_{rev} \quad (3)$$

Dove:

$$z = \left[\frac{\text{mol } e^-}{\text{mol } H_2} \right] = 2 \quad F = 96485 \left[\frac{C}{\text{mol } e^-} \right] = \text{costante di Faraday}$$

Sostituendo la (3) nella (2) e considerando il $\Delta S = 0$ si ottiene l'espressione di V_{rev} .

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (4)$$

Passo successivo è ipotizzare che il processo non sia reversibile ma che anche il $T \Delta S$ sia fornito tramite potenza elettrica, come nel caso della maggior parte degli elettrolizzatori commerciali. Si definisce così la minima tensione necessaria per far avvenire la reazione (1) come tensione termo-neutrale (V_{tn}). Sia:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S = z \cdot F \cdot V_{\Delta H} \quad (5)$$

$$V_{\Delta H} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (6)$$

Per un processo di elettrolisi ideale risulta che:

$$V_{\Delta H} = V_{tn} \quad (7)$$

Ovviamente in un processo di elettrolisi reale si ha che $V_{tn} > V_{\Delta H}$ a causa di perdite elettriche e termiche. Queste perdite sono riconducibili a irreversibilità termodinamiche, legate al contenuto di vapore acqueo contenuto nei flussi uscenti di idrogeno e ossigeno e al fatto che il processo non è adiabatico ma presenta perdite conduttive e radiative.

Il consumo energetico del processo dipende da temperatura e pressione, la dipendenza da queste grandezze è ben espressa in Figura 4-1.

La figura 4-1(a) mostra l'evoluzione dei consumi in funzione della temperatura, in un intervallo da 298 K a 1273 K. Si può osservare che il ΔG cala con l'aumento della temperatura, al contrario il $T \Delta S$ cresce. Entrambe le curve cambiano pendenza quanto la T raggiunge i 100 °C e si ha la transizione di fase liquido-vapore. Dal punto di vista del ΔH del processo esso conseguentemente rimane circa costante in quanto può essere visto come somma dei due termini precedenti, anche se esso ha tendenza a calare leggermente con la T quando l'acqua è allo stato liquido e aumentare leggermente quando è allo stato gassoso. Assumendo un caso ideale il ΔG è significativamente più basso alle alte temperature e conseguentemente anche il consumo elettrico, questa è la ragione per cui l'elettrolisi del vapore ha un grande potenziale, a patto di poter fornire il $T \Delta S$ tramite potenza termica, è dunque richiesta la disponibilità di calore ad alta temperatura.

In figura 4-1(b) si può notare la dipendenza dalla pressione ad una temperatura fissata a 25 °C, quindi la reazione avviene allo stato liquido. Si può osservare come il ΔG aumenti con tendenza logaritmica, e il $T \Delta S$ cali con la stessa funzione. Il ΔH rimane globalmente costante o varia comunque di molto poco.

Si può assumere che il consumo elettrico del processo dipenda poco dalla pressione, essa verrà ottimizzata sulla base di alcuni parametri economici, bisognerà tenere conto infatti di costo dei materiali, volume delle celle, eventuali costi di ricompressione dell'idrogeno e della sicurezza del sistema.

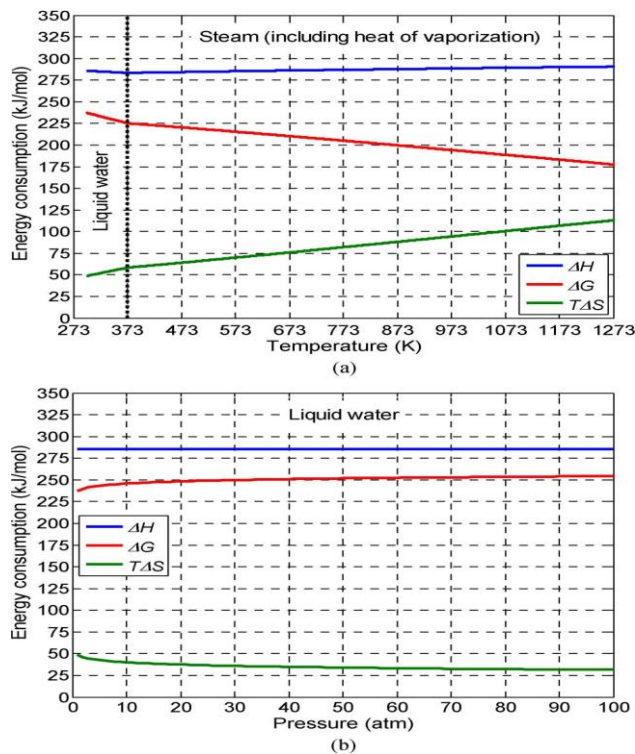


Figura 4-1: Consumo energetico per un processo ideale di elettrolisi: (a) in funzione della T a p standard di 1 atm; (b) in funzione della p a T standard di 298.15 K. [17]

4.2.3 Elettrochimica

Quando una corrente continua viene fatta circolare attraverso una cella elettrolitica per produrre idrogeno, la tensione della cella è sicuramente maggiore di V_{rev} . Questo è dovuto alle irreversibilità della cella e alle eventuali correnti parassite, le quali generano perdite energetiche e limiti all'efficienza delle celle. Le perdite che fanno sì che la tensione aumenti rispetto alla minima reversibile sono riassunte nell'espressione (8):

$$V_{cell} = V_{rev} + V_{ohm} + V_{act} + V_{con} \quad (8)$$

V_{ohm} è la sovratensione causata da perdite ohmiche, queste perdite sono causate dalla resistenza elettrica dei principali elementi della cella, come gli elettrodi e le interconnessioni. Esse sono anche conseguenza dell'opposizione al flusso degli ioni da parte dell'elettrolita, delle bolle di vapore e del diaframma. V_{ohm} è direttamente proporzionale alla corrente che circola nella cella.

V_{act} è la sovratensione di attivazione, essa è dovuta alla cinetica degli elettrodi. Il trasferimento di carica tra le specie chimiche e gli elettrodi richiede energia, è una sorta di barriera energetica che la carica deve superare per poter andare dai

reagenti agli elettrodi e viceversa. Il valore di questa sovratensione dipende fortemente dalle proprietà catalitiche del materiale con cui sono fatti gli elettrodi. La semi reazione anodica produce una sovratensione di attivazione maggiore rispetto a quella catodica. V_{act} è fortemente non lineare, cresce con tendenza logaritmica al crescere della densità di corrente che attraversa la cella.

V_{con} è la sovratensione di concentrazione, è causata dal processo di trasporto di massa. I limiti di trasporto riducono la concentrazione dei reagenti mentre aumentano quella dei prodotti all'interfaccia tra gli elettrodi e l'elettrolita. Questa sovratensione è la meno rilevante tra quelle elencate, soprattutto nel caso nel caso di celle alcaline.

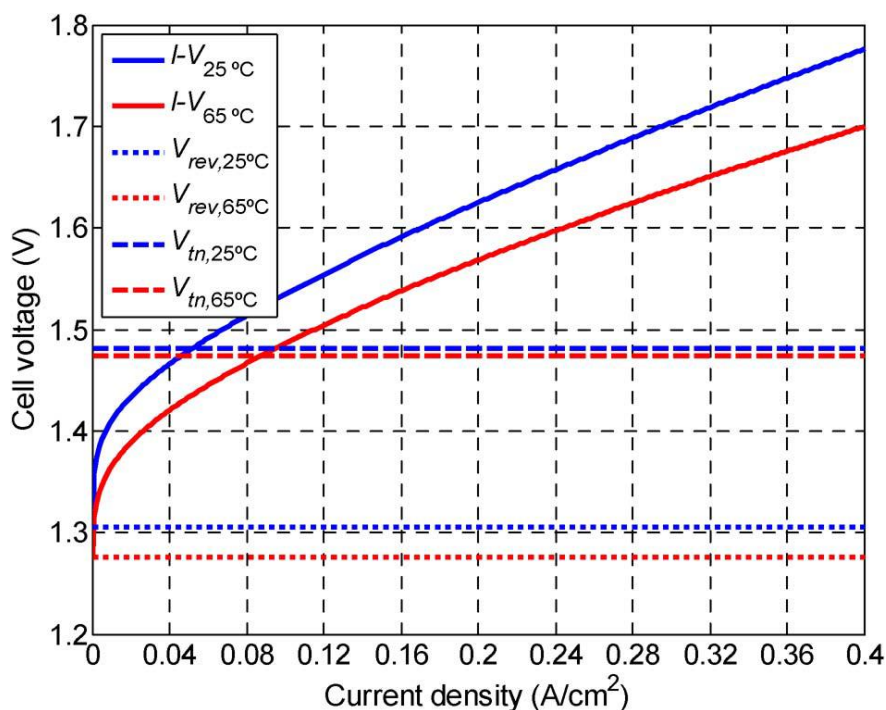


Figura 4-2: Curva Caratteristica I-V di una cella alcalina a 20 bar [17]

In Figura 4-2 è rappresentata la curva caratteristica I-V per una cella elettrolitica. E' inoltre evidente la dipendenza dalla temperatura, a T più elevate e pari corrente cala la tensione necessaria a far avvenire il processo.

Per quanto riguarda le tensioni ideali V_{tn} e V_{rev} , esse mantengono la stessa tendenza anche se la seconda è sensibile alla variazione di T, al contrario della prima che lo è molto meno.

Tornando a V_{cell} , si nota come essa inizialmente vari con profilo logaritmico rispetto alla corrente per poi diventare quasi lineare. Ciò dipende dal fatto che inizialmente prevalgono le sovratensioni di attivazione, viceversa a correnti più alte prevalgono le sovratensioni ohmiche.

Da una prima analisi della Figura 4-2 si nota immediatamente come per tensioni inferiori a V_{rev} la corrente circolante sia nulla, ciò vuol dire che il processo di elettrolisi non avviene. Per tensioni comprese tra V_{rev} e V_{tn} la reazione di elettrolisi può aver luogo se viene anche fornito calore alla cella, e questa potenza termica deve essere pari a quella elettrica generata dalla differenza tra V_{tn} e V_{cell} , moltiplicata per I_{cell} . Quando la tensione della cella è maggiore di V_{tn} si sta fornendo alla cella una potenza elettrica maggiore della minima necessaria, può quindi avvenire la reazione di elettrolisi. La sovratensione è dovuta alle perdite della cella e si libera come potenza termica, ovvero scaldando la cella, la quale necessiterà di sistemi di raffreddamento.

Dopo questi ragionamenti si possono introdurre dei coefficienti in grado di descrivere l'efficienza del processo [17]. Si definisce f_{H_2} il tasso di produzione di idrogeno, esso è proporzionale alla corrente che circola nella cella. Ipotizzando che in un elettrolizzatore per ogni cella circoli la stessa corrente la relazione risulta:

$$f_{H_2} = \eta_F \frac{N_{cell} I_{cell}}{zF} \frac{22.41}{1000} 3600 = \left[\frac{Nm^3}{h} \right] \quad (9)$$

η_F è detta efficienza di Faraday, ed è definita come il rapporto tra la carica elettrica ideale richiesta per la produzione di una data quantità di idrogeno e la carica reale consumata dal modulo. η_F è minore di uno, principalmente a causa delle correnti parassite che compaiono nel processo di elettrolisi reale. Solitamente l'efficienza di Faraday assume un valore di circa 0.95 quando l'elettrolizzatore opera in condizioni nominali.

Secondo indice interessante è il consumo di energia specifico alla quantità di idrogeno prodotta, è definito C_E . Per calcolare questo indice occorre far riferimento ad un intervallo di tempo:

$$C_E = \frac{\int_0^{\Delta t} N_{cell} I_{cell} V_{cell} dt}{\int_0^{\Delta t} f_{H_2} dt} \quad (10)$$

L'espressione (10) è riferita al solo processo di elettrolisi, non considera i consumi ausiliari di energia, che sono però necessari qualora si voglia produrre idrogeno, come sistemi di raffreddamento e purificazione.

Ultimo parametro importante è l'efficienza della cella elettrolitica, rappresenta il rapporto tra l'energia chimica contenuta nell'idrogeno e quella elettrica spesa per far avvenire la reazione di elettrolisi.

$$\eta_E = \frac{HHV_{H_2}}{C_E} 100 \quad (11)$$

Dove HHV è pari a 3.54 kWh/Nm³.

L'efficienza può essere calcolata sia per il solo processo di elettrolisi come in equazione 11, ma anche per l'intero processo di produzione di idrogeno.

4.3 Caratteristiche generali degli elettrolizzatori

Sinora è stato descritto il funzionamento generale di una cella di elettrolisi, che è l'elemento base di un modulo per la produzione di idrogeno. Un modulo è costituito da un insieme di celle connesse tra loro in serie o parallelo.

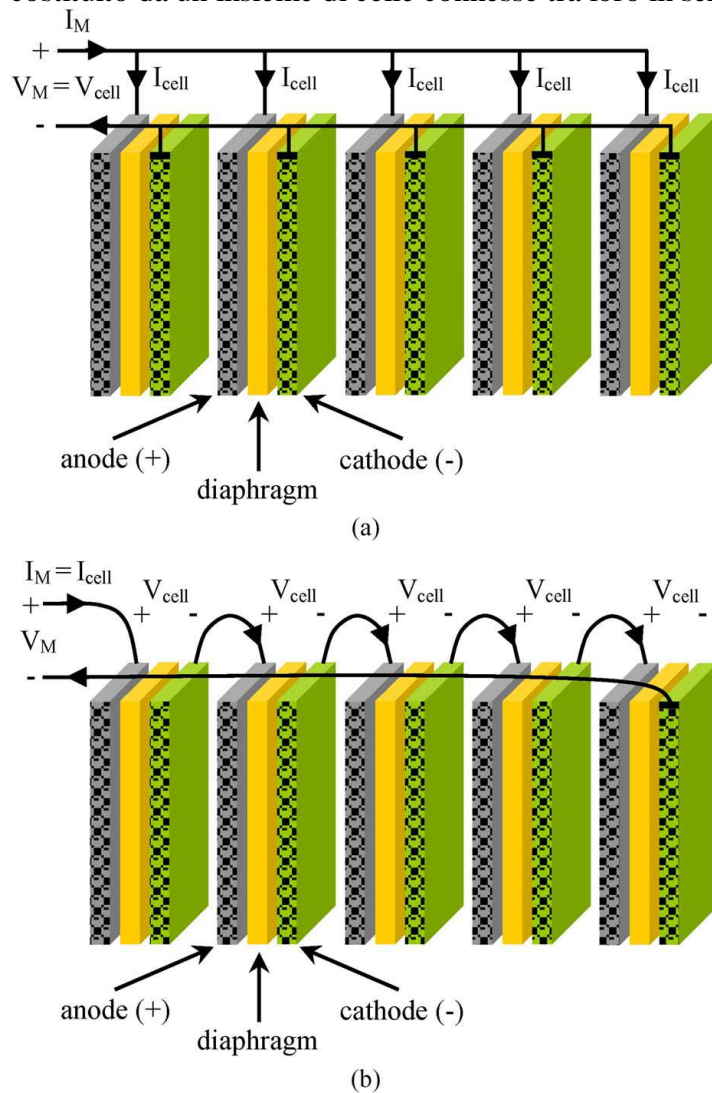


Figura 4-3: Configurazione di un modulo di elettrolisi; (a) connessione in parallelo delle celle, (b) connessione in serie delle celle

Si definiscono V_{cell} e I_{cell} come corrente e tensione che attraversano la singola cella, e V_M e I_M come corrente e tensione globali del modulo.

Quando il modulo di elettrolisi è costituito da celle connesse in parallelo si ha che gli elettrodi di ogni cella vedono tutti la stessa differenza di potenziale ($V_M = V_{cell}$). Per questo motivo questa tipologia di configurazione è detta *monopolare*.

Viceversa quando il modulo è costituito da celle in serie esse vedono tutte una stessa corrente ($I_M = I_{cell}$). Questa configurazione è detta *bipolare*.

Esistono moduli a connessioni miste, dove si hanno più rami di celle connesse in serie connessi tra loro in parallelo, ma questa soluzione non è molto usata a livello industriale.

4.3.1 Confronto tra monopolare e bipolare

In Tabella 4-1 viene riportato il confronto tra le due tipologie di modulo. A livello industriale la maggior parte degli elettrolizzatori hanno moduli bipolari, sono considerati più adatti alla produzione di idrogeno [17].

Tabella 4-1: Confronto tra modulo monopolare e bipolare

MODULO MONOPOLARE	MODULO BIPOLARE
Più semplice e robusto	Meno ingombrante, ma con una configurazione più complessa a causa delle connessioni in serie
Maggiori perdite elettriche dovute a connessioni esterne	Maggiori perdite elettriche dovute alle più grandi densità di corrente per cella
Bassa tensione di modulo e alte correnti di modulo	Basse correnti di modulo e tensioni che dipendono dal numero di celle in serie
E' modulare, in caso di guasto di una cella il sistema può funzionare mentre la si ripara	In caso di guasto di una cella non può più circolare corrente, il modulo va fermato

4.3.2 Componenti aggiuntivi

L'idrogeno e l'ossigeno prodotti devono essere raffreddati, purificati e eventualmente compressi e stoccati a seconda dell'uso successivo. In molte installazioni l'ossigeno, ad esempio, è direttamente liberato in atmosfera. Nell'ambito del P2G l'idrogeno non verrà stoccato, a meno di particolari esigenze, ma compresso e mandato nella rete del gas. Bisognerà su questa base anche capire il livello ottimale di pressione dell'elettrolizzatore, servirà un compromesso economico tra costi di compressione e dei materiali.

Altri ausiliari necessari sono sistemi di raffreddamento, ad aria o ad acqua, per asportare il calore che si genera. I primi sono utilizzati per elettrolizzatori di piccola taglia, i secondi per taglie maggiori. Servono inoltre sistemi di

depurazione dell'acqua che si vorrà scindere con una rimozione dei sali per evitare corrosione, depositi minerali nelle celle e reazioni chimiche indesiderate.

4.4 Tipologie di elettrolizzatori

In generale gli elettrolizzatori sono macchine che non avendo elementi meccanici in movimento non necessitano di grandi costi di manutenzione e non sono rumorose, per questo sono adatte ad essere utilizzate anche per applicazioni residenziali e commerciali. Per quanto si stia parlando di una tecnologia matura per gli eventuali sviluppi futuri che la vedono accoppiata con FER sono necessari alcuni miglioramenti che la rendano maggiormente competitiva:

- Riduzione di costi di installazione e distribuzione
- Aumento di efficienza: moduli, periferiche, sistemi di controllo.
- Possibilità di operare con profili di alimentazione elettrica molto variabili.
- Aumento di T o p operative, a seconda della tipologia di applicazione.

Tabella 4-2: Principali costruttori e caratteristiche degli AWE [17]

Manufacturer	Technology (configuration)	Rated production (Nm ³ /h) ^a	Rated power (kW) ^b	Specific energy consumption (kWh/Nm ³) ^c	Efficiency (%) ^d	Maximum pressure (bar)	Hydrogen purity (vol.%)	Location	Ref.
AccaGen	alkaline (bipolar)	1-100	6.7-487	6.7-4.87 ^g	52.8-72.7	10 (optional 30 and 200 ^f)	99.9 (99.999 ^k)	Switzerland	[57]
Avalence	alkaline (monopolar)	0.4-4.6 (139 ^f)	2-25 (750 ^f)	5.43-5 ^h	65.2-70.8	448	n.a.	USA	[58]
Claind	alkaline (bipolar)	0.5-30	n.a.	n.a.	n.a.	15	99.7 (99.999 ^k)	Italy	[59]
ELT	alkaline (bipolar)	3-330	13.8-1518	4.6-4.3 ^h	76.9-82.3	atmospheric	99.8-99.9	Germany	[60]
ELT	alkaline (bipolar)	100-760	465-3534	4.65-4.3 ^h	76.1-82.3	30	99.8-99.9	Germany	[60]
Erredue	alkaline (bipolar)	0.6-21.3	3.6-108	6-5.1 ^g	59-69.8	2.5-4	99.3-99.8 (99.999 ^k)	Italy	[61]
Giner	PEM (bipolar)	3.7	20	5.4 ⁱ	65.5	85	n.a.	USA	[82]
Hydrogen Technologies, division of Statoil	alkaline (bipolar)	10-500	43-2150	4.3 ^h	82.3	atmospheric	99.9 (99.999 ^k)	Norway	[62]
Hydrogenics	alkaline (bipolar)	10-60	54-312	5.4-5.2 ^g	65.5-68.1	10 (optional 25)	99.9 (99.998 ^k)	Canada	[52]
Hydrogenics	PEM (bipolar)	1	7.2	7.2 ^g	49.2	7.9	99.99	Canada	[52]
H2 Logic	alkaline (bipolar)	0.66-42.62	3.6-213	5.45-5 ^g	64.9-70.8	4 (optional 12)	99.3-99.8 (99.999 ^k)	Denmark	[63]
Idroenergy	alkaline (bipolar)	0.4-80	3-377	7.5-4.71 ^h	47.2-75.2	1.8-8	99.5	Italy	[64]
Industrie Haute Technologie	alkaline (bipolar)	110-760	511.5-3534	4.65-4.3 ^h	76.1-82.3	32	99.8-99.9	Switzerland	[65]
Linde	alkaline (bipolar)	5-250	n.a.	n.a.	n.a.	25	99.9 (99.998 ^k)	Germany	[66]
PIEL, division of ILT Technology	alkaline (bipolar)	0.4-16	2.8-80	7-5 ^g	50.6-70.8	1.8-18	99.5	Italy	[67]
Proton OnSite	PEM (bipolar)	0.265-30	1.8-174	7.3-5.8 ^h	48.5-61	13.8-15 (optional 30)	99.999	USA	[53]
Sagim	alkaline (monopolar ^e)	1-5	5-25	5 ^h	70.8	10 ^j	99.9	France	[68]
Teledyne Energy Systems	alkaline (bipolar)	2.8-56	n.a.	n.a.	n.a.	10	99.999	USA	[69]
Treadwell Corporation	PEM (bipolar)	1.2-10.2	n.a.	n.a.	n.a.	75.7	n.a.	USA	[83]

n.a.: not available.
^aGas production rates are commonly given in normal cubic meters per hour (Nm³/h) and kilograms per hour (kg/h): 1 Nm³/h = 0.0899 kg/h.
^bRated power has been obtained either directly from the manufacturers, when the data is available, or as the product of third and fifth columns (rated production and specific energy consumption, respectively).
^cSpecific energy consumption has been obtained either directly from the manufacturers, when the data is available, or as the ratio between fourth and third columns (rated power and rated production, respectively).
^dEfficiency has been calculated as the ratio between the HHV of hydrogen (3.54 kWh/Nm³) and the specific energy consumption (fifth column).
^eModule configuration by series-connected monopolar cells.
^fIn development.
^gThe manufacturer indicates that the specific energy consumption refers to the global hydrogen production system.
^hThe manufacturer does not indicate if the specific energy consumption is exclusively of the electrolysis process (module) or it refers to the global hydrogen production system.
ⁱThe manufacturer indicates that the specific energy consumption refers only to the electrolysis process (module).
^jPressurization with internal compressor, not by isothermal process inside the electrolysis module.
^kWith an additional purification system (to remove oxygen and water vapor from the produced hydrogen gas).

In questo paragrafo si discuterà delle tipologie di elettrolizzatori esistenti, per valutarne lo stato dell'arte.

Per avere una panoramica completa delle macchine oggi industrialmente prodotte si riporta la Tabella 4-2.

4.4.1 Alkaline Water Electrolyzers (AWE)

Gli AWE sono la più matura tecnologia per la produzione di idrogeno da elettrolisi. Sono macchine affidabili e sicure, con vita utile che supera i 15 anni, per questo a livello mondiale sono senza dubbio gli elettrolizzatori più diffusi. I costi di investimento sono stimati in un range tra i 1000 \$/kW e i 5000 \$/kW, a seconda della taglia dell'elettrolizzatore. [17]

Negli ultimi anni significativi sviluppi sono stati fatti per rendere più efficiente il processo, questi miglioramenti hanno seguito due principali direzioni: l'efficienza degli elettrolizzatori è stata migliorata, riducendo i costi operativi dovuti al consumo elettrico, si è inoltre cercato di agire sulla densità di corrente, aumentandola al fine di ridurre i costi specifici di investimento.

Le più moderne celle, chiamate *advanced AWE*, sono state migliorate agendo sui seguenti punti [17]:

- Minimizzazione dello spazio tra gli elettrodi al fine di ridurre le perdite ohmiche e permettere di lavorare con maggiori densità di corrente.
- Sviluppo di nuovi materiali avanzati da utilizzare come diaframma.
- Sviluppo di AWE ad alta temperatura. La T operativa può anche essere sopra ai 150°C, così da aumentare la conduttività dell'elettrolita e promuovere la cinetica delle reazioni elettrochimiche sulle superfici degli elettrodi.
- Sviluppo di avanzati materiali elettro-catalitici, così da ridurre le sovratensioni degli elettrodi, specialmente per quanto riguarda l'anodo. Si pensa ad ossidi di cobalto per questo elettrodo.

Si analizzi ora il principio operativo degli AWE. La singola cella viene schematizzata in Figura 4-4. La cella consiste in due elettrodi separati da un diaframma ermetico rispetto al gas. Il tutto è immerso in una soluzione acquosa con KOH fino al 25-30% in peso, per massimizzare la conduttività ionica.

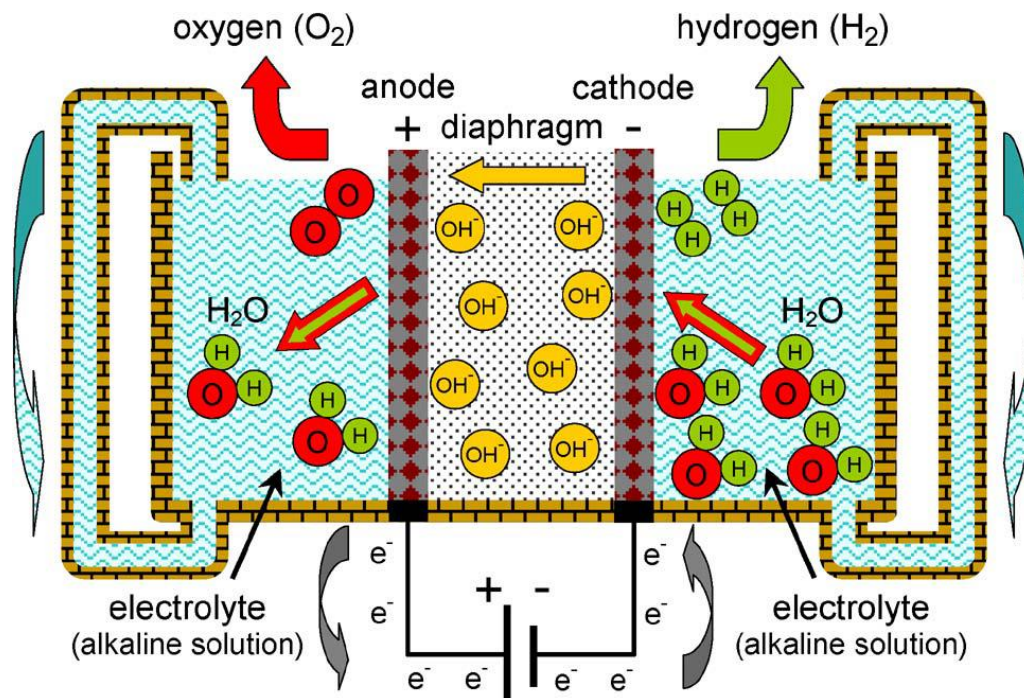


Figura 4-4: schema di una cella di elettrolisi alcalina

Le tipiche temperature operative vanno dai 65 ai 100 °C. L'idrogeno viene prodotto al catodo, dove l'acqua si riduce liberando anioni OH^- che attraversano il diaframma, raggiungendo l'anodo, dal quale vengono attratti a causa della sua carica positiva. Questi anioni si ricombinano sulla superficie dell'anodo producendo ossigeno. Le due semi reazioni sono le seguenti [17]:



L'evoluzione degli bolle gassose dagli elettrodi è critica, potrebbe causare una significativa sovratensione di concentrazione la quale farebbe calare l'efficienza dell'elettrolisi. Gli elettrodi dunque devono essere disegnati in modo tale da massimizzare le superfici di contatto con l'elettrolita liquido, per questo solitamente essi hanno una struttura porosa e mostrano molte perforazioni. Per quanto riguarda l'elettrolita esso è spinto ad una sorta di ricircolazione convettiva, causata dai gradienti interni di temperatura, e dal moto delle bolle di gas.

Il moto del liquido ha due effetti benefici: come prima cosa aiuta ad omogenizzare la concentrazione delle specie chimiche all'interno delle superfici porose degli elettrodi, ma soprattutto facilita l'evoluzione dei prodotti gassosi e aumenta lo scambio termico che refrigera la cella elettrolitica.

Le celle alcaline sono quelle più adatte alla produzione di idrogeno su larga scala, con taglie che possono raggiungere fino a 3-4 MW.

Per quanto riguarda la pressione di esercizio vi sono modelli a pressione atmosferica e modelli a 400 bar, anche se i valori più tipici e maggiormente utilizzati a livello commerciale sono intorno a 20-30 bar. Occorre far attenzione a valutare i costi di ricompressione dell'idrogeno.

I livelli di purezza di idrogeno e ossigeno arrivano fino a 99.9% e 99.7% rispettivamente, senza bisogno di impianti ausiliari di purificazione. L'acqua di alimentazione al processo di elettrolisi deve però essere molto pura perché si possa operare in sicurezza, sarà dunque necessario un sistema di demineralizzazione dell'H₂O in ingresso.

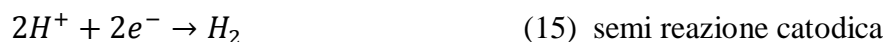
4.4.2 Proton Exchange Membrane Electrolyzes (PEM)

Questa tecnologia si sviluppa a livello commerciale nel 1978. Come si può notare in Tabella 4-2 ancor oggi è poco sviluppata rispetto alla concorrenza delle celle alcaline. Questo è dovuto alla limitata capacità di produzione, ridotta vita utile e costi di investimento ancora elevati [17].

Negli elettrolizzatori PEM l'elettrolita è una membrana polimerica molto sottile¹⁴ e impermeabile al gas, con forte comportamento acido dovuto alla presenza di ioni SO₃H. Attraverso questa membrana si ha il passaggio degli ioni H⁺. I moduli delle PEM solitamente adottano una configurazione bipolare.

Come si può osservare in Figura 4-5 [17] in queste celle all'anodo vengono prodotti ossigeno, elettroni e neutroni. I secondi circolano attraverso la membrana verso il catodo, dove subiscono la semi reazione di riduzione. Si ha così la produzione di idrogeno gassoso. Gli elettroni chiudono il circuito elettrico.

Le due semi reazioni sono [17]:



¹⁴ Circa 0.2 mm di spessore [17]

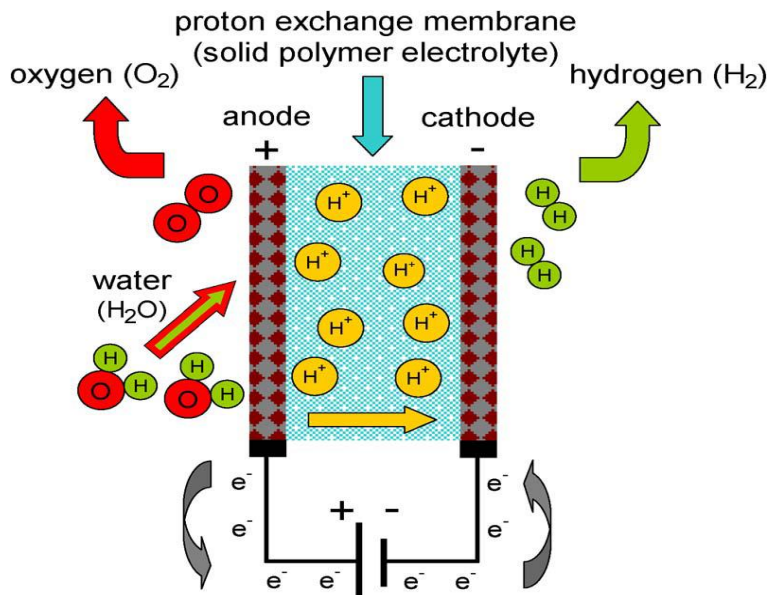


Figura 4-5: Schema di una cella PEM

Come già introdotto gli elettrolizzatori PEM sono attualmente utilizzati a livello commerciale solo per le piccole taglie, il più grande è di circa 174 kW. Questi dispositivi possono operare a densità di corrente abbastanza elevate, maggiori rispetto alle celle alcaline, anche se le efficienze variano in un range più piccolo, tra il 48 e il 70%. La presenza di membrane polimeriche limita la T operativa sotto gli 80°C.

Dal punto di vista delle p operative alcuni modelli raggiungono anche gli 85 bar. La purezza dell'idrogeno prodotto è molto elevata, sopra il 99.99%, senza bisogno di equipaggiamenti ausiliari.

La bassa permeabilità al gas delle membrane polimeriche abbassa i rischi di formazione di miscele infiammabili. La caratteristica più interessante delle PEM è la possibilità di lavorare con regimi variabili di alimentazione. Questo è dovuto al fatto che il trasporto di protoni attraverso la membrana polimerica risponde molto velocemente alle fluttuazioni di potenza, al contrario invece delle celle alcaline, dove il trasporto degli ioni nell'elettrolita liquido mostra inerzie maggiori [17].

Nonostante questi vantaggi le PEM sono poco utilizzate poiché attualmente presentano elevati costi di investimento, per lo più associati alle membrane e agli elettrodi, i quali sono basati su metalli nobili, ed inoltre hanno vita utile inferiore alle celle alcaline.

In futuro si pensa che le PEM potranno avere un grande aumento di capacità produttiva, con un parallelo calo dei costi di investimento.

4.4.3 Solid Oxide Electrolyzers (SOE)

Si basano su un concetto avanzato, utilizzare per l'elettrolisi vapore ad alta temperatura, tra i 600 e i 1000°C, che porta ad avere efficienza maggiori rispetto alle PEM o alle AWE.

Il concetto alla base non è nuovo, lavori pionieristici risalgono al 1960 [17]. Inoltre molte delle informazioni disponibili per le SOE derivano da studi sulle celle a combustibile a ossidi solidi, le quali operano con la reazione chimica inversa.

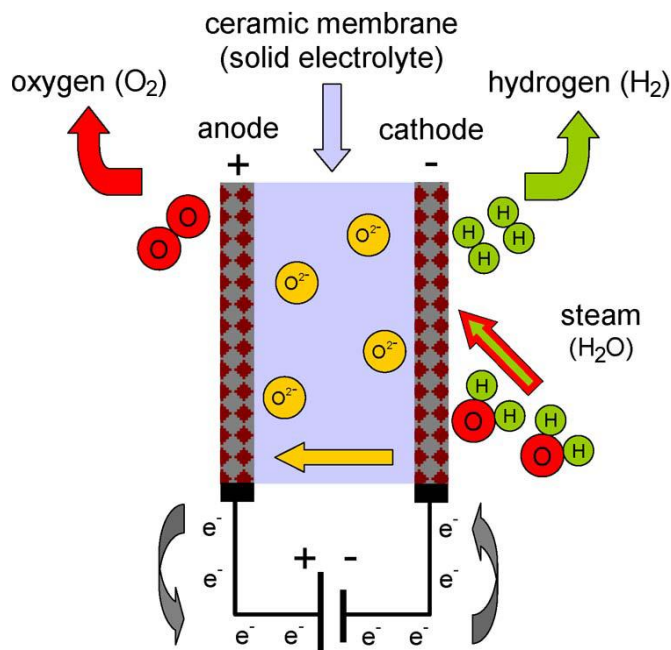
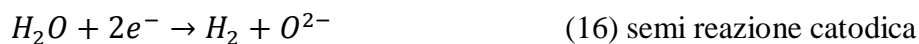


Figura 4-6: Schema di una cella SOE

In Figura 4-6 [17] si riporta lo schema di una cella e del relativo principio di funzionamento. Il vapore viene alimentato al catodo, dove vengono prodotti anche idrogeno e ioni O²⁻, questi ultimi attraversano l'elettrolita solido verso l'anodo, dove si ricombinano formando ossigeno e chiudendo il circuito con il rilascio di elettroni. Le due semi reazioni sono:



La reazione evolve con gli elettrodi in contatto con fase vapore, ciò è in contrasto con le celle precedentemente studiate.

Come già illustrato in Figura 4-1 se la cella opera a T elevata cala molto la V_{rev} necessaria a far avvenire la reazione, viceversa aumenterebbe la V_m . Quello che si cerca di fare è bilanciare il ΔG con potenza elettrica e il $T\Delta S$ con potenza termica. Dunque alle elevate T cala senza dubbio il consumo elettrico, tanto più T cresce quanto sarà maggiore la percentuale di potenza fornita come potenza termica alla cella.

Questa caratteristica rende la tecnologia delle celle ad ossidi solidi molto attraente qualora fosse disponibile una fonte di calore ad alta temperatura. Ad esempio un campo di interesse potrebbe essere abbinare gli elettrolizzatori SOE agli impianti nucleari, si potrebbe infatti pensare scaldare un flusso di vapore facendogli raffreddare il reattore della centrale. Anche la fonte geotermica è interessante da applicare a questa tipologia di elettrolizzatori.

La temperatura elevata oltre al vantaggio di abbassare la tensione di cella porta con sé alcuni svantaggi, principalmente dovuti alla stabilità termica dei materiali. Inoltre la miscela che lascia il catodo contiene sia idrogeno che vapore, richiederà dunque trattamenti successivi perché si riesca ad isolare completamente l'idrogeno.

Ciò nonostante i costi di investimento previsti per questa tecnologia non sono molto elevati, sono stimati tra i 170 e i 1000 \$/kW a seconda della taglia desiderata [17]. Hanno anche la possibilità di calare ancora poiché la tecnologia non è matura. Però prima che questi elettrolizzatori siano disponibili a livello commerciale devono passare ancora almeno una decina di anni, allo stato attuale si può parlare solo di impianti sperimentali.

Al momento il principale ostacolo per l'applicazione industriale delle SOE è rappresentato dalla limitata stabilità a lungo termine delle celle elettrolitiche, il degrado è molto più veloce che nelle celle a combustibile che adottano una tecnologia simile.

4.5 Applicazioni

Nel presente paragrafo si vuole valutare la possibilità di produrre idrogeno da fonte rinnovabile, saranno illustrati i principali studi e progetti dimostrativi.

4.5.1 Integrazione con la produzione elettrica rinnovabile

L'idrogeno può essere generato sfruttando l'energia elettrica prodotta da impianti eolici e fotovoltaici, la principale distinzione necessaria è dividere gli impianti isolati da quelli connessi alla rete.

Per applicazione isolata si intende abbinare l'elettrolizzatore ad un impianto FRNP non connesso alla rete elettrica, in questo caso l'idrogeno prodotto risulta completamente rinnovabile.

Come esempio di questa tipologia di applicazioni viene riportata una configurazione denominata off-1: si prevede di accoppiare ad un impianto a FER un elettrolizzatore. L'EE prodotta dall'impianto viene utilizzata per il sostentamento elettrico dell'utenza isolata cui è collegato, ma il surplus di potenza rispetto ai consumi viene convertito in H₂. L'idrogeno prodotto viene stoccato per poi poter produrre energia elettrica tramite cella a combustibile, sostanzialmente funziona come un sistema di accumulo che può erogare EE quando più è necessaria.

Le on-applications sono caratterizzate dal fatto che elettrolizzatore e impianto FER sono connessi alla rete elettrica. Le applicazioni studiate negli ultimi anni si dividono ora in tre tipologie: on-1, on-2 e on-3 [17].

Per quanto riguarda la configurazione on-1 l'energia elettrica generata dall'impianto rinnovabile è immessa in rete in ogni momento. Il sistema di elettrolisi assorbe poi un profilo di potenza costante dalla rete, in modo tale che esso non risenta delle fluttuazioni dovute alla aleatorietà della ventosità o della radiazione solare incidente. Ciò abbassa notevolmente il costo dell'idrogeno prodotto che però non potrà essere considerato completamente rinnovabile, in quanto assorbe energia della rete.

Nella configurazione on-2 il sistema di elettrolisi viene alimentato direttamente dall'energia prodotta dall'impianto a fonte energetica rinnovabile. L'idrogeno prodotto sarà così completamente rinnovabile e l'eventuale energia elettrica che eccede la taglia dell'elettrolizzatore sarà iniettata in rete. Il problema di questa configurazione è che l'elettrolizzatore è alimentato da una potenza elettrica estremamente variabile e aleatoria, ciò riduce il capacity factor (C_E).

L'aumento della penetrazione di eolico e fotovoltaico degli ultimi anni accresce il problema di integrazione tra la produzione FER e la stabilità della rete, la configurazione on-3 in questo contesto è sicuramente la più interessante. L'idea alla base è che l'elettrolizzatore aiuti la rete bilanciando le oscillazioni di potenza rinnovabile. Questo consentirebbe di poter avere previsioni esatte sulla energia elettrica immessa in rete da parte degli impianti FER, con grandi benefici anche dal punto di vista della capacità di riserva.

4.5.2 Progetti dimostrativi

Attualmente vi sono pochissimi esempi di integrazione tra impianti eolici e fotovoltaici con la produzione di idrogeno. Inoltre la maggior parte dei progetti di ricerca sono riferiti a sistemi isolati o micro-reti, solo rari casi prevedono un impianto connesso alla rete elettrica principale.

Le pressioni operative dei casi d'esempio sono le più varie, da 1 bar a 448 bar. Anche l'uso dell'idrogeno in questi progetti è altrettanto vario, in alcuni casi viene usato per alimentare celle a combustibile, in altri viene compresso e stoccato. I progetti dimostrativi per impianti connessi alla rete più interessanti sono due [17]. Il primo, chiamato Wind2H₂, è stato sviluppato dall' U.S. National Renewable

Energy Laboratory. Il progetto include un impianto fotovoltaico da 10 kW e due turbine eoliche da 10 e 100 kW. Vengono utilizzati due elettrolizzatori PEM da 1.05 Nm³/h ciascuno, e uno alcalino da 5.6 Nm³/h. L'idrogeno prodotto viene pressurizzato e stoccato. In questo progetto viene valutata la convenienza economica nel produrre idrogeno con tutta la potenza prodotta dai due impianti. Il secondo progetto dimostrativo è in Galizia (Spagna), il suo principale obiettivo è ottimizzare l'accoppiamento tra l'impianto eolico e la rete. In questo caso si utilizza un elettrolizzatore con taglia 60 Nm³/h che è parzialmente alimentato dall'impianto eolico, il quale ha una potenza nominale di circa 17 MW. L'idrogeno prodotto viene bruciato al fine di generare potenza elettrica da reimmettere in rete quando ve n'è una maggiore necessità.

4.5.3 Conclusioni generali sugli elettrolizzatori

L'elettrolisi dell'acqua ha il potenziale di giocare un ruolo chiave per la produzione energetica futura per due aspetti fondamentali: elettricità e idrogeno. Questo perché le FRNP possono essere facilmente accoppiate con il processo di produzione dell'idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua. Attualmente gli elettrolizzatori disponibili sono solo quelli che adottano una tecnologia alcalina o PEM.

Per entrambe le tecnologie, se si vuole avere una possibilità di rendere commerciali queste teorie, dovranno calare molto sia i costi di investimento che quelli operativi. Per quanto riguarda la riduzione dei costi le SOE stanno catturando molta attenzione negli ultimi anni, anche se in questo caso una parte significativa dell'energia necessaria all'elettrolisi deve essere fornita tramite calore ad alta temperatura. Inoltre questi elettrolizzatori sono ancora allo stadio ricerca e sviluppo, devono migliorare molto dal punto di vista delle performance e della vita utile.

Dai progetti dimostrativi si sono ottenuti molti risultati interessanti che evidenziano come sia possibile per il futuro pensare ad accoppiare grandi impianti FER con la produzione di idrogeno. Questo discorso vale sia per unità isolate che per applicazioni on-grid, dove l'uso di un elettrolizzatore può aiutare a gestire l'accoppiamento dell'impianto rinnovabile con la rete elettrica e la capacità di riserva.

Per quanto riguarda il caso particolare studiato in questo elaborato si vuole individuare un elettrolizzatore da posizionare in prossimità dell'impianto di Regalbuto¹⁵ al fine di regolare la potenza elettrica che esso immette in rete per evitare congestioni di rete, facendo sì che l'idrogeno prodotto venga immesso direttamente nella rete nel gas.

¹⁵ Si osservi la Tabella 1-4: Posizione anemometri e tipologia aereogeneratori per valutarne la posizione e le caratteristiche

4.6 Concetto di “Power to gas”

La tecnologia P2G consiste nel produrre idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua, partendo da MPE e esigenze di bilanciamento, e immetterlo nella rete del gas, direttamente o dopo averlo utilizzato per generare metano sintetico. Il principale componente del power to gas è l'elettrolizzatore, il suo principio di funzionamento è ben noto, e la tecnologia matura, in alcuni casi già pronta a livello commerciale. Ciò nonostante a differenza delle sue applicazioni industriali in un impianto che fa P2G l'elettrolizzatore non può operare in stato stazionario e carico pari a quello nominale, questo a causa della variabilità e aleatorietà della fonte primaria da cui trae la potenza elettrica l'impianto di produzione di idrogeno.

Dal punto di vista delle pressioni sicuramente si preferisce operare con p sufficientemente elevate, in modo tale da poter iniettare l'idrogeno prodotto nei gasdotti senza necessità di una ulteriore compressione. Negli ultimi anni si è molto studiato questo aspetto e anche l'impatto dell'idrogeno sulle infrastrutture del gas naturale.

Rispetto all'accumulo di idrogeno in un serbatoio iniettando direttamente il gas nella rete si ha anzitutto una riduzione dei costi di investimento e in secondo luogo questa opzione consente di produrre anche grandi quantità di gas, poiché la rete ha generalmente grandi portate. Per avere delle indicazioni quantitative si consideri la Tabella 4-3. In essa si riporta, per alcune grandi nazioni europee, la capacità di potenza elettrica rinnovabile installata e la portata di gas naturale trasportata nei condotti principali. Si osservi dai dati in possesso che se, ad esempio, l'1% in volume del gas naturale trasportato nei gasdotti fosse in realtà fornito come H_2 tramite il P2G, esso permetterebbe di assorbire grandi quantità di energia elettrica dagli impianti FER, una potenza teoricamente sufficiente a mitigare l'instabilità della produzione elettrica anche di grandi impianti eolici.

Tabella 4-3: Capacità di trasporto del gas naturale nelle principali nazioni UE [18]

	NG transport ($\times 10^9 \text{ Nm}^3/\text{y}$) ¹	Electricity for 1% _{vol} H_2 (TWh/y) ²	Total electricity from wind+solar (TWh/y) ³
Germany	85	4.4	74.0
Italy	78	4.0	31.7
Spain	34	1.7	61.0
UK	83	4.3	22.0

data from IEA Gas Market Report 2012 [12] (ref. year 2011)

with 60% efficiency ($H_{2,LHV}/E_d$)

data from BP Statistical Review of World Energy 2013 [13] (ref. year 2012)

Caratteristica importante del P2G è che consentirebbe di sovradimensionare la potenza rinnovabile installata grazie alla possibilità di assorbire la produzione in eccesso.

Una problematica da valutare è legata all'incertezza del limite massimo di idrogeno iniettabile nella rete del gas naturale. Alcuni studi (NaturalH project) fissano questo limite intorno al 20% in volume, che corrisponde a circa il 3% in massa, considerando l'integrità delle infrastrutture e la compatibilità con le applicazioni domestiche del gas. Anche se, per alcune applicazioni particolari, i limiti possono variare, come ad esempio per le turbine a gas dove il limite è inferiore. Comunque come facile osservare dalla Tabella 4-3 anche un rilevante sviluppo del P2G non porterebbe ad immettere nella rete principale del gas quantità critiche di idrogeno.

L'effetto positivo dell'idrogeno nella rete del gas è quello di ridurre le emissioni di CO₂, anche se è molto difficile introdurre un indice che ne descriva i benefici. Sulla base delle necessità introdotte dal P2G si cerchi ora di individuare quali sono le principali problematiche che vengono introdotte, e quindi quale tipologia di elettrolizzatore sarà più adatta da abbinare all'impianto eolico considerato.

4.6.1 Confronto tra elettrolisi ad alta e bassa pressione

Per quanto riguarda l'elettrolisi ad alta pressione i principali vantaggi sono il minore assorbimento energetico e le minori dimensioni della cella. Gli svantaggi invece sono: maggior costo dei recipienti ermetici in pressione, maggior difficoltà nel mantenere separati idrogeno e ossigeno e maggiori quantità di gas disciolti nell'elettrolita. Al contrario l'elettrolisi a bassa pressione presenta dei vantaggi in termini di facilità di costruzione e di purezza della corrente di idrogeno prodotto, tuttavia ha il grande svantaggio di prevedere l'installazione di un compressore a valle del processo. Esso è necessario per portare l'idrogeno prodotto alla pressione di utilizzo dell'utente, in quanto la maggior parte delle applicazioni dell'idrogeno richiede che esso sia compresso ad una pressione piuttosto elevata.

Di conseguenza il costo di produzione dell'idrogeno aumenta a causa della presenza del compressore, il quale è generalmente caratterizzato da:

-costi elevati

-costosa e frequente manutenzione

-bassa affidabilità, rendendone sconsigliabile l'utilizzo.

In un sistema come quello studiato, occorrerà capire la pressione di destinazione dell'idrogeno, qualora esso verrà immesso nella rete nazionale del gas dovrà verisimilmente raggiungere valori pari a circa 70-80 bar, ma vi è anche la possibilità di immetterlo nella rete a media pressione, quindi con valori della pressione di destinazione di circa 20-30 bar.

4.6.2 Confronto tra elettrolisi alcalina e elettrolisi PEM

Mediamente la tensione di cella di un elettrolizzatore alcalino si pone fra 1,8 e 1,9 V, mentre per un PEM può arrivare a 2,1 [17] [19]. Pertanto l'elettrolizzatore alcalino ha un consumo energetico inferiore, inoltre è caratterizzato da rendimenti

complessivi migliori. Altro vantaggio dell'elettrolisi alcalina è che essa è da tempo su scala commerciale, al contrario dell'elettrolisi PEM.

Attualmente sul mercato sono presenti soltanto elettrolizzatori alcalini, salvo qualche rara eccezione PEM, come visibile in Tabella 4-2. Infatti la prima tecnologia risulta essere quella più collaudata, aspetto determinante in un contesto industriale. Un aspetto interessante per quanto riguarda la tecnologia PEM è il seguente: le celle PEM, così come le celle a combustibile basate su analoga tecnologia, utilizzano metalli nobili (Pd, Pt), elementi di cui la Terra è molto povera. Pertanto nel momento in cui tali celle dovessero assumere un ruolo rilevante risulterebbe fondamentale reperire metalli nobili o trovare alternative valide. A tal proposito vi è un società italiana (ACTA spa), che si occupa di questa problematica [19].

Si osserva che gli elettrolizzatori alcalini commerciali esistenti operano per la maggior parte con pressioni operative di 20-30 bar. Viceversa le poche macchine PEM commerciali hanno pressioni operative, oltre che sugli stessi livelli della tecnologia precedente, anche sugli 80 bar, ovvero valori compatibili con la pressione di immissione nella rete nazionale del gas naturale. Per questo sarà opportuno valutare quale sarà la soluzione ottima da un punto di vista economico, tra un macchina alcalina probabilmente più conveniente ed efficiente ma che potrebbe comportare la necessità ulteriore di una post compressione, sicuramente onerosa in quanto l'idrogeno è un gas difficile da comprimere e che si scalda molto. Sarà quindi opportuno in questa situazione valutare come soluzione una compressione inter refrigerata.

Oltre a questi aspetti occorrerà considerare la differenze delle prestazioni delle due differenti tipologie di celle ai carichi parziali. Gli elettrolizzatori alcalini presentano delle problematiche dovute al fatto che se la potenza scende sotto al 20% della nominale il sistema presenta problemi di sicurezza, in quanto a carichi così ridotti i prodotti rischiano di entrare in contatto generando una miscela altamente infiammabile. Al contrario per le PEM questo non avviene e si può assumere esse siano perfettamente regolabili ai carichi parziali dallo 0 al 100% della potenza nominale.

4.6.3 Confronto tra elettrolisi ad alta e bassa temperatura

Come già visto nel paragrafo 4.2.3, a 25°C e 1 atm, la tensione minima necessaria per scindere l'acqua è di 1,23 V, tuttavia tale valore di tensione decresce all'aumentare della temperatura di circa 0,4-0,5 mV/°C [19]. Infatti all'aumentare della temperatura la resistività dell'elettrolita e le sovratensioni degli elettrodi diminuiscono, riducendo le dissipazioni di energia. E' quindi opportuno operare ad elevate temperature, compatibilmente con i materiali utilizzati, al fine di realizzare l'elettrolisi a più bassa tensione, aumentando l'efficienza del processo.

La Figura 4-1 mostra la dipendenza tra le tensioni reversibile e termoneutrale rispetto alla temperatura dell'elettrolita. Esistono tre principali zone delimitate dalle due linee.

Per tensioni superiori al potenziale termoneutrale, riducendo la rimozione di calore, o addirittura fornendo calore addizionale, si può operare a temperature superiori, così da ridurre la tensione di cella. In questo modo si possono ottenere maggiori efficienze elettriche.

Il calore può essere fornito, ad esempio, alimentando l'acqua sotto forma di vapore. Sistemi di elettrolisi ad alta temperatura sono oggetto di studio da parecchi anni. In particolare a partire dal 1977 è stato sviluppato un progetto chiamato Hot Elly (HTE, German Federal Ministry of Research and Technology) [19]. Le alte temperature (800-1000°C) di esercizio permettono una sensibile diminuzione dell'energia in ingresso ed un aumento del rendimento (un impianto HTE raggiunge un'efficienza del 92%, mentre un impianto a bassa temperatura non supera mai l'85%).

Dal punto di vista economico, l'elettrolisi ad alta temperatura, risulta tanto più conveniente, quanto più aumenta il costo dell'energia elettrica, dato che il consumo elettrico, a parità di idrogeno prodotto, rispetto ad un sistema convenzionale, è minore. Ne consegue che nel caso trattato, in quanto si sta utilizzando energia elettrica in eccesso, l'ipotesi di fare una elettrolisi ad alta temperatura sia da scartare.

Capitolo 5: Valutazione Economica

Nel presente capitolo sulla base delle considerazioni fatte e su nuove ipotesi che verranno introdotte si cercherà di evidenziare se la soluzione del P2G possa risultare in futuro conveniente. Occorrerà fare delle ipotesi sul funzionamento degli elettrolizzatori, tipologie di macchine da adottare, costi di investimento e prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto.

5.1 Modellizzazione del sistema

Il sistema da descrivere e modellizzare nel caso più generale possibile è ben rappresentato dalla mappa concettuale in Figura 5-1: Componenti del sistema e interazioni.

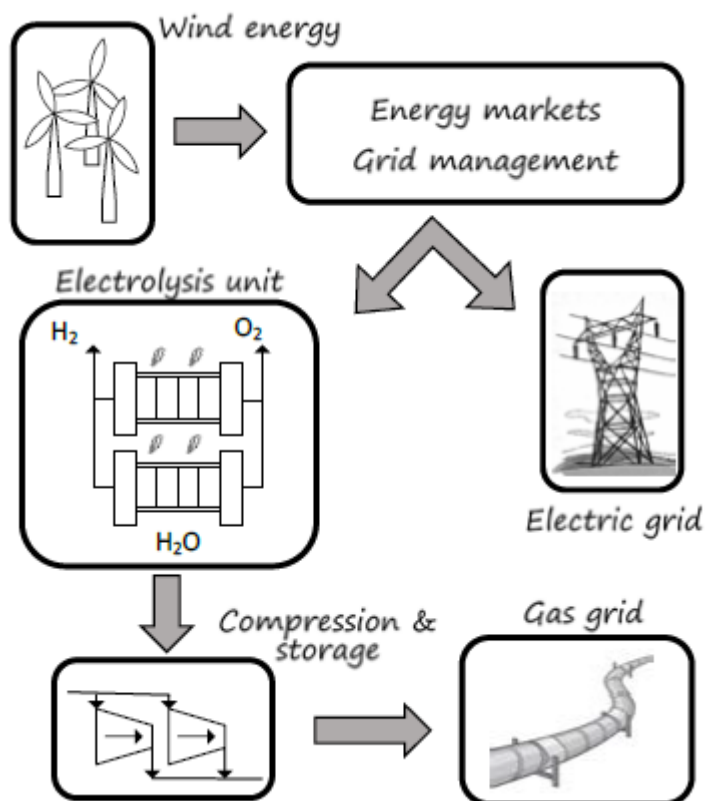


Figura 5-1: Componenti del sistema e interazioni

Il parco eolico considerato è quello di Regalbuto, in Sicilia. Ad esso è legato un profilo di energia in eccesso, ottenuta nel capitolo 3. Questa MPE non è in realtà dovuta ad un unico impianto ma ad una serie di essi. Come già detto si è valutata la possibilità di scalare energia, per rientrare nei limiti di corrente, dal solo impianto di Regalbuto.

Il profilo di MPE viene convertito dal sistema di elettrolisi in idrogeno da immettere nella rete del gas. Ai fini di questo elaborato si nota che il parco eolico considerato è molto vicino al nodo della rete del gas di Gagliano (Figura 1-9: Sovrapposizione anemometri e rete del gas). In questo nodo si incontrano la rete regionale e nazionale del gas, quindi le portate in gioco sono molto elevate, per questo è lecito ipotizzare che non sia necessario un grosso serbatoio per lo stoccaggio di idrogeno. La rete nazionale è a 75 bar, richiederebbe sicuramente un compressore per portare l'idrogeno prodotto a tali valori di pressione. Si può però immettere il combustibile nella rete regionale, la quale è caratterizzata da pressioni inferiori e compatibili con il P2G. Per questo motivo verranno studiati gli elettrolizzatori alcalini commerciali, con pressioni operative sui 30 bar, e elettrolizzatori PEM caratterizzati dalla stessa pressione operativa.

5.2 Sistema di elettrolisi

L'unità di elettrolisi è la componente fondamentale del P2G ed è l'elemento che definisce l'efficienza del sistema. Come già introdotto nel precedente capitolo la scelta da effettuare è tra elettrolisi alcalina o PEM, inoltre è necessario poter determinare un'efficienza di questi moduli, considerando anche il loro comportamento ai carichi parziali.

In questo lavoro si modelleranno entrambe le efficienze delle celle con delle curve di polarizzazione provenienti da modelli semi-empirici. [20]

Prima tipologia sono le *celle alcaline*, sono una tecnologia matura e già testata in molti campi di applicazione. Sono caratterizzate dalla presenza di una soluzione elettrolitica liquida, tra il 20% e il 40% di KOH o NaOH in soluzione acquosa. In essa sono immersi due elettrodi che fanno circolare una corrente continua. Le tipiche efficienze riferite all'HHV sono tra il 60 e l'80%.

Sistemi convenzionali funzionano a pressione atmosferica e condizione stazionaria, con lunghi tempi di avviamento e difficoltà nel cambiare punto operativo. Ciò nonostante molte aziende propongono unità pressurizzate e con design tale che possono essere adattate ai rapidi cambi di carico che richiede la connessione con le FER. Per evitare la generazione di miscele pericolose, che si possono generare qualora i prodotti venissero in contatto, questa tecnologia non può lavorare sotto al 20% circa della potenza nominale del singolo modulo. Il modello che ricostruisce le prestazioni della cella è il seguente [20]:

$$V = V_{id} + s \ln\left(\frac{i}{t} + 1\right) + v \ln\left(\frac{i}{v} + 1\right) + r i \quad (1)$$

Dove r , s , t e v sono funzioni polinomiali della temperatura, i invece è la densità di corrente. I parametri sono stati trovati partendo da un modulo di 0.4 A/cm² e 5 kW, assumendo poi che le condizioni operative in moduli di taglia maggiore siano simili si è ottenuta la curva in Figura 5-2 [20].

Seconda tipologia di celle sono le PEM. Si pensa che questa sia una tecnologia le cui prestazioni e costi potranno essere competitivi con le celle alcaline, ma attualmente non è ancora dimostrato. L'elettrolita in questo caso è una membrana polimerica, posta tra i due elettrodi. Questa struttura porta ad un design più compatto e consente densità di correnti più elevate senza significative perdite di efficienza, la quale rimane tra il 60 e il 70%. Il layout consente inoltre di poter far circolare correnti molto basse senza incorrere nel rischio di miscele dei prodotto dannose, per cui si può coprire l'intero campo di regolazione (0-100%). La curva di polarizzazione è la seguente [20]:

$$V = V_{id} + \frac{RT}{\alpha 2 F} \ln\left(\frac{i}{i_0}\right) + \frac{RT}{\beta 2 F} \ln\left(\frac{i}{i_{lim}} + 1\right) + R_{ohm} i \quad (2)$$

Dove α e i_0 sono coefficienti legati alla attivazione elettrochimica, β e i_{lim} al limite dei reagenti alle alte densità di corrente. R_{ohm} è la resistenza globale della cella.

La curva di prestazione risultante è mostrata in Figura 5-2 [20].

Entrambe le tecnologie analizzate lavorano in un range tra i 60 e i 90 °C, per questo richiedono un raffreddamento al fine di rimuovere il calore che si genera a causa delle perdite ohmiche. In entrambi i casi il raffreddamento lavora con acqua demineralizzata.

L'efficienza del modulo di elettrolisi può essere ottenuta dalle equazioni (1) e (2) come funzione di un input di potenza [20]. Per una implementazione più facile la curva di efficienza del modulo può essere linearizzata, con una approssimazione massima del 25% per le PEM e del 5% per le alcaline. Le efficienze così trovate sono costanti e sono pari al 73.28% per la tecnologia alcalina e il 69.63% per le PEM [20].

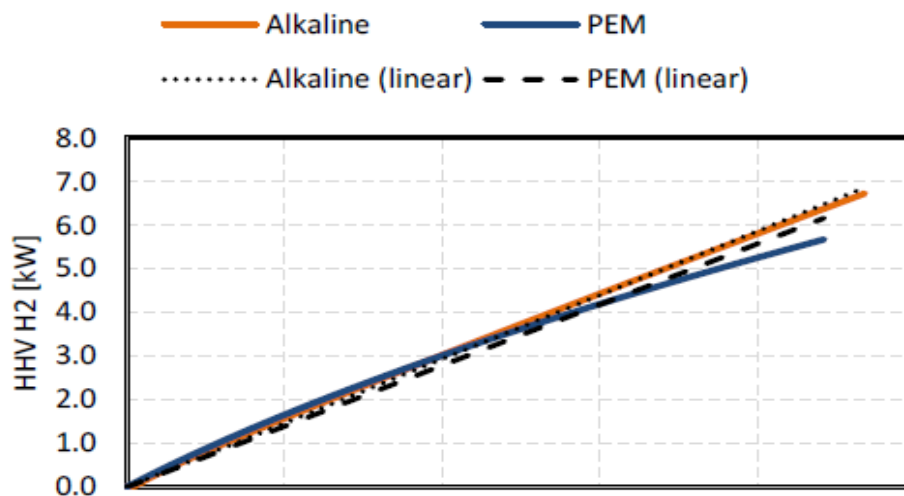


Figura 5-2: Curve di prestazione per elettrolizzatori alcalini e PEM (70°C) [20]

Riassumendo è stato adottato un modello che riesce approssimativamente a dare delle efficienze costanti alle celle alcaline e PEM, con buone approssimazioni ai carichi parziali. Ci sono in realtà tutta una serie di ausiliari che modificherebbero le loro prestazioni al variare del carico. Questi ausiliari includono l'inverter, la demineralizzazione dell'acqua, le pompe di alimentazione e il sistema di controllo elettronico, gli elettrolizzatori alcalini richiedono anche una pompa di circolazione.

5.3 Limitazioni sulla portata di idrogeno

Come già accennato nel corso dell'elaborato la rete del gas non è in grado di accettare una portata qualunque di idrogeno immesso. In questo paragrafo si valuteranno in modo più approfondito il suddetto limite e i parametri che lo caratterizzano.

Attualmente se si vuole immettere gas naturale in rete ci sono due principali indici da rispettare, il potere calorifico e l'indice di Wobbe [20]. Una volta che queste condizioni vengono rispettate gas di differenti composizioni sono intercambiabili nei sistemi di combustione, senza necessità di apportare modifiche ai dispositivi. Ci sono ulteriori vincoli sull'assenza di contaminanti o altri elementi nocivi, ma non interessano il caso del P2G poiché, come già spiegato, l'idrogeno prodotto ha un elevato grado di purezza.

Il codice di rete non specifica un massimo contenuto di idrogeno nel gas, ma sono stati eseguiti molti studi che portano raccomandazioni alla massima frazione volumetrica di idrogeno consentita nelle correnti infrastrutture, questo valore ammonta a circa il 10%, considerando il generale comportamento della rete [20] [18].

Dunque riassumendo: il massimo flusso di idrogeno generato da un sistema P2G che può essere immesso nella rete deve rispettare tre requisiti: HHV, indice di Wobbe e contenuto volumetrico di idrogeno.

Il più semplice requisito da verificare è la frazione volumetrica di idrogeno [20]:

$$G_{H_2} = G_{gn} \frac{x_{H_2mix}^{-x_{H_2gn}}}{1-x_{H_2mix}} \quad (3)$$

Per quanto riguarda il valore richiesto di HHV [20]:

$$G_{H_2} = G_{gn} \frac{HHV_{mix} - HHV_{ng}}{HHV_{H_2} - HHV_{mix}} \quad (4)$$

Infine per quanto riguarda l'indice di Wobbe, esso è definito come il rapporto tra l'HHV e la radice quadrata della densità. Se due carburanti hanno lo stesso indice di Wobbe allora a parità di pressione di alimentazione l'energia trasportata sarà la stessa. Tipicamente variazioni fino al 5% sono consentite dal momento che non sono rilevabili dal consumatore.

Assumendo che il contenuto di idrogeno sia sufficientemente basso da non influire sul fattore di compressibilità del gas l'indice di Wobbe per una miscela si calcola come [20]:

$$W_{I_{mix}} = \frac{\frac{G_{H_2} HHV_{H_2} + G_{gn} HHV_{gn}}{G_{H_2} + G_{gn}}}{\sqrt{\frac{G_{gn} + G_{H_2} \frac{W_{H_2}}{W_{gn}}}{G_{H_2} + G_{gn}} d_{gn}}} \quad (5)$$

Dove W indica la massa molecolare e d la densità relativa. Questa equazione può essere risolta analiticamente rispetto alla variabile G_{H_2} .

Dunque il limite massimo di portata di idrogeno immisibile nella rete del gas dipende anche dalla composizione del gas naturale di destinazione, in Figura 5-3 [20] viene mostrata un'applicazione di questo criterio per due differenti composizioni del gas naturale:

- Gas naturale Russo, composizione: 96.5% CH₄; HHV pari a 38.4 MJ/Sm³
- Gas naturale Algerino, composizione: 87.9% CH₄; HHV pari a 39.73 MJ/Sm³

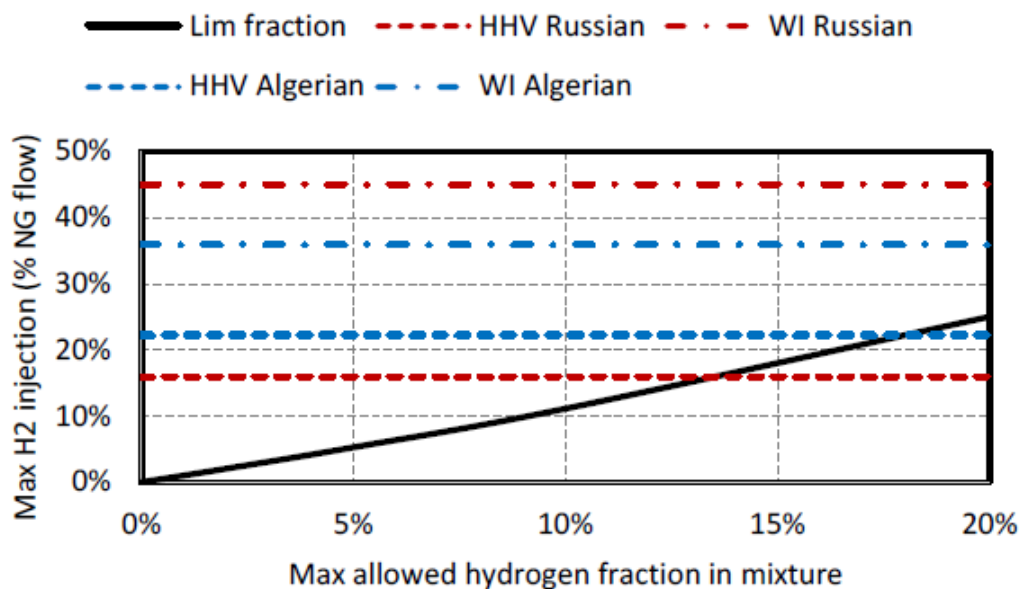


Figura 5-3: Limiti di iniezioni in rete di idrogeno per differenti composizioni di gas naturale

In caso di bassa frazione volumetrica di idrogeno sono soddisfatti gli attuali requisiti del codice di rete. D'altro canto si raggiunge il limite sull'HHV della miscela per alte percentuali di idrogeno (il 12% circa).

In questo elaborato non sarà necessario considerare questi limiti, poiché le portate circolanti nella porzione di rete interessata sono molto grandi, conseguentemente i limiti sono estremamente abbondanti.

5.4 Modellizzazione aspetti economici

Ai fini di questo elaborato si considera di utilizzare inizialmente il sistema di P2G solo per recuperare l'energia elettrica che altrimenti andrebbe persa, in quanto rifiutata dalla rete elettrica. Per cui si assume che questa energia abbia un valore economico nullo, obiettivo del P2G è infatti quello di valorizzarla.

Il prodotto utile è rappresentato dal gas naturale, per valutarne un prezzo di vendita si è studiato il mercato italiano del gas nel 2013 [20], si assumerà un valore costante pari ad una media annuale.

Il valore risultante è 27.8 €/MWh¹⁶, è un prezzo più basso rispetto a quello pagato dalle utenze domestiche o dai clienti industriali, perché riflette i contratti di grande volume e non tiene conto delle spese di trasporto e delle tasse; da questo punto di vista questa è un'ipotesi conservativa per la successiva analisi.

¹⁶ I MWh sono riferiti all'HHV

Verosimilmente però l'idrogeno prodotto essendo una tecnologia "green-gas" sarà meritevole di incentivi, per darne una stima si è considerata l'incentivazione italiana sui biocombustibili. Attualmente questo incentivo raddoppia semplicemente il prezzo di vendita del combustibile rispetto alla media sull'anno precedente, ovvero nel 2013 si ottengono 57.04 €/MWh [20]. Questi dati presi per fare i calcoli dal mercato italiano possono essere considerati rappresentativi del mercato europeo. Si può banalmente assumere che lo stesso incentivo applicato ai biocombustibili sia direttamente applicabile anche all'idrogeno prodotto dal P2G.

Altro aspetto importante riguarda i costi di investimento del sistema di bilanciamento. In questo lavoro si assume di aggiungere un impianto P2G ad un parco eolico preesistente, le nuove prestazioni andranno valutate in comparazione al sistema esistente. I costi differenziali tra i due casi sono solamente gli elettrolizzatori, l'eventuale sistema di stoccaggio e sistema di tubature. Attualmente il costo per un sistema di questo tipo è di circa 1500 €/kW [18] [20], ma si stima che nei prossimi anni potrebbe esserci una riduzione di 700-800 €/kW a causa della maggiore domanda e conseguente espansione del mercato. Come vita utile del sistema verranno assunti 25 anni con ammortamento equamente diviso.

5.5 Metodologia dell'ottimizzazione Tecnico-Economica

Occorre valutare da un punto di vista economico la soluzione del P2G. I profili di MPE sono già stati descritti nel capitolo 3. Partendo da essi occorrerà valutare la convenienza di questa tecnologia. L'ottimizzazione economica verrà effettuata considerando un costo di investimento variabile, infatti con i costi fissi iniziali odierni non sarebbe possibile fare del P2G, sono costi proibitivi, ma in futuro si pensa essi possano essere abbattuti da un maggior sviluppo commerciale della tecnologia.

Per questi motivi l'ottimizzazione verrà effettuata in diversi casi, partendo da costi specifici iniziali molto elevati (1000-1500 €/kW), fino a costi di investimento più abbordabili (circa 300 €/kW).

Variabile da ottimizzare in ogni caso è l'NPV, esso sarà così definito:

$$NPV = \sum_{i=1}^{25} \frac{CF_i}{(1+t)^i}$$

Ovvero è la somma dei flussi di cassa attualizzati per ogni anno successivo dell'investimento. Come tasso di attualizzazione si utilizza t , esso è pari al 3% ed è ricavato dalla seguente espressione:

$$t_r = t_{att} - t_{inf}$$

Per quanto riguarda i flussi di cassa essi sono rappresentati all'anno 0 dall'investimento iniziale, sono quindi un costo, poi dall'anno 1 invece essi sono rappresentati dal guadagno ottenuto dalla vendita dell'idrogeno prodotto, cui vengono sottratte le tasse stimate.

Problematica da chiarire è come ottenere questi dati. Per avere un costo fisso iniziale e una quantità di idrogeno prodotta è come prima cosa necessario determinare una taglia dell'impianto di elettrolisi. Verrà stabilita inizialmente la taglia del singolo modulo sulla base di alcune considerazioni e, in seguito, per ogni valore di costo di investimento iniziale verrà calcolato il numero di moduli di elettrolisi che massimizzi il valore dell'NPV. Ovviamente qualora l'investimento non fosse economicamente conveniente il massimo valore dell'NPV è pari a 0 e il numero ottimo di moduli è nullo.

Tornando al discorso sulla taglia del singolo modulo: moduli di piccola dimensione seguono un miglior profilo di carico, minimizzando l'impatto degli ausiliari sul bilancio energetico. D'altro canto moduli di grande taglia consentono un ridotto numero di accensioni e minori costi di investimento a causa dell'effetto di scala.

A dire il vero a causa della modularità degli elettrolizzatori non è attesa una forte riduzione del costo specifico di investimento con l'aumento di taglia del sistema. I risultati in Figura 5-4 mostrano che andare oltre ai 500 kW di potenza per il singolo modulo porta effetti di scala molto limitati, per questo in questo lavoro si assumeranno moduli esattamente di questa dimensione. Il grafico in Figura 5-4 è stato ottenuto nello studio [20], ma si possono estendere i risultati anche in questa situazione.

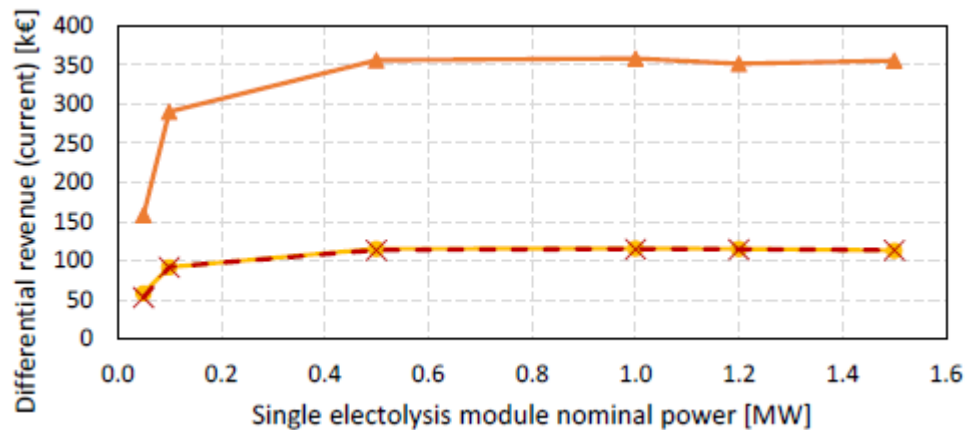


Figura 5-4: NPV indicativo in funzione della taglia del singolo modulo

Ipotizzando di poter immettere direttamente tutto l'idrogeno nella rete del gas, dunque escludendo la presenza di sistemi di stoccaggio, si è eseguita l'ottimizzazione nei casi evidenziati.

I risultati verranno riportati solo per elettrolizzatori alcalini, che sotto le ipotesi fatte risultano più convenienti della concorrenza PEM, avendo un'efficienza superiore.

5.6 Analisi dei Risultati

Il solo profilo di MPE identificato non risulta sufficiente a dare una convenienza economica all'investimento, a meno di non scendere a costi di investimento dell'elettrolizzatore molto bassi (circa 200 €/kW, il cui raggiungimento nel medio periodo è inverosimile) e considerando l'incentivo sull'idrogeno come green-gas. Per cui il volume produttivo di gas naturale a disposizione non è sufficiente a giustificare da solo la presenza di un impianto di P2G, a meno di non alzare l'incentivo sull'idrogeno prodotto. I calcoli effettuati stimano che per raggiungere una convenienza economica dell'investimento su costi specifici più verosimili (400 €/kW) occorrerebbe introdurre un incentivo ulteriore sul gas prodotto, pari al doppio del precedente. In questa nuova configurazione si riuscirebbe a ridurre del 25% la MPE, con una taglia del sistema di elettrolisi di 8 MW.

Prima di concludere che il P2G non ha in assoluto convenienza nell'area studiata occorre analizzare meglio questo fenomeno e valutare possibilità ulteriori. La problematica principale infatti è che la sola energia rifiutata dalla rete non giustifica la presenza di un investimento tanto elevato perché essa venga recuperata.

Verranno analizzate ulteriori possibilità. Si potrebbe supporre che il profilo di MPE cresca. Questo può dipendere da vari effetti.

Prima possibilità, meno rilevante, è ipotizzare che aumenti la penetrazione eolica nell'area designata, portando ad aumentare appunto la MPE. In questo caso si può supporre di vendere l'idrogeno prodotto o al prezzo standard o al prezzo incentivato.

Seconda possibilità è immaginare di produrre idrogeno ogni qualvolta il suo prezzo di vendita superi quello dell'energia elettrica. I profili di prezzo quotidiano di queste due fonti di energia sono indipendenti. Il prezzo del gas varia durante l'anno con meccanismi simili alla variazione del prezzo del petrolio. Viceversa l'energia elettrica ha una variazione quotidiana del prezzo di vendita, in particolare esso è minimo nelle ore notturne di basso carico e massimo nelle ore diurne di carico elevato, dove entrano in esercizio impianti a costi marginali maggiori. Per cui qualora il prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta da impianto eolico, quindi venduta a prezzo incentivato, fosse inferiore al prezzo di vendita del gas, anch'esso incentivato, si potrebbe immaginare in presenza dell'impianto di P2G di produrre idrogeno anziché energia elettrica, aumentando il profilo di energia disponibile al P2G. Questo è comunque un evento poco rilevante e che accadrebbe di rado, in quanto difficilmente il prezzo incentivato dell'EE prodotta dall'impianto FRNP sarà inferiore al prezzo del gas naturale.

A fianco di questi discorsi si è accuratamente analizzato lo studio [20]. In esso si esegue un lavoro simile a quello effettuato in questo elaborato, partendo da un parco eolico si vuole aumentarne più possibile la sua efficienza energetica e migliorarne la dispacciabilità con un impianto di P2G. Questa seconda possibilità non è stata presa in considerazione nel lavoro di ottimizzazione, ma la presenza di corrispettivi di sbilanciamento¹⁷ applicati alle unità di produzione rinnovabili uniti alla presenza di un impianto di P2G può portare a modificare le decisioni del produttore di un impianto eolico sul MGP. Nel lavoro sopracitato vengono considerati diversi scenari possibili per quanto riguarda l'entità e la rilevanza di questi incentivi:

- Sbilanciamenti illimitati consentiti agli impianti FRNP (*politica pre-2012*).
- Remunerazione della EE con prezzi differenti a seconda a seconda della situazione locale di rete. Ovvero sbilanciamenti che aiutano a bilanciare il sistema elettrico vengono remunerati generando un ricavo addizionale, il comportamento opposto invece riceve delle penalità, come mancato ricavo per il produttore. (*Politica post-2012*)
- Forte penalizzazione degli sbilanciamenti, come funziona oggi per le centrali convenzionali. In questo caso sbilanciamenti che aiutano a bilanciare il sistema elettrico vengono remunerati al prezzo zonale, il comportamento opposto invece riceve delle penalità, come mancato ricavo per il produttore. (*Politica UPAB*)

L'analisi sinora fatta ha sostanzialmente considerato una politica pre-2012 ed ha mostrato come essa renda molto difficile pensare ad un impianto P2G a meno di introdurre grandi incentivi sul gas.

Pensare di introdurre una delle politiche successive comporta una modifica dell'energia disponibile all'elettrolizzatore in quanto esso tenderà ad aiutare l'impianto nel bilanciamento. Un esempio pratico di quello che può succedere è il seguente: Un produttore stima per il giorno seguente un certo profilo di produzione di potenza del suo impianto eolico, nel corso del MGP però non dichiara la potenza stimata, ma una potenza inferiore, in modo tale da evitare di incorrere in penalità. Le previsioni in questo campo infatti sono molto complicate, come già spiegato nel capitolo 1. Quello che succede poi il giorno seguente è che se l'impianto produce più di quello dichiarato, come aveva previsto, la EE aggiuntiva può essere venduta durante il mercato dei servizi di dispacciamento, se necessaria al bilanciamento del sistema elettrico. Altrimenti viene resa disponibile al P2G, così che da essa si possa produrre idrogeno, il quale verrà poi venduto.

¹⁷ Verranno approfonditi nell'appendice A

Da questo esempio si capisce come l'introduzione di una politica post-2012 (realistica da considerare), e ancor di più UPAB (anche se questo rappresenta un caso estremo) mettano a disposizione una quantità maggiore di energia al P2G. Per simulare questo comportamento nel caso trattato in questo elaborato si è deciso di aumentare il profilo di MPE, in modo non arbitrario, ma conseguente a quanto studiato nel lavoro [20] e ad analisi effettuate con i dati a disposizione. Grazie alle curve caratteristiche del parco eolico in questione, ottenute nel capitolo 3, è stato possibile effettuare interessanti stime. Esse evidenziano la differenza tra la potenza che il parco immette effettivamente in rete e quella che si può prevedere nota la ventosità.

Si introdurranno in seguito sulla base delle considerazioni fatte tre casi studio da analizzare, verrà poi riportato un confronto tra i risultati:

- *Caso a*: Si suppone di mantenere una politica pre-2012, ma che la MPE eolica raddoppi il numero delle ore annue in cui si manifesta a causa della maggior penetrazione eolica sul territorio. Questo discorso serve a far capire come la convenienza di un impianto di P2G dipenda dal volume produttivo.
- *Caso b*: Si suppone [20] che l'energia disponibile al P2G raddoppi a causa dell'introduzione di una politica *post-2012*, viene inoltre simulato il meccanismo dei corrispettivi di sbilanciamento con un incentivo sui MWh risparmiati. Esso simula delle mancate penalità.
- *Caso c*: Si suppone che l'energia disponibile al P2G triplichi a causa di una politica *UPAB*, come nel caso precedente si introdurrà un incentivo che va a simulare delle mancate penalità.

Le ipotesi fatte sull'energia a disposizione del P2G (nel *caso b* e nel *caso c*) non sono lontano dal vero, o perlomeno dalle stime fatte valutando la differenza tra potenza immessa effettivamente in rete rispetto a quella prevedibile, sulla base dei dati forniti da Terna.

In tutti e tre i casi studio si suppone di vendere l'idrogeno al prezzo incentivato. Ai costi di investimento attuali (1500-1000 €/kW) fare P2G sicuramente non risulta conveniente. Ragionando però a costi di investimento più bassi si riescono a fare previsioni più ottimistiche. Si osservino i risultati riportati in Figura 5-5, ad eccezione del caso base, già discusso, tutti gli altri casi studio mostrano una convenienza economica anche con costi specifici di investimento verosimili da raggiungere, tra i 600 e i 400 €/kW.

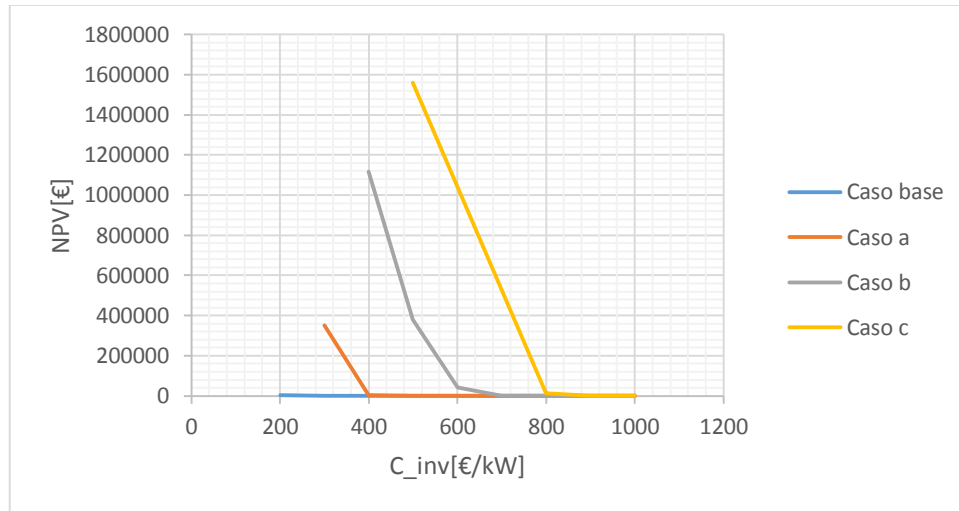


Figura 5-5: NPV in funzione del costo di investimento

Non bisogna limitarsi ad analizzare il solo NPV, infatti esso può risultare positivo ma la soluzione ottima potrebbe portare ad avere taglie dell'elettrolizzatore molto piccole, questo porterebbe a recuperare comunque poca energia, producendo poco idrogeno. Ovviamente se cala il costo di investimento specifico la soluzione ottima si sposta verso taglie maggiori dell'impianto di elettrolisi, con conseguente maggior energia disponibile al P2G.

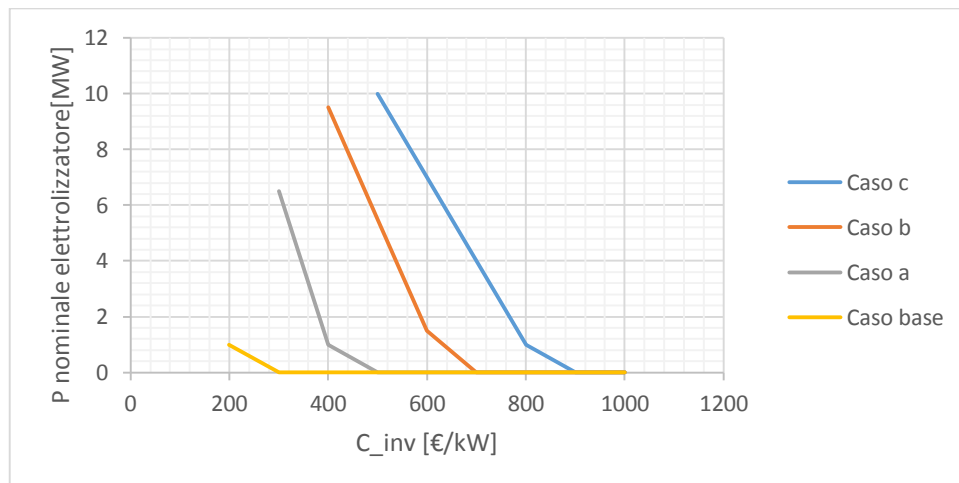


Figura 5-6: Potenza nominale ottima dell'impianto di elettrolisi in funzione del costo di investimento specifico

Dalla potenza nominale dell'impianto dipende dunque quanta energia esso può bilanciare o recuperare, in Figura 5-7 viene riportata per i diversi casi studio la proporzione di energia che si riesce a recuperare e quanta invece non è possibile

gestire. Il grafico viene riportato per un costo di investimento specifico di 400 €/kW.

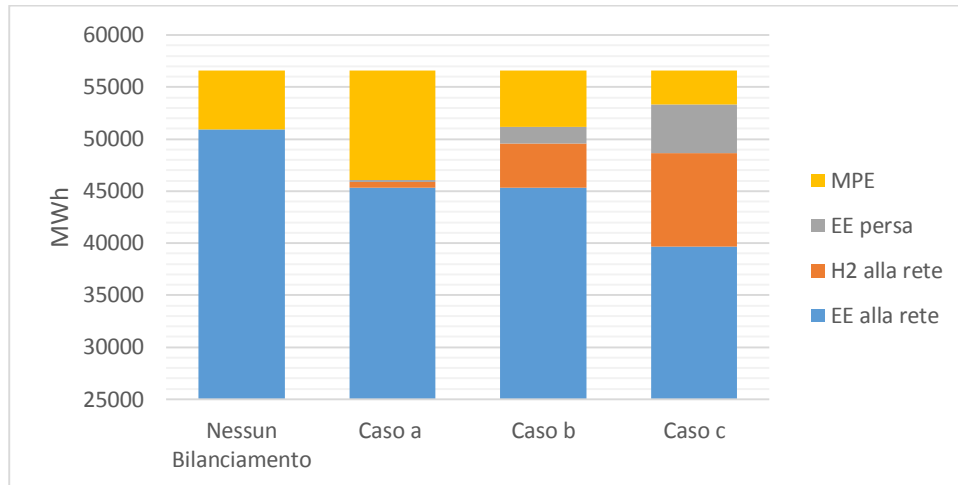


Figura 5-7 Bilancio Energetico per le diverse configurazioni immaginando che il costo di investimento specifico sia pari a 400 €/kW.

MPE rappresenta l'energia che comunque l'elettrolizzatore non riesce a gestire perché eccede la sua taglia. EE persa indica l'energia elettrica dissipata durante il processo di elettrolisi.

Un costo specifico di 400 €/kW rappresenta sicuramente un valore di costo di investimento difficile da immaginare nel breve periodo, ma di cui si può tenere conto in un discorso in prospettiva.

Per valutare come si modifichi il bilancio energetico aumentando il costo di investimento è riportata la Figura 5-8.

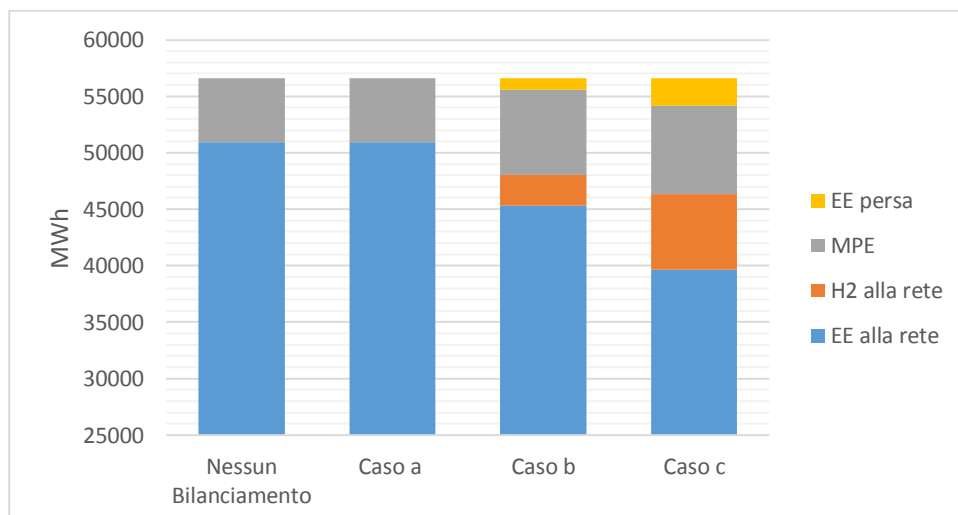


Figura 5-8: Bilancio Energetico per le diverse configurazioni immaginando che il costo di investimento specifico sia pari a 500 €/kW.

A 500 €/kW non risulta conveniente investire per quanto riguarda il caso a. Viceversa con l'introduzione dei corrispettivi di sbilanciamento per le FRNP si ha una convenienza nell'investimento, ovviamente rispetto al caso precedente le taglie sono ridotte in quanto è aumentato il costo di investimento, quindi l'energia elaborata dall'elettrolizzatore è inferiore.

Conclusioni

Al fine di valutare la possibilità di fare P2G si è deciso di analizzare un parco eolico Siciliano, collocato nella zona di Enna. Dopo aver valutato un profilo previsionale possibile di MPE, ovvero energia elettrica che viene rifiutata dalla rete, si è cercato di valutare la convenienza economica di installare un elettrolizzatore in prossimità dell'impianto eolico stesso, in modo tale da generare un vettore energetico decarbonizzato (idrogeno) che possa essere immesso nella rete del gas.

L'ottimizzazione tecnico-economica mostra in primo luogo come non sia conveniente con i costi attuali adottare questa soluzione. Perché essa risulti economicamente fattibile devono essere presenti una serie di fattori di fondamentale importanza. In primo luogo ci si accorge che con la sola MPE attuale i volumi di idrogeno prodotto sono troppo bassi, non riescono a generare un profitto a causa degli elevati costi di investimento iniziali. Servirebbe dunque una maggior energia disponibile all'elettrolizzatore, ma questo discorso non è inverosimile, tutt'altro. Occorre considerare, oltre alla possibilità che la penetrazione eolica sul territorio aumenti, che le attuali politiche economiche stanno cercando di introdurre, nella maggior parte dei Paesi UE, dei corrispettivi di sbilanciamento per le FRNP. Essi hanno il fine di migliorare le previsioni effettuate dai gestori di impianti a FRNP sulla potenza che immetteranno in rete, nel corso del MGP. Questo fatto rende disponibili maggior quantità di EE, come discusso nell'elaborato.

Fenomeno da tenere in considerazione è la possibilità di vendere l'idrogeno non al prezzo del gas naturale, ma ad un prezzo incentivato.

Comunque nonostante questi importanti incentivi il P2G non riesce ancora ad essere economicamente conveniente se non si verifica un importante fenomeno: la riduzione dei costi specifici di investimento dell'elettrolizzatore, i quali attualmente sono pari a circa 1500-1000 €/kW. Molte stime osservano che è lecito attendersi una grande diminuzione rispetto a questo valore nel giro pochi anni, occorre solo che aumentino i volumi produttivi. Quanto esattamente i costi possano calare non è certo, ma si suppone [17] [18] [20] possano arrivare a dimezzarsi.

Qualora tutti questi fattori si verificassero si può immaginare in futuro di poter gestire e bilanciare gli impianti eolici facendo P2G. Questo fenomeno porterebbe anche ad abbattere la MPE, immettere idrogeno nella rete del gas e consentirebbe di aumentare la penetrazione eolica sul territorio.

Perché questo possa essere economicamente competitivo occorre aspettare ancora qualche anno e vi è una forte dipendenza dallo sviluppo futuro degli oneri di sbilanciamento applicati alle FER e degli incentivi sull'idrogeno rinnovabile prodotto.

Appendice A

In questa appendice verranno riportati alcuni approfondimenti su argomenti trattati nel corso dell'elaborato.

Enti citati

Nel presente elaborato sono stati citati alcuni enti-aziende italiane. In questo paragrafo verranno descritti e introdotti i loro campi di competenza.

Terna

Terna nasce nel 1999 in seguito al decreto Bersani, ovvero il decreto di liberalizzazione dell'energia elettrica. Prima di questa data vi era come unica società monopolista ENEL, la quale si occupava di tutti i campi del sistema elettrico nazionale, ovvero produzione, trasmissione e distribuzione.

In seguito alla liberalizzazione Enel viene obbligata a cedere parte del suo parco produttivo, inoltre parte della distribuzione in media-bassa tensione venne riassegnata tramite appalti a varie società. Per quanto riguarda la trasmissione dell'energia elettrica in alta tensione (380 kV - 220 kV - 150 kV) essa divenne compito di Terna. La separazione proprietaria di Terna da Enel avvenne solo nel 2005.

Si può dire che oggi Terna gestisca in sicurezza la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica necessari all'Italia attraverso il dispacciamento, bilanciando, cioè, l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno.

Trasmettere energia vuol dire trasferire l'energia prodotta dai centri di produzione alle zone di consumo. Perché ciò avvenga occorrono linee, stazioni elettriche e di trasformazione, cioè gli elementi che compongono la Rete di trasmissione, un insieme di oltre 63.500 km di linee possedute e gestite da Terna. Questi numeri rendono Terna il sesto operatore di rete al mondo e il primo in Europa. [21]

Oltre alla semplice gestione in sicurezza della rete compito di Terna è anche quello di determinare il piano di sviluppo, ovvero gli interventi di espansione della rete finalizzati ad un miglioramento della sicurezza o ad una connessione dei nuovi impianti di generazione alla rete.

Nel presente lavoro di tesi tutti i dati sulla rete elettrica italiana e sulla potenza elettrica immessa in rete dagli impianti eolici sono forniti da Terna.

GSE

Il GSE è il gestore dei servizi energetici. Nasce anch'esso nel 1999 a seguito del decreto di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica. L'iniziale denominazione era GRTN, ovvero Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, si occupava inizialmente della gestione della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica. Questi compiti nel 2005 sono stati trasferiti a Terna e si è passati da GRTN a GSE, il quale attualmente si occupa della promozione e incentivazione della energia elettrica da fonti rinnovabili. Tra le società controllate vi sono inoltre l'acquirente unico (AU) e il gestore dei mercati energetici (GME). Sono società partecipate al 100%. Lo stesso GSE è di proprietà del Ministero dell'economia e delle Finanze.

Dal 2009 il GSE gestisce anche il mercato del gas.

Criteri di sicurezza della rete elettrica

Un sistema elettrico viene definito affidabile quando è adeguato e sicuro, ovvero ha le risorse per garantire il funzionamento dei carichi e rispetta degli standard di qualità (esempi: tensione, continuità del servizio, frequenza). Il TSO ha il compito di coordinare la capacità di generazione con quella di trasmissione in modo tale da garantire la sicurezza d'esercizio. La programmazione è una componente fondamentale per poterla garantire.

Si definiscono i seguenti criteri di sicurezza [22]:

Criterio di sicurezza n

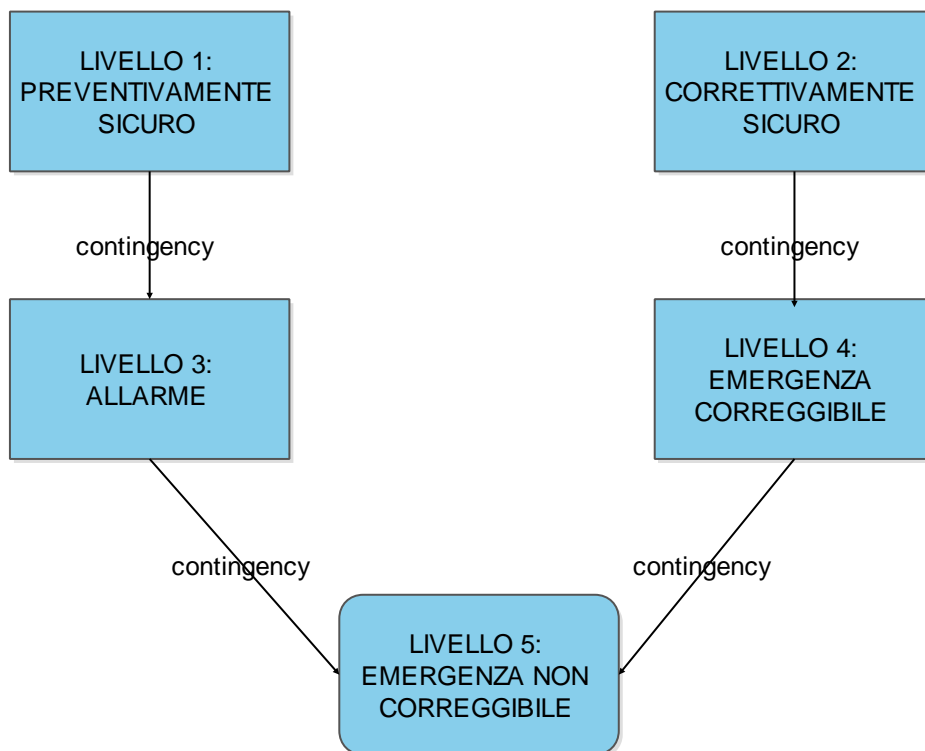
Noto il carico valori di frequenza, tensione e corrente rientrano nella sicurezza, ovvero si rispettano i vincoli operativi, non sono però previste alcune variazioni allo stato di servizio immaginato. E' una previsione ottimistica, in quanto a seguito di guasti nella rete elettrica potrebbe venir violata la sicurezza. Questo criterio nella pratica non è adottato. Ad esempio: in caso di guasto di un elettrodotto potrebbe essere violato il limite massimo di corrente elettrica transitabile su un'altra direttrice, per cui il sistema sarebbe dichiarato sicuro dal punto di vista della *sicurezza n*, ma potrebbe essere necessario scollegare un carico, azione molto grave.

Criterio di sicurezza n-1

- *Criterio di sicurezza n-1 preventivo*: In esercizio a rete integra tutti i limiti operativi sono rispettati, inoltre qualora si guastasse un componente della rete essi continuerebbero ad essere rispettati.

- *Criterio di sicurezza n-1 correttivo:* In esercizio a rete integra vengono rispettati i vincoli operativi. In caso di guasto il nuovo punto di funzionamento può prevedere violazioni contenute in un certo range e il TSO deve aver previsto le azioni correttive necessarie per poter tornare in sicurezza.

Nella seguente mappa concettuale vengono mostrati dei possibili i possibili stati operativi di un sistema elettrico.



Con allarme si intende che il sistema elettrico è ancora in sicurezza, ma in caso di guasto ulteriore vi sarebbe una violazione della sicurezza.

Qualora si arrivasse al livello di emergenza non correggibile sarebbe necessario effettuare un distacco dei carichi che non si riesce ad alimentare correttamente, per non peggiorare ulteriormente la situazione. Il limite più disastroso di questa situazione è arrivare ad una situazione di black-out.

Per questioni economiche normalmente si parte da livello 2, un ottimo compromesso tra costi e sicurezza.

Corrispettivi di sbilanciamento

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo, sfruttando la disponibilità acquisita nel mercato per il servizio di dispacciamento.

I costi sostenuti per l'erogazione del servizio di dispacciamento sono sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili di sbilanciamenti e dai clienti finali del sistema elettrico.

Per le unità di produzione, tranne quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (cioè eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, idraulica ad acqua fluente), il corrispettivo di sbilanciamento effettivo viene determinato sulla base dei costi effettivi che lo sbilanciamento medesimo comporta sul sistema, distinguendo tra unità di produzione abilitate e non abilitate.

Dal 2013 la disciplina degli sbilanciamenti ha trovato applicazione anche alle fonti rinnovabili non programmabili. L'estensione di questo servizio alle FRNP è stato un passo necessario per far fronte alle problematiche di una loro eccessiva penetrazione.

Durante il periodo transitorio iniziale, si prevedeva l'applicazione di franchigie non differenziate per fonte, entro le quali gli sbilanciamenti sarebbero stati valorizzati al prezzo zonale orario. Più in dettaglio, si prevedeva che i corrispettivi vigenti per le unità di produzione non abilitate si applicassero esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che avrebbe ecceduto:

- a) il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il periodo gennaio - giugno 2013;
- b) il 10% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il periodo luglio - dicembre 2013.

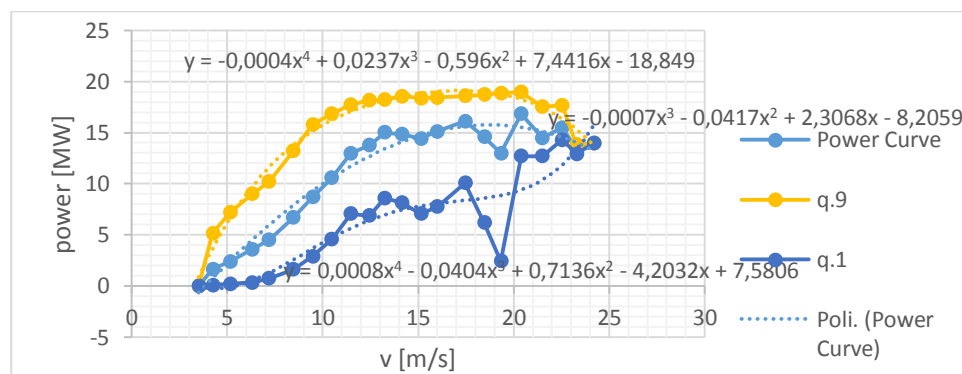
L'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento alle FRNP ha trovato però forte opposizione da parte dei produttori, i quali ovviamente avrebbero ricevuto in ogni caso un danno economico, per cui nel corso dello stesso anno essi sono riusciti facendo ricorso al TAR a rimuovere questo obbligo.

L'AEEGSI tramite una successiva delibera ha stabilito una riapplicazione dei corrispettivi di sbilanciamento alle FER, i quali sono effettivamente rientrati in vigore a partire dal 1/1/2015, introducendo modifiche al sistema precedente. Principale innovazione è stata l'introduzione di un sistema a bande differenziate per tipologia fonte.

Appendice B

In questa appendice vengono riportate le curve di potenza stimate con il method of bins dei vari parchi eolici siciliani, oltre che i coefficienti della funzione densità di Weibull calcolati nel corso del capitolo 2. Per vedere posizione, taglia e tipologia di macchine dei parchi eolici analizzati si osservi la tabella 1-4.

Parco 1: Camporeale

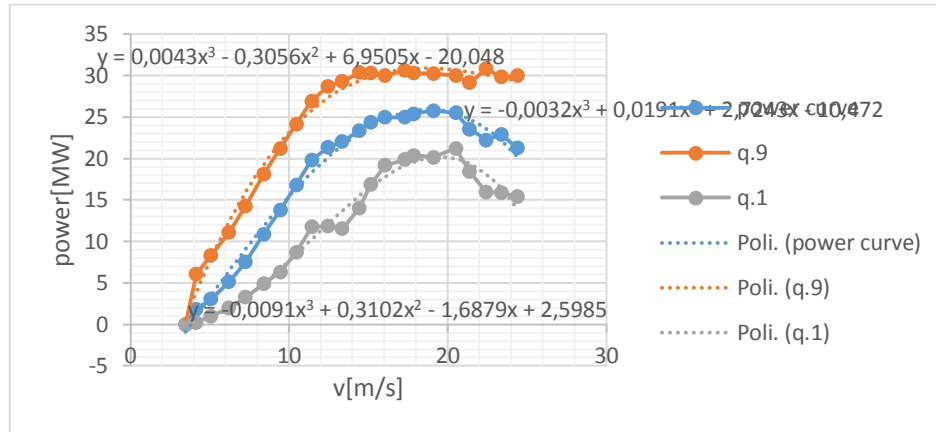


Power Curve

Coefficienti Weibull:

k	1.46689
C	5.65195

Parco 2 : Contrada Corvo

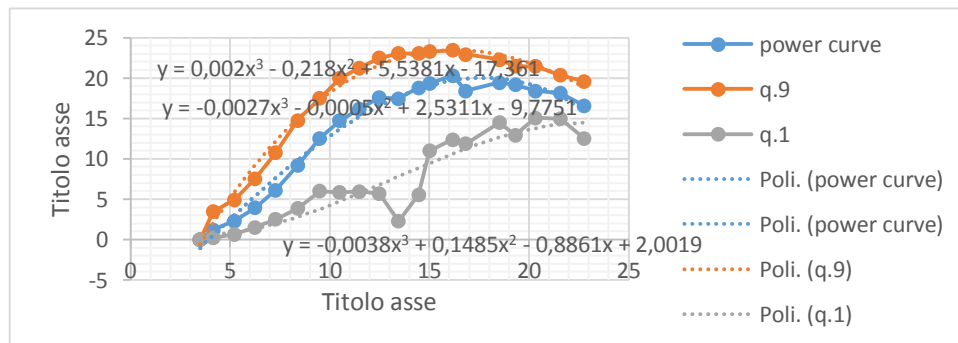


Power Curve

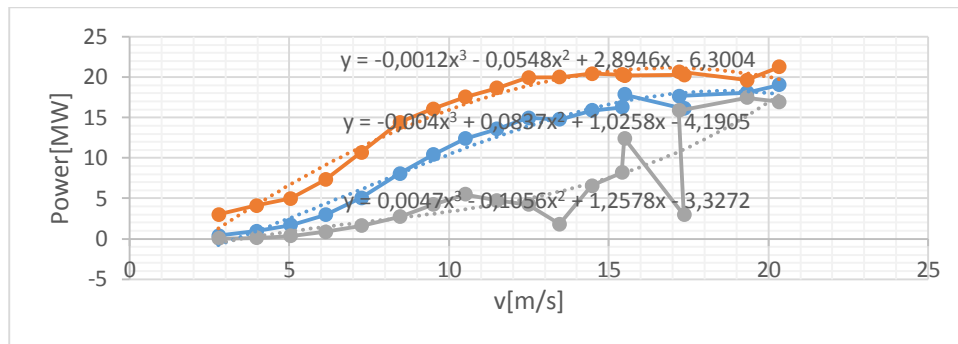
Coefficienti Weibull:

k	1.5705
C	7.04141

Parco 3: Carlentini



Power Curve Carlentini A

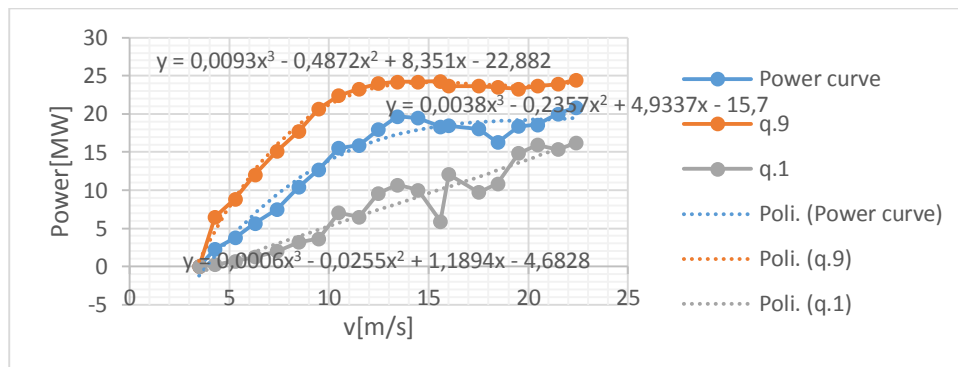


Power Curve Carlentini B

Coefficienti Weibull:

k	1.2455
C	5.42106

Parco 5: Lasclafani

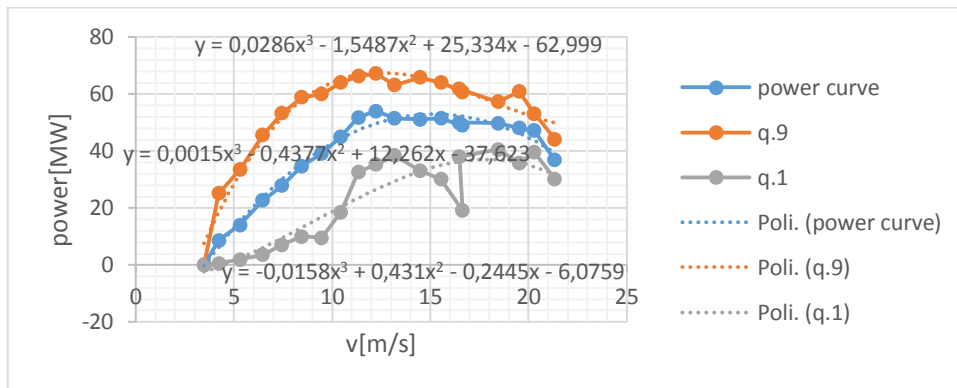


Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.461
C	7.49520

Parco 6: Ltmp Pausania

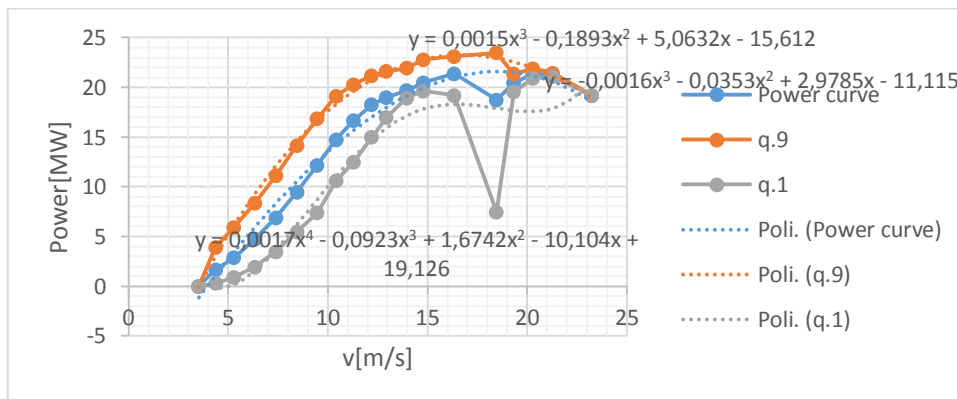


Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.37
C	4.48630

Parco 7: Militello



Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.504196
C	5.21535

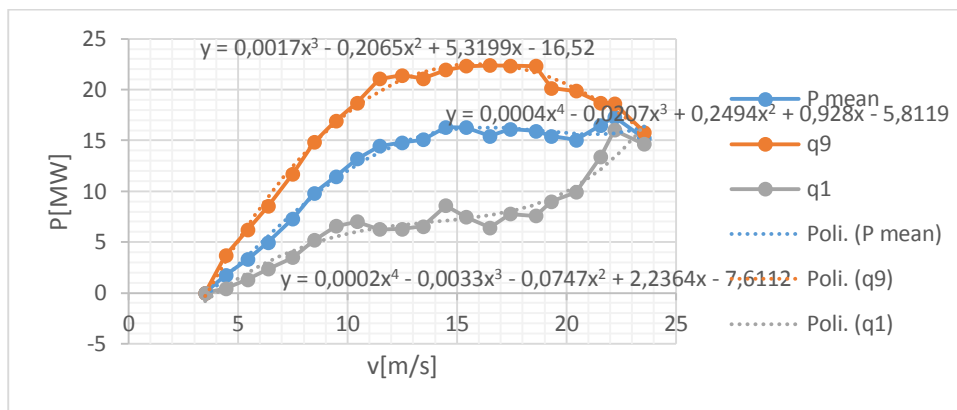
Parco 8: Monte Narbone

Curva caratteristica non attenibile

Coefficienti Weibull

k	1.480278
C	5.29015

Parco 9: Monte Zimmara

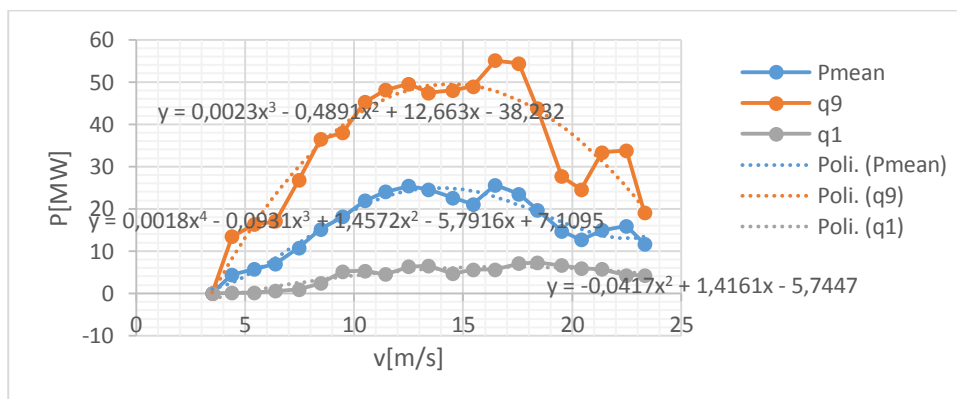


Power curve

Coefficienti Weibull

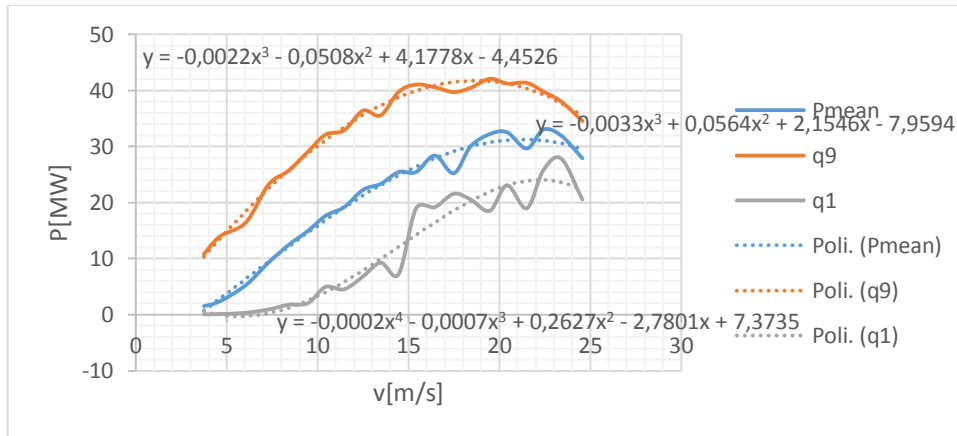
k	1.635852
C	6.60257

Parco 10: Prizzi



Power curve

Parco 11: Regalbuto

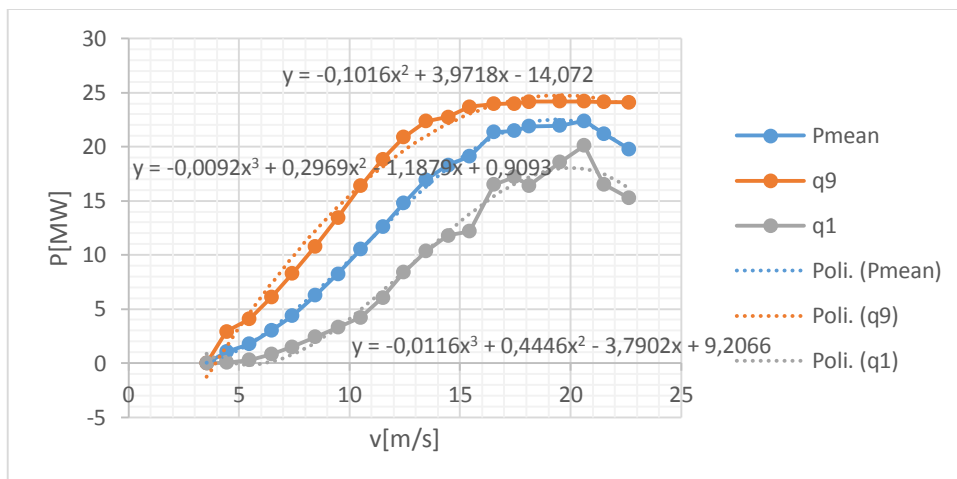


Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.37
C	5.46768

Parco 12: Salemi

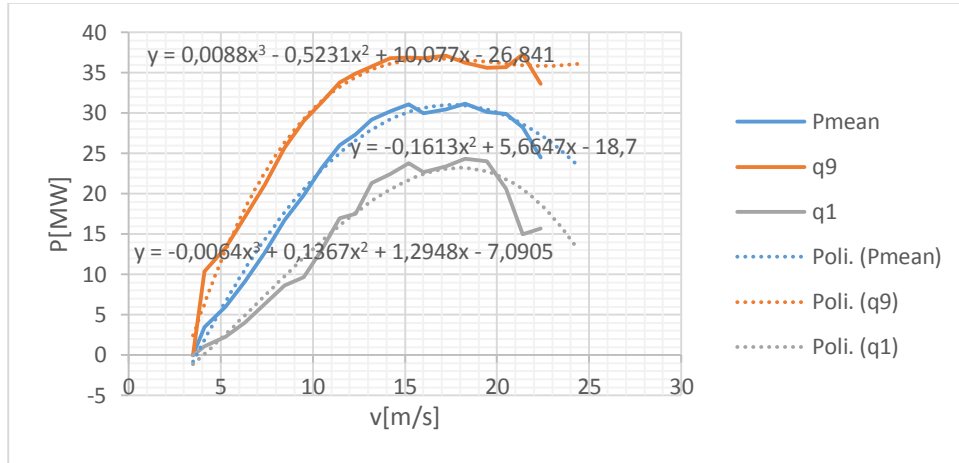


Power curve

Coefficienti Weibull

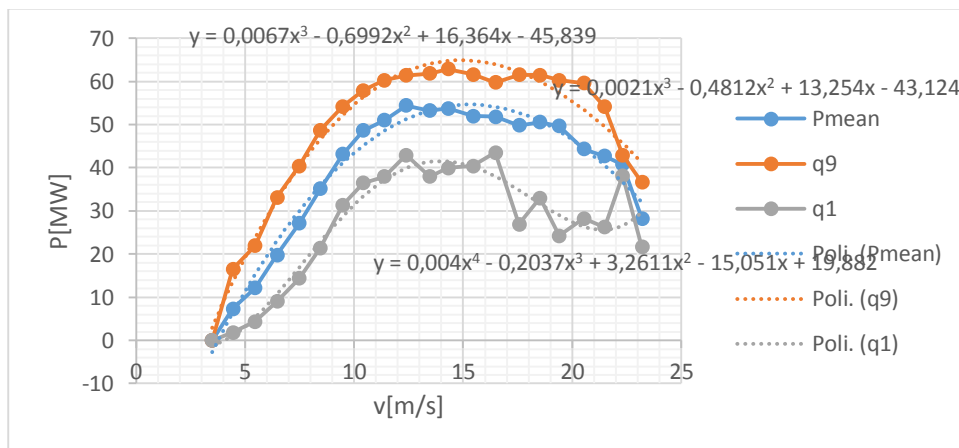
k	1.9045
C	7.68253

Parco 13: Serra Marroco



Power curve

Parco 14: TrnSalemi

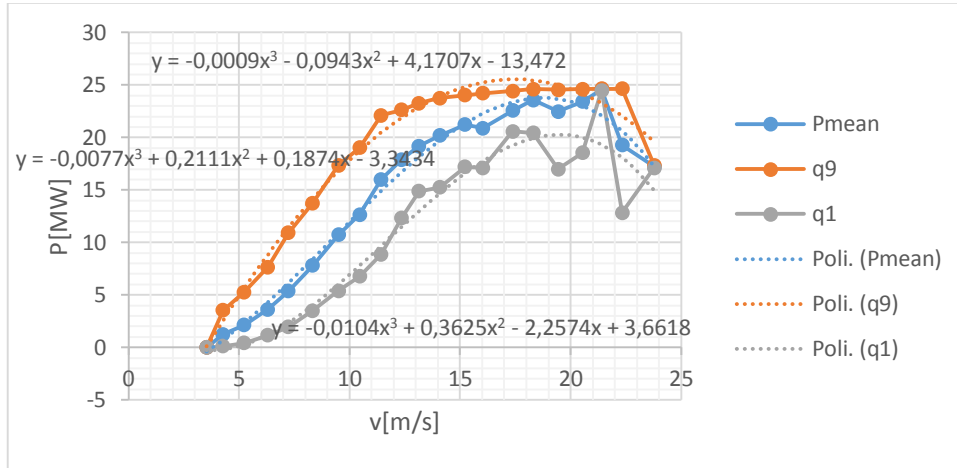


Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.9045
C	7.68253

Parco 15: Vizzini



Power curve

Coefficienti Weibull

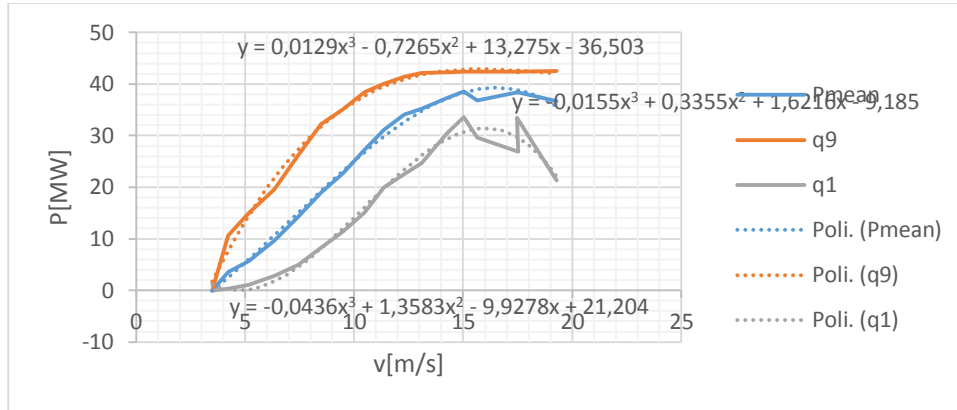
k	1.5358
C	6.10867

Parco 16: Caccamo

Coefficienti Weibull

k	1.519
C	4.89627

Parco 18: Lago Arancio

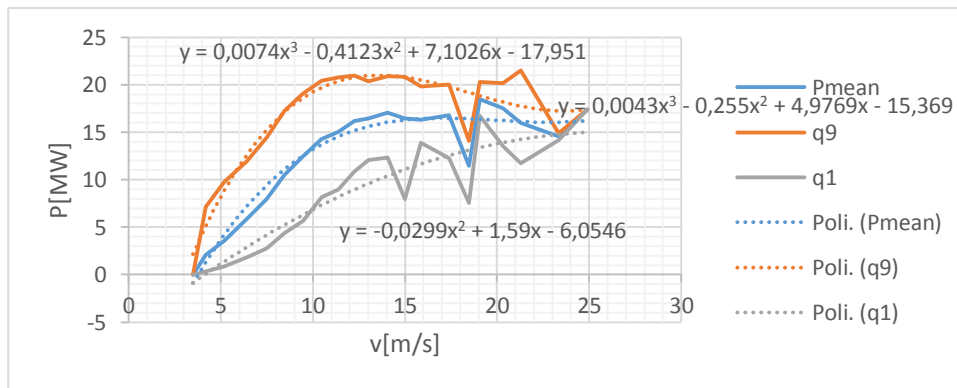


Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.461
C	5.691552

Parco 19: Mimiani



Power curve

Coefficienti Weibull

k	1.5877
C	15.87470

Bibliografia

- [1] TERNA, «Piano di Sviluppo TERNA 2014,» Gennaio 2014.
[Online]. Available:
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/piano_sviluppo_rete.aspx.
- [2] Gestore dei Servizi Energetici, «GSE,» [Online]. Available:
<http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>.
- [3] TERNA, «Avanzamento piani precedenti 2003-2014,» Gennaio 2014.
[Online]. Available:
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/piano_sviluppo_rete.aspx.
- [4] TERNA, «Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso dell'energia elettrica,» Gennaio 2011. [Online]. Available:
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/piano_sviluppo_rete/pds2011.aspx.
- [5] Anev, [Online]. Available:
http://www.anev.org/?page_id=598&ID_mappa=25 .
- [6] «Energetica Ambiente,» [Online]. Available:
<http://www.energeticambiente.it/eolico/14737228-sicilia-eolico.html>
.
- [7] «Enel,» [Online]. Available: <http://www.enel.it/it-IT/impianti/mappa/sicilia/eolico.aspx?it=1>.
- [8] Snam Rete Gas, «Mappa rete elettrica siciliana,» [Online]. Available:
<http://www.snaretegas.it>.
- [9] L. D. Duong, *Codice Matlab Method of Bins*.
- [10] E. E. K. O. Yih-Huei Wan, «Development of an Equivalent Wind Plant Power-Curve,» in *Windpower 2010*, Dallas, Texas, 2010.
- [11] Gamesa: Cataloghi macchine commerciali.

- [12] Vestas: Catalogo macchine commerciali.
- [13] P. P. N. A. C. Poul Sørensen, «Power fluctuations from large wind farms,» *Risø DTU*, Agosto 2009.
- [14] TERNA, «Stima della domanda oraria di energia,» [Online]. Available: <http://www.terna.it>.
- [15] C. Bovo, *Equazioni di Power Flow, Slide..*
- [16] *Matpower 5.0b1*, 2014.
- [17] L. M. G. P. S. Alfredo Ursua, «Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,» *Proceedings of the IEEE*, vol.100, No.2, pp. 410-423, Febbraio 2012.
- [18] S. C. M. C. R. Giulio Guandalini, «Comparison of gas turbines and power-to-gas plants for improved wind park energy dispatchability,» *ASME*, Giugno 2014.
- [19] M. Conti, *Sviluppo di un elettrolizzatore alcalino pressurizzato di piccola taglia*, Tesi di laurea.
- [20] S. C. Giulio Guandalni, «Wind power plant and power-to-gas system coupled with natural gas grid infrastructure: Techno-economic optimization of operation,» *ASME, GT2015-4229*, 15-19 2015.
- [21] Terna, [Online]. Available: <http://www.Terna.it>.
- [22] C. Bovo, *Criteri di sicurezza*, Slide, Politecnico di Milano.
- [23] J. Haslett e A. E. Raftery, «Space-Time Modelling with Long-Memory Dependence: Assesing Ireland's Wind Power Resource,» Ottobre 2003. [Online]. Available: <http://links.jstor.org>.
- [24] P. Miskelly, «Wind Farms in Eastern Australia,» *Energy & Enviroment*, Vol.23, No.8, pp. 1233-1262, 2012.
- [25] TERNA, «Elaborazione dipartimento regionale dell'Energia su Cartografia TERNA, Localizzazione Impianti eolici attivi,» Novembre 2009. [Online].

