



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Power-to-Gas in Italia, analisi della fattibilità economica e
dell'accoppiamento tra i mercati nazionali di elettricità e gas

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Laureando: Valerio Passarella

Matricola: 1203500

Anno Accademico 2019/2020

SOMMARIO

La tecnologia Power-to-Gas (PtG) permette l'accumulo di energia elettrica mediante la sua conversione in vari tipi di gas, tra cui i principali sono idrogeno e gas naturale. Negli ultimi anni ha richiamato l'attenzione di vari gruppi di ricerca per la sua propensione a svolgere accumulo anche a lungo termine e per la sua intrinseca caratteristica di coupling facility tra il settore elettrico e quello del gas. Da qui, perciò, nasce l'idea di analizzare la fattibilità economica di tali impianti nella realtà italiana. Idea supportata dal fatto che il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) è stato recentemente aperto dall'autorità a nuovi soggetti, tra cui potenzialmente, nelle vesti di unità di consumo, anche ai sistemi PtG. Ciò permette a questi ultimi di ampliare i propri orizzonti di approvvigionamento dell'energia e contribuire a rendere flessibile il sistema elettrico.

In questa tesi, quindi, è stata svolta una simulazione ex-post relativa all'anno 2019 per valutare i guadagni annuali che tali impianti avrebbero avuto partecipando alla Borsa Elettrica italiana e ai mercati di idrogeno e gas naturale. In più è stata svolta un'analisi sensitiva per valutare gli effetti della variazione dei principali fattori economici ivi coinvolti.

Dai risultati ottenuti si evince che la realizzazione di un impianto power-to-gas in Italia, che preleva elettricità dalla rete, potrebbe essere profittevole, ma ciò dipende da diversi fattori. In particolare, in base alla zona di mercato, ai mercati a cui si partecipa, alla strategia di offerta e alla decisione di vendere o no i sottoprodotti, i guadagni annuali possono essere positivi così come molto negativi. Ciò nonostante, in molti casi, i guadagni annuali non permettono di coprire i costi operativi e di manutenzione né tantomeno i costi di investimento, che risultano troppo elevati. Questo è principalmente dovuto al ridotto margine di guadagno offerto dalla partecipazione ai mercati. Ad ogni modo produrre idrogeno risulta più profittevole che produrre gas naturale, per via dei minori costi operativi.

INDICE

Introduzione	1
1 Mercato elettrico italiano	3
1.1 Mercato del Giorno Prima.....	5
1.2 Mercato del Servizio di Dispacciamento.....	6
1.2.1 Risorse per il dispacciamento	7
1.2.2 Requisiti tecnici minimi	9
1.2.3 Presentazione delle offerte sul MSD.....	10
2 Riforma del mercato elettrico italiano	11
2.1 Nuova flessibilità	12
2.2 Il progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)	13
2.2.1 Requisiti per la creazione e la qualificazione delle UVAM	14
2.2.2 Modalità di partecipazione al MSD.....	15
2.2.3 Risultati ottenuti dal progetto	16
3 Mercati del gas in Italia	19
3.1 Mercato italiano del gas naturale.....	19
3.1.1 Punto di Scambio Virtuale	20
3.1.2 P-GAS.....	20
3.1.3 M-GAS	23
3.2 L'idrogeno e il suo mercato.....	28
4 Power-to-Gas	33
4.1 Elettrolisi dell'acqua	34
4.1.1 Elettrolisi alcalina - AEL	34
4.1.2 Elettrolisi con membrana polimerica elettrolita - PEM.....	36
4.1.3 Elettrolisi ad ossidi solidi - SOEL.....	38
4.2 Metanazione	41
4.2.1 Metanazione catalitica	41
4.2.2 Metanazione biologica	44
4.3 Sector coupling.....	46
4.3.1 Settore elettrico.....	47
4.3.2 Settore del gas naturale	48
5 Caso di studio.....	49
5.1 Dati del modello	50
5.1.1 Elettrolisi dell'acqua.....	50

5.1.2	Accumulo di idrogeno	51
5.1.3	Metanazione.....	52
5.2	Power-to-Hydrogen.....	54
5.2.1	Casi onniscienti.....	55
5.2.2	Casi realistici.....	63
5.2.3	Analisi sensitiva.....	74
5.3	Power-to-SNG.....	77
5.3.1	Casi onniscienti.....	77
5.3.2	Analisi sensitiva.....	83
	Conclusioni	87
	Appendice A	89
	Bibliografia	97

Lista delle figure

Figura 1.1 - Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia [6].....	4
Figura 1.2 - Struttura del mercato elettrico italiano [7].....	5
Figura 1.3 - Mappa delle risorse per il servizio di dispacciamento nell'assetto attuale [5].	9
Figura 2.1 - Ripartizione delle UVAM abilitate secondo la tipologia di unità che le compongono [20].	17
Figura 2.2 - Quantità accettate per fasce di prezzo offerto [20].	18
Figura 2.3 - Capacità assegnata durante le diverse aste nelle due aree [20].	18
Figura 3.1 - Struttura della P-GAS [24].	21
Figura 3.2 - Struttura del M-GAS [26].	24
Figura 3.3 - Evoluzione della domanda globale annuale di idrogeno per i principali usi industriali [28].	29
Figura 3.4 - Range medio di prezzo dell'idrogeno prodotto da diverse fonti primarie [28]. ...	31
Figura 4.1 - Schema tipico di un impianto power-to-gas [31].	33
Figura 4.2 - Schema semplificato di una cella elettrolitica AEL [34].	35
Figura 4.3 - Schema di un sistema per l'elettrolisi AEL [33].	35
Figura 4.4 - Schema semplificato di una cella elettrolitica PEM [34].	37
Figura 4.5 - Schema di un sistema per l'elettrolisi PEM [33].	37
Figura 4.6 - Schema semplificato di una cella elettrolitica SOEL [34].	39
Figura 4.7 - Schema di un sistema per l'elettrolisi SOEL [33].	39
Figura 4.8 - Schema di base di un sistema per la metanazione catalitica con reattori a letto fisso adiabatico [35].	43
Figura 4.9 - Step che compongono un sistema per la metanazione biologica in un reattore separato [29].	45
Figura 4.10 - Step che compongono un sistema per la metanazione biologica in situ [29]. ...	45
Figura 4.11 - Interconnessioni tra le FER, il settore del gas naturale e i diversi usi finali [31].	47
Figura 5.1 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtH, senza vendita ossigeno.....	63
Figura 5.2 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtH, con vendita ossigeno.....	63
Figura 5.3 - Riepilogo guadagni annuali metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno..	68
Figura 5.4 - Riepilogo guadagni annuali metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno....	69
Figura 5.5 - Esempi di possibile andamento a "cammello" del guadagno annuale.....	70
Figura 5.6 - Riepilogo guadagni PtH, senza vendita ossigeno.	73
Figura 5.7 - Riepilogo guadagni PtH, con vendita ossigeno.	74
Figura 5.8 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.....	82
Figura 5.9 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtSNG, con vendita ossigeno e calore.....	83

Lista delle tabelle

Tabella 1.1 - Meccanismi di remunerazione delle risorse per il dispacciamento	8
Tabella 3.1 - Finestre di negoziazione dei diversi tipi di contratto della P-GAS [23].	23
Tabella 3.2 - Tipi di contratto, periodi di negoziazione e meccanismo della cascata sul MT-GAS [27].	27
Tabella 4.1 - Principali caratteristiche dei tre tipi di elettrolisi illustrati [33].	40
Tabella 5.1 - Dati reali usati per l'elettrolisi dell'impianto PtG modellizzato.	50
Tabella 5.2 - Dati assunti dalla letteratura per l'elettrolisi dell'impianto PtG modellizzato. ...	51
Tabella 5.3 - Dati reali ed assunti per l'accumulo di idrogeno dell'impianto PtG modellizzato.	51
Tabella 5.4 - Dati assunti dalla letteratura per la metanazione dell'impianto PtG modellizzato.	52
Tabella 5.5 - Costo ed energia necessaria per la cattura della CO ₂ da diverse fonti [31].	54
Tabella 5.6 - Risultati "5 MW MGP" PtH.	55
Tabella 5.7 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.	56
Tabella 5.8 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtH, con vendita ossigeno.	57
Tabella 5.9 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.	58
Tabella 5.10 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtH, con vendita ossigeno.	58
Tabella 5.11 - Risultati "scelta oraria" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.	59
Tabella 5.12 - Risultati "scelta oraria" onnisciente PtH, con vendita ossigeno.	60
Tabella 5.13 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.	61
Tabella 5.14 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" onnisciente PtH, con vendita ossigeno.	62
Tabella 5.15 - Risultati "5 MW BID" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.	65
Tabella 5.16 - Risultati "5 MW BID" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.	65
Tabella 5.17 - Risultati "5 MW OFF" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.	66
Tabella 5.18 - Risultati "5 MW OFF" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.	66
Tabella 5.19 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.	67
Tabella 5.20 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.	67
Tabella 5.21 - Risultati "5 MW BID" metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.	70
Tabella 5.22 - Risultati "5 MW BID" metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.	71
Tabella 5.23 - Risultati "5 MW OFF" metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.	71
Tabella 5.24 - Risultati "5 MW OFF" metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.	71
Tabella 5.25 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.	72
Tabella 5.26 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.	73
Tabella 5.27 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "5 MW MGP" PtH.	74
Tabella 5.28 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "5 MW BID" PtH.	75
Tabella 5.29 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "5 MW OFF" PtH.	75
Tabella 5.30 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "scelta oraria" PtH.	75
Tabella 5.31 - Analisi sensitiva PUN "5 MW MGP" PtH.	76
Tabella 5.32 - Analisi sensitiva PUN "5 MW BID" PtH.	76
Tabella 5.33 - Analisi sensitiva PUN "5 MW OFF" PtH.	76

Tabella 5.34 - Analisi sensitiva PUN “scelta oraria” PtH.	76
Tabella 5.35 - Risultati “5 MW MGP” PtSNG.	78
Tabella 5.36 - Risultati “5 MW MGP” cadenza oraria PtSNG.	78
Tabella 5.37 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtSNG.	79
Tabella 5.38 - Risultati “5 MW BID” onnisciente cadenza oraria PtSNG.	79
Tabella 5.39 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtSNG.	80
Tabella 5.40 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente cadenza oraria PtSNG.	80
Tabella 5.41 - Risultati “Offerte complementari BID e OFF” onnisciente PtSNG.	81
Tabella 5.42 - Risultati “Offerte complementari BID e OFF” onnisciente cadenza oraria PtSNG.	81
Tabella 5.43 - Analisi sensitiva prezzo di vendita del SNG “5 MW MGP” PtSNG.	83
Tabella 5.44 - Analisi sensitiva prezzo di vendita del SNG “5 MW BID” PtSNG.	84
Tabella 5.45 - Analisi sensitiva prezzo di vendita del SNG “5 MW OFF” PtSNG.	84
Tabella 5.46 - Analisi sensitiva prezzo di acquisto della CO ₂ “5 MW MGP” PtSNG.	84
Tabella 5.47 - Analisi sensitiva prezzo di acquisto della CO ₂ “5 MW BID” PtSNG.	85
Tabella 5.48 - Analisi sensitiva prezzo di acquisto della CO ₂ “5 MW OFF” PtSNG.	85
Tabella A.1 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.	89
Tabella A.2 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtH, con vendita ossigeno.	89
Tabella A.3 - Risultati “5 MW BID” metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.	90
Tabella A.4 - Risultati “5 MW BID” metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.	90
Tabella A.5 - Risultati “5 MW BID” metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.	90
Tabella A.6 - Risultati “5 MW BID” metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.	90
Tabella A.7 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.	91
Tabella A.8 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtH, con vendita ossigeno.	91
Tabella A.9 - Risultati “5 MW OFF” metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.	92
Tabella A.10 - Risultati “5 MW OFF” metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.	92
Tabella A.11 - Risultati “5 MW OFF” metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.	92
Tabella A.12 - Risultati “5 MW OFF” metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.	92
Tabella A.13 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.	93
Tabella A.14 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtSNG, con vendita ossigeno e calore.	93
Tabella A.15 - Risultati “5 MW BID” onnisciente cadenza oraria PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.	94
Tabella A.16 - Risultati “5 MW BID” onnisciente cadenza oraria PtSNG, con vendita ossigeno e calore.	94
Tabella A.17 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.	94
Tabella A.18 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtSNG, con vendita ossigeno e calore.	95
Tabella A.19 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente cadenza oraria PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.	95
Tabella A.20 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente cadenza oraria PtSNG, con vendita ossigeno e calore.	95

INTRODUZIONE

A fronte degli evidenti ed innegabili cambiamenti climatici cui il mondo, già da diversi anni, sta andando in contro per colpa delle attività umane, è indispensabile pensare e mettere in opera delle contromisure, atte a cambiare ed invertire questo trend. Si tratta di una rivoluzione multidisciplinare a cui ogni attività umana non può e non deve sottrarsi.

Il settore dell'energia, portando il fardello di comprimario nel contribuire a rendere la situazione quella che è oggi, deve, molto probabilmente più di tutti, impegnarsi a ridurre al minimo, se non azzerare, le proprie emissioni inquinanti e fare della sostenibilità il proprio mantra.

L'Italia, come membro dell'Unione Europea, si pone, a tal fine, degli obiettivi ambiziosi, quali la riduzione delle emissioni di gas serra dell'80-95% al 2050, rispetto ai livelli del 1990, coerentemente con la tabella di marcia rappresentata dalla "EU Energy Roadmap 2050" (2011) [1]. A livello internazionale, invece, essa ha ratificato l'accordo di Parigi del 2015 [2], impegnandosi a limitare il riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C, rispetto al periodo preindustriale. L'intenzione, inoltre, è quella di abbassare tale soglia a 1,5 °C.

Dal punto di vista della generazione di energia elettrica, ciò ha come conseguenza un aumento della quota di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel mix produttivo italiano. Secondo ARERA, nel 2018 si attesta ad essi una produzione lorda di circa 114 TWh, pari al 39% del totale, a fronte del 18% nel 2004. L'aspetto da sottolineare, però, è l'aumento dell'incidenza delle fonti aleatorie, in particolare solare ed eolico, tanto che, esse rappresentano circa la metà (14% del totale nazionale) della quota relativa al 2018, mentre nel 2004 contribuivano per circa il 5% (meno dell'1% del totale nazionale) [3].

L'aumento progressivo di tale percentuale rende sempre più complicata la gestione della rete elettrica. Il carattere fluttuante ed intermittente di questo tipo di fonti, unito al fatto che la maggior parte dei suddetti impianti è connessa a formare una generazione distribuita, richiede una maggior flessibilità al sistema. Flessibilità atta a bilanciare nel tempo e nello spazio produzione e domanda. È grazie a queste premesse che l'attenzione, in questi ultimi anni, si è spostata sui sistemi di accumulo diretti ed indiretti dell'elettricità.

Per quanto riguarda l'accumulo a breve termine, pensando a batterie, supercondensatori e volani, la strada è ormai spianata. Ciò non può essere altresì detto per quello a lungo termine, infatti non esiste una vera e propria alternativa al pompaggio idroelettrico. Nasce quindi l'idea di un sistema di accumulo a carattere anche stagionale, che permetta un accoppiamento intersettoriale tra il sistema elettrico e quello del gas, a cui in cascata fanno capo l'industria, il riscaldamento e i trasporti [4]. Ciò è possibile attraverso la tecnologia nota come *Power-to-Gas* (PtG), che consente di convertire l'energia elettrica in gas, come ad esempio idrogeno o gas naturale sintetico (SNG, Synthetic Natural Gas).

L'apertura sperimentale del Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) da parte dell'Autorità, ai soggetti precedentemente esclusi, ne ha reso l'operatività sul mercato elettrico non più solo limitata al classico Mercato del Giorno Prima (MGP). Tra di essi figurano anche unità di consumo, come risulta essere visto un sistema Power-to-Gas dalla rete, le quali si sono quindi viste aprire la strada verso nuove opportunità di business.

L'obiettivo del presente lavoro di tesi è quello di valutare la fattibilità economica di questo tipo di impianti nella realtà italiana, in particolare analizzandone la partecipazione sui mercati nazionali di elettricità, idrogeno e gas naturale. Ciò è stato fatto tramite una simulazione ex post relativa all'anno 2019, con lo scopo di ricavare i guadagni annuali.

Partendo dalla simulazione relativa alla produzione di solo idrogeno, sono stati, per prima cosa, identificati i casi ideali, cioè di massimo guadagno. Successivamente sono state elaborate due diverse strategie di offerta, per operare in modo realistico e cercare di avvicinare i risultati al target fissato da questi ultimi. Tale ragionamento è stato poi, per quanto possibile, esteso anche alla produzione di SNG. Infine, è stata svolta un'analisi sensitiva, con riferimento alle principali variabili che influenzano la simulazione, per tenere conto dell'evoluzione che esse hanno avuto e che ci si aspetta avranno negli anni a venire.

I capitoli a seguire sono strutturati come segue:

Nel capitolo 1 è descritta la struttura e il regolamento del mercato elettrico italiano e dei vari mercati in cui è suddiviso, con particolare interesse al Mercato del Giorno Prima e al Mercato del Servizio di Dispacciamento. A seguito delle criticità sorte negli ultimi anni, il capitolo 2 tratta la riforma in corso di tale mercato e motiva le cause che hanno portato alla creazione del progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), con conseguente esposizione delle sue caratteristiche e dei risultati da esso ottenuti. Per completare il quadro relativo ai vari mercati oggetto della simulazione, il capitolo 3 illustra le caratteristiche del mercato italiano del gas naturale e introduce brevemente all'economia dell'idrogeno. In seguito, nel capitolo 4, è spiegato il funzionamento di un sistema power-to-gas, i componenti da cui è formato e le principali configurazioni esistenti, alla luce di confronti tecnici ed economici tra di esse. Inoltre, per concludere la trattazione dell'argomento, in esso viene affrontato anche il tema del *Sector Coupling*, cioè il modo di svolgere accumulo con un impianto power-to-gas, in relazione all'interazione con e tra i mercati e settori energetici. Infine, il capitolo 5 espone il caso di studio, con la descrizione dell'ipotetico impianto preso in esame. Sono inoltre riportati i risultati dei casi ideali, delle strategie elaborate per i casi realistici e dell'analisi sensitiva, ottenuti, prima simulando la sola produzione di idrogeno e successivamente anche la produzione di SNG, con i relativi commenti e le conclusioni tratte da essi.

1 MERCATO ELETTRICO ITALIANO

Il mercato elettrico italiano è relativamente giovane, in quanto nato a seguito del Decreto Legislativo 79/99 del 16 marzo 1999, nell'ottica della creazione di un mercato interno dell'energia, dettata dalla direttiva comunitaria 96/92/CE. Più in generale, tale azione, fu frutto di un'ampia riforma che coinvolse tutto il settore elettrico italiano e lo sottopose ad un processo di *unbundling*, cioè di separazione, in entità societarie distinte, delle attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia. Lo scopo fu quello di promuovere la concorrenza e di massimizzare la trasparenza e l'efficienza dei monopoli naturali, in accordo ai contesti di libero mercato [5].

Per parlare di mercato elettrico è necessario introdurre il concetto di Borsa Elettrica, la quale è il luogo virtuale di incontro tra domanda ed offerta, quindi sede, delle negoziazioni all'ingrosso di energia elettrica. Di conseguenza i due termini non sono altro che sinonimi, e ciò si manifesta, nella pratica, come un marketplace telematico, in cui si definiscono immissioni e prelievi fisici di energia nella e dalla rete, attraverso un meccanismo di prezzo basato sull'equilibrio tra produzione e richiesta.

I principali attori che vi partecipano (Fig. 1.1) possono essere divisi in domanda ed offerta. La prima è costituita dai produttori e dagli importatori, aventi la possibilità di operare su tutte le piattaforme di contrattazione che saranno analizzate nei paragrafi a seguire. La seconda è invece composta dai grossisti, che svolgono le contrattazioni o per conto dei clienti finali che non hanno la possibilità/competenza di operare su tale mercato o per puro trading, dagli esportatori, dai clienti finali idonei¹ e dall'Acquirente Unico². Inoltre, la domanda non partecipa al Mercato del Servizio di Dispacciamento. Terna S.p.A. è la società che gestisce la trasmissione, in alta/altissima tensione, dell'energia elettrica su lunghe distanze in Italia, oltre ad occuparsi del dispacciamento. A tal fine, essa partecipa come controparte centrale al MSD con lo scopo di approvvigionarsi le risorse necessarie. Per completare la descrizione dei ruoli riportati in figura, i distributori sono società atte, appunto, alla distribuzione di energia in media/bassa tensione su scala locale. Il ruolo chiave è affidato al Gestore dei Mercati Energetici (GME), una società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze attraverso un'ulteriore società chiamata Gestore dei Servizi Energetici (GSE), con il dovere di organizzare e gestire, non solo il mercato elettrico, ma anche quello del gas naturale e i mercati per l'ambiente³.

Con riferimento allo schema di Fig. 1.2, si può notare come il mercato elettrico sia composto da diverse piattaforme di contrattazione, ripartite in diverse sessioni temporali. Struttura, questa, pensata per permettere da un lato una programmazione a lungo termine e dall'altro la possibilità di fare aggiustamenti a breve termine, in

¹ I clienti finali idonei sono tutti quei soggetti partecipanti al mercato libero.

² L'Acquirente Unico è un soggetto a controllo pubblico incaricato di acquistare energia per conto dei consumatori che non vogliono accedere al mercato libero.

³ I mercati per l'ambiente sono un insieme di mercati che si occupano dell'attuazione delle politiche ambientali, attraverso l'emissione di certificati e titoli di efficienza.

relazione ai programmi di immissione/prelievo di energia e alla fornitura di risorse per il dispacciamento. In particolare:

- il *Mercato Elettrico a Pronti* (MPE), è un mercato con consegna a breve termine, a sua volta ripartito in:
 - *Mercato del Giorno Prima* (MGP), dove avviene la compravendita di energia con riferimento al giorno successivo;
 - *Mercato Infragiornaliero* (MI), che, come suggerisce il nome, si svolge durante il giorno in questione, permettendo la modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti nel MGP, del quale utilizza lo stesso meccanismo operativo. La differenza, però, sta nella sua ripartizione in sette sessioni, con orari di chiusura in successione;
 - *Mercato dei Prodotti Giornalieri* (MPEG), in cui si negoziano profili giornalieri di consegna di tipo *base load*⁴ o *peak load*⁴;
 - *Mercato del Servizio di Dispacciamento* (MSD), in cui Terna reperisce le risorse attraverso cui svolge il suo compito di gestione e controllo del sistema elettrico.
- il *Mercato Elettrico a Termine* (MTE), in cui i partecipanti si tutelano dalle fluttuazioni giornaliere di prezzo attraverso prodotti simili a quelli del MPEG ma con periodi di consegna più lunghi quali il mese, il trimestre e l'anno. In esso vige l'obbligo di consegna e ritiro dell'energia elettrica.
- la *Piattaforma Conti Energia a termine* (PCE) (non presente in Fig. 2.1), in cui vengono registrati i contratti di compravendita dell'energia stipulati al di fuori del mercato organizzato dal GME, detti OTC (Over The Counter)⁵. Sono contratti bilaterali in cui volumi e prezzi sono liberamente concordati tra le parti, ma che devono essere sottoposti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto.

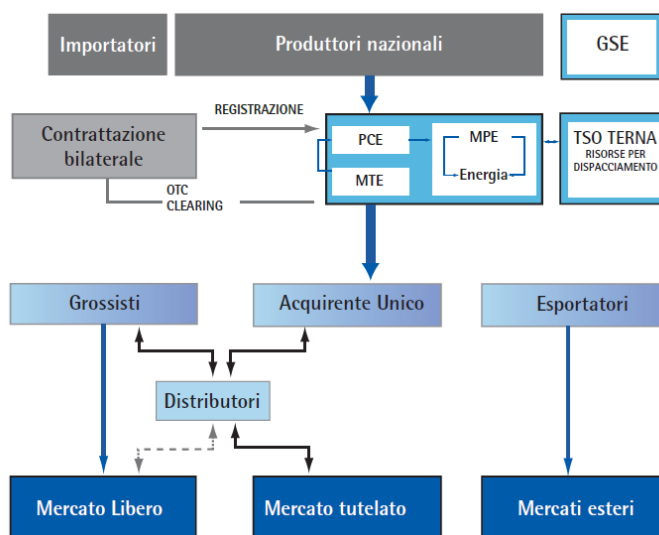


Figura 1.1 - Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia [6].

⁴ Il base load è la quota di carico costante durante tutta la giornata, viceversa il peak load è la parte di carico soggetta alle variazioni giornaliere e stagionali.

⁵ Il mercato organizzato dal GME non è a partecipazione obbligatoria.

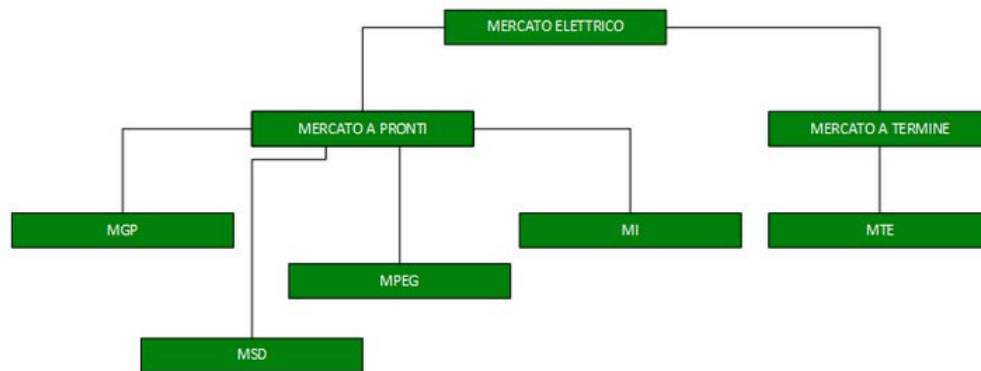


Figura 1.2 - Struttura del mercato elettrico italiano [7].

Prima di entrare nel dettaglio sul funzionamento del MGP e del MSD è necessario introdurre, brevemente, il concetto di zona di mercato.

Per ragioni di sicurezza del sistema, la rete elettrica è suddivisa in zone, geografiche o virtuali, aventi limiti fisici di scambio dell'energia con le ulteriori zone adiacenti. Una zona di mercato è quindi formata da un gruppo di esse caratterizzato dallo stesso prezzo dell'elettricità, detto prezzo zonale. Attualmente in Italia si possono riscontrare:

- sei zone geografiche:
 - Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna);
 - Centro-Nord (Toscana, Umbria, Marche);
 - Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania);
 - Sud (Molise, Basilicata, Puglia, Calabria);
 - Sicilia;
 - Sardegna;
- una zona virtuale nazionale, che rappresenta un polo di produzione limitata⁶: Rossano;
- tredici zone virtuali estere: Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Corsica AC, Grecia, Malta, Montenegro, Francia Coupling⁷, Austria Coupling, Slovenia Coupling, Svizzera Coupling [8].

1.1 MERCATO DEL GIORNO PRIMA

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è il mercato principale in cui si svolge la compravendita di energia elettrica all'ingrosso, i cui risultati, in termini di volumi e prezzi hanno un'influenza marcata sulle altre piattaforme di contrattazione. In esso

⁶ Un polo di produzione limitata è una zona costituita da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione è inferiore alla potenza installata.

⁷ Il market coupling è un meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi stati nazionali, finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione.

viene acquistata e venduta energia su base oraria, con riferimento al giorno successivo, definendo così i programmi di immissione e prelievo. Il GME opera come controparte centrale ed invia a Terna i risultati relativi al dispacciamento.

Dal punto di vista organizzativo, le contrattazioni si aprono alle ore 08.00 del nono giorno antecedente il giorno in questione e si chiudono alle ore 12.00 del giorno prima. Entro 55 minuti, attraverso un algoritmo, vengono elaborati gli esiti e comunicati alle parti interessate.

L'algoritmo si basa sul concetto di prezzo marginale, attraverso il quale le offerte di vendita, nella forma di coppie di prezzo (in €/MWh) e quantità (in MWh), vengono ordinate secondo prezzo crescente. Il prezzo di equilibrio è quindi rappresentato dal valore dell'offerta più elevata accettata dal mercato ai fini della copertura della domanda. Tutte le altre offerte accettate, seppur inferiori, sono remunerate a tale prezzo. Pertanto, il fatto di stilare un ordine di merito economico rende il MGP un'asta implicita.

Le informazioni preliminari relative al fabbisogno di energia per ciascuna ora e zona sono fornite in anticipo dal GME, assieme ai limiti di transito ammessi tra ciascuna zona confinante. Se tutti questi limiti sono rispettati, il prezzo di equilibrio è lo stesso per tutte le zone. Altrimenti, in caso di congestioni di rete, l'algoritmo, con l'intento di risolverle, separa il mercato in diverse zone di mercato, la cui definizione è stata data nel paragrafo precedente, all'interno delle quali si ripete lo stesso ragionamento basato sulla marginalità, trovando per ciascuna di esse, un prezzo zonale. Da ciò si evince che le offerte di acquisto con prezzo superiore a questo saranno accettate.

Un'eccezione, del tutto italiana, è fatta per le unità di consumo che prelevano da zone geografiche nazionali. Esse usufruiscono di un prezzo unico nazionale (PUN), calcolato come la media tra i prezzi zionali, ponderata per la relativa domanda di ciascuna zona. Ciò non avviene nel MI, per evitare l'arbitraggio⁸, mediante il PUN, tra i due mercati.

1.2 MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

In qualità di gestore del sistema di trasmissione, Terna deve, in ogni momento, garantire il bilanciamento tra domanda ed offerta. In particolare, prestando attenzione nel rispettare gli standard di tensione e frequenza e i vincoli di transito dell'energia, anche a fronte di rilevanti eventi imprevedibili. Necessita quindi, a tal fine, di opportune risorse, le quali possono essere o non essere scambiabili sul MSD [5]. Le prime sono remunerate secondo il regolamento di tale mercato, le seconde non vanno incontro a nessun tipo di contrattazione, poiché sono necessarie ai fini della sicurezza del sistema e/o perché la loro valorizzazione economica è difficilmente quantificabile. Perciò, queste ultime, sono rese disponibili nel momento in cui l'impianto viene connesso in rete e possono ricevere un compenso in forma amministrata o non riceverlo affatto, perché il servizio in questione risulta obbligatorio. Di seguito sono

⁸ L'arbitraggio è un'operazione che consiste nello sfruttare le differenze di prezzo tra due mercati per trarne un profitto.

descritte le risorse necessarie ai fini del dispacciamento, mentre successivamente sono riportati i requisiti tecnici richiesti per l'abilitazione alla loro fornitura.

1.2.1 Risorse per il dispacciamento

Risoluzione delle congestioni in fase di programmazione: Consiste nella disponibilità, da parte di un'unità di generazione, ad aumentare o diminuire la quantità di potenza da immettere nella rete, rispetto a quanto concordato precedentemente sul MGP e/o MI. Questo perché, i programmi di immissione e prelievo, hanno portato alla violazione dei limiti di transito intrazonali. Ciò si concretizza, per ogni singolo operatore, come l'obbligo a rendere disponibile la differenza tra la potenza concordata su questi mercati e quella massima/minima;

Riserva primaria: A seguito di uno sbilanciamento di potenza attiva sulla rete, la frequenza varia rispetto al suo valore nominale. Per porre rimedio a tale problematica, la regolazione primaria è il primo meccanismo d'intervento per fare in modo che essa rimanga entro i limiti prestabiliti. Tutte le unità di produzione abilitate, la cui definizione sarà oggetto del sottoparagrafo 1.2.2, devono fornire una riserva di potenza attiva pari almeno a $\pm 1,5\%$ della loro potenza efficiente⁹;

Riserva secondaria: La regolazione secondaria agisce successivamente a quella primaria, per riportare la frequenza al valore nominale. Sono richieste, agli impianti di produzione abilitati, due semibande simmetriche di potenza, una a salire e una a scendere;

Riserva terziaria: Si tratta della costituzione di un ulteriore margine, a salire o a scendere, di potenza, in aggiunta alla riserva secondaria. Essa è necessaria per far fronte a squilibri del sistema, nelle situazioni in cui le altre risorse di regolazione sono già state sfruttate, in modo da sostituirle e renderle di nuovo disponibili. È suddivisa in terziaria pronta e terziaria di sostituzione. La prima va a ricostituire la riserva secondaria, oltre, come suggerisce il nome, ad agire in modo rapido nel bilanciamento, ad esempio durante le ore di rampa del carico. La seconda, invece, va a ricostituire la riserva terziaria pronta e a compensare incongruenze di produzione dovute alle fonti rinnovabili non programmabili¹⁰ o a prolungati fuori servizio di gruppi di generazione;

Bilanciamento: A differenza delle precedenti risorse, in cui era richiesta una disponibilità anticipata, il bilanciamento consta di una modifica del livello di immissione in tempo reale, al fine di mantenere l'equilibrio tra generazione e carico, risolvere congestioni di rete e ripristinare i corretti margini di riserva secondaria;

Regolazione primaria e secondaria di tensione: Così come la frequenza è strettamente legata alla potenza attiva, altrettanto avviene per la tensione e la potenza reattiva. Terna, con lo scopo di limitare la variazione del livello di tensione nell'intorno del punto nominale, richiede obbligatoriamente alle unità di generazione

⁹ Per gli impianti situati in Sicilia e Sardegna tale margine sale a $\pm 10\%$.

¹⁰ Un impianto di produzione è definito programmabile quando è possibile variarne la produzione in modo controllato nel tempo.

rilevanti¹¹ e, in modo facoltativo, a quelle più piccole, di rendere disponibile un margine di potenza reattiva. Margine che risulta diverso per ognuno di loro, in base alle rispettive caratteristiche tecniche. Se la regolazione di tensione avviene su scala locale si parla di regolazione primaria, altrimenti se interessa un contesto regionale si tratta di regolazione secondaria;

Risorse necessarie in caso di eventi rari:

- *Utilizzo del telescatto*, cioè la disponibilità a staccarsi dalla rete a fronte dell'insorgere di un sovraccarico;
- *Rifiuto del carico*, ossia la possibilità per un'unità di produzione termoelettrica, di taglia superiore a 100 MW, di operare in isola, alimentando solo gli ausiliari, a seguito di un guasto esterno;
- *Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico*, in risposta ad un black-out, attraverso un avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna, garantendo la regolazione di tensione e frequenza. In alternativa attraverso la capacità di eseguire il rifiuto del carico e mantenersi in tale condizione per minimo 12 ore;
- *Interrompibilità del carico* da parte delle unità di consumo, ovvero la riduzione o l'azzeramento del loro prelievo, per ridurre l'eccessiva domanda di potenza attiva.

La Tab. 1.1 schematizza il criterio di remunerazione delle risorse appena illustrate, mentre la Fig. 1.3 fornisce un riassunto conclusivo.

Tabella 1.1 - Meccanismi di remunerazione delle risorse per il dispacciamento

Risorsa	Meccanismo di remunerazione
Risoluzione delle congestioni	MSD
Riserva primaria	Meccanismo a consuntivo, ad adesione facoltativa, calcolato sulla base dei prezzi del MGP e delle offerte accettate per la riserva secondaria sul MSD nell'ultimo anno
Riserva secondaria	MSD
Riserva terziaria	MSD
Bilanciamento	MSD
Regolazione primaria di tensione	Non soggetta a remunerazione
Regolazione secondaria di tensione	Non soggetta a remunerazione
Utilizzo del telescatto	Non soggetta a remunerazione
Rifiuto del carico	Non soggetta a remunerazione
Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico	Non soggetta a remunerazione
Interrompibilità del carico	Remunerazione in forma amministrata, attraverso un meccanismo dedicato

¹¹ Anche la definizione di unità di generazione rilevante sarà fornita nel sottoparagrafo 1.2.2.

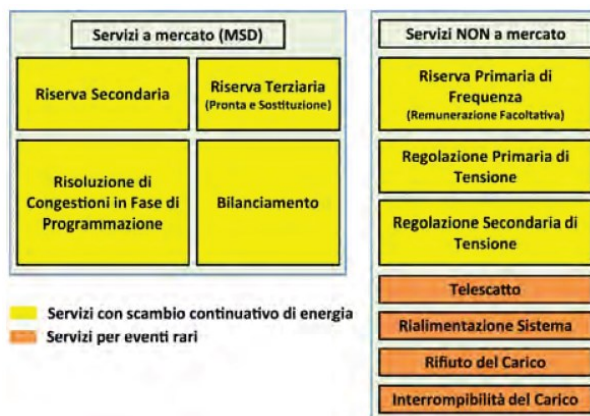


Figura 1.3 - Mappa delle risorse per il servizio di dispacciamento nell'assetto attuale [5].

1.2.2 Requisiti tecnici minimi

Con riferimento al codice di rete italiano [9], ai fini dell'abilitazione alla fornitura delle risorse per il dispacciamento è necessario che l'impianto possieda alcune caratteristiche costruttive e prestazionali. Focalizzando l'attenzione solo su quelle scambiabili sul MSD, attualmente, la condizione base richiesta è quella di essere un'unità di generazione rilevante, cioè con taglia non inferiore a 10 MVA, e programmabile. Nel caso di un'unità idroelettrica, il rapporto tra l'energia erogabile in un giorno e la sua potenza non deve essere inferiore a 4 ore. Inoltre, sono pretesi ulteriori requisiti in base al tipo di servizio:

- per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, l'impianto deve essere in grado di aumentare o diminuire la potenza di almeno 10 MW entro 15 minuti dalla richiesta;
- per la riserva secondaria, l'impianto deve essere in grado di aumentare o diminuire la potenza del maggiore tra 10 MW e il 6% della potenza massima, entro 200 secondi dalla richiesta e mantenere l'erogazione del servizio per un minimo di 120 minuti. Nel caso di un'unità idroelettrica, il margine da mettere a disposizione deve essere di almeno il 15% della potenza massima;
- per la riserva terziaria pronta, l'impianto deve essere in grado di aumentare o diminuire la potenza di almeno 10 MW entro 15 minuti dalla richiesta e comunque con un gradiente almeno pari a 50 MW/min, avviare tali variazioni entro i primi 5 minuti e mantenere l'erogazione del servizio per minimo di 120 minuti;
- per la riserva terziaria di sostituzione, l'impianto deve essere in grado di aumentare o diminuire la potenza di almeno 10 MW entro 15 minuti dalla richiesta, avviare tali variazioni entro i primi 5 minuti, completare l'operazione entro 120 minuti e mantenere l'erogazione del servizio senza limiti di tempo;
- per il bilanciamento, l'impianto deve essere in grado di aumentare o diminuire la potenza di almeno 3 MW entro 15 minuti dalla richiesta, avviare

tali variazioni entro i primi 5 minuti e mantenere l'erogazione del servizio senza limiti di tempo.

1.2.3 Presentazione delle offerte sul MSD

Il MSD è un mercato in cui la tipologia delle risorse scambiate e la posizione geografica determinano l'accettazione o meno di un'offerta anche al di là del merito economico. Su di esso Terna opera come controparte centrale e le offerte da essa accettate sono remunerate al prezzo presentato, secondo la metodologia *pay-as-bid*. È suddiviso in *MSD ex-ante* e *Mercato del Bilanciamento (MB)*.

Sul MSD ex-ante si svolgono le contrattazioni di energia per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione e la costituzione della riserva secondaria e terziaria, con riferimento alle ore del giorno successivo. Si collega quindi al MGP, nel senso che le contrattazioni iniziano subito dopo la comunicazione degli esiti di quest'ultimo, così da controbilanciarne, se necessario, gli effetti causati dai programmi di immissione e prelievo ivi decisi. Le offerte possono essere presentate dalle ore 12.55 alle ore 17.30 del giorno precedente a quello di consegna, per sei sottofasi di programmazione. Il MB, invece, si svolge in sei sessioni, in cui vengono accettate offerte di acquisto e vendita di energia relative alle ore del giorno stesso comprese in ciascuna sessione, ai fini della riserva secondaria e del bilanciamento in tempo reale. La presentazione delle offerte è possibile dalle ore 22.30 del giorno precedente fino ad un'ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione. Quindi similmente a quanto avviene nel MI, è un mercato che si svolge durante il giorno in questione.

In realtà, per ragioni di semplificazione della gestione, le offerte non vengono presentate per ciascuno dei servizi precedentemente elencati, ma solo per due macrocategorie: *Riserva Secondaria* e *Altri Servizi*. Sarà poi compito del gestore di rete utilizzare le quantità approvvigionate per risolvere le varie criticità. Per quanto riguarda la riserva secondaria, le offerte possono essere a salire o a scendere e consistono solamente in un prezzo (in €/MWh), sia su MSD ex-ante che su MB. Per altri servizi, invece, le offerte possono essere ancora a salire o a scendere ma, questa volta, consistono in almeno una e massimo tre per il MSD ex-ante, quattro per il MB, coppie di prezzo (in €/MWh) e quantità (in MWh), chiamate gradini (GR).

Infine, per gli impianti termoelettrici, è possibile formulare offerte per *Accensione e Cambio di Assetto* o per *Minimo e Spegnimento* (dette AS). In particolare, AS permette alle unità che, dopo la chiusura dei mercati dell'energia, si trovano in una posizione sotto il minimo tecnico di alzarsi almeno a tale livello o spegnersi. Le prime sono remunerate a gettone, le seconde in base alla quantità di energia accettata.

2 RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

Gli impianti a fonti rinnovabili non programmabili presentano un vantaggio enorme nei confronti di quelli a fonti convenzionali, in quanto, avendo costi marginali nulli, sono favoriti nell'ordine di merito economico del MGP. Infatti, quando la fonte primaria è disponibile, essi soddisfano, come visto nell'introduzione, una quota importante della domanda. Il problema sorto negli ultimi anni è che la continua crescita della loro potenza installata comporta una difficoltà sempre maggiore nella gestione del sistema elettrico nazionale, per via delle loro caratteristiche intrinseche, come descritto di seguito.

Ciò è confermato dall'aumento, pari a 6,1 TWh, dei volumi scambiati sul MSD nel 2016 rispetto al 2011 [5], a cui ovviamente corrisponde un onere che pesa sulla collettività. In particolare, tale aumento, con riferimento alle risorse necessarie a Terna per il dispacciamento, è giustificato come segue:

- Incremento del fabbisogno generale di riserva:
È il risultato più facilmente intuibile, in quanto, vista l'aleatorietà di tali fonti, all'aumentare della capacità installata è sempre più difficile prevedere con precisione, in tempo reale, la quota di carico non coperta da esse e quindi da bilanciare. È necessario, perciò, un incremento del fabbisogno generale di riserva per la regolazione di frequenza, sia salire che a scendere;
- Maggiore e differente utilizzo di riserva rapida (secondaria e terziaria pronta):
Questo aspetto è più legato agli impianti fotovoltaici, in quanto, necessitando di sole, la loro produzione presenta un andamento caratterizzato da due rampe, una mattutina (con pendenza positiva) e una serale (con pendenza negativa). Spesso, però, esse non coincidono con le due rampe di carico che si hanno durante la giornata. Di conseguenza è necessario un rapido bilanciamento ad opera di unità con elevate capacità di modulazione, brevissimi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio [5], come ad esempio le turbine a gas.
- Incremento delle accensioni di impianti programmabili convenzionali:
La sempre minore produzione da impianti programmabili, gli unici al momento ad avere capacità di regolazione, ha portato ad avere una scarsa disponibilità "in linea" di tale risorsa. Per sopperire a ciò, Terna è costretta a richiedere, ormai frequentemente, l'accensione di unità convenzionali altrimenti spente;

Dalle considerazioni appena discusse, si evince come il sistema stia convergendo verso una situazione in cui le risorse per il dispacciamento devono essere fornite in tempo reale, caratteristica che gli impianti tradizionali faticano sempre di più a garantire. Il rischio che si corre è che il gestore di rete si veda costretto a "tagliare" l'immissione dell'energia rinnovabile disponibile in un determinato periodo.

A ciò va aggiunto il fatto che il margine di riserva utilizzabile nelle ore di picco, in Italia, sta calando, per via del sempre maggior numero di impianti tradizionali giunti a fine vita e per questo sottoposti al processo di dismissione (in inglese

decommissioning). Inoltre, sono sorte problematiche anche di tipo infrastrutturale, come il sovraccarico di alcune direttrici della rete di trasmissione o la risalita del flusso di potenza attraverso la rete di distribuzione. Fatti, questi, attribuibili alla dislocazione geografica di tali fonti, che ha portato ad una generazione distribuita in media/bassa tensione.

Per risolvere queste criticità è stata introdotta per la prima volta, con il documento di consultazione DCO 354/2013/R/eel [10], la possibilità di aprire il MSD a nuovi partecipanti, quali: gli impianti a fonti rinnovabili non programmabili, i sistemi di accumulo e le unità di consumo. Successivamente, con il DCO 298/2016/R/eel [11], è iniziata la discussione riguardo al coinvolgimento anche di soggetti non rilevanti, sia lato offerta che lato domanda, e alle modalità con cui fare ciò, dando il via ad una riforma tutt'ora in corso. È importante sottolineare che l'appena citata riforma non interessa i servizi scambiati su tale mercato, ma solo gli attori che vi partecipano.

2.1 NUOVA FLESSIBILITÀ

Dalla situazione appena descritta, è innegabile che il sistema abbia bisogno di “servizi flessibili”. Necessita, quindi, di risorse per il dispacciamento fornite da impianti aventi, per l'appunto, un'adeguata flessibilità operativa, cioè rapidità di risposta ed elevata capacità di modulazione. È pertanto opportuno analizzare come tali servizi possano essere garantiti dai nuovi partecipanti al MSD, poiché gli impianti tradizionali risultano sempre meno adeguati e disponibili.

Per quanto riguarda la produzione, l'allargamento alle unità convenzionali non rilevanti comporta un contributo aggiuntivo a tutti i tipi di risorse per il dispacciamento già fornite dagli impianti attualmente abilitati. A conferma di ciò, secondo un censimento dell'Autorità relativo al 2015, tale manovra consente di aumentare la potenza installata, in grado di fornire flessibilità, di circa 26 GW [5]. Non può essere così, naturalmente, per le fonti rinnovabili non programmabili, in quanto, essendo dipendenti dalla disponibilità della fonte primaria, necessitano di alcuni accorgimenti. Vi è l'esigenza di un coordinamento, praticamente in tempo reale, della fornitura del servizio con le sedute infragiornaliere di contrattazione dell'energia. In più, è opportuno ricalibrare requisiti prestazionali ad hoc, per sfruttarne al massimo le potenzialità. Inoltre, avendo priorità di dispacciamento, lavorano sempre alla massima potenza, rendendo economicamente sconveniente la costituzione di una banda a salire. Questo aspetto è ulteriormente rafforzato dal fatto che spesso, tali fonti, sono sottoposte ad un regime di incentivazione sull'energia immessa sui mercati energetici, che contrasta con il fatto di riservare una quota di potenza per il MSD. Quindi, in mancanza di sistemi di accumulo, esse sono in grado di fornire solo un margine di potenza a scendere.

A proposito dei sistemi di accumulo, essi svolgono un ruolo chiave in questo nuovo contesto per il sistema. Possono, infatti, immagazzinare energia prodotta da impianti non programmabili e rilasciarla poi in momenti opportuni. Ciò permette di sfruttare al massimo tali fonti, evitando sovraccarichi nel sistema e vincoli di produzione. A tal fine, quelli di facile installazione, come le batterie, si prestano molto bene alla

2.2 Il progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

risoluzione delle congestioni, vista la possibilità di posizionarli in luoghi strategici della rete. Più in generale è notevole l'efficienza nella fornitura dei diversi tipi di riserva, sia a salire che a scendere, garantendo potenzialmente, per ogni megawatt installato, un contributo di riserva doppio. Un'altra caratteristica già nota da diverso tempo è quella legata alla possibilità di effettuare *peak shaving*, cioè di assorbire energia dalla rete nei momenti in cui la domanda è bassa e immetterla durante le ore di picco della richiesta. Dinamica che, in questo nuovo ambito, ben si coniuga con il servizio di bilanciamento, per l'abilità nel mantenere l'equilibrio tra generazione e carico. Si evita così l'intervento di impianti con costo marginale elevato.

Infine, le unità di consumo essendo tecnologie impiegate per altri scopi, diversi dalla generazione elettrica, sono in grado di fornire risorse per il dispacciamento agendo sul proprio prelievo. Possono modularlo o interromperlo del tutto, partecipando al cosiddetto "*Demand-side Response Service*" [5]. In generale, ciò può essere fatto con modalità e tempistiche differenti per ogni carico, per via delle diverse caratteristiche e dei processi a valle di ognuno di essi. Naturalmente esiste un limite di fondo imposto dalla priorità data al fine per cui esistono. Bisogna però fare attenzione alla terminologia usata nei loro confronti, perché per servizi a salire si intende un decremento dell'assorbimento di energia dalla rete, mentre a scendere viceversa. Una menzione particolare va fatta per gli impianti Power-to-Gas, ampiamente descritti nel capitolo 4, i quali sono sistemi di accumulo atipici, poiché visti dalla rete come dei carichi. Sono tra le poche tecnologie lato domanda a poter garantire anche un margine a scendere, in quanto è difficile trovare un'unità di consumo disposta a utilizzare più energia di quella per cui è progettata, senza sprecarla o senza ricadere in una forma di stoccaggio indiretto.

L'elemento che accomuna tutti i nuovi partecipanti al MSD visti finora, ad eccezione degli impianti rilevanti a fonte rinnovabile non programmabile, è la taglia ridotta, tale da non permettere loro di essere attivi su tale mercato. Nasce quindi la necessità di aggregare questi soggetti a formare un'unico grande impianto virtuale, chiamata anche *Virtual-Power-Plant* (VPP) [12], capace di fornire una prestazione di risorse significativa alla gestione del sistema. L'operatore commerciale che rende possibile fare questo è l'aggregatore [13], il quale offre sul MSD, per conto delle tante piccole unità presenti in una determinata area, i servizi di dispacciamento. Assume, a tal fine, un ruolo centrale, con la possibilità di modulare immissioni e prelievi di tutti i suoi clienti, in quanto ne conosce le caratteristiche e la disponibilità. Svolge, inoltre, una funzione di monitoraggio.

2.2 IL PROGETTO PILOTA DELLE UNITÀ VIRTUALI ABILITATE MISTE (UVAM)

Con la delibera 300/2017/R/eel [14], l'Autorità ha definito i criteri con cui i soggetti prima descritti possono partecipare, in modo facoltativo e nell'ambito di progetti pilota, al MSD, per fornire un contributo aggiuntivo di flessibilità. In particolare, è stato mantenuto il vincolo di rilevanza, perciò le unità non rilevanti, possono ricevere l'abilitazione solo su base aggregata, secondo opportuni perimetri di aggregazione. Vengono così costituite delle *Unità Virtuali Abilitate*, le quali interagiscono con

Terna attraverso il proprio aggregatore, coincidente con la figura del fornitore del servizio di dispacciamento o BSP (Balancing Service Provider). L'altro aspetto importante riguarda il fatto di poter fornire anche una sola delle risorse richieste e in una sola modalità, a salire o scendere, in linea con quanto visto nel paragrafo precedente. Inoltre, sono escluse dalla partecipazione le unità per cui non è possibile tracciare un programma orario, cioè quelle tipicamente connesse in bassa tensione con potenza non superiore a 55 kW.

Inizialmente, a seguito delle delibere 372/2017/R/eel [15] e 583/2017/R/eel [16], furono avviati progetti pilota rispettivamente per *Unità Virtuali Abilitate di Consumo* (UVAC) e *Unità Virtuali Abilitate di Produzione* (UVAP). Solo successivamente esse confluirono, con la delibera 422/2018/R/eel [17], nel progetto delle *Unità Virtuali Abilitate Miste* (UVAM).

Il passo in avanti fatto con le UVAM è che possono essere considerate tali anche unità di produzione rilevanti non già abilitate obbligatoriamente al MSD. C'è però un vincolo, in quanto, tali impianti, devono condividere il punto di connessione alla rete con unità di altro tipo o sistemi di accumulo. Con riferimento a ciò è possibile fare una distinzione tra [3]:

- UVAM-A, formate da una o più:
 - a) unità rilevanti appena citate, purché attraverso il punto di connessione alla rete sia immessa una potenza non superiore a 10 MVA;
 - b) unità di produzione non rilevanti;
 - c) unità di consumo anche in regime di servizio di interrompibilità, a patto che siano in grado di escludere i carichi che prestano tale servizio in modalità istantanea;
 - d) sistemi di accumulo;
- UVAM-B, unità di cui alla lettera "a" dell'elenco precedente, nel cui punto di connessione alla rete non sia rispettato il vincolo sulla potenza immessa.

2.2.1 Requisiti per la creazione e la qualificazione delle UVAM

Con riferimento al regolamento stilato da Terna [18], ai fini della creazione e qualificazione di una UVAM devono essere soddisfatti i seguenti requisiti:

Per quanta riguarda le unità che la compongono:

- devono essere collegate in bassa, media o alta tensione e comprese nel perimetro di aggregazione della UVAM in questione;
- le unità di consumo non devono far parte del programma di dispacciamento dell'Acquirente Unico e non devono, inoltre, essere inserite in un'Unità di Consumo per il Mercato della Capacità (UCMC)¹²;

¹² Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità, mediante contratti a lungo termine, aggiudicati attraverso delle aste.

2.2 Il progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

- i punti di dispacciamento in cui sono ricomprese le unità di produzione devono essere soggetti al meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti descritto nella delibera ARERA n. 111/06 [19];
- ogni unità deve essere dotata di una UPM (Unità Periferica di Monitoraggio), attraverso cui il BSP rileva una misura analogica associata all'immissione/prelievo nella/dalla rete;
- l'energia media richiesta dalle unità di consumo appartenenti ad una UVAM-B dev'essere almeno il 50% di quella prodotta dalle unità di produzione in essa aggregate.

Mentre nel suo complesso l'UVAM deve:

- rendere sempre disponibili a Terna un incremento e un decremento massimo di immissione, chiamati rispettivamente *Potenza Massima Abilitata* e *Potenza Minima Abilitata*, secondo le seguenti disposizioni:
 - nel caso si intenda fornire le risorse per il dispacciamento nella modalità sia a salire che a scendere, entrambi devono essere non inferiori a 1 MW;
 - nel caso si intenda fornire tali risorse solo nella modalità a salire, la potenza massima abilitata deve essere non inferiore a 1 MW, mentre la potenza minima abilitata deve essere pari a 2 kW;
 - nel caso si intenda fornire tali risorse solo nella modalità a scendere, la potenza minima abilitata deve essere non inferiore a 1 MW, mentre la potenza massima abilitata deve essere pari a -2 kW;
- rispettare i requisiti tecnici minimi, illustrati a seguire nel sottoparagrafo 2.2.2, per la fornitura di ciascuno dei servizi ivi elencati.

2.2.2 Modalità di partecipazione al MSD

Le UVAM possono essere abilitate alla fornitura di tutti i servizi di dispacciamento scambiabili sul MSD tranne la riserva secondaria, l'accensione ed il cambio di assetto, il minimo e lo spegnimento. A patto, però, che siano soddisfatti i seguenti requisiti:

- per la risoluzione delle congestioni, la riserva terziaria pronta e il bilanciamento, le variazioni a salire e/o a scendere di immissione/prelievo devono essere svolte entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento e il servizio deve essere erogato per almeno 120 minuti. Inoltre, per l'abilitazione alla modulazione a salire, la somma dei contributi di potenza in incremento, delle unità di produzione alimentate da fonti non programmabili comprese nell'UVAM, non deve essere superiore al 40% della potenza massima abilitata¹³;
- per la riserva terziaria di sostituzione, le variazioni a salire e/o a scendere di immissione/prelievo devono essere svolte entro 120 minuti dalla ricezione

¹³ Tale requisito è oggetto di valutazione nel progetto pilota. In seguito ai risultati ottenuti, Terna si riserva la possibilità di rivenderlo.

dell'ordine di dispacciamento e il servizio deve essere erogato per almeno 480 minuti.

La formulazione delle offerte, così come la loro accettazione e remunerazione è del tutto uguale a quanto visto per gli impianti convenzionali abilitati al MSD. Il quantitativo minimo per ogni offerta non può mai essere inferiore a 1 MW.

Esiste, però, un ulteriore meccanismo di remunerazione basato su un corrispettivo fisso, limitato agli anni 2019-2020, introdotto per incentivare la partecipazione al progetto. A tal fine, a seguito dell'obbligo di offrire a salire l'intera potenza massima, per minimo 2 ore consecutive tra le 14.00 e le 20.00, tutti i giorni dal lunedì al venerdì, è possibile partecipare ad una serie di aste al ribasso con un price-cap di 15.000 €/MW/anno (oppure di 30.000 €/MW/anno nel caso di offerte per 4 ore consecutive). Queste offerte, presentate in forma obbligatoria, hanno anch'esse un price-cap, pari a 400 €/MWh, a differenza di quanto normalmente avviene sul MSD. Le UVAM abilitate per questo tipo di procedura sono chiamate *UVAM contrattualizzate* e devono essere formate da almeno il 50% di capacità programmabile. La serie di aste, prima citata, è composta da un'asta per prodotti di durata annuale, tre aste per prodotti multi-mese (aprile-dicembre, luglio-dicembre, ottobre-dicembre) e dodici aste per prodotti mensili. Tali prodotti sono capacità, assegnate fino al raggiungimento di un contingente prestabilito, pari, nel 2019, a 1.000 MW, distribuiti in due zone di mercato:

- Area d'assegnazione A (Nord e Centro-Nord), con capacità pari a 800 MW;
- Area d'assegnazione B (Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna), con capacità pari a 200 MW.

Lo scopo nell'asta annuale è di allocare, alle UVAM offerenti, tutto il contingente di capacità disponibile, in base alla loro area di assegnazione. In caso contrario si persegue tale obiettivo negli altri tipi di asta.

2.2.3 Risultati ottenuti dal progetto

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dal progetto UVAM ad agosto 2019, data in cui è stato pubblicato il report del Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano [20].

Fino a quel momento, le UVAM abilitate risultavano 156, di cui 144 di tipo contrattualizzato, ripartite secondo la Fig. 2.1.

In particolare, le unità di consumo corrispondevano: per il 64% ad impianti termoelettrici, di cui la maggior parte a combustione interna, per il 29% ad impianti idroelettrici, specialmente ad acqua fluente e solo per il 7% ad impianti fotovoltaici. Questo dato è principalmente spiegato dal fatto che in Italia esiste ancora una forte incentivazione per gli impianti a fonte solare. Partecipare al MSD, quindi, implicherebbe per loro dover garantire offerte a scendere, cioè una mancata produzione che porterebbe a perdere, di fatto, il vantaggio economico derivante da tale regime di sostegno.

2.2 Il progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

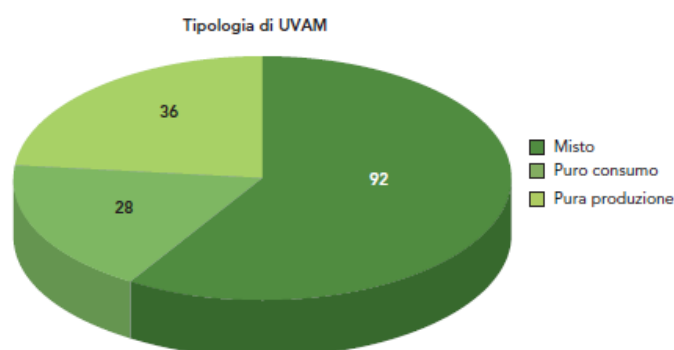


Figura 2.1 - Ripartizione delle UVAM abilitate secondo la tipologia di unità che le compongono [20].

A metà 2019 tutte le UVAM abilitate in Italia lo erano per i servizi a salire, per una nuova capacità di modulazione pari, in totale, a 1.112 MW, di cui il 66% nella zona di mercato nord. Capacità che, al di fuori di tale progetto, rimaneva inutilizzata, in quanto messa a disposizione da unità prima escluse dal mercato e quindi non aventi la possibilità di supportare il sistema. Solo 29, invece, erano abilitate per la modalità a scendere, per una capacità totale di 215 MW, di cui il 74% ancora nella zona nord. Da ciò si evince che tale zona possiede più asset già pronti per tale scopo, rispetto alle altre, ed è lecito aspettarsi che in essa i prezzi sul MSD siano più competitivi e più indicativi sulle risorse necessarie al sistema. Restando in quest'ottica, per quanto concerne la contrattualizzazione a termine e quindi il diritto a percepire il corrispettivo fisso, la potenza totale abilitata fino a quel momento, ovviamente a salire, era di 882,6 MW. Anche in questo caso è confermato il trend geografico visto fin qui. Inoltre, da ciò, si intuisce che una quota non trascurabile di UVAM è di tipo non contrattualizzato.

Per quanto riguarda le offerte presentate, la quantità di quelle a salire ha seguito un andamento crescente durante i primi otto mesi del 2019, parallelamente alla crescita delle UVAM abilitate. Il fatto interessante è che il prezzo medio al quale sono state accettate è risultato particolarmente vicino a 400 €/MWh. Ciò è probabilmente dovuto agli elevati costi legati alla modulazione delle unità sottese all'UVAM o perché gli operatori hanno cercato di evitare che le offerte venissero accettate. Questi ultimi avrebbero agito in tale modo per non ricevere ordini di dispacciamento da Terna e poter così incassare il corrispettivo fisso senza dover cambiare le condizioni operative dell'impianto. La seconda ipotesi sembra, però, essere stata parzialmente confutata nella zona nord, poiché durante l'anno tale prezzo ha cominciato a calare, fermo restando la marcata differenza tra i prezzi offerti dalle UVAM e quelli massimi in esito al MB. La quantità delle offerte a scendere, invece, è rimasta costante nell'arco dei mesi e il loro prezzo medio è risultato circa pari a 24 €/MWh [3].

Delle offerte presentate su MB, ne sono state accettate 76 a salire, corrispondenti a 556,5 MWh, secondo la distribuzione di prezzi di Fig. 2.2. Una cifra molto bassa rispetto alla capacità resa disponibile e il motivo è sicuramente da attribuire al prezzo

di offerta troppo alto. Le offerte accettate a scendere, invece, sono state solamente due, entrambe dello stesso aggregato, per 36,5 MWh.

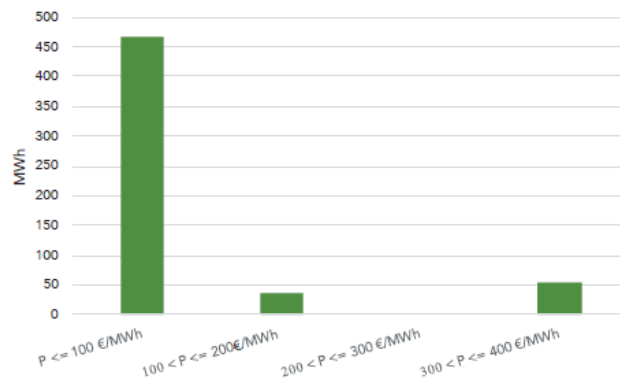


Figura 2.2 - Quantità accettate per fasce di prezzo offerto [20].

Infine, con riferimento alla Fig. 2.3, si può osservare l'esito delle aste, relative al 2019, per l'approvvigionamento a termine. In particolare, le capacità assegnate durante l'asta annuale sono state di 332,8 MW per l'area A e 17,1 MW per l'area B. Si può inoltre notare l'andamento crescente delle quantità assegnate, indice di interessamento verso tale meccanismo. In seconda battuta è evidente come, nell'area B, la quantità assegnata nelle aste infrannuali e nella maggior parte delle aste mensili sia stata superiore a quella assegnata nell'asta annuale, segno di ritardo nel focalizzare l'attenzione sul progetto. Dal punto di vista economico, il corrispettivo fisso aggiudicato nella seduta annuale e nelle prime sedute dell'anno è stato leggermente inferiore ai 30.000 €/MW/anno. Successivamente, man mano che il contingente andava a saturarsi, il corrispettivo fisso si è ridotto, con riferimento all'area A, a poco più di 28.000 €/MW/anno.

Nella Fig. 2.3, per "risoluzioni dei contratti a termine" si intende la capacità revocata da Terna, alle UVAM in questione, a seguito di mancati approvvigionamenti di risorse o della perdita di qualche requisito tra quelli descritti nel sottoparagrafo 2.2.1.

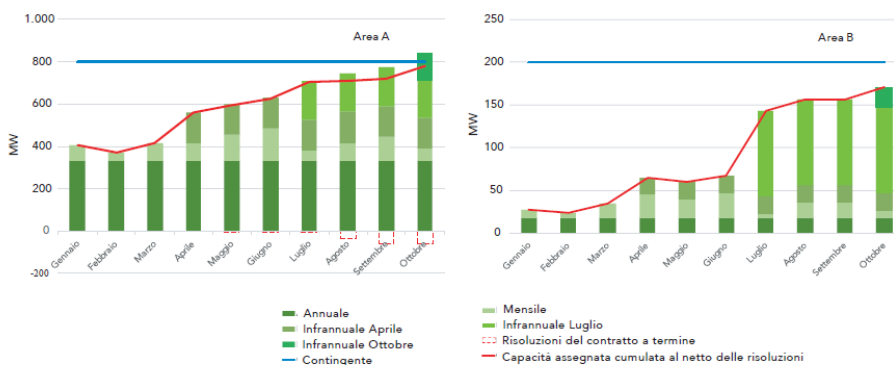


Figura 2.3 - Capacità assegnata durante le diverse aste nelle due aree [20].

3 MERCATI DEL GAS IN ITALIA

Così come è stato fatto per il mercato elettrico italiano, che rappresenta la fonte attraverso cui l'impianto power-to-gas si approvvigiona l'elettricità in input, in questo capitolo verranno illustrati i mercati con cui esso deve relazionarsi in output. Il plurale nel titolo è doveroso, poiché i gas prodotti possono essere diversi, in particolare nel seguito si farà riferimento al gas naturale e all'idrogeno.

3.1 MERCATO ITALIANO DEL GAS NATURALE

Anche il settore del gas naturale italiano è andato in contro, negli ultimi anni, ad un processo di unbundling, iniziato a seguito della direttiva europea 98/30/CE. L'iter che ha portato alla definizione della borsa del gas naturale com'è oggi, però, è stato piuttosto lungo ed è terminato, di fatto, solo nel 2010. I passi principali coincidono con la creazione delle tre piattaforme tutt'ora contemporaneamente operative in Italia: il *Punto di Scambio Virtuale* (PSV), la *P-GAS* e l'*M-GAS*, le quali saranno oggetto dei sottoparagrafi a seguire. La prima è il principale punto di incontro tra domanda ed offerta di gas naturale in Italia, sul quale i grossisti abilitati stipulano contratti bilaterali su base giornaliera. Inoltre, il PSV consente di registrare, ai fini della gestione del sistema di trasporto, le transazioni effettuate anche al di fuori di esso. La seconda è riservata allo scambio delle quote di gas dei soggetti tenuti agli obblighi del decreto legge n.7/07 e del decreto legislativo n.130/10. Tali quote sono relative al gas importato, al gas estratto dai giacimenti nazionali e al gas destinato alla nuova capacità di stoccaggio. La terza, invece, ricalca in tutto e per tutto la struttura e il funzionamento della borsa elettrica vista nel capitolo 1. Su di essa si svolge la compravendita di quantitativi di gas a pronti e a termine, oltre a quelli destinati al bilanciamento del sistema. Secondo ARERA, il 59,7% del gas oggetto di compravendita nel 2018 è stato scambiato/ceduto sul PSV, a riprova di come tale piattaforma sia la più importante per quanto riguarda il mercato italiano. La *P-GAS* e l'*M-GAS*, le quali insieme costituiscono la vera e propria borsa italiana del gas naturale gestita dal GME, contribuiscono in totale solo per l'1%. La restante quota percentuale riguarda il gas importato o quello acquistato direttamente dai grossi rivenditori al di fuori dei mercati organizzati [21]. Il comportamento degli operatori sul mercato del gas è ancora basato su un'ottica dettata dal modus operandi tipico dell'economia dei combustibili fossili, infatti a farla da padrone sono ancora i contratti bilaterali. Questo comportamento, unito al fatto che nei gasdotti viene effettuato un controllo in pressione che presenta un'inerzia molto più lenta rispetto al controllo in frequenza della rete elettrica, influenza anche il mercato a pronti del gas. Esso non presenta contrattazioni su base oraria come il suo equivalente elettrico, ma sulla base di intervalli più lunghi quali i giorni-gas¹⁴. Inoltre, sia sul *M-GAS* che

¹⁴ Il giorno-gas è il periodo di 24 ore che inizia alle 06.00 di ciascun giorno di calendario e termina alle ore 06.00 del giorno di calendario successivo. Viene usato in tutti i mercati del gas in Italia.

sulla P-GAS, è fatto largo uso della negoziazione continua. Essa consiste nell'abbinamento automatico delle offerte di acquisto e vendita, con la possibilità di inserirne di nuove, in modo continuo, durante tutta la sessione di negoziazione. Ciò non avviene nella negoziazione ad asta in quanto, come già visto nel capitolo 1, in essa le offerte, dopo essere state presentate, vengono abbinare successivamente alla chiusura della sessione, fino al soddisfacimento della domanda. Questo perché devono essere rispettati tutta una serie di vincoli di natura tecnico/economica.

3.1.1 Punto di Scambio Virtuale

Il primo mercato ad essere introdotto nel 2003 è stato il Punto di Scambio Virtuale, un hub virtuale, concettualmente localizzato tra qualsiasi punto di entrata ed uscita della Rete Nazionale dei Gasdotti (RNG). La sua gestione è stata affidata a Snam Rete Gas S.p.A., ovvero la società che si occupa del trasporto e del dispacciamento del gas naturale in Italia. Su tale piattaforma vengono registrati contratti bilaterali over-the-counter, su base giornaliera e con unità di misura l'energia (in MWh).

I soggetti che vi partecipano sono di quattro tipi e possono ricoprire sia il ruolo della domanda che dell'offerta [22]:

- *Utente SRG*, cioè un utente della RNG, titolare di un contratto di trasporto con Snam Rete Gas (SRG), ottenuto mediante la presentazione di opportuni documenti e garanzie finanziarie;
- *GME*, chiamato anche *Operatore Qualificato*, esso partecipa al fine di registrare le transazioni concluse sulla P-GAS o sul M-GAS;
- *Borsa Terza*, ovvero il gestore di un mercato estero che prevede la consegna fisica dei prodotti scambiati. Esso deve aderire al codice di rete, presentare adeguate garanzie finanziarie e registrare le negoziazioni compiute tramite il GME;
- *Trader PSV*, un qualsiasi soggetto diverso dai precedenti tre, previa adesione al codice di rete e fornitura di adeguate garanzie finanziarie.

Tale mercato ha luogo in tre sessioni. La prima e la seconda si svolgono rispettivamente il giorno-gas precedente a quello di consegna e il giorno-gas stesso, la terza invece coinvolge solo gli utenti SRG e ha per oggetto il solo gas naturale liquefatto (GNL) rigassificato.

3.1.2 P-GAS

La prima vera piattaforma della borsa italiana del gas è nata a marzo 2010, con il nome di P-GAS. Essa è organizzata e gestita dal GME, anche se quest'ultimo non partecipa come controparte centrale, ed è articolata in: *comparto import*, *comparto aliquote* e *comparto ex d.lgs. 130/10*, come illustrato in Fig. 3.1, le quali saranno descritte di seguito. Le sessioni si svolgono, per tutti e tre i comparti, dal lunedì al venerdì, dalle 09.30 alle 14.00 [23].

I soggetti che vi partecipano devono essere abilitati ad operare sul PSV, secondo quanto visto nel sottoparagrafo 3.1.1. Inoltre, per poter acquistare, un operatore deve prima presentare una richiesta di abilitazione al relativo venditore, per la presentazione di offerte sul *book*¹⁵ o sull'asta di quest'ultimo.

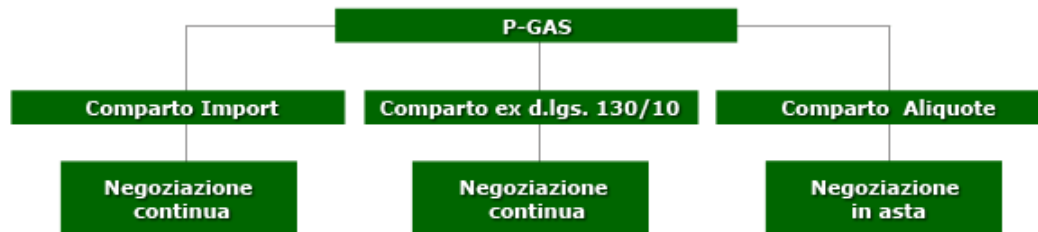


Figura 3.1 - Struttura della P-GAS [24].

Comparto import

Nel comparto import, gli importatori sono obbligati ad offrire una parte del gas da essi importato, secondo quanto stabilito dall'articolo 11 comma 2 della Legge 40/07. Tale obbligo è da rispettarsi solo se i volumi di gas in gioco sono superiori, nell'anno termico, ai 100 milioni di Sm³. In particolare, tale quota è pari al 10% [25]. Inoltre, in esso, vengono offerte anche altre quantità di gas, da soggetti diversi, non rientranti negli altri comparti.

Il lotto minimo negoziabile è pari a 3,6 GJ/giorno (1 MWh/giorno), moltiplicato per i giorni compresi nei contratti, i quali possono essere mensili o annuali. Ad esempio, un contratto mensile prevede che ogni giorno del mese sia consegnata, da parte del soggetto venditore, una quantità costante di gas pari al lotto minimo. Per il gas importato è possibile negoziare solo un contratto mensile e uno annuale per volta, mentre per le altre offerte anche sei contratti mensili. Le tempistiche entro cui è possibile negoziare ciascun tipo di contratto sono schematizzate nella Tab. 3.1.

Le contrattazioni si svolgono secondo la modalità della negoziazione continua. Le offerte di vendita e acquisto di ciascun book, riportanti il tipo di contratto e il prezzo (maggiore di zero), vengono ordinate rispettivamente in ordine crescente e decrescente di prezzo e abbinata automaticamente. Le offerte che non presentano un limite di prezzo hanno priorità massima e a parità di prezzo vale l'ordine temporale di presentazione. Ad esempio, un'offerta di acquisto con un determinato prezzo verrà abbinata, in base alla quantità di energia compresa nel contratto, con una o più offerte di vendita aventi prezzo minore o uguale. Nel caso contrario, in cui essa sia di vendita, invece, viceversa. Se non è specificato il limite di prezzo, l'abbinamento avviene con qualsiasi offerta dell'altro tipo, secondo l'ordine di priorità. Se

¹⁵ Per book di negoziazione si intende il prospetto video in cui è esposto l'insieme delle proposte di negoziazione immesse dagli operatori durante la negoziazione continua, ordinate in base al prezzo e all'orario d'immissione.

un'offerta non viene soddisfatta completamente in termini di quantità, ne verrà automaticamente ripresentata un'altra con la quota mancante, secondo lo stesso ordine di priorità e al prezzo prima accettato.

L'operatore che intende acquistare rimane anonimo, nonostante precedentemente abbia richiesto l'autorizzazione al relativo venditore.

Comparto aliquote

Nel comparto aliquote vengono offerte le aliquote, spettanti allo Stato, da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione dei giacimenti di gas naturale.

Il lotto minimo è lo stesso del comparto import. È possibile negoziare solo contratti mensili e solo uno per volta, con le tempistiche schematizzate nella Tab. 3.1, attraverso contrattazioni ad asta. Le offerte di acquisto, riportanti il tipo di contratto e il prezzo (maggiore di zero), sono ordinate in ordine decrescente di prezzo e a parità di quest'ultimo vale l'ordine temporale di presentazione. Ciò viene fatto per fare in modo che il GME possa individuare le offerte accettate e il corrispondente prezzo di valorizzazione, secondo i seguenti criteri [23]:

- a) il valore netto delle transazioni¹⁶ risultanti sia massimo, a condizione che la quantità di gas, oggetto dell'offerta di vendita accettata, sia pari alla quantità di gas oggetto delle offerte di acquisto accettate;
- b) il prezzo di valorizzazione del gas sia pari al prezzo dell'ultima offerta in acquisto accettata o parzialmente accettata;
- c) sia accettata esclusivamente l'offerta di vendita il cui prezzo non sia superiore al prezzo di valorizzazione;
- d) siano accettate esclusivamente le offerte di acquisto il cui prezzo non sia inferiore al prezzo di valorizzazione.

Il GME pubblica i risultati al termine della seduta, ovvero alle 14.00.

Comparto ex d.lgs. 130/10

Nel comparto ex d.lgs. 130/10 è possibile vendere i quantitativi di gas per i quali i soggetti investitori hanno deciso di aderire alle *misure transitorie fisiche*. Questi volumi sarebbero destinati alla nuova capacità di stoccaggio che, tali investitori, si sono impegnati a realizzare, ma che, tuttavia, non è ancora entrata in esercizio. Per cui vengono consegnati durante l'estate al GSE, il quale si avvale delle reti di distribuzione, e successivamente restituiti durante l'inverno, a patto, però, di essere venduti o sulla P-GAS o sul M-GAS [24].

Il lotto minimo negoziabile è pari a 1 MWh/giorno. Esso va moltiplicato per i giorni compresi nei contratti, i quali possono essere mensili, con riferimento ai mesi da

¹⁶ Per valore netto delle transazioni si intende la differenza tra il valore complessivo delle offerte di acquisto accettate e il valore complessivo dell'offerta di vendita accettata.

ottobre a marzo, o semestrali, cioè comprensivi di tutto il semestre ottobre-marzo. Le tempistiche entro cui è possibile negoziare ciascun tipo di contratto sono schematizzate nella Tab. 3.1. Le negoziazioni si svolgono secondo la modalità della negoziazione continua, esattamente come nel comparto import, e anche in questo caso è garantito l'anonimato degli acquirenti.

Tabella 3.1 - Finestre di negoziazione dei diversi tipi di contratto della P-GAS [23].

Tipo di contratto	Periodo di negoziazione
Mensile "import"	Dal primo giorno di mercato del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino all'ultimo giorno di mercato del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna
Annuale "import"	Dal primo giorno di mercato del mese di settembre del secondo anno termico ¹⁷ antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino all'ultimo giorno di mercato del mese di agosto dell'anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna
Mensile "import" (altre offerte)	Dal primo giorno di mercato del sesto mese antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino al penultimo giorno di mercato del mese antecedente l'inizio del periodo di consegna
Annuale "import" (altre offerte)	Dal primo giorno di mercato del mese di settembre del secondo anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino all'ultimo giorno di mercato del mese di agosto dell'anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna
Mensile "aliquote"	Dal primo giorno di mercato del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino all'ultimo giorno di mercato del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna
Mensile "ex d.lgs. 130/10"	Dal primo giorno di mercato del secondo mese antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino all'ultimo giorno di mercato del mese antecedente l'inizio del periodo di consegna
Annuale "ex d.lgs. 130/10"	Dal primo giorno di mercato del mese di marzo dell'anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna, fino all'ultimo giorno di mercato del mese di settembre dell'anno termico antecedente l'inizio del periodo di consegna

3.1.3 M-GAS

L'ultima piattaforma, nata ad ottobre 2010, che forma la borsa italiana del gas naturale insieme alla P-GAS, è l'M-GAS. La sua struttura ricalca quella della borsa elettrica, in quanto è un mercato spot, formato da un *mercato a pronti del gas* (MP-

¹⁷ L'anno termico è un periodo temporale di riferimento che inizia il 1° ottobre e finisce il 30 settembre successivo.

GAS) e un *mercato a termine del gas* (MT-GAS), su cui il GME agisce come controparte centrale. Come rappresentato in Fig. 3.2, l'MP-GAS è a sua volta suddiviso in:

- *Mercato del Giorno Prima del gas* (MGP-GAS);
- *Mercato Infragiornaliero del gas* (MI-GAS);
- *Mercato dei Prodotti Locational* (MPL);
- *Mercato organizzato per la negoziazione di Gas in Stoccaggio* (MGS).

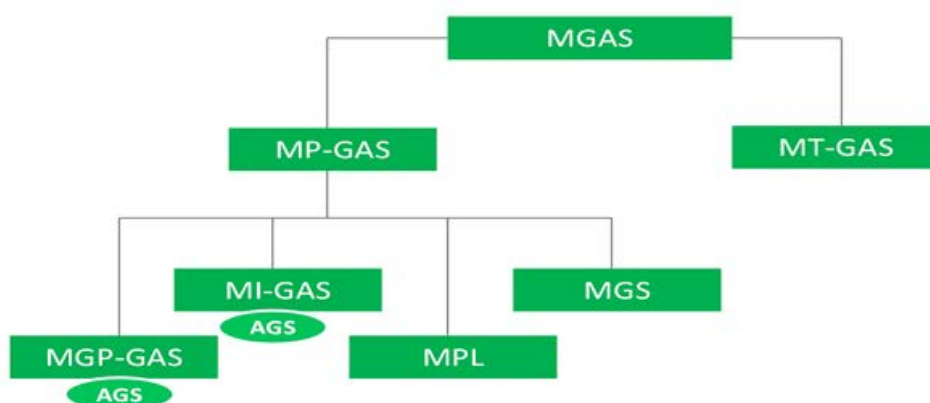


Figura 3.2 - Struttura del M-GAS [26].

Su tali mercati possono presentare offerte (coppie quantità-prezzo), per i vari tipi di contratto, gli operatori abilitati al PSV, in forma anonima, tranne per le offerte che coinvolgono Snam Rete Gas. I prezzi sono espressi in €/MWh, tutti i contratti equivalgono a 1 MW e i volumi sottostanti qualsiasi contratto sono espressi in MWh/giorno. Ciò significa che, ad esempio, un contratto giornaliero, pari ad un giorno gas, cioè 24 ore, equivale ad un volume di gas pari a 24 MWh/giorno. Questo non è valido per l'MGS, in quanto su di esso un contratto equivale a 1 MWh/giorno, quindi, ad esempio, il volume sottostante un contratto giornaliero è pari a 1 MWh/giorno.

Mercato del giorno prima del gas

Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di vendita e acquisto di contratti giornalieri relativamente a due comparti diversi.

Sul primo comparto, che può essere definito “normale”, le contrattazioni avvengono attraverso la modalità della negoziazione continua, con funzionamento identico a quello visto per la P-GAS. Le offerte sono relative ai tre giorni-gas successivi a quello in cui si svolgono le negoziazioni, quindi il giorno gas G può essere trattato nelle tre sessioni G-3, G-2 e G-1. È possibile anche, durante la negoziazione continua, fare offerte per contratti *weekend*, pari a due singoli giorni-gas consecutivi

(sabato e domenica). Gli operatori soggetti alle misure transitorie fisiche offrono su questa piattaforma le quantità di gas oggetto di tale obbligo. La sessione di negoziazione continua, per i contratti giornalieri, ha luogo ogni giorno dalle ore 06.00 alle ore 02.30 del giorno di calendario successivo, mentre per i contratti weekend, il giovedì e il venerdì, con gli stessi orari.

Il secondo comparto, quello per l'approvvigionamento di gas di sistema (AGS¹⁸), si svolge secondo la modalità di negoziazione ad asta e le offerte sono relative solamente al giorno-gas successivo a quello in cui si svolge la sessione di contrattazione. Tale sessione ha luogo ogni giorno dalle 08.00 alle 13.30 e gli esiti sono pubblicati entro le 14.00 [26]. I criteri con cui è tenuta l'asta sono del tutto simili a quelli visti per il comparto aliquote, con l'unica differenza che vi partecipa anche Snam Rete Gas e le sue offerte hanno priorità massima. Di conseguenza il GME considera, tra le offerte degli operatori, solo quelle presentate con segno opposto rispetto alle offerte di quest'ultimo. Esso determina quindi quelle accettate e il corrispondente prezzo di remunerazione in modo che [27]:

- il valore netto delle transazioni risultanti sia massimo, a condizione che la quantità di gas, oggetto delle offerte di vendita accettate, sia pari alla quantità di gas oggetto delle offerte di acquisto accettate;
- il prezzo di remunerazione delle offerte accettate sia pari a quello dell'ultima offerta accettata avente segno opposto rispetto alle offerte presentate da Snam Rete Gas.

Mercato infragiornaliero del gas

Sul MI-GAS si negoziano contratti giornalieri relativi al giorno-gas stesso in cui si svolgono le sessioni di contrattazione. Le modalità sono le stesse del MGP-GAS e anche in questo caso è possibile presentare offerte per il comparto AGS. Anche gli orari di apertura e chiusura delle sessioni sono gli stessi, solo che ovviamente fanno riferimento al giorno-gas in questione.

Mercato dei prodotti locational

Il MPL è il mercato su cui Snam Rete Gas, da prima della nascita del comparto AGS, si approvvigiona i volumi di gas necessari al bilanciamento in una determinata zona del sistema. È utilizzato, inoltre, per correggere eventuali scostamenti tra immissione e prelievo nell'intera rete. Si svolge con la stessa modalità della negoziazione ad asta vista per il comparto AGS ed esclusivamente quando richiesto. Infatti, la sessione per la presentazione delle offerte viene aperta (e chiusa) all'occorrenza da Snam Rete Gas, solo per i tipi di contratto necessari in quel momento. Vi partecipano, in maniera facoltativa, i soggetti abilitati ad operare sul M-GAS, a patto che la zona in

¹⁸ Il comparto AGS è un nuovo comparto, creato nel 2020, dove il responsabile del bilanciamento, Snam Rete Gas, reperisce le risorse necessarie al funzionamento del sistema gas.

oggetto risulti nella loro disponibilità. È Snam Rete Gas che comunica al GME quali sono tali operatori. Gli esiti sono comunicati entro trenta minuti dalla fine della seduta.

Mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio

Sul MGS si svolge la compravendita di volumi di gas in stoccaggio, secondo la modalità della negoziazione ad asta e nel rispetto dei limiti massimi giornalieri comunicati da ciascuna impresa di stoccaggio. Le offerte di acquisto/vendita sono riferite dagli operatori alle imprese di stoccaggio. Per operatori si intendono, oltre ai soggetti abilitati ad operare sul M-GAS, anche Snam Rete Gas e Stogit S.p.A. La prima ai fini del bilanciamento, mentre la seconda in quanto società del gruppo Snam che opera nel settore dello stoccaggio del gas naturale.

L'asta, pur condividendo le stesse modalità di base con le altre già viste del MP-GAS, presenta alcuni vincoli aggiuntivi di presentazione ed accettazione delle offerte [27]. In particolare, un operatore che ha già presentato, durante una seduta, delle offerte:

- di acquisto, non può presentare offerte di vendita aventi prezzo inferiore o uguale a queste ultime;
- di vendita, non può presentare offerte di acquisto aventi prezzo maggiore o uguale a queste ultime.

Ciò non è valido per Snam Rete Gas. Inoltre, le offerte presentate da quest'ultimo hanno priorità rispetto a quelle presentate da Stogit, le quali a sua volta hanno priorità su tutte le altre. Infine, ai fini dell'accettazione delle offerte e della determinazione dei rispettivi prezzi di remunerazione, il GME agisce in modo tale che:

- il valore netto delle transazioni risultanti sia massimo, a condizione che l'ammontare di gas, oggetto delle offerte di vendita accettate, sia pari all'ammontare di gas oggetto delle offerte di acquisto accettate;
- il prezzo di remunerazione sia pari al prezzo corrispondente al minimo costo del soddisfacimento di un incremento di domanda di gas;
- risultino accettate tutte le offerte di vendita il cui prezzo di offerta sia inferiore o uguale al prezzo di remunerazione;
- risultino accettate tutte le offerte di acquisto il cui prezzo di offerta sia superiore o uguale al prezzo di remunerazione.

A tal fine, alcune offerte degli operatori (ad eccezione di Stogit e di Snam Rete Gas) possono essere accettate pro-quota, ovvero per una quantità proporzionale ai volumi aventi per oggetto.

La seduta si apre alle ore 09.00 del quarto giorno-gas precedente il giorno-gas oggetto di negoziazione e si conclude alle ore 10.00 del giorno-gas successivo a quello di negoziazione. Gli esiti, distinti per ciascuna impresa di stoccaggio, vengono pubblicati entro le ore 11.15 di quest'ultimo giorno-gas [26].

Mercato a termine del gas

Sul MT-GAS si svolge, ogni giorno dalle 09.00 alle 17.00, la compravendita dei diversi contratti con obbligo di consegna del gas riportati in Tab. 3.2, secondo la modalità della negoziazione continua [26]. Tali contratti sono regolati attraverso il meccanismo della cascata. Ciò significa che, se alla fine del relativo periodo di negoziazione non sono stati acquistati o venduti, essi vengono divisi in equivalenti contratti con periodi di consegna inferiori (vedasi Tab 3.2) e riproposti sul mercato.

Tabella 3.2 - Tipi di contratto, periodi di negoziazione e meccanismo della cascata sul MT-GAS [27].

Tipo di contratto	Periodo di negoziazione	Suddivisione secondo il meccanismo della cascata
Annuale	Dal giorno di mercato successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto riferito all'anno di calendario precedente, al quarto giorno di mercato antecedente il primo giorno di calendario dell'anno di calendario oggetto del contratto	<ul style="list-style-type: none"> • 1 contratto semestrale estivo; • 1 contratto trimestrale relativo all'ultimo trimestre dello stesso anno di calendario; • 2 contratti mensili (febbraio e marzo); • 1 contratto BoM che ha per oggetto i giorni dal 2 al 31 gennaio; • contratto giornaliero, sul MGP-GAS, relativo al 1° gennaio
Semestrale invernale	Dal giorno di mercato successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto riferito al secondo semestre precedente, al quarto giorno di mercato antecedente il primo giorno di calendario del semestre oggetto del contratto	<ul style="list-style-type: none"> • 1 contratto trimestrale relativo al primo trimestre dell'anno termico successivo; • 2 contratti mensili (novembre e dicembre); • 1 contratto BoM che ha per oggetto i giorni dal 2 al 31 ottobre; • contratto giornaliero, sul MGP-GAS, relativo al 1° ottobre
Semestrale estivo	Dal giorno di mercato successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto riferito al secondo semestre precedente, al quarto giorno di mercato antecedente il primo giorno di calendario del semestre oggetto del contratto	<ul style="list-style-type: none"> • 1 contratto trimestrale relativo al terzo trimestre dello stesso anno termico; • 2 contratti mensili (maggio e giugno); • 1 contratto BoM che ha per oggetto i giorni dal 2 al 30 aprile;

		<ul style="list-style-type: none"> • contratto giornaliero, sul MGP-GAS, relativo al 1° aprile
Trimestrale	Dal giorno di mercato successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto riferito al quarto trimestre precedente, al quarto giorno di mercato antecedente il primo giorno di calendario del trimestre oggetto del contratto	<ul style="list-style-type: none"> • 2 contratti mensili relativi al secondo e terzo mese del trimestre; • 1 contratto BoM che ha per oggetto i giorni dal secondo all'ultimo del primo mese del trimestre; • contratto giornaliero, sul MGP-GAS, relativo al primo giorno del primo mese del trimestre
Mensile	Dal giorno di mercato successivo all'ultimo giorno di negoziazione del contratto riferito al terzo mese precedente, al quarto giorno di mercato antecedente il primo giorno di calendario del mese oggetto del contratto	<ul style="list-style-type: none"> • 1 contratto BoM che ha per oggetto i giorni dal secondo all'ultimo del mese stesso; • contratto giornaliero, sul MGP-GAS, relativo al primo giorno del mese stesso
BoM	In ogni sessione di negoziazione viene quotato un contratto BoM il cui periodo di consegna è costituito dai giorni-gas compresi tra il quarto giorno-gas successivo a quello in cui si svolge la sessione e l'ultimo giorno dello stesso mese. Qualora il quarto giorno-gas successivo a quello in cui si svolge il mercato coincida con il primo o con l'ultimo giorno del mese, il contratto BoM non viene quotato	<ul style="list-style-type: none"> • 1 contratto BoM che ha per oggetto i giorni dal successivo, rispetto a quello del contratto BoM soggetto alla "cascata", all'ultimo del mese stesso; • 1 contratto giornaliero, sul MGP-GAS, relativo al primo giorno appartenente al contratto BoM negoziato nel giorno stesso

3.2 L'IDROGENO E IL SUO MERCATO

L'idrogeno è un vettore energetico estremamente versatile, in quanto può essere prodotto, stoccato e usato in diversi modi e per diverse finalità. È impiegato da diversi anni nei settori della raffinazione del petrolio, nella produzione di fertilizzanti e nella siderurgia. Ultimamente risulta oggetto di particolare attenzione, poiché

designato come uno dei principali candidati per contribuire alla transizione del settore dell'energia verso orizzonti più *green*. Infatti, attraverso di esso, si può accumulare indirettamente l'elettricità e renderla disponibile per usi differiti nel tempo, favorendo quindi l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella rete. Inoltre, è a sua volta un combustibile ad impatto ambientale nullo, utilizzabile perciò, non solo per la generazione elettrica, ma anche in settori critici come quello dei trasporti o del riscaldamento.

Da quarant'anni a questa parte la domanda di idrogeno è in continua crescita, come evidenziato in Fig. 3.3, tanto che ormai la sua fornitura agli utenti industriali, in forma pura o miscelato con altri gas, è diventata un business a livello globale. Con riferimento all'appena citata figura, i primi tre colori a sinistra della legenda si riferiscono alla domanda dei settori che lo richiedono in forma pura, mentre gli altri tre ai settori che lo richiedono come miscela (DRI è un acronimo che indica la produzione di ferro e acciaio). La domanda totale è la somma delle due colonne.

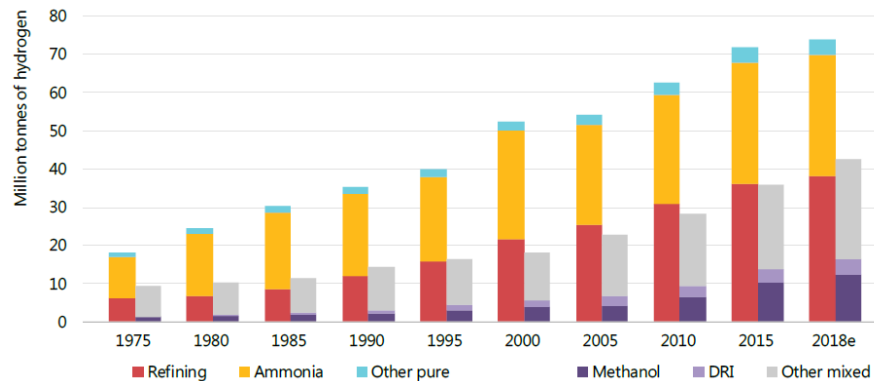


Figura 3.3 - Evoluzione della domanda globale annuale di idrogeno per i principali usi industriali [28].

La produzione di idrogeno può essere suddivisa in tre tipologie, usando la terminologia inglese, in base allo scopo di chi lo produce:

- *Merchant hydrogen*: cioè l'idrogeno prodotto dalle *facilities* in impianti di produzione dedicati e successivamente inviato ai clienti. Rappresenta il 60% dell'idrogeno prodotto nel mondo [28];
- *Captive hydrogen*: ovvero l'idrogeno prodotto appositamente in loco dagli utilizzatori per essere sfruttato nei processi in cui è richiesto;
- *By-product hydrogen*: in questo caso l'idrogeno è un sottoprodotto di un altro tipo di processo. Esso viene recuperato e usato in loco come idrogeno di tipo captive o venduto come idrogeno di tipo merchant. Soddisfa un terzo della domanda mondiale [28].

L'idrogeno di tipo merchant e quello di tipo captive sono insieme definiti *on-purpose*.

In base a questa suddivisione un sistema PtG che produce in output idrogeno andrebbe a competere con gli impianti che producono idrogeno di tipo merchant. Il

funzionamento di tale mercato è diverso rispetto a quanto visto per la borsa elettrica e più simile a quello del gas, poiché sostanzialmente si tratta di un meccanismo a contrattazione bilaterale in linea con quanto visto per i contratti over-the-counter. La differenza sta nel fatto che per l'idrogeno non esiste un'infrastruttura di distribuzione pubblica e di conseguenza non esiste neanche un mercato aperto sulla falsa riga di quello elettrico o del gas. A tal fine, quindi, è più sensato conoscere a quale prezzo i maggiori produttori producono idrogeno in base al tipo di fonte primaria, in modo da avere un *benchmark* rispetto al quale stabilire la competitività di un impianto PtG.

La principale fonte primaria da cui viene prodotto idrogeno, circa il 76% di quello on-purpose, è il gas naturale, attraverso lo *steam reforming* o l'*autothermal reforming*. Il primo è un processo endotermico in cui si usa gas naturale come fonte primaria di energia e acqua come ossidante. Esso rappresenta di fatto la tecnologia dominante a livello mondiale. Il secondo, invece, meno diffuso, usa come ossidante, oltre all'acqua, anche ossigeno e non assorbe calore dall'esterno. Purtroppo, entrambi i processi producono CO₂, per questo in diversi impianti è implementata la tecnologia CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage). Come suggerisce il nome, essa permette di catturare la CO₂ e successivamente utilizzarla, venderla o stoccarla. Di conseguenza, però, il prezzo finale dell'idrogeno aumenta, perché è necessaria maggiore energia per il processo, a parità di produzione. Effetto questo che può essere in parte mitigato vendendo, appunto, la CO₂. Tale prezzo dipende, e questo vale anche per le altre fonti, da vari fattori tecnici ed economici, ma in particolare dal costo della materia prima (in questo caso il gas) e dall'investimento sostenuto per la realizzazione dell'impianto (in inglese CAPEX). Attualmente l'idrogeno prodotto da reforming viene venduto, in media, ad un prezzo inferiore a 3 €/kg [28].

La seconda fonte per quantità prodotta, circa il 23% del totale on-purpose, è il carbone, attraverso la gassificazione ad alta temperatura o l'ossidazione parziale. È di gran lunga l'opzione più inquinante tra quelle descritte in questo paragrafo, con una produzione di CO₂ doppia rispetto al caso precedente, per cui è indispensabile l'utilizzo del CCUS. Mediamente, il prezzo dell'idrogeno prodotto è inferiore a 2 €/kg, per via del basso costo del carbone [28].

Infine, l'ultimo metodo utilizzato a livello industriale è l'elettrolisi dell'acqua, attraverso la quale, utilizzando l'energia elettrica, è possibile separare l'acqua in ossigeno e idrogeno. Quest'ultimo presenta un elevatissimo grado di purezza, per via delle caratteristiche del processo, che saranno ampiamente spiegate nel capitolo a seguire. Processo il quale, però, richiede in input l'elettricità, che se prelevata dalla rete, è molto probabile risulti più costosa del gas naturale o del carbone, a parità di energia richiesta. Per questo, attualmente, tale tecnologia è utilizzata solo per le applicazioni che richiedono idrogeno con elevati standard di purezza e possibilmente in accoppiamento con un impianto di generazione a fonte rinnovabile. I costi medi di produzione possono essere superiori a 6 €/kg_{H₂} [28].

Sulla base delle fonti primarie appena citate e di conseguenza sul livello di emissioni che il processo di produzione implica, è nata in tempi recenti una classificazione dell'idrogeno che sfrutta l'utilizzo dei colori. L'idrogeno prodotto a partire dal gas naturale è definito "*grey hydrogen*", mentre quello prodotto utilizzando il carbone viene chiamato "*black hydrogen*". Se invece la fonte primaria è comunque un

combustibile fossile ma, nel processo di produzione, è implementato un sistema CCUS, allora quello sarà definito “*blue hydrogen*”. Infine, se si sfrutta l'elettrolisi in combinazione con una fonte di energia rinnovabile, allora si parlerà di “*green hydrogen*” [28].

La Fig. 3.4 fornisce un riassunto sui vari prezzi illustrati. Come si può notare, essi sono soggetti ad una considerevole variabilità, dovuta al fatto che i diversi fattori che entrano in gioco hanno una forte dipendenza geo-economica. Il carbone non presenta la voce senza CCUS, perché come già visto, per via delle sue importanti emissioni, non esistono impianti senza la cattura della CO₂. Stesso discorso per l'elettrolisi, indicata in figura come “renewables”, poiché di fatto risulta competitiva solo tramite accoppiamento con le fonti rinnovabili.

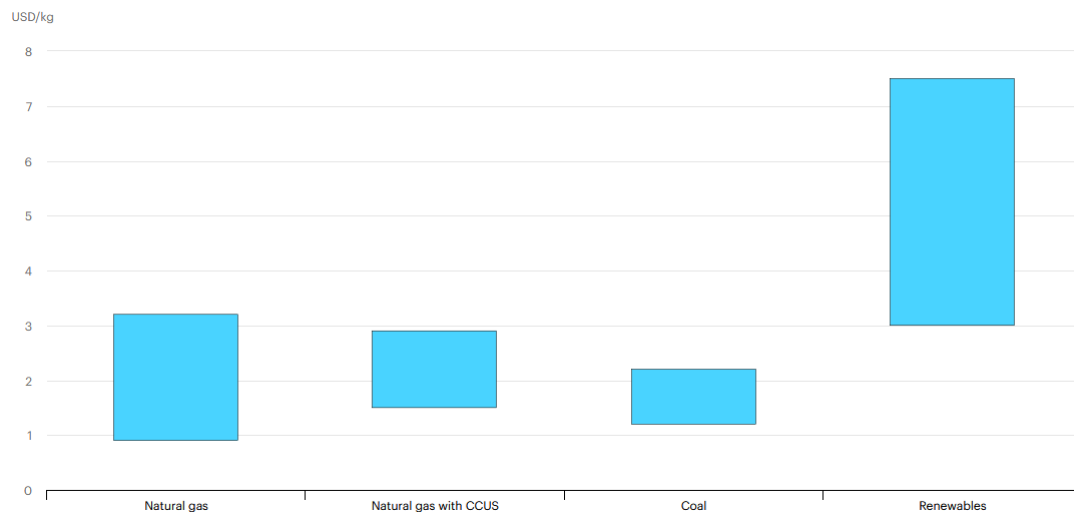


Figura 3.4 - Range medio di prezzo dell'idrogeno prodotto da diverse fonti primarie [28].

Dopo aver visto come l'idrogeno viene prodotto ed a quale prezzo, è necessario delineare il quadro di come esso viene inviato dai produttori ai consumatori. Appurato il fatto che le negoziazioni si svolgono secondo contratti bilaterali, un'altra parte fondamentale degli accordi riguarda le modalità di trasporto. Tralasciando per ovvi motivi l'idrogeno di tipo captive e ponendo l'attenzione su quello di tipo merchant, le variabili chiave sono la distanza e i volumi richiesti. Al giorno d'oggi, per distanze inferiori a 300 km e per quantità inferiori alle 500 tonnellate per giorno, si usano quasi esclusivamente serbatoi in pressione trasportati a bordo di camion [28]. Se invece distanze e quantità aumentano, può essere conveniente, in termini di costi di trasporto, ricorrere all'uso di gasdotti ad hoc. Si ricorda che tali gasdotti non sono pubblici, ma costruiti come parte integrante di accordi di fornitura pluriennale. A tal proposito, l'utilizzo di questo tipo di infrastruttura può essere giustificato anche dal fatto che l'idrogeno in questione sia ottenuto come sottoprodotto di un impianto posto nello stesso distretto industriale del consumatore. Nel mondo ci sono quasi 5.000 km di gasdotti di questo tipo, una quantità minima se confrontata con i circa tre milioni di km dedicati al trasporto del gas naturale [28]. Infine, un'ulteriore opzione

che sta prendendo sempre più piede, di pari passo con l'aumento della domanda, è quella, da parte delle facilities che producono idrogeno, di costruire impianti nel perimetro o nelle vicinanze dei consumatori. È una soluzione usata di frequente nel campo della raffinazione e da non confondere con l'idrogeno di tipo captive.

Un caso particolare è quello rappresentato dalle stazioni di rifornimento di idrogeno per i veicoli. L'idrogeno che esse vendono può essere di tipo merchant, acquistato e consegnato attraverso camion o gasdotti, oppure può essere autoprodotta. Per cui la determinazione del prezzo da esse proposto è soggetta a molte variabili e non sarà oggetto di trattazione.

4 POWER-TO-GAS

La tecnologia Power-to-Gas è relativamente giovane, in quanto nata intorno agli anni 80-90 del '900 [29]. Negli ultimi tempi, si sta sviluppando molto velocemente, tanto che, secondo ARERA, nel 2020 si contano più di 150 progetti a livello mondiale, la maggior parte in Germania, Danimarca, Stati Uniti e Canada [30]. Essa permette di trasformare l'energia elettrica in un combustibile in forma gassosa come H_2 o SNG. Vista la buona propensione dei gas ad essere stoccati e le ormai consolidate metodologie per farlo, i sistemi PtG risultano particolarmente adatti per svolgere accumulo anche a lungo termine dell'elettricità prodotta in surplus da impianti a fonte rinnovabile non programmabile. Così facendo è possibile favorire l'integrazione di tali fonti e rendere il sistema elettrico più flessibile, attraverso una gestione dei flussi di potenza. Accumulo che può rendere possibile l'interconnessione con altri sistemi energetici, quali la rete di distribuzione del gas naturale, che di fatto si presterebbe come storage, secondo il concetto del sector coupling [31]. Prima di entrare nel dettaglio su quest'ultimo argomento, che sarà illustrato nel paragrafo 4.3, è necessario analizzare i processi che caratterizzano questo tipo di impianti. Essi sono l'elettrolisi dell'acqua e la metanazione.

Con riferimento alla Fig. 4.1, si può notare come per la produzione di idrogeno sia necessario il solo processo di elettrolisi, con in input elettricità ed acqua. Mentre per la produzione di SNG è necessario aggiungere un ulteriore step costituito dalla metanazione, la quale ha come input l'idrogeno prodotto dall'elettrolisi e la CO_2 , senza ulteriore energia primaria. Nel secondo caso è necessario interporre tra i due processi un accumulo di idrogeno, per via delle loro diversità di load range e inerzia [31]. Accumulo che, al giorno d'oggi, può essere svolto in diversi modi: in forma di gas compresso, in forma di liquido criogenico, utilizzando idruri metallici o anche in spazi sotterranei già sfruttati da attività estrattive. L'unica tecnica che però viene implementata, per ragioni di costo e dimensione, nei sistemi power-to-gas è lo stoccaggio in forma di gas compresso [32]. Inoltre, sempre con riferimento alla figura seguente, è possibile osservare come siano presenti in output, oltre ai gas, anche dei sottoprodotti. In particolare, l'elettrolisi produce ossigeno, mentre la metanazione è esotermica e perciò rilascia calore. Entrambi possono rappresentare delle ulteriori fonti di guadagno.

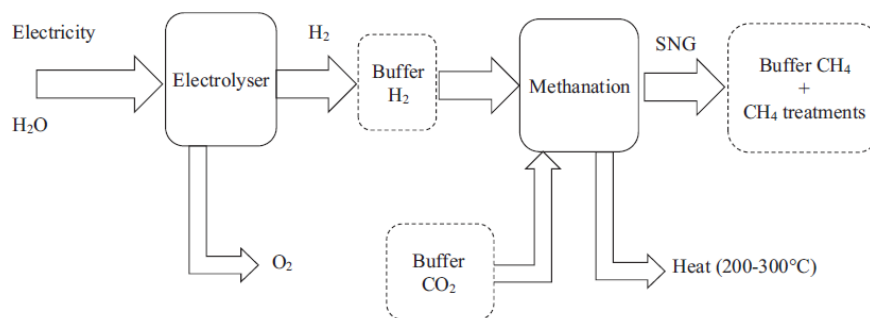
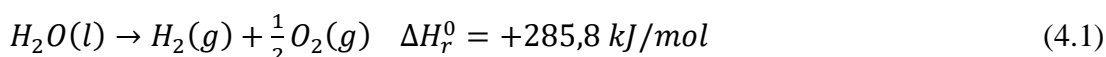


Figura 4.1 - Schema tipico di un impianto power-to-gas [31].

4.1 ELETTROLISI DELL'ACQUA

L'elettrolisi dell'acqua è una reazione elettrochimica fortemente energivora, attraverso la quale, grazie all'elettricità (e al calore), è possibile scomporre l'acqua in ossigeno e idrogeno allo stato gassoso. Il tutto può essere espresso tramite la seguente formula chimica, dove "l" indica che l'elemento si trova in fase liquida, mentre "g" in fase gassosa:

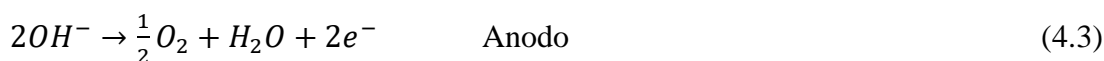


L'unità fondamentale in cui è fatta avvenire la reazione è detta *cella elettrolitica*. Al suo interno sono presenti due elettrodi: il catodo e l'anodo, collegati alla corrente elettrica e posti a contatto con un elettrolita. Quest'ultimo ha lo scopo di far passare gli ioni da un elettrodo all'altro. La reazione chimica precedentemente riportata può essere divisa in due step. Al catodo, che è caricato negativamente, avviene la reazione di riduzione, mentre all'anodo, che è caricato positivamente, avviene la reazione di ossidazione. In base alla tecnologia adottata e più precisamente in base al tipo di elettrolita interposto fra i due elettrodi, cambiano i portatori di carica, che possono essere: OH^- , H_3O^+ o O^{2-} [29]. Le varie tecnologie con cui è possibile effettuare l'elettrolisi dell'acqua prendono il nome dall'elettrolita in esse utilizzato. In particolare, quelle di interesse per un impianto PtG sono tre: *elettrolisi alcalina* (AEL), *elettrolisi con membrana polimerica elettrolita* (PEM) ed *elettrolisi ad ossidi solidi* (SOEL). Tutte e tre permettono di ottenere H_2 con un grado di purezza molto elevato, tra il 99,5% e il 99,9% [33]. Di seguito verranno analizzate nel dettaglio. I dati, ove non specificato, sono presi da [33].

4.1.1 Elettrolisi alcalina - AEL

L'elettrolisi alcalina è la più matura tra quelle citate ed è già presente in commercio da circa un secolo. Sul mercato, attualmente, sono presenti stack (insiemi di celle collegate in serie) con capacità che possono arrivare a 6 MW_{el}.

Nella cella elettrolitica gli elettrodi sono immersi in un elettrolita liquido, solitamente una soluzione acquosa al 25-30% di KOH (idrossido di potassio), e separati da un diaframma. L'elettrolita viene fatto circolare, in maniera forzata o naturale, in modo da rimuovere le bolle dei gas prodotti e il calore. Le reazioni parziali agli elettrodi sono:



La temperatura operativa si attesta intorno ai 60-90 °C, mentre la pressione, costante, tra i 10 e i 30 bar. Al carico nominale, il consumo di energia specifica di un sistema AEL commerciale, comprensivo quindi di raddrizzatore e altri ausiliari, ma non considerando la compressione dell'idrogeno, è in media di 5,0–5,9 kWh_{el}/Nm³H₂, con un rendimento η (riferito a LHV) compreso tra il 51% e il 60%. Un fatto importante è che il rendimento di una cella elettrolitica tende a crescere al diminuire del carico [33].

Nelle Fig. 4.2 e 4.3 sono rappresentate rispettivamente una singola cella e lo schema di un sistema per l'elettrolisi alcalina, comprensivo di tutti gli ausiliari necessari, così come implementabile in un impianto PtG.

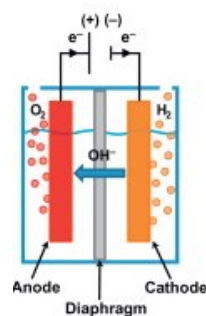


Figura 4.2 - Schema semplificato di una cella elettrolitica AEL [34].

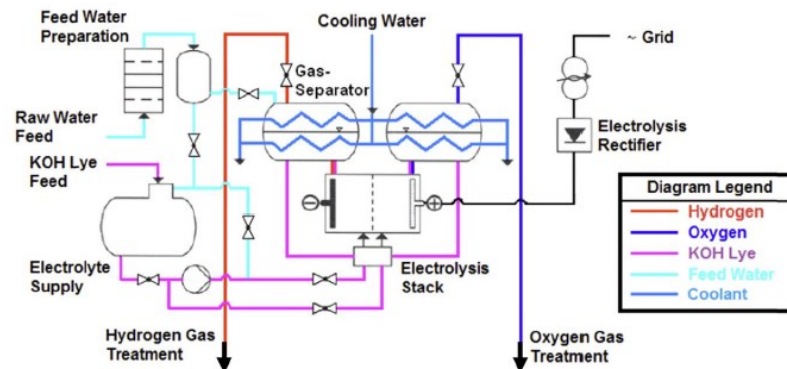


Figura 4.3 - Schema di un sistema per l'elettrolisi AEL [33].

La caratteristica importante che un elettrolizzatore deve avere per operare in un impianto PtG è la flessibilità operativa. Deve essere in grado di lavorare con un carico variabile nel tempo, senza avere ripercussioni che ne compromettano l'integrità e le performance. In generale, comunque, tali sistemi rispondono molto velocemente a questo tipo di segnali [33]. Gli unici vincoli provengono da problemi legati alla gestione del calore necessario, al voltaggio massimo del raddrizzatore e alle costanti di tempo degli ausiliari. In particolare, un elettrolizzatore AEL può operare con un carico minimo pari a circa il 20% del suo carico nominale, mentre non si ha riscontro di stack in grado di operare in condizioni di overload (carico

maggiore del nominale). Se mantenuto in temperatura e pressurizzato può passare dallo stato di stand-by al carico massimo in un tempo compreso tra 1 e 5 minuti. Nel caso in cui, però, si consideri l'avviamento dallo stato "freddo" (cold start-up), cioè quando l'elettrolizzatore deve prima essere portato alla temperatura d'esercizio, allora l'operazione di raggiungimento del carico massimo può richiedere anche due ore. Il mantenere un elettrolizzatore in stand-by comporta delle perdite che nell'economia di un impianto PtG possono pesare parecchio. Infatti, esso può restare in tale stato per diverse ore al giorno nell'attesa di condizioni favorevoli in cui operare. In generale queste perdite possono essere dovute all'applicazione di una corrente protettiva anti-degradazione degli elettrodi o ad un riscaldamento ausiliario per ridurre i tempi di reazione, e sono comuni a tutte e tre le tecnologie.

Stabilire la vita utile, in anni, di un elettrolizzatore non è facile. Il calcolo di un numero di ore operative annuali equivalenti a pieno carico dipende da troppe variabili non facilmente prevedibili. A tal fine si considera quindi una perdita di efficienza annua, che per i sistemi AEL si attesta intorno a 0,25-1,5%. Quando il rendimento scende sotto una certa soglia non è più ritenuto accettabile. Nonostante ciò, i produttori stimano una vita utile compresa tra le 55.000 e le 120.000 ore operative.

La sezione che comprende l'elettrolisi è quella che pesa di più sull'investimento di un impianto PtG. Un sistema AEL di grossa taglia, compreso di installazione, prevede, al giorno d'oggi, un CAPEX tra 800–1500 €/kW_{el} e una spesa annuale per oneri e manutenzione pari a circa il 2-3% di tale somma. Per via del già citato grado di maturità di questa tecnologia, essa è, di conseguenza, la più economica sul mercato.

4.1.2 Elettrolisi con membrana polimerica elettrolita - PEM

L'elettrolisi con membrana polimerica elettrolita o, più semplicemente, elettrolisi ad elettrolita polimerico, fu introdotta per la prima volta da General Electric negli anni 60 del '900. Sul mercato, attualmente, sono presenti stack con capacità che possono arrivare a 2 MW_{el}.

Come si evince dal nome, l'elettrolita utilizzato è una membrana polimerica ad elevata conducibilità protonica di tipo Nafion. Essa separa le due metà della cella elettrolitica, al fine di separare i gas prodotti e fornire isolamento elettrico agli elettrodi. Elettrodi che di solito sono direttamente montati a ridosso della membrana, formando il cosiddetto MEA (membrane electrode assembly). Sono, inoltre, rivestiti da un catalizzatore, che per via del regime acido creato dalla membrana, deve essere di metallo nobile dall'elevato valore economico. In particolare, iridio per l'anodo e platino per il catodo.

Le reazioni parziali agli elettrodi sono:





Al pari dell'elettrolisi AEL, anche quella di tipo PEM lavora con temperature basse, comprese tra 50-80 °C, mentre le pressioni di esercizio sono leggermente superiori, cioè tra i 20 e i 50 bar. Un aspetto da non sottovalutare di queste celle è che possono raggiungere una densità di corrente pari a 2 A/cm². Ciò le porta ad avere una produzione specifica teorica di idrogeno pari a 8,4 Nm³ per m² di cella, più del quadruplo di quella delle celle a tecnologia AEL. Al carico nominale, il consumo di energia specifica di un sistema PEM è, in media, di 5,0–6,5 kWh_{el}/Nm³H₂, con un rendimento η (riferito a LHV) compreso tra il 46% e il 60%.

Nelle Fig. 4.4 e 4.5 sono rappresentate, come fatto precedentemente, una singola cella e lo schema di un sistema per l'elettrolisi PEM.

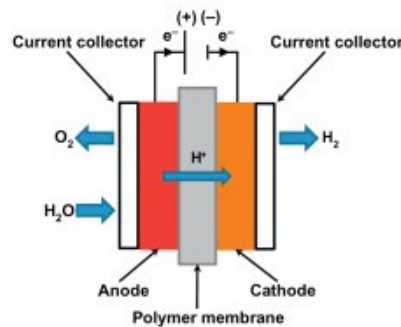


Figura 4.4 - Schema semplificato di una cella elettrolitica PEM [34].

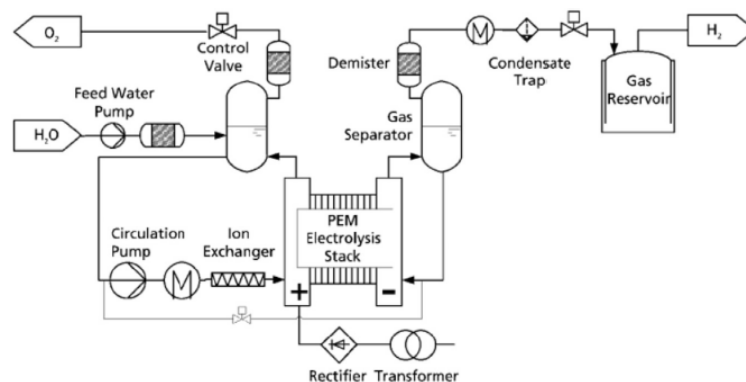


Figura 4.5 - Schema di un sistema per l'elettrolisi PEM [33].

Uno dei due grandi vantaggi degli elettrolizzatori PEM è il loro ampio load range, possono infatti lavorare senza problemi tra 0-100% del carico nominale e, secondo quanto dichiarato dai costruttori, anche abbondantemente in overload. Ad esempio, Siemens per alcuni suoi modelli garantisce la possibilità di spingersi al 160% del carico nominale. Ciò è dovuto al fatto che, a differenza degli elettrolizzatori AEL,

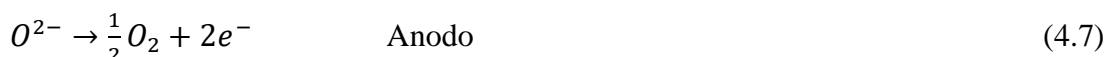
l'elettrolita (in questo caso la membrana) presenta una bassa permeabilità ai gas. Questa caratteristica non permette, ai bassi regimi di carico, la diffusione di idrogeno verso il lato dell'ossigeno, evitando quindi la formazione di una pericolosa miscela infiammabile. Il secondo vantaggio è rappresentato dalla rapidità con cui il carico può essere variato. Se il sistema è mantenuto in temperatura e pressurizzato, il passaggio dallo stato di stand-by al carico massimo è dell'ordine dei secondi. Nel caso di cold start-up, invece, il tempo di raggiungimento del carico massimo è di 5-10 minuti.

Il degrado dell'efficienza di un sistema PEM si attesta tra 0,5-2,5% annuo, a fronte di una vita utile stimata di 60.000-100.000 ore operative. Il CAPEX, compreso di installazione, è attualmente di circa 1400–2100 €/kW_{el} e rappresenta lo svantaggio principale, se paragonato a quello di un sistema AEL. I costi annuali di O&M risultano il 3-5% di tale cifra.

4.1.3 Elettrolisi ad ossidi solidi - SOEL

L'elettrolisi ad ossidi solidi ha cominciato ad essere oggetto di ricerca negli anni 70 del '900 e lo è tutt'ora. Infatti, ad oggi, tale tecnologia si trova ad uno stadio pre-commerciale. Viene di seguito descritta perché molto promettente e rappresenta sicuramente, per il futuro, un'opzione per i sistemi power-to-gas. L'elettrolita utilizzato è un materiale ceramico composto da ossidi, che si trova in forma solida.

Le reazioni parziali agli elettrodi sono:



In Fig. 4.6 è rappresentata una singola cella per l'elettrolisi SOEL.

La peculiarità di questi sistemi è la loro temperatura di esercizio. Infatti, per assicurare una conducibilità sufficiente all'elettrolita, devono operare tra i 700 °C e i 900 °C. Ne consegue che il rendimento è più elevato rispetto alle altre due tecnologie, perché temperature così elevate favoriscono la cinetica delle reazioni chimiche e lo sfruttamento del calore. Il lato negativo, però, è rappresentato dalla rapida degradazione dei materiali. Con riferimento alla Fig. 4.7, si può notare come lo stack venga alimentato con acqua in condizioni di vapore. Quest'ultimo viene successivamente miscelato con H₂ per mantenere condizioni riducenti al catodo. Per fare ciò sono presenti due scambiatori di calore. Il primo è uno scambiatore recuperatore, in cui l'acqua scorre in controcorrente rispetto ai gas caldi prodotti in output ed evapora. L'appellativo "recuperatore" deriva dal fatto che una parte del calore posseduto dai gas prodotti viene recuperato e trasferito all'acqua. Il secondo è uno scambiatore preriscaldatore, in cui il vapore, dopo essere stato miscelato all'H₂, viene ulteriormente riscaldato da una fonte esterna di calore ad alta temperatura per

raggiungere la temperatura operativa. Anche lo scambiatore recuperatore necessita di calore addizionale dall'esterno, però a bassa temperatura. L'idrogeno viene alla fine separato facendo condensare l'acqua. Il tutto mantenendo una pressione costante, compresa tra 1 e 15 bar.

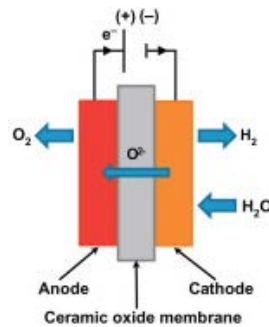


Figura 4.6 - Schema semplificato di una cella elettrolitica SOEL [34].

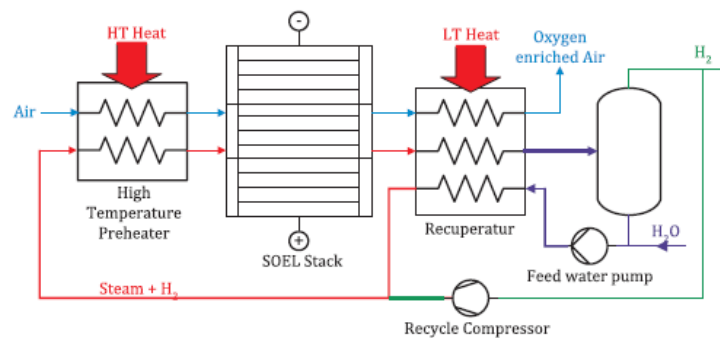


Figura 4.7 - Schema di un sistema per l'elettrolisi SOEL [33].

Discutere i parametri prestazionali di un sistema SOEL risulta difficile e non accurato come nei precedenti casi. Questo fatto è attribuibile alla mancanza di dati commerciali forniti dai costruttori e alle ovvie differenze tra i vari progetti di ricerca. Di seguito è riportato quanto reso pubblico finora.

Al carico nominale, il consumo di energia specifica si attesta mediamente nel range tra 3,7–3,9 kWh_{el}/Nm³H₂ e il rendimento η (riferito a LHV) è compreso tra il 76% e l'81%. Come si può notare risulta sensibilmente più alto rispetto altri tipi di elettrolisi, per i motivi precedentemente riportati. Un altro aspetto molto importante è che uno stack per l'elettrolisi con tecnologia SOEL può operare in maniera reversibile, ovvero utilizzando il gas, che di solito si ottiene in output, come input per produrre elettricità e calore. Questo fa sì che il load range vada da -100% a +100% del carico nominale, con tempi dell'ordine dei 15 minuti per passare dall'1% al 100%. Lo svantaggio, però, sta nel fatto che il sistema deve essere sempre mantenuto alle elevate temperature sopracitate per avere tempi di reazione competitivi con le altre tecnologie. Altrimenti, è richiesto un tempo di cold start-up di diverse ore, per non stressare troppo i materiali che lo compongono.

Il degrado dell'efficienza si attesta tra il 3% e il 50% annuo, a fronte di una vita utile stimata di 8.000-20.000 ore operative. Non essendo presente sul mercato, il CAPEX di tali sistemi si può solamente stimare. Con una buona dose di incertezza risulta attualmente essere maggiore di 2000 €/kW_{el}.

Nella Tab. 4.1 è fornito un riassunto conclusivo di tutte le principali caratteristiche delle tre tecnologie appena illustrate.

Tabella 4.1 - Principali caratteristiche dei tre tipi di elettrolisi illustrati [33].

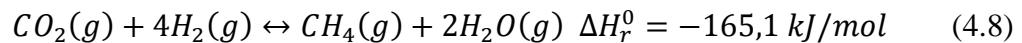
	AEL	PEMEL	SOEL
Operation parameters			
Cell temperature (°C)	60–90	50–80	700–900
Typical pressure (bar)	10–30	20–50	1–15
Current density (A/cm ²)	0.25–0.45	1.0–2.0	0.3–1.0
Flexibility			
Load flexibility (% of nominal load)	20–100	0–100	– 100/+ 100
Cold start-up time	1–2 h	5–10 min	hours
Warm start-up time	1–5 min	< 10 s	15 min
Efficiency			
Nominal stack efficiency (LHV)	63–71%	60–68%	100%
...specific energy consumption (kWh/ Nm ³)	4.2–4.8	4.4–5.0	3
Nominal system efficiency (LHV)	51–60%	46–60%	76–81%
...specific energy consumption (kWh/ Nm ³)	5.0–5.9	5.0–6.5	3.7–3.9
Available capacity			
Max. nominal power per stack (MW)	6	2	< 0.01
H ₂ production per stack (Nm ³ /h)	1400	400	< 10
Cell area (m ²)	< 3.6	< 0.13	< 0.06
Durability			
Life time (kh)	55–120	60–100	(8–20)
Efficiency degradation (%/a)	0.25–1.5	0.5–2.5	3–50
Economic parameter			
Investment costs (€/kW)	800–1500	1400–2100	(> 2000)
Maintenance costs (% of investment costs per year)	2–3	3–5	n.a.

4.2 METANAZIONE

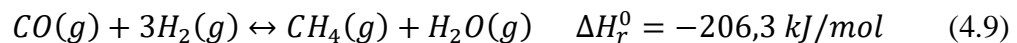
Per metanazione si intende una serie di reazioni chimiche che portano alla produzione di gas naturale sintetico (SNG), il quale deve presentare caratteristiche le più simili possibili a quelle del gas naturale presente in rete.

In un impianto power-to-gas, tale processo, ha come input l' H_2 , prodotto dall'elettrolisi dell'acqua, e la CO_2 , che deve essere fornita dall'esterno. In condizioni stechiometriche, il processo può essere descritto macroscopicamente dalle seguenti reazioni, le quali avvengono contemporaneamente. Come si può notare, viene coinvolto in maniera indiretta anche il monossido di carbonio. In particolare, la reazione (4.8) può essere vista come la combinazione delle reazioni (4.9) e (4.10).

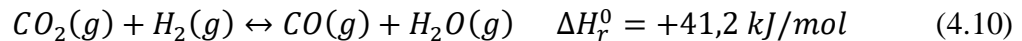
- Idrogenazione della CO_2 :



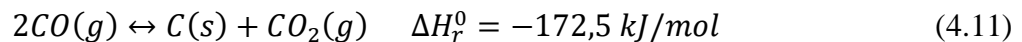
- Idrogenazione del CO:



- Reverse water gas shift:



- Reazione di Boudouard:



Le reazioni (4.8) e (4.9) sono anche dette reazioni di Sabatier, dal nome del chimico che descrisse per la prima volta il processo di metanazione nel 1902. Sono fortemente esotermiche, per cui è necessario asportare calore, poiché l'elevata temperatura limita la conversione di tali specie chimiche. Inoltre, lavorare con pressioni superiori rispetto a quella atmosferica permette di ottenere una qualità migliore del gas prodotto [29].

Le due tecnologie principali per la metanazione prendono il nome dal tipo reattore in cui vengono fatte avvenire le varie reazioni. Esse sono la metanazione catalitica e la metanazione biologica e verranno descritte nel seguito.

4.2.1 Metanazione catalitica

La metanazione catalitica è nota dai primi anni del '900 e usata principalmente in processi coal-to-gas, con lo scopo di produrre SNG utilizzando gas di sintesi ottenuto dal carbone. Con qualche accortezza è stata adattata alle condizioni operative richieste in un impianto PtG, in particolare per quanto riguarda la dinamicità,

l'intermittenza operativa e le relativamente piccole dimensioni del reattore. Il nome deriva dal fatto che, nel reattore, viene utilizzato un catalizzatore metallico per la reazione di metanazione. Il migliore dei quali è il nickel, per via della sua elevata attività catalitica, della buona selettività al CH₄ e del basso costo, a fronte però dell'elevata purezza richiesta per i gas in input.

La temperatura operativa media è compresa tra i 200 °C e i 550 °C mentre la pressione tra 1 e 100 bar [29]. Come già riportato precedentemente e come si evince dalla temperatura di esercizio, il problema principale, in un reattore per la metanazione catalitica, è quello di effettuare un controllo termico adeguato. Ciò va fatto per evitare limitazioni termodinamiche e la sinterizzazione del catalizzatore. A tale scopo sono state realizzate varie configurazioni di reattore, che differiscono l'una dall'altra per come viene integrato il catalizzatore e per l'approccio con cui viene asportato il calore. Esse sono [29]:

Reattori a letto fisso: Sono gli unici tra i seguenti ad essere presenti sul mercato e si dividono in due tipi:

- *Reattori a letto fisso adiabatico*, facenti parte di sistemi composti da diversi reattori (di solito dai 2 ai 5) disposti in serie, interposti da un intercooling e, a volte, anche da un ricircolo del gas. Per via dell'adiabaticità del reattore il catalizzatore deve sopportare temperature fino a 700 °C.
- *Reattori a letto fisso raffreddato*, in cui un unico reattore è avvolto da fasci di tubi che asportano il calore. Sono più semplici ma più costosi rispetto a quelli adiabatici.

Reattori a letto fluidizzato: In questi reattori la metanazione avviene in un letto fluidizzato di particelle di catalizzatore. Ciò comporta condizioni quasi isoterme e quindi una più efficace rimozione del calore. In tal modo viene reso più facile il controllo delle operazioni ed è possibile l'uso di un singolo reattore dal design semplificato. La fluidizzazione, però, genera uno stress meccanico per le pareti del reattore e soprattutto per il catalizzatore, causando fenomeni di logoramento, tra cui la possibile disattivazione di quest'ultimo. Un ulteriore svantaggio è il limite imposto dalla velocità del gas. Se essa è troppo bassa non sussistono le condizioni per la fluidizzazione, se, invece, è troppo alta si rischia l'elutriazione¹⁹ del catalizzatore.

Reattori trifase: Sono reattori riempiti con olio diatermico, nel quale sono sospese particelle di catalizzatore a causa del flusso di gas. Il vantaggio che si ottiene è che la presenza della fase liquida ad elevata capacità termica permette un'efficiente ed accurata gestione della temperatura. È possibile, quindi, rimuovere tutto il calore di reazione, permettendo l'operatività in condizioni quasi isoterme. Non sussistono veri e propri difetti, ma più che altro delle problematiche. Esse sono legate al controllo della resistenza al trasferimento di massa tra la fase liquida e quella gassosa e alla decomposizione ed evaporazione dell'olio.

¹⁹ L'elutriazione è il fenomeno per cui le particelle di catalizzatore sono trasportate via dalla corrente di gas.

Reattori strutturati: Sviluppati per ovviare agli svantaggi dei reattori a letto fisso, quali la temperatura elevata e le cadute di pressione. Ne sono un esempio i reattori monolitici e i microreattori strutturati. I primi permettono un'ottima conduzione del calore, grazie alla loro struttura interna in metallo. I secondi presentano un elevato rapporto superficie/volume, dato dai canali scavati nel riempimento posto al loro interno, tale da ridurre le cadute di pressione. Gli svantaggi sono legati alla difficoltà di deposizione del catalizzatore sul metallo e alla conseguente problematica legata alla sua sostituzione una volta disattivatosi.

Nella Fig. 4.8 è illustrato un esempio di sistema per la metanazione catalitica basato sulla tecnologia a letto fisso adiabatico. Come si può notare vi sono due reattori posti in serie, tra i quali è inserito un intercooling, un ricircolo del gas e anche un separatore per rimuovere l'acqua.

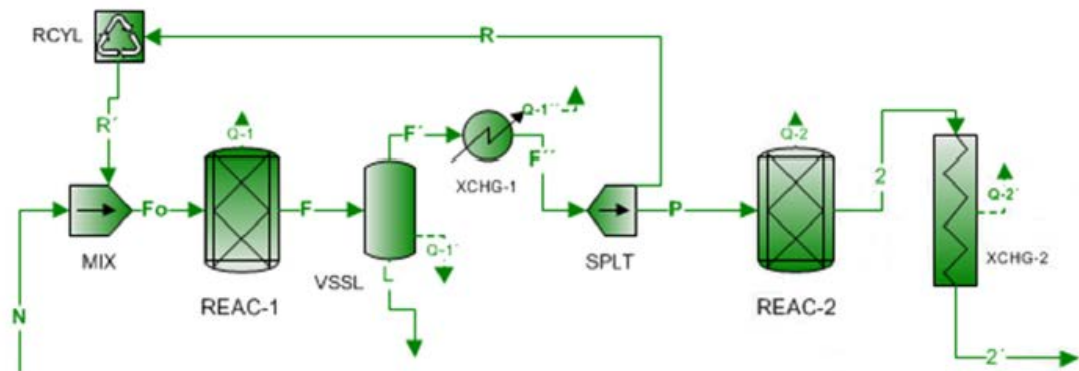


Figura 4.8 - Schema di base di un sistema per la metanazione catalitica con reattori a letto fisso adiabatico [35].

Anche la metanazione, sia catalitica che biologica, deve operare, in un sistema power-to-gas, in condizioni dinamiche. Se così non fosse sarebbe necessario installare un accumulo di idrogeno molto più capiente tra essa e l'elettrolisi. Dare dei dati precisi riguardo al load-range e alle tempistiche di variazione del carico, non è così immediato come per l'elettrolisi. Infatti, essi non dipendono dal processo in sé, ma dal sistema di controllo del processo, che è realizzato ad hoc in base alle caratteristiche e alla tipologia del reattore.

Diversi studi sono stati eseguiti per testare le performance di reattori catalitici in condizioni operative dinamiche e i risultati sono stati promettenti. Il problema anche e soprattutto in questo caso è la gestione termica del reattore. La temperatura, a fronte di un aumento di carico e cioè di portata del gas in input, può variare anche di molto. Per questo, sono necessari materiali e catalizzatori che possano resistere a forti escursioni termiche, aiutati anche da una regolazione dinamica della temperatura. I reattori a letto fisso adiabatico, gli unici per cui sono stati resi pubblici dati commerciali, sono in grado di variare, senza problemi, il proprio carico tra 40-100% [29], con un tasso di variazione di $\pm 3\%$ al minuto [32]. Per quanto riguarda invece lo spegnimento temporaneo, si può fare, a patto che prima il reattore venga "lavato" con idrogeno e mantenuto sopra i 200 °C [29]. Ciò che si ottiene non è un

vero e proprio spegnimento, ma quello che in gergo si chiama *hot stand-by* [32]. Se ciò non viene fatto si creano dei depositi di carbonio sulla superficie del catalizzatore, nocivi per la ripartenza del processo.

4.2.2 Metanazione biologica

La metanazione biologica sfrutta dei microrganismi metanogeni come biocatalizzatori. Essi si nutrono, in ambiente anaerobico, di H_2 e CO_2 e attraverso il loro metabolismo producono CH_4 . Tale reazione, nota sin dal 1906, prende il nome di *metanogenesi idrogenotropica*.

Attualmente, i reattori che sfruttano tale processo sono solo allo stato sperimentale. Diversi gruppi di ricerca sono al lavoro per implementarne l'utilizzo in sistemi power-to-gas. Tali reattori devono essere, per forza di cose, posti a valle di un impianto che produce biogas a partire dalla biomassa, da cui ricevono il carbonio necessario. Non esistono, quindi, dei concept standardizzati, tuttavia è possibile distinguere due macrocategorie. In particolare, la metanazione può essere svolta in un reattore separato dal digestore o in un reattore unico (*metanazione in situ*). Ci sono due grossi vantaggi rispetto alla metanazione catalitica. Il primo riguarda la temperatura operativa, compresa tra 20 e 70 °C [29]. Il secondo, invece, sta nel fatto che la CO_2 necessaria al processo proviene dalla fermentazione della biomassa, senza il bisogno di doverla reperire sul mercato. Inoltre, non essendo presenti catalizzatori metallici che rischiano di essere avvelenati, non sono richiesti particolari vincoli di purezza della CO_2 . Lo svantaggio principale sta nel fatto che, a parità di portata di gas, il reattore ha un volume molto maggiore. Ma non è l'unico, infatti la pressione operativa è nella maggior parte dei casi quella atmosferica, diversa da quella presente nell'accumulo di idrogeno lato input e da quella dei metanodotti o dai serbatoi di gas naturale lato output [29]. Per questo è necessario uno stadio di decompressione e uno di compressione, che ovviamente peggiorano il rendimento del sistema.

Nel processo di metanazione biologica in un reattore separato, quest'ultimo, contenente le colture di metanogeni, ha la funzione di aumentare il potere calorifico e il contenuto di CH_4 del biogas. All'occorrenza può servirsi anche di una seconda fonte (esterna) di carbonio. Essendo separato dal digestore, esso può essere progettato per ottenere le migliori condizioni possibili per la reazione. Il problema principale, che limita il range operativo, sta nel far arrivare l'idrogeno, che si trova in forma gassosa, ai microrganismi, che si trovano in un brodo di fermentazione. In Fig. 4.9 sono schematizzati i vari step che compongono un sistema progettato per questo tipo di metanazione.

Nel caso di metanazione biologica in situ, il digestore dell'impianto a biomassa diventa un vero e proprio componente del sistema power-to-gas. In esso viene iniettato l'idrogeno, permettendo un risparmio economico a livello di componentistica. Attualmente, però, questo risulta l'unico vantaggio nei confronti della soluzione con reattore separato. Infatti, essendo il digestore progettato per sottostare ad altri vincoli, esso non può essere adattato in maniera ottimale alle condizioni operative richieste dalla reazione di metanogenesi idrogenotropica.

Inoltre, la produzione di metano e quindi di SNG è limitata dal quantitativo di CO₂ prodotto dalla biomassa. Come per la configurazione precedente, la Fig. 4.10 illustra i vari step che compongono un sistema progettato per questo tipo di metanazione.

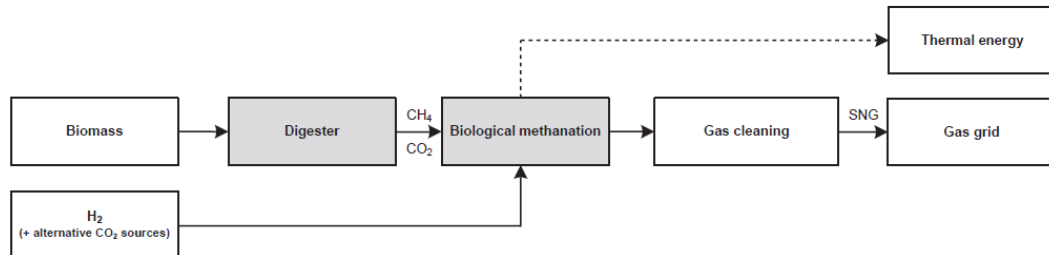


Figura 4.9 - Step che compongono un sistema per la metanazione biologica in un reattore separato [29].

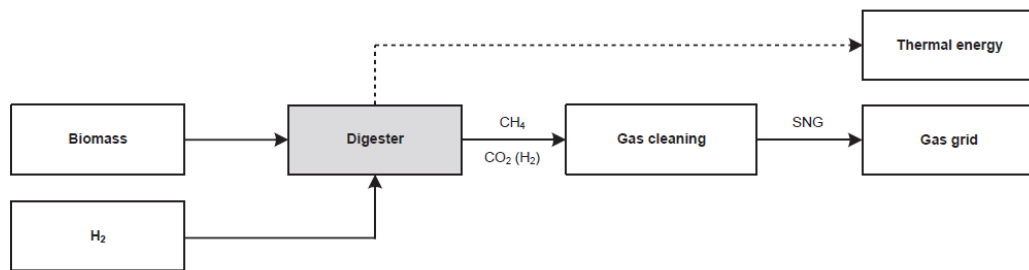


Figura 4.10 - Step che compongono un sistema per la metanazione biologica in situ [29].

Volendo dare informazioni sul comportamento in condizioni operative dinamiche della metanazione biologica, si deve far riferimento esclusivamente alla configurazione con reattore separato. Questo perché è il solo caso in cui è possibile parlare di carico proprio del processo. A tal fine, esso può variare, teoricamente, tra 0-100%, poiché non c'è un limite inferiore basato sulla biologia [29]. Nella pratica, però, questi reattori sono dotati di uno stirrer, atto a indurre una qualche sorta di moto di agitazione che migliori l'apporto di H₂ ai microrganismi. È necessario, quindi, che l'energia prodotta, in termini di SNG, sia superiore a quella utilizzata a questo scopo. In particolare, il carico non deve scendere sotto il 10% [29]. Non c'è invece nessun problema per quanto riguarda lo spegnimento.

Il rendimento del processo di metanazione, a prescindere dalla natura del catalizzatore, dipende da vari fattori quali: la temperatura, la pressione operativa e i limiti imposti dalla termodinamica. Diverse loro combinazioni portano a diversi livelli di conversione dei reagenti. Si può comunque affermare che esso sia superiore al 70%, rispetto al potere calorifico inferiore, escludendo gli ausiliari [29] [32]. Il CAPEX di questa tecnologia si attesta intorno ai 400 €/kW di SNG prodotto, per sistemi con capacità di 5 MW, e può scendere sino a 130 €/kW per sistemi con capacità di 110 MW [29]. La vita utile stimata è di circa 20-30 anni [32]

4.3 SECTOR COUPLING

Un aspetto fondamentale che riguarda gli impianti power-to-gas è il concetto di sector coupling. Trattare questo argomento è doveroso, per comprendere al meglio le potenzialità e la collocazione nel quadro energetico di tale tecnologia. Pertanto, ciò aiuta a capire che l'analisi della loro fattibilità economica non si deve limitare ad una semplice questione di ricavi, ma deve tener conto anche di una serie di ripercussioni positive sull'intero ambito energetico.

Il tema del sector coupling è molto ampio e include diverse sfaccettature. Volendo però dare una definizione, si può affermare che esso consista nell'interazione tra i diversi usi finali e le fonti di energia, e di conseguenza tra i relativi settori e mercati. Tale interazione ha come scopo il miglioramento dell'efficienza e della flessibilità del sistema energetico in toto. In particolare, ponendo l'attenzione sull'integrazione della crescente quota di fonti rinnovabili non programmabili (FER), nonché sulla decarbonizzazione.

Riprendendo la definizione, secondo uno studio dell'Unione Europea esistono due tipi di sector coupling. Il primo, che in inglese viene definito *end-use sector coupling*, fa riferimento sostanzialmente all'elettrificazione dei consumi. L'unico contributo che i sistemi PtG danno in quest'ottica è quello rappresentato dall'elettrificazione indiretta ottenuta attraverso l'idrogeno da essi prodotto. Ne sono un esempio i veicoli, soprattutto pesanti, alimentati dalle celle a combustibile. Il secondo, invece, è definito *cross-vector coupling* e coinvolge l'uso integrato di diversi vettori e infrastrutture energetiche, come ad esempio l'elettricità e il gas [36]. Da questo momento in poi si farà riferimento solamente a quest'ultimo, poiché è alla base di tutte le tecnologie Power-to-X. A tale categoria appartengono tutti i sistemi che permettono di trasformare l'energia in surplus dalle FER in altri vettori energetici, quali il gas, il calore o vari combustibili liquidi.

Per rendere meglio l'idea, nella Fig. 4.11 sono illustrate tutte le connessioni possibili tra le FER, il gas naturale e i vari usi finali, con particolare attenzione ai processi di conversione e all'accoppiamento con le varie infrastrutture di trasporto. Come si può notare il ruolo di principale *coupling facility* è ricoperto dai sistemi PtG, nelle due configurazioni *power-to-hydrogen* e *power-to-SNG* e dal rispettivo processo inverso *gas-to-power*. Le linee rosse rappresentano l'elettricità, quelle blu il gas, quelle verdi il calore e quelle grigie l'idrogeno. È importante osservare come lo stesso scopo può essere raggiunto seguendo "percorsi" diversi. Ad esempio, l'energia per il riscaldamento può essere ottenuta a partire dall'elettricità prodotta dalle FER attraverso tre modalità diverse. La prima mediante sistemi power-to-gas, con la conversione in SNG, la seconda mediante conversione diretta elettricità/calore e la terza contribuendo al district heating attraverso sistemi power-to-heat.

Nel seguito verrà analizzata in dettaglio l'interazione tra gli impianti PtG, il settore elettrico e quello del gas naturale. In particolare, descrivendo le modalità con cui essa è resa possibile, e ponendo l'attenzione sulle conseguenze che ciò ha a livello dei rispettivi mercati e sistemi.

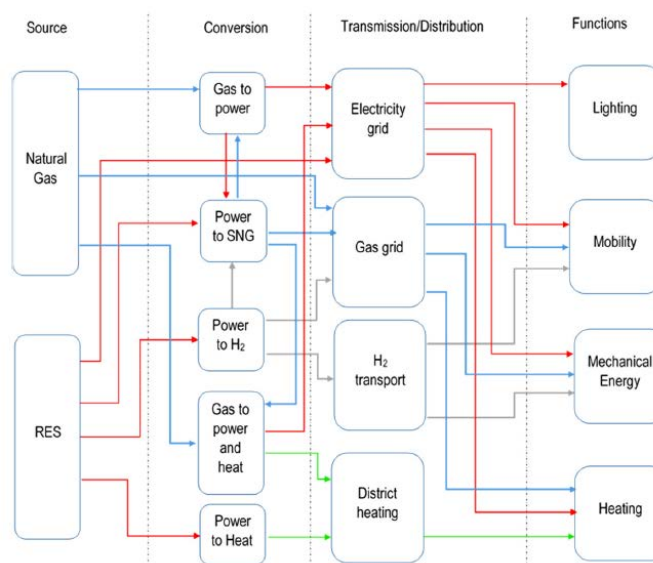


Figura 4.11 - Interconnessioni tra le FER, il settore del gas naturale e i diversi usi finali [31].

4.3.1 Settore elettrico

L'interazione con il settore elettrico è la più ovvia, perché, a discapito del tipo di gas prodotto, l'elettricità rappresenta sempre la "materia prima" richiesta in input dagli impianti PtG. In prima battuta, in quanto sistemi di accumulo, essi favoriscono l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema, attraverso la possibilità di assorbire l'energia prodotta in surplus da queste ultime, quando il prezzo dell'elettricità è molto basso. Inoltre, la loro caratteristica di funzionare in modo equivalente ad un'unità di consumo, il cui carico può essere variato in modo controllato, comporta una serie di benefit aggiuntivi per il settore in questione. Il vantaggio principale sta nel fornire la tanto richiesta flessibilità, modulando a salire/scendere il proprio prelievo, e controllando il flusso di potenza in punti critici della rete. Così facendo, l'energia che verrà "inviata" al settore gas permetterà di spostare i problemi di flessibilità e capacità ad un'altra infrastruttura di trasporto quale la RNG, come illustrato nel sottoparagrafo successivo. In tal senso, alcuni studi, tra cui [37], sottolineano come questo comportamento riduca la necessità di rinforzare le linee di trasmissione dell'elettricità, evitando in parte un onere che andrebbe a pesare sulla comunità. Inoltre, il link elettricità-gas fornisce un'opportunità di arbitraggio tra i rispettivi mercati, rendendo quindi ulteriormente appetibile la tecnologia PtG per eventuali investitori. Un'ulteriore influenza tra i mercati citati è riscontrabile nel momento in cui viene assorbita l'energia in surplus prodotta dalle FER. In tale circostanza, l'impianto PtG rappresenta l'unità marginale, ovvero, come già visto, l'unità in base a cui, secondo l'ordine di merito economico, viene stabilito il prezzo di mercato. Di conseguenza il prezzo marginale dell'elettricità è direttamente influenzato da quello di mercato del gas prodotto.

4.3.2 Settore del gas naturale

Nel paragrafo precedente si è accennato al fatto che la RNG può rappresentare il vero e proprio luogo fisico dove immagazzinare l'energia utilizzando un sistema di accumulo di tipo PtG. In essa però è possibile stoccare non solo, ovviamente, il gas naturale, ma anche l'idrogeno. Questo è un grosso vantaggio, perché così facendo la capacità di accumulo è notevolmente maggiore rispetto ai metodi standard usati per questo vettore e anche rispetto a tutti i tipi di accumulo elettrochimico. Il problema principale è che attualmente in Italia la percentuale d'idrogeno che è possibile immettere nella rete di gasdotti è limitata. A tal proposito, Snam in una sua recente sperimentazione ha testato con successo un valore pari al 5% [38]. Tale percentuale è fissata da vincoli tecnici relativi ai sistemi di misura e alle utenze alimentate dal gas ivi prelevato, come ad esempio le turbine a gas e le automobili. Il motivo per cui questo aspetto è stato affrontato qui è che l'idrogeno rappresenta una concreta opzione per la decarbonizzazione del settore gas e di conseguenza anche dei settori del riscaldamento e dell'industria.

Dal punto di vista del mercato, i sistemi PtG hanno un impatto positivo, poiché riducono il prezzo del gas attraverso la diminuzione della dipendenza dai contratti d'importazione a lungo termine. C'è però da fare una puntualizzazione. Un sistema gas caratterizzato dalla presenza di un'importante quota di tali impianti richiede un incremento dei servizi di flessibilità [39], approvvigionati secondo le modalità viste nel capitolo 3. Non è una criticità così grave da violare i limiti tecnici di trasporto, ma ovviamente ciò si ripercuote sul prezzo del gas. Tale effetto viene attenuato dal fatto che, in maniera opposta a quanto visto nel settore elettrico, i costi relativi alla flessibilità sono "restituiti" a quest'ultimo, attraverso le centrali di produzione a gas naturale. Si viene così a creare quello che in gergo è definito *feedback loop* [39].

Nel momento in cui si produce SNG, si crea una connessione tra il settore del gas e quello della CO₂. La conclusione più facile da prevedere è che il costo di quest'ultima influenzi quello del gas naturale, ma non è l'unica conseguenza. Un secondo aspetto riguarda il fatto che gli impianti PtG permettono il riciclo del carbonio nel sistema energetico e, soprattutto, riducono la necessità di stoccare la CO₂ in depositi a lungo termine. Ciò fa sì che i costi associati a questo processo diminuiscano e quindi incentivino la cattura dell'anidride carbonica.

5 CASO DI STUDIO

Per analizzare la fattibilità economica di un impianto power-to-gas nella realtà italiana è stata svolta una simulazione ex post, relativa al 2019, attraverso il software MATLAB. In particolare, è stato modellizzato un ipotetico impianto attraverso una combinazione di dati di impianti reali e dati presi dalla letteratura. Lo scopo principale di questa simulazione è stato quello di calcolare i guadagni annuali ottenuti dalla partecipazione alla borsa elettrica e ai mercati di idrogeno e gas naturale, facendo riferimento ai risultati reperibili sul sito del GME, per tutte e sei le zone di mercato italiane. Tali guadagni sono necessari per ricavare il payback period (PB) e il valore attuale netto (VAN). A tal fine è stato inoltre tenuto conto del contributo aggiuntivo dato dalla vendita dei sottoprodotti quali ossigeno e calore. Infine, è stata svolta un'analisi sensitiva per valutare l'effetto della variazione temporale dei principali prezzi coinvolti nel processo. Essi sono: il prezzo a cui viene venduto l'idrogeno prodotto, il PUN, il prezzo a cui viene venduto il SNG prodotto e il prezzo della CO₂.

Il calcolo dei guadagni annuali è stato svolto andando a simulare, per ogni configurazione, varie modalità di partecipazione al mercato elettrico, combinando offerte sul MGP e, in qualità di UVAM, sul MSD ex-ante. Relativamente a quest'ultimo mercato sono state presentate offerte solamente per Altri Servizi (i cosiddetti gradini). Sono state scelte queste piattaforme perché sono quelle in cui vengono movimentati la maggior parte dei volumi di energia e di conseguenza sono quelle più attendibili per determinare la competitività dell'impianto modellizzato. Nel prezzo di acquisto dell'elettricità non è stato tenuto conto delle tasse e degli oneri di sistema, perché non è chiaro se i sistemi PtG in Italia favoriranno di agevolazioni, come avviene in altri paesi europei. Lato output il prezzo di vendita dell'idrogeno è stato considerato fisso, così come quello dell'ossigeno e del calore. Per il SNG, invece, è stata simulata la vendita sul MGP-GAS, per via della sua caratteristica di mercato spot a carattere giornaliero coerente con il rispettivo MGP dell'elettricità. Tale caratteristica è necessaria in quanto la vendita del SNG prodotto avviene solo quando le condizioni economiche sono favorevoli. Non è possibile, quindi, la stipulazione di contratti a medio-lungo termine, ma solo la vendita a pronti.

La simulazione si suddivide in due momenti. Il primo prevede il calcolo dei guadagni annuali massimi, ottenibili attraverso i casi definiti "onniscienti". Nel secondo si passa alla simulazione realistica della partecipazione ai mercati, mediante due strategie di offerta elaborate ad hoc. In prima battuta è stato considerato il caso con la produzione di solo idrogeno (a cui nel seguito ci si riferirà come *Power-to-Hydrogen*), poiché più semplice in quanto formato da un solo processo. Successivamente è stato implementato anche il secondo step, rappresentato dalla metanazione (nel seguito chiamato *Power-to-SNG*).

Prima di entrare nel dettaglio sulla casistica delle offerte presentate e sui relativi risultati, verranno forniti tutti i dati relativi all'impianto preso in esame, al fine di comprendere meglio le scelte effettuate in ottica di mercato.

5.1 DATI DEL MODELLO

Le caratteristiche assunte per l'impianto power-to-gas modellizzato in MATLAB sono illustrate di seguito, divise nei suoi tre componenti fondamentali: elettrolisi dell'acqua, accumulo di idrogeno e metanazione.

5.1.1 Elettrolisi dell'acqua

È stata scelta un'elettrolisi di tipo PEM perché è la più adatta alle condizioni operative di un power-to-gas e perché è in grado di rispettare i vincoli, visti nel capitolo 2, imposti da Terna per la creazione di un'UVAM. Essa, infatti, come visto nel capitolo precedente, può lavorare senza problemi con un carico dinamico e di conseguenza ha un load range più ampio. Inoltre, i tempi di risposta, rispetto agli altri tipi di elettrolisi, sono molto ridotti, così come il tempo di avviamento da freddo. Per quando riguarda le dimensioni, essa presenta, a parità di potenza, la configurazione più compatta.

Per costruire il modello sono stati utilizzati i dati di un impianto realmente esistente costruito da H&R Ölwerke Schindler GmbH ad Amburgo [40] (Elettrolizzatori PEM Siemens Silyzer 200 [41] [42]). Al momento della sua inaugurazione, nel 2017, risultava il più grande impianto commerciale al mondo per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia PEM. Lo scopo di questa scelta è quello di analizzare come lavora un PtG di grossa taglia variando il proprio carico secondo le esigenze, a differenza di uno più piccolo costretto a lavorare solo in modalità on/off. I dati in questione sono riportati nella Tab 5.1. Non tutti i dati sono stati resi disponibili, perciò nella Tab. 5.2 sono riportati gli ulteriori dati necessari presi dalla letteratura.

Tabella 5.1 - Dati reali usati per l'elettrolisi dell'impianto PtG modellizzato.

Caratteristica	Valore	Note
Potenza nominale	5 MW _{el}	
Produzione idrogeno alla potenza nominale	900 Nm ³ _{H2} /h	
Rendimento alla potenza nominale	0,54	Riferito a LHV e comprensivo di tutti gli ausiliari
Consumo	5,56 kWh _{el} /Nm ³ _{H2}	Alla potenza nominale e comprensivo di tutti gli ausiliari
Pressione idrogeno in output	35 bar	
Rampa di carico	500 kW _{el} /s	Sia in salita che in discesa
Consumo acqua demineralizzata	1,5 l/ Nm ³ _{H2}	
CAPEX	10 M€	Tale dato è coerente con quanto riportato in letteratura (vedasi Cap.4)

Tabella 5.2 - Dati assunti dalla letteratura per l'elettrolisi dell'impianto PtG modellizzato.

Caratteristica	Valore	Paper di riferimento	Note
Load Range	0-160%	[33]	
Anni di vita	20	[33]	Siemens dichiara 86.500 ore operative
Degrado performance	Il rendimento cala del 0,5% all'anno	[43]	
Consumo in stand-by	1 kW	[33]	
Tempo di avviamento da freddo	5 minuti	[33]	
Rendimenti al carico parziale	Al 160% del carico: $\eta=0,48$; Al 27% del carico: $\eta=0,63$; Al 5% del carico: $\eta=0,12$	[33]	Tra questi punti l'andamento del rendimento è lineare. Tali dati servono per calcolare la quantità di idrogeno prodotto in base al carico elettrico, poiché il dato di $900 \text{ Nm}^3/\text{h}$ è riferito alla sola potenza nominale e quindi ad un rendimento di 0,54
O&M	4% di CAPEX all'anno	[33] [39]	Non comprende il costo dell'acqua demineralizzata
Tasso di sconto	7%	[39]	
Costo acqua demineralizzata	0,7 €/m ³	[39]	
Ricavo ossigeno prodotto	13 €/MWh _{el} in input	[35]	Al netto del consumo del compressore

5.1.2 Accumulo di idrogeno

L'accumulo di idrogeno è necessario nel caso della produzione di SNG, poiché, come già spiegato, la metanazione ha un load range ed un'inerzia diversa rispetto all'elettrolisi. È stato preso a modello l'accumulo in forma di gas compresso di un impianto realmente esistente (Energiepark di Mainz [44] [45]), per i motivi illustrati nel capitolo precedente. Anche in questo caso alcuni dati sono stati resi pubblici, mentre gli altri sono stati assunti (Tab. 5.3).

Tabella 5.3 - Dati reali ed assunti per l'accumulo di idrogeno dell'impianto PtG modellizzato.

Caratteristica	Valore	Paper di riferimento se il valore è stato assunto	Note
Capacità netta	1000 kg pari a 33 MWh		Tale capacità è in linea con l'ottimizzazione

			dell'accumulo di idrogeno eseguita in [32], nel caso in cui viene mantenuta costante la taglia dell'impianto di metanazione
Range di pressione	20-80 bar		Poiché l'elettrolizzatore utilizzato produce idrogeno già compresso a 35 bar non vi è la necessità di comprimerlo e questo significa meno consumo energetico dell'impianto
Anni di vita	20	[32]	
CAPEX	490000 €	[32]	490 €/kg _{H2}
O&M	1% di CAPEX all'anno	[32]	
Tasso di sconto	7%	[32]	

In accordo con [32], non ci sono vincoli al comportamento dinamico dell'accumulo, riempimento e svuotamento sono praticamente istantanei.

5.1.3 Metanazione

La scelta è ricaduta su una metanazione catalitica in un reattore a letto fisso adiabatico. Questo perché tali reattori sono gli unici in commercio. Tutti i dati sono stati assunti dalla letteratura (Tab. 5.4).

Tabella 5.4 - Dati assunti dalla letteratura per la metanazione dell'impianto PtG modellizzato.

Caratteristica	Valore	Paper di riferimento	Note
Load range	40-100%	[29]	
Rampa di carico	3% del carico al minuto	[32]	
Consumo di energia degli ausiliari	Trascurabile	[29]	
Tempo per andare in hot stand-by mode o viceversa	10 minuti	[32]	In hot stand-by mode il reattore consuma idrogeno in piccola quantità
Pressione operativa	10 bar	[35]	
Rendimento	0,83	[35]	Riferito a LHV. Si suppone che il rendimento sia costante a qualsiasi livello di carico, per via del fatto che non c'è letteratura in merito
LHV del SNG prodotto	9,056 kWh/m ³	[35]	

Anni di vita	20	[32]	
CAPEX	450 €/kW di SNG prodotto	[32]	Comprensivo di tutti gli ausiliari, in accordo con [29]
O&M	3% di CAPEX all'anno	[32]	
Tasso di sconto	7%	[39]	
Costo CO ₂ utilizzata per il processo	60 €/t	[31]	
Valorizzazione del calore prodotto	30 €/MWh _{termico}	[35]	Il calore prodotto dal PtG che deve essere asportato (la grande maggioranza proviene dalla metanazione) è circa l'11% dell'energia in input

Dai dati assunti, si può ricavare che, al 100% del carico dell'elettrolizzatore, a fronte di una produzione di idrogeno pari a 900 Nm³/h, sono necessari per la metanazione 225 Nm³/h di CO₂, in quanto, in condizioni stechiometriche, la portata volumetrica di CO₂ risulta un quarto di quella di H₂. Tale valore è stato assunto come carico nominale di questo processo. L'idea è quella di far seguire alla metanazione il carico dell'elettrolisi fino a quando l'idrogeno prodotto scende a 360 Nm³/h (40% del carico della metanazione). Per valori inferiori a questo subentrano delle logiche di mercato, nella gestione dell'accumulo e dell'hot stand-by mode, che saranno illustrate successivamente. Essendo il rendimento pari a 0,83, la produzione massima di SNG è di 247,46 m³/h. Di conseguenza il CAPEX risulta di 1.008.450 €.

Prima di proseguire, è doveroso giustificare il prezzo assunto per l'acquisto della CO₂, poiché è una variabile chiave che influenza il costo marginale di produzione del SNG. Al giorno d'oggi le fonti da cui è possibile ricavare CO₂ per poi venderla sono quattro:

- centrali a combustibili fossili, attraverso tecnologie di *Carbon Capture (CC)*. In particolare, è possibile distinguere tre approcci di cattura: post-combustione, pre-combustione e combustione *oxyfuel*. Il primo fa riferimento a tutti quei metodi che permettono di estrarre la CO₂ dai gas prodotti dalla combustione, nel secondo il combustibile viene trattato prima di essere bruciato e il terzo consiste in una combustione con ossigeno puro al posto dell'aria. Le tecnologie CC sono molto studiate, perché permettono di ridurre drasticamente le emissioni di tali impianti;
- biomassa, attraverso processi quali: fermentazione, gassificazione e combustione;
- processi industriali, in particolare l'industria dell'acciaio e del cemento, in cui la CO₂ è ottenuta come sottoprodotto;
- aria, in cui la CO₂ si trova in quantità pari a circa 400 ppm. Sono quindi necessarie tecnologie, estremamente energivore, che ne permettano la concentrazione.

Nella Tab. 5.5 sono indicati il costo della CO₂ proveniente da ognuna delle fonti appena illustrate e il consumo di energia necessario a tale scopo. Se quest'ultimo non è specificato si intende che il processo di cattura non comporta dispendio di energia

per il sistema oppure che, per via della diversità di casistiche, risulta difficile stimare un valore.

Tabella 5.5 - Costo ed energia necessaria per la cattura della CO₂ da diverse fonti [31].

Source	Cost [€/t _{CO₂}]	Energy consumption [kWh/t _{CO₂}]
CC	20–60	100–350
biomass	35–80	–
industrial processes	45–150	–
air	1000	3000–5000

Il valore assunto di 60 €/t è stato scelto perché rappresenta l'estremo superiore del range di costo relativo al CC. Ciò è stato fatto per valutare la competitività di un sistema PtG avente come input la CO₂ catturata attraverso tale tecnologia, indipendentemente dall'impianto a cui essa è applicata e dall'approccio utilizzato. Il tutto in un'ottica di riduzione delle emissioni. Inoltre, tale costo è anche un valore plausibile per le fonti biomassa e industria. L'aria, purtroppo, presenta attualmente costi a dir poco proibitivi.

5.2 POWER-TO-HYDROGEN

L'idrogeno prodotto viene venduto ad un prezzo fisso pari a 3 €/kg. Tale valore è in linea con quello degli impianti di steam reforming, i quali presentano i prezzi più bassi sul mercato [28] [43]. Le casistiche di offerta sul mercato elettrico sono di quattro tipi, sia che si tratti di power-to-hydrogen sia che si tratti di power-to-SNG, e sono:

- 5 MW sul MGP;
- 1 MW sul MGP e 4 MW a scendere sul MSD ex-ante. Nel seguito tale caso sarà definito come *5 MW BID* (BID è il nome con cui vengono definite le offerte a scendere sul sito del GME). Si ricorda che modulare a scendere per un PtG significa aumentare il proprio prelievo dalla rete;
- 5 MW sul MGP e 5 MW a salire sul MSD ex-ante. Nel seguito tale caso sarà definito come *5 MW OFF* (OFF è il nome con cui vengono definite le offerte a salire sul sito del GME). Si ricorda che modulare a salire per un PtG significa diminuire il proprio prelievo dalla rete;
- offerte complementari a salire e a scendere sul MSD ex-ante. Le quantità offerte sono numeri interi e la loro somma deve essere sempre pari a 5 MW. La stessa quantità offerta a salire viene anche offerta sul MGP.

Tutti i guadagni annuali da qui alla fine di questo paragrafo sono riportati al netto dei costi di O&M (pari a 400.000 €). Inoltre, in essi, non si è tenuto conto dell'ammortamento dell'investimento, poiché tale calcolo è intrinsecamente presente nel VAN.

5.2.1 Casi onniscienti

Lo scopo dei casi onniscienti è quello di calcolare i guadagni massimi ottenibili. Ovviamente non sono realistici, in quanto presuppongono la conoscenza a posteriori di tutti i risultati di mercato relativi all'anno in questione. Permettono di sapere quali offerte saranno accettate e quindi di poter presentare tutte quelle che portano un guadagno.

5 MW MGP

Non è un vero e proprio caso onnisciente, in quanto i risultati del MGP sono resi noti il giorno prima di quello a cui le offerte fanno riferimento. Inoltre, essendo l'impianto PtG visto dalla rete come un'unità di consumo, esso favorisce del PUN. Il calcolo è molto semplice. Dato che il prezzo di vendita dell'idrogeno è fisso, per avere un guadagno, in una determinata ora, basta che il PUN sia minore o uguale al prezzo di acquisto dell'elettricità per cui è possibile produrre idrogeno a 3 €/kg. Tale prezzo marginale è pari a 48,3 €/MWh (61,3 €/MWh nel caso di vendita dell'ossigeno). Il guadagno annuale riportato in Tab. 5.6 è la somma di tutti i guadagni ottenuti nelle ore in cui il PUN è minore o uguale di tale valore, a cui sono sottratti i costi di O&M. Sempre nella stessa tabella sono riportati anche il PB e il VAN, calcolati ipotizzando guadagni annuali costanti durante tutti gli anni di vita dell'impianto.

Tabella 5.6 - Risultati "5 MW MGP" PtH.

	Guadagno annuale [€]	Ore operative	Payback period [anni]	VAN [€]
Senza vendita ossigeno	-262.161	3.514	-	-
Con vendita ossigeno	79.088	6.822	126,44	-9.162.458

Dai risultati si può notare come l'acquisto dell'elettricità sul MGP, senza la vendita dell'ossigeno, non permetta di coprire i costi di O&M. Ciò invece avviene nel caso con la vendita dell'ossigeno. Il guadagno annuale però è troppo basso, infatti il VAN risulta pesantemente negativo, indice del fatto che l'investimento non è vantaggioso. Si evince quindi come sia indispensabile partecipare al MSD.

5 MW BID

In questo primo vero caso onnisciente vengono presentate offerte anche sul MSD ex-ante, solamente a scendere. Basandosi sui risultati pubblicati sul sito del GME, per ogni ora dell'anno è stata fatta la media ponderata del prezzo delle offerte accettate a

scendere, pesata per la rispettiva quantità accettata. Sono stati così calcolati 8.760 prezzi medi orari per ogni zona di mercato. Ciò è stato fatto per evitare che i risultati siano influenzati dal prezzo delle offerte accettate solo per meriti geografici. Il modo con cui sono stati elaborati questi dati sarà ripetuto per tutti i casi che verranno presentati. Quindi, l'algoritmo sceglie, ora per ora, in base al guadagno orario ottenibile, tra le seguenti tre opzioni:

- 1) offrire 4 MW a scendere sul MSD ex-ante al prezzo medio orario di quell'ora, conscio di essere accettato, e acquistare 1 MW sul MGP al PUN;
- 2) acquistare tutti i 5 MW sul MGP al PUN;
- 3) non partecipare a nessuno dei due mercati, poiché entrambi i punti precedenti non portano ad un guadagno orario.

La Tab. 5.7 riporta i risultati senza la vendita dell'ossigeno per le zone di mercato nord, centro-sud e Sicilia. Le tre zone sono state scelte perché ben riassumono le caratteristiche della penisola italiana. I risultati relativi alle altre zone sono riportati nell'appendice A. A tal proposito, nelle ore BID, l'algoritmo ha optato per l'opzione "1" del precedente elenco, mentre nelle ore MGP per l'opzione "2". Le ore mancanti per arrivare a 8.760 sono ore in cui risultava più conveniente non produrre idrogeno. La voce "percentuale di scelta" indica la percentuale delle ore, in cui nella realtà sono state presentate offerte a scendere, scelte come ore BID. Ad esempio, nella prima riga della tabella sopraccitata, è indicato che il 90,7% delle ore di cui il GME ha pubblicato i risultati sono state scelte come ore BID. La Tab 5.8 fa riferimento al caso con la vendita di ossigeno.

Tabella 5.7 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia	5 MW MGP (caso precedente)
Guadagno annuale [€]	227.128	-58.181	-165.534	-262.161
Ore BID	7.864	3.462	1.004	-
Percentuale di scelta	90,70%	82,50%	58,20%	-
Ore MGP	58	2.433	3.073	3.514
Payback period [anni]	44,03	-	-	-
VAN [€]	-7.594.715	-	-	-

Tabella 5.8 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtH, con vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia	5 MW MGP (caso precedente)
Guadagno annuale [€]	774.220	402.762	199.716	79.088
Ore BID	8.628	3.876	1.020	-
Percentuale di scelta	99,50%	92,30%	59,10%	-
Ore MGP	92	4.132	6.008	6.822
Payback period [anni]	12,92	24,83	50,07	126,44
VAN [€]	-1.801.010	-5.734.750	-7.885.008	-9.162.458

Come si può osservare, la partecipazione al MSD permette di aumentare i guadagni. Questo perché nelle ore BID il prezzo dell'elettricità acquistata sul MSD ex-ante è inferiore al PUN. La zona nord è quella con i risultati migliori. Ciò è dovuto ad una maggiore concorrenza sul mercato, come già visto nei risultati del progetto UVAM. Bisogna però sottolineare che, nelle altre due zone, in molte ore del 2019 non sono state presentate offerte sul MSD ex-ante, comportando un aumento delle ore MGP. Questo perché alcune ore in cui potrebbe essere stato vantaggioso offrire a scendere, non presentando riscontro nella realtà, vengono valutate dall'algorithm solamente in rapporto al PUN. Infatti, il centro-sud ha una percentuale di scelta molto simile al nord. Le ore MGP, comunque, aumentano anche dal caso senza a quello con la vendita di ossigeno. Fatto dovuto all'aumento del prezzo marginale di acquisto dell'elettricità, che di conseguenza ha portato alcune di quelle ore a diventare profittevoli. In ogni caso la vendita di ossigeno risulta ancora fondamentale per coprire i costi di O&M nel centro-sud e in Sicilia. Il VAN purtroppo è sempre negativo.

5 MW OFF

Questo caso è simile al precedente, con l'unica differenza che le offerte sul MSD ex-ante sono solo a salire. L'algorithm sceglie, ora per ora, tra le seguenti tre opzioni:

- 1) offrire 5 MW a salire sul MSD ex-ante al prezzo medio orario di quell'ora, conscio di essere accettato, e acquistare 5 MW sul MGP al PUN;
- 2) acquistare tutti i 5 MW sul MGP al PUN;
- 3) non partecipare a nessuno dei due mercati, poiché entrambi i punti precedenti non portano ad un guadagno orario.

La Tab. 5.9 riporta i risultati senza la vendita dell'ossigeno, per le solite tre zone di mercato, mentre la Tab 5.10 considera la vendita dell'ossigeno. Le ore OFF sono ore in cui l'algorithm ha scelto l'opzione "1" dell'elenco precedente. La voce

“percentuale di scelta” è analoga a quella del caso precedente, solo che ovviamente fa riferimento alle ore OFF.

Tabella 5.9 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia	5 MW MGP
Guadagno annuale [€]	709.220	66.021	372.693	-262.161
Ore OFF	5.844	1.640	2.050	-
Percentuale di scelta	96,50%	75,40%	80,60%	-
Ore MGP	1.596	3.057	3.053	3.514
Payback period [anni]	14,10	151,47	26,83	-
VAN [€]	-2.489.360	-9.300.838	-6.053.181	-

Tabella 5.10 - Risultati “5 MW OFF” onnisciente PtH, con vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia	5 MW MGP
Guadagno annuale [€]	853.194	358.311	655.421	79.088
Ore OFF	5.835	1.627	2.050	-
Percentuale di scelta	96,30%	74,80%	80,60%	-
Ore MGP	2.673	5.770	5.469	6.822
Payback period [anni]	11,72	27,91	15,26	126,44
VAN [€]	-964.676	-6.205.487	-3.059.092	-9.162.458

I risultati sono migliori rispetto ai due casi precedenti, permettendo, per ogni zona, di coprire, in alcuni casi abbondantemente, i costi di O&M. Ciò è dovuto ai guadagni orari derivanti dalle ore OFF, maggiori sia di quelli delle ore MGP sia di quelli delle ore BID. Le ore OFF del centro-sud e della Sicilia non sono molte, poiché nella realtà sono state presentate poche offerte a salire sul MSD ex-ante, ma la percentuale di scelta è abbastanza vicina a quella del nord. Le ore MGP seguono lo stesso trend visto prima tra il caso senza e quello con la vendita dell'ossigeno. La cosa più importante da sottolineare è che le ore OFF sono ore in cui l'impianto rimane spento, poiché il guadagno derivante dal MSD è maggiore di quello derivante dalla vendita dell'idrogeno. Il VAN è ancora negativo.

Scelta oraria

Prima di passare al caso in cui sono offerte contemporaneamente quantità complementari sia BID che OFF, sono proposti e discussi i risultati di un caso particolare, chiamato *scelta oraria*. Lo scopo è quello di valutare di quali risorse il sistema elettrico ha maggiormente bisogno, se a salire o a scendere. Per fare ciò, di ora in ora, viene valutato quale delle seguenti quattro opzioni porta i maggiori guadagni orari:

- 1) offrire 4 MW a scendere sul MSD ex-ante al prezzo medio orario di quell'ora, conscio di essere accettato, e acquistare 1 MW sul MGP al PUN;
- 2) offrire 5 MW a salire sul MSD ex-ante al prezzo medio orario di quell'ora, conscio di essere accettato, e acquistare 5 MW sul MGP al PUN;
- 3) acquistare tutti i 5 MW sul MGP al PUN;
- 4) non partecipare a nessuno dei due mercati, poiché i tre punti precedenti non portano ad un guadagno orario.

È un caso che può esistere solamente a carattere onnisciente, in quanto è inapplicabile nella realtà. Questo perché la quota di energia da acquistare sul MGP viene scelta, ora per ora, durante il giorno in questione e ciò ovviamente non può essere fatto, in quanto la sessione di tale mercato si chiude il giorno precedente. A conferma di ciò, nella simulazione realistica dei casi visti precedentemente, il programma di acquisto sul MGP viene definito il giorno precedente a quello in questione. Le Tab. 5.11 e 5.12 riportano, come sempre, i risultati senza e con la vendita dell'ossigeno, con l'unica novità del guadagno medio orario.

Tabella 5.11 - Risultati "scelta oraria" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia	5 MW MGP
Guadagno annuale [€]	898.610	233.604	434.991	-262.161
Ore BID	3.236	2.814	701	-
Percentuale di scelta BID	37,3%	67,1%	40,6%	-
Guadagno medio orario BID [€/h]	88,76	69,04	108,59	-
Ore OFF	5.430	1.612	2.048	-
Percentuale di scelta OFF	89,7%	74,1%	80,5%	-
Guadagno medio orario OFF [€/h]	186,13	213,96	316,26	-
Ore MGP	10	2.142	2.708	3.514
Guadagno medio orario MGP [€/h]	70,24	44,08	41,05	39,23

Tabella 5.12 - Risultati “scelta oraria” onnisciente PtH, con vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia	5 MW MGP
Guadagno annuale [€]	1.152.246	625.982	733.226	79.088
Ore BID	4.779	3.372	729	-
Percentuale di scelta BID	55,1%	80,4%	42,3%	-
Guadagno medio orario BID [€/h]	149,87	125,25	174,01	-
Ore OFF	3.971	1.335	2.025	-
Percentuale di scelta OFF	65,6%	61,4%	79,6%	-
Guadagno medio orario OFF [€/h]	210,19	238,87	317,80	-
Ore MGP	10	3.565	4.888	6.822
Guadagno medio orario MGP [€/h]	135,2	79,87	74,23	70,23

Dai risultati si evince che nelle zone di mercato nord e Sicilia il sistema elettrico presenta una carenza di produzione. Infatti, sia i guadagni medi orari sia la percentuale di scelta sono a favore dell’opzione “OFF”, per entrambi i casi senza e con la vendita di ossigeno. Ciò significa che le risorse a salire sono più valorizzate dal mercato. I risultati del centro-sud sono più difficili da interpretare, in quanto la percentuale di scelta di BID diventa migliore di quella di OFF, tra il caso senza e quello con la vendita di ossigeno, pur restando inferiori i guadagni medi orari. Questo è probabilmente dovuto al fatto che il mercato spinge per delle risorse a scendere, solo che tali segnali non sono immediatamente colti dall’impianto nel momento in cui non c’è la vendita di ossigeno. Ciò si nota dalla percentuale di scelta BID di Tab. 5.11, nettamente superiore a quella delle altre zone. Se invece si introduce la vendita dell’ossigeno, il margine di guadagno aumenta e avviene l’appena citato sorpasso.

Offerte complementari BID e OFF

In questo caso si è cercato di unire i due casi puri: “5 MW BID” e “5 MW OFF”, offrendo così contemporaneamente a salire e a scendere sul MSD ex-ante. Come già spiegato, per ogni sottocaso, la somma dei MW offerti sul MSD deve essere sempre uguale a 5, in particolare le coppie scelte sono: “3 BID/2 OFF”, “3 OFF/2 BID”, “4 BID/1 OFF” e “4 OFF/1 BID”. L’importante è che la quantità offerta a salire sia anche offerta sul MGP, perché nel caso in cui l’offerta su OFF venisse accettata, l’impianto deve al massimo spegnersi, e non ovviamente lavorare con potenze negative. Questo è un esempio del perché tutti i casi onniscienti, pur essendo tali, devono seguire modalità di offerta realmente applicabili nella realtà. Si creano così

quattro sottocasi separati, poiché ogni particolare combinazione di quantità offerte sarà mantenuta per tutte le ore della simulazione. Per ognuno di essi l’algoritmo sceglie di offrire tra le seguenti cinque opzioni, in base ai guadagni orari (con X è indicata la quantità offerta su BID e con Y la quantità offerta su OFF):

- 1) offrire X MW a scendere e Y MW a salire sul MSD ex-ante ai rispettivi prezzi medi orari di quell’ora, conscio di essere accettato, e acquistare Y MW sul MGP al PUN;
- 2) offrire Y MW a salire sul MSD ex-ante al prezzo medio orario di quell’ora, conscio di essere accettato, e acquistare 5 MW sul MGP al PUN;
- 3) offrire 4 MW a scendere sul MSD ex-ante al prezzo medio orario di quell’ora, conscio di essere accettato, e acquistare 1 MW sul MGP al PUN;
- 4) acquistare tutti i 5 MW sul MGP al PUN.
- 5) non partecipare a nessuno dei due mercati, poiché i quattro punti precedenti non portano ad un guadagno orario.

Le Tab. 5.13 e 5.14 riportano i risultati senza e con la vendita di ossigeno. In questo caso le tabelle sono molto semplici, in quanto illustrano solamente i guadagni annuali, il VAN e il PB. Non sono riportate le ore in cui ogni opzione è stata scelta, poiché le combinazioni sono troppe e quindi tale tipologia di dati perde di significatività.

Tabella 5.13 - Risultati “offerte complementari BID/OFF” onniscente PtH, senza vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€]	584.488	19.913	69.165
Payback period [anni]	17,11	502,18	144,58
VAN [€]	-3.810.272	-9.789.121	-9.267.543
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€]	642.798	25.217	170.410
Payback period [anni]	15,56	396,56	58,68
VAN [€]	-3.192.769	-9.732.952	-8.195.358
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€]	504.824	23.804	-34.148
Payback period [anni]	19,81	420,10	-
VAN [€]	-4.653.914	-9.747.916	-
Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€]	595.144	24.877	259.479
Payback period [anni]	16,80	401,98	38,54
VAN [€]	-3.697.425	-9.736.553	-7.252.117

Tabella 5.14 - Risultati “offerte complementari BID/OFF” onnisciente PtH, con vendita ossigeno.

	Nord	Centro-sud	Sicilia
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€]	996.582	446.516	417.274
Payback period [anni]	10,03	22,40	23,97
VAN [€]	553.803	-5.271.396	-5.581.068
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€]	972.438	414.710	502.690
Payback period [anni]	10,28	24,11	19,89
VAN [€]	298.118	-5.608.221	-4.676.513
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€]	995.167	474.788	325.273
Payback period [anni]	10,05	21,06	30,74
VAN [€]	538.819	-4.971.995	-6.555.359
Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€]	834.501	361.977	559.112
Payback period [anni]	11,98	27,63	17,89
VAN [€]	-1.162.634	-6.166.664	-4.079.004

Vista la quantità di dati ottenuti per questo caso, risulta più conveniente svolgere l'analisi zona per zona.

Per la zona nord i guadagni annuali senza la vendita di ossigeno si pongono a metà tra il caso “5 MW BID” e il caso “5 MW OFF”, con il risultato migliore ottenuto dal sottocaso “2 BID/3 OFF”. Con la vendita di ossigeno, tralasciando il caso “scelta oraria”, si hanno i risultati migliori visti fino ad ora, tant'è che per la prima volta tre VAN su quattro sono positivi. Il sottocaso più promettente è quello “3 BID/2 OFF”, evidentemente perché, rispetto a prima, con la vendita di ossigeno, come sempre, il margine di guadagno su BID aumenta.

Anche per la zona centro-sud i risultati senza la vendita dell'ossigeno si pongono a metà tra il caso “5 MW BID” e il caso “5 MW OFF” e per il caso con la vendita di ossigeno sono i migliori visti finora, sempre tralasciando il caso “scelta oraria”. Il VAN continua ad indicare che questa zona di mercato non è assolutamente adatta, al momento, per l'installazione di un impianto PtG che preleva elettricità solamente dalla rete. Inoltre, con la vendita di ossigeno, il guadagno annuale maggiore passa dal sottocaso “2 BID/3 OFF” a quello “4 BID/ 1 OFF”, confermando il trend visto nel caso precedente e, quindi, che tale zona necessita di risorse a scendere.

Per la Sicilia valgono gli stessi ragionamenti fatti per il nord, con l'unica differenza che il sottocaso con i risultati migliori è quello “1 BID/4 OFF”, sia per il caso con che quello senza la vendita dell'ossigeno, indice di una marcata carenza di produzione del sistema elettrico. Il VAN, purtroppo, risulta sempre negativo.

Nei grafici delle Fig. 5.1 e 5.2 è proposto un riassunto finale, in termini di guadagni annuali, dei casi onniscienti presentati, ad eccezione del caso “scelta oraria”.

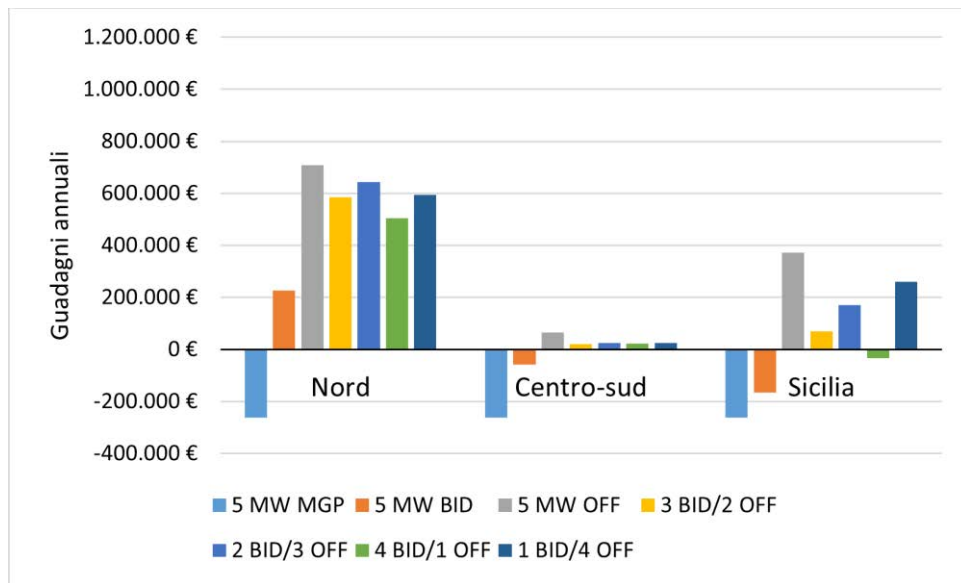


Figura 5.1 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtH, senza vendita ossigeno.

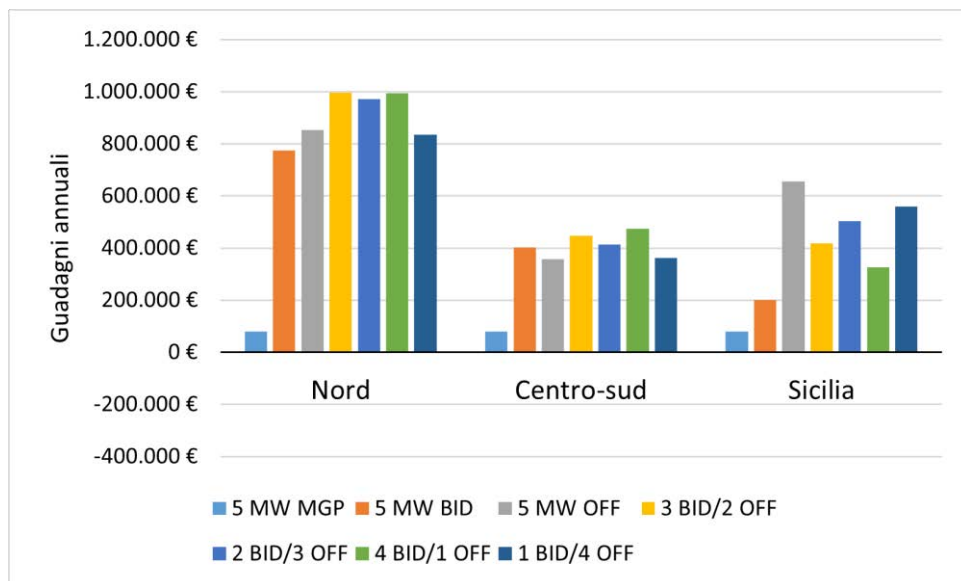


Figura 5.2 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtH, con vendita ossigeno.

5.2.2 Casi realistici

I risultati della simulazione realistica dei casi più promettenti evidenziati durante la trattazione dei casi onniscienti sono riportati di seguito. Tale simulazione rappresenta il punto chiave dell'analisi della fattibilità economica di un impianto PtG in Italia, perché permette di valutare qual è effettivamente il guadagno annuale derivante dalla partecipazione al MGP e al MSD ex-ante. In ogni caso nell'appendice A sono riportati i risultati, dei casi realistici, relativi anche alle zone di mercato per cui i casi onniscienti non si dimostravano promettenti.

Non potendo ovviamente sapere a quale prezzo le offerte saranno accettate, lo scopo delle due strategie di offerta, descritte di seguito, è quello di cercare di avvicinare i guadagni annuali il più possibile a quelli dei casi onniscienti. Esse sono chiamate: “*metodo parametrico*” e “*metodo dei g*”, ed entrambe si basano sui risultati del 2018 del MSD ex-ante. Tali dati sono stati elaborati come visto precedentemente per quelli relativi al 2019, così da trovare un prezzo medio orario per ogni ora dell’anno, sia BID che OFF. Le offerte a scendere sono state considerate accettate se il loro prezzo è maggiore o uguale a quello medio orario relativo all’ora in questione del 2019. Per quelle a salire vale il viceversa.

Metodo parametrico

Prima di spiegare in cosa consiste il metodo parametrico, è necessario illustrare come i risultati del MSD ex-ante del 2018, in termini di prezzi medi orari, sono stati ulteriormente elaborati per essere utilizzati in esso. L’anno è stato suddiviso in quattro trimestri: gennaio-febbraio-marzo, aprile-maggio-giugno, luglio-agosto-settembre, ottobre-novembre-dicembre. Tale suddivisione è nata perché si è osservato che l’andamento dei prezzi medi orari è simile nei mesi che vi appartengono. Poi, per ciascuno di questi trimestri, si distinguono tra giorni lavorativi (da lunedì a venerdì) e giorni festivi (sabato, domenica e festività). Infine, ciascun giorno, viene suddiviso in quattro fasce orarie: 1-6, 7-13, 14-20, 21-24, sempre per lo stesso motivo di affinità dei prezzi medi orari. Facendo così le 8.760 ore sono state suddivise in 32 gruppi e, per ogni gruppo, è stata fatta la media ponderata dei prezzi medi orari corrispondenti alle ore che vi appartengono, sempre pesata rispetto alla quantità offerta. Si sono così ottenuti 32 valori medi di prezzo, rappresentativi dei vari periodi dell’anno (32 per BID e 32 per OFF).

Tutto ciò è stato fatto perché il metodo parametrico si basa sulla stagionalità dei comportamenti di mercato. Secondo questa logica, se opportunamente raggruppati (secondo la stagione, il tipo di giorno e la fascia oraria) e mediati, i risultati tendono a ripetersi, se non esattamente in valore assoluto, negli anni. A tal proposito, quindi, ciò che viene fatto in questo metodo è quello di offrire, ora per ora, su BID o su OFF il valore del 2018 di uno dei 32 gruppi a cui l’ora appartiene. Se tale valore è maggiore o uguale, nel caso di BID, o minore o uguale, nel caso di OFF, del prezzo medio al quale le offerte sono state accettate nel 2019, l’offerta si considera accettata. Nel caso in cui, nella realtà, in determinate ore non siano state presentate offerte, l’offerta si considera rifiutata. Prima di fare ciò però, viene svolta una simulazione parametrica iterativa (da cui deriva il nome della strategia), relativa al 2018, in cui tale offerta viene aumentata, nel caso di BID, o diminuita, nel caso di OFF di un parametro i . Una volta trovato l’ i che massimizza il guadagno nel 2018, si procede alla simulazione delle offerte relative al 2019. L’algoritmo valuta ancora, per ogni caso, quale delle opzioni prima riportate applicare, solo che ora lo fa basandosi solamente sul PUN, poiché non può sapere quali offerte saranno accettate. Di seguito saranno riportati i risultati dei casi più promettenti, tutti relativi alla zona di mercato nord.

5 MW BID

Le Tab. 5.15 e 5.16 seguono la stessa struttura vista precedentemente. Si specifica solamente che le ore BID_REJ sono ore in cui: o l'offerta BID è stata veramente rifiutata o nella realtà non sono state presentate offerte, in ogni caso l'impianto lavora ad 1 MW (acquistato sul MGP). Le ore MGP in questo caso sono ore in cui, valutando il PUN, risulta più conveniente acquistare 5 MW sul MGP piuttosto che procedere con l'offerta BID. Anche per questi casi le ore che mancano per arrivare a 8.760 sono ore in cui, valutando il PUN e valutando l'offerta che si intende fare sul MSD ex-ante, non conveniva partecipare a nessuno dei due mercati.

Tabella 5.15 - Risultati "5 MW BID" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.

i=7	5 MW BID	5 MW BID onnisciente
Guadagno annuale [€]	-167.968	227.128
Ore BID	4.268	7.864
Ore BID_REJ	2.505	0
Ore MGP	1.001	58
Payback period [anni]	-	44,03
VAN [€]	-	-7.594.715

Tabella 5.16 - Risultati "5 MW BID" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.

i=8	5 MW BID	5 MW BID onnisciente
Guadagno annuale [€]	237.368	774.220
Ore BID	4.970	8.628
Ore BID_REJ	2.381	0
Ore MGP	1.406	92
Payback period [anni]	42,13	12,92
VAN [€]	-7.486.273	-1.801.010

Come si può notare la simulazione parametrica iterativa ha restituito un valore di i pari a 7 per il caso senza la vendita di ossigeno e pari a 8 per il caso con la vendita dell'ossigeno. Ancora una volta senza quest'ultima non sarebbe possibile avere guadagni annuali positivi. A tal proposito il guadagno raggiunto con il metodo parametrico è circa il 30% di quello massimo ottenibile calcolato con il caso onnisciente. Ciò è dovuto ad un numero considerevole di ore BID_REJ e ad un aumento delle ore MGP. Il primo fatto è da imputarsi alla natura realistica del metodo che ovviamente implica la non infallibilità. Il secondo fatto deriva dalla minor competitività delle offerte, che porta ad un aumento del numero di ore in cui il margine di guadagno è maggiore sul MGP. Il VAN, dove è possibile calcolarlo, è negativo. Questo significa che un impianto power-to-gas, nella zona nord, che acquista elettricità con offerte solo a scendere su MSD ex-ante (oltre al MGP), utilizzando il metodo parametrico, non risulta un investimento economicamente conveniente.

5 MW OFF

I risultati sono riportati nelle Tab. 5.17 e 5.18. Per le ore OFF_REJ vale quanto detto per quelle BID_REJ, quindi in tali ore l'impianto lavora a 5 MW (acquistati sul MGP).

Tabella 5.17 - Risultati "5 MW OFF" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.

i=13	5 MW OFF	5 MW OFF onnisciente
Guadagno annuale [€]	-65.409	709.220
Ore OFF	3.076	5.844
Ore OFF_REJ	5.572	0
Ore MGP	0	1.596
Payback period [anni]	-	14,10
VAN [€]	-	-2.489.360

Tabella 5.18 - Risultati "5 MW OFF" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.

i=11	5 MW OFF	5 MW OFF onnisciente
Guadagno annuale [€]	277.519	853.194
Ore OFF	2.641	5.835
Ore OFF_REJ	6.040	0
Ore MGP	0	2.673
Payback period [anni]	30,03	11,72
VAN [€]	-7.061.074	-964.676

I guadagni annuali sono leggermente migliori rispetto al caso 5 MW BID e si attestano ancora a circa il 30% di quelli del caso onnisciente. Purtroppo, però, rispetto a quest'ultimo pesano molto le ore OFF_REJ. Le zero ore MGP indicano ancora una volta che il sistema necessita di risorse a salire. Anche se, come appena detto, tali ore sono nulle, la differenza di guadagni tra il caso senza la vendita di ossigeno e quello con è data dal maggior numero di ore rifiutate, che si ricordano essere ore in cui l'impianto sta lavorando a 5 MW. Il VAN è ancora abbondantemente negativo.

Offerte complementari BID e OFF

Nelle Tab. 5.19 e 5.20 i è il parametro attraverso cui è stata aumentata l'offerta BID, mentre j quello attraverso cui è stata diminuita l'offerta OFF. In particolare, la simulazione parametrica iterativa è stata svolta separatamente tra BID e OFF, prima trovando i e successivamente utilizzando tale parametro per trovare j. Per le stesse motivazioni illustrate per il caso onnisciente non si riporteranno le ore in cui sono stati accettati o rifiutati i vari tipi di offerta.

Tabella 5.19 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.

	Complementari	Complementari onnisciente
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€] i=3 j=12	-19.485	584.488
Payback period [anni]	-	17,11
VAN [€]	-	-3.810.272
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€] i=3 j=12	-26.089	642.798
Payback period [anni]	-	15,56
VAN [€]	-	-3.192.769
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€] i=6 j=13	-95.377	504.824
Payback period [anni]	-	19,81
VAN [€]	-	-4.653.914
Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€] i=1 j=12	-73.651	595.144
Payback period [anni]	-	16,80
VAN [€]	-	-3.697.425

Tabella 5.20 - Risultati "offerte complementari BID/OFF" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.

	Complementari	Complementari onnisciente
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€] i=8 j=11	314.609	996.582
Payback period [anni]	31,79	10,03
VAN [€]	-6.668.291	553.803
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€] i=7 j=11	321.622	972.438
Payback period [anni]	31,09	10,28
VAN [€]	-6.594.023	298.118
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€] i=8 j=12	278.548	995.167
Payback period [anni]	35,90	10,05
VAN [€]	-7.050.177	538.819

Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€] i=7, j=10	269.740	834.501
Payback period [anni]	37,07	11,98
VAN [€]	-7.143.453	-1.162.634

Anche la simulazione realistica conferma quanto visto nel caso onnisciente, ovvero che i risultati migliori oscillano tra il sottocaso “3 BID/2 OFF” e quello “2 BID/3 OFF”. Interessante notare come i guadagni annuali continuino ad essere circa il 30 % di quelli del caso onnisciente. Guadagni che, però, portano ancora una volta ad avere VAN negativi.

Come fatto per i casi onniscienti, nelle Fig. 5.3 e 5.4 è proposto un riassunto finale dei guadagni annuali derivanti dai tre casi sopra riportati, confrontati con i rispettivi casi onniscienti e con il caso 5 MW MGP.

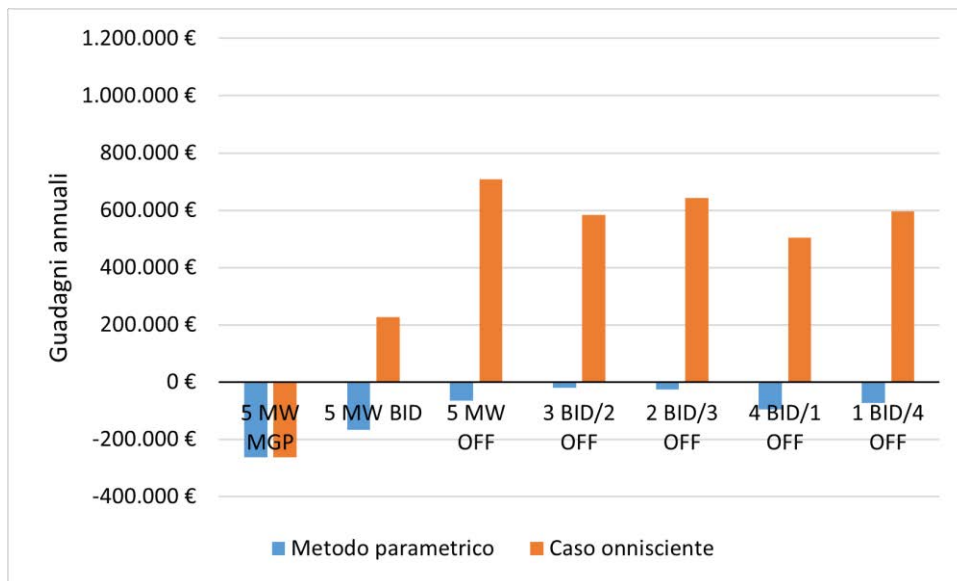


Figura 5.3 - Riepilogo guadagni annuali metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.

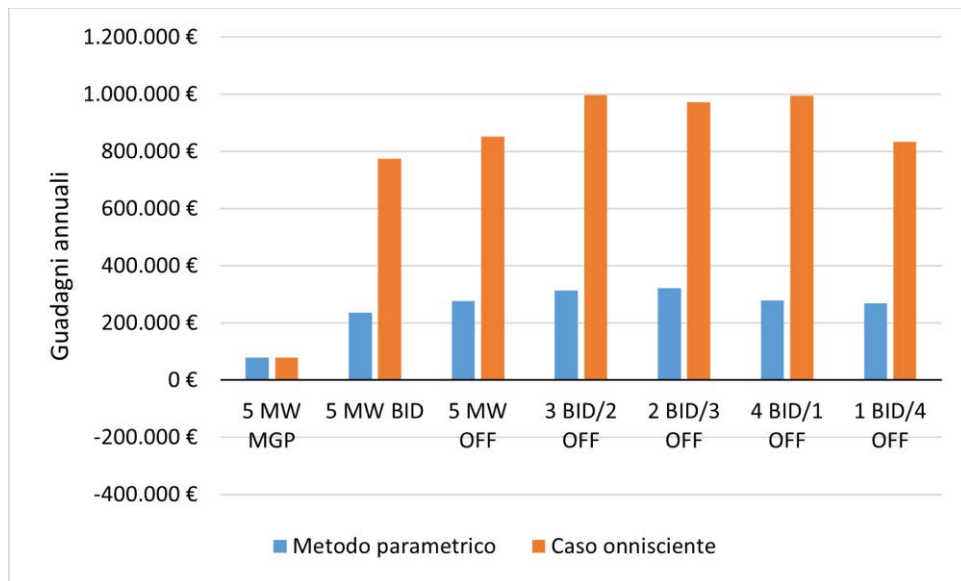


Figura 5.4 - Riepilogo guadagni annuali metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.

Metodo dei g

Il metodo dei g si basa esclusivamente sul PUN. Il nome deriva dal fatto che esso opera presupponendo di ottenere un guadagno orario costante durante tutte le ore dell'anno, chiamato appunto g. Cioè, praticamente, si calcola ora per ora un'offerta che, nel caso venisse accettata, comporterebbe un guadagno orario pari a g. Per prima cosa viene svolta una simulazione iterativa relativa al 2018, in cui si trova il g che massimizza il guadagno annuale, poi si usa quel g per simulare le offerte nel 2019. In base al fatto di operare su BID o su OFF le formule per ricavare l'offerta a partire da g e dal PUN sono le seguenti:

$$offerta_{bid} = \frac{(ricavo_{H_2} - g - PUN - spesa_{H_2O} + (ricavo_{O_2}))}{4} \quad (5.1)$$

$$offerta_{off} = \frac{(g + (5 * PUN))}{5} \quad (5.2)$$

Esse non sono altro che il risultato dell'inversione delle formule attraverso cui si calcola il guadagno orario derivante dall'accettazione di un'offerta BID o OFF. Quindi:

- ricavo_{H₂} è il ricavo della vendita dell'idrogeno, calcolato come la quantità prodotta per il costo unitario;
- spesa_{H₂O} è la spesa sostenuta per l'approvvigionamento dell'acqua necessaria all'elettrolisi, calcolata come il prodotto tra la quantità necessaria e il costo unitario di approvvigionamento;

- ricavo_O₂ è l'eventuale ricavo ottenuto dalla vendita dell'ossigeno prodotto.

A seguito di diverse prove, è stata tratta la conclusione per cui, per avere un g ottimale, è necessario, durante la simulazione iterativa relativa al 2018, “tappare” i buchi lasciati dalle ore in cui non sono state presentate offerte in quell'anno. Per fare ciò si utilizza il valore di uno dei 32 gruppi, calcolati nel metodo parametrico, a cui “l'ora buca” appartiene. Inoltre, può succedere che, durante tale simulazione iterativa, il guadagno annuale presenti un andamento a “cammello”, come quelli riportati a scopo di esempio in Fig. 5.5.

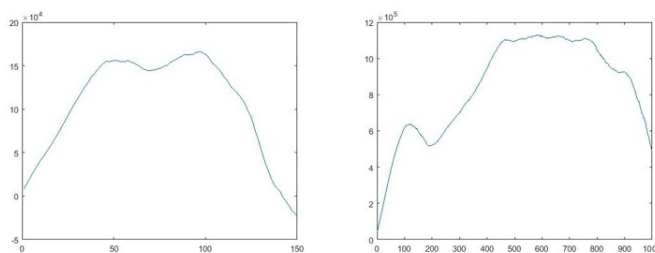


Figura 5.5 - Esempi di possibile andamento a "cammello" del guadagno annuale.

Di seguito sono riportati i casi già visti per il metodo parametrico, ancora una volta relativi alla zona di mercato nord. Anche il modo con cui si valuta l'accettazione o meno delle offerte è lo stesso, così come il comportamento dell'algoritmo. L'unica cosa che cambia è il modo con cui viene calcolato il prezzo a cui fare l'offerta.

5 MW BID

Con riferimento alle Tab. 5.21 e 5.22 si può notare come i risultati siano leggermente migliori rispetto al metodo precedente. Ciò è dovuto al maggior numero di offerte BID accettate e a certe offerte che prima venivano rifiutate, mentre qui sono diventate ore MGP. Queste ultime evidentemente portavano, nel metodo precedente, a guadagni orari teorici maggiori di quelli ottenibili sul MGP, ma puntualmente venivano rifiutate. Nel caso senza la vendita di ossigeno, nelle ore BID il guadagno orario è pari a 36 €/h, mentre nel caso con la vendita di ossigeno è pari a 90 €/h. Ovviamente la differenza è dovuta al margine di guadagno relativo alla vendita di questo sottoprodotto. Il VAN è ancora negativo.

Tabella 5.21 - Risultati "5 MW BID" metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.

g=36	5 MW BID metodo dei g	5 MW BID metodo parametrico	5 MW BID onnisciente
Guadagno annuale [€]	-164.395	-167.968	227.128
Ore BID	5.001	4.268	7.864

Ore BID_REJ	2.201	2.505	0
Ore MGP	1.558	1.001	58
Payback period [anni]	-	-	44,03
VAN [€]	-	-	-7.594.715

Tabella 5.22 - Risultati “5 MW BID” metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.

g=90	5 MW BID metodo dei g	5 MW BID metodo parametrico	5 MW BID onnisciente
Guadagno annuale [€]	284.367	237.368	774.220
Ore BID	4.978	4.970	8.628
Ore BID_REJ	1.702	2.381	0
Ore MGP	2.080	1.406	92
Payback period [anni]	35,17	42,13	12,92
VAN [€]	-6.988.553	-7.486.273	-1.801.010

5 MW OFF

In questo caso i risultati sono leggermente migliori solo se non si considera la vendita di ossigeno (Tab. 5.23), per lo stesso motivo visto per il caso precedente. Con la vendita di ossigeno invece il guadagno annuale, rispetto al metodo parametrico, è inferiore, probabilmente perché, anche se sono aumentate le offerte accettate, in quelle ore il guadagno orario è minore. Interessante notare come, da un metodo all'altro, siano aumentate in modo importante le ore MGP, indice di come le offerte sul MSD abbiano perso di competitività rispetto a quelle su MGP.

Tabella 5.23 - Risultati “5 MW OFF” metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.

g=87	5 MW OFF metodo dei g	5 MW OFF metodo parametrico	5 MW OFF onnisciente
Guadagno annuale [€]	-52.761	-65.409	709.220
Ore OFF	4.781	3.076	5.844
Ore OFF_REJ	3.726	5.572	0
Ore MGP	253	0	1.596
Payback period [anni]	-	-	14,10
VAN [€]	-	-	-2.489.360

Tabella 5.24 - Risultati “5 MW OFF” metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.

g=86	5 MW OFF metodo dei g	5 MW OFF metodo parametrico	5 MW OFF onnisciente
Guadagno annuale [€]	230.094	277.519	853.194
Ore OFF	3.751	2.641	5.835
Ore OFF_REJ	2.696	6.040	0

Ore MGP	2.313	0	2.673
Payback period [anni]	43,46	30,03	11,72
VAN [€]	-7.563.305	-7.061.074	-964.676

Offerte complementari BID e OFF

In questo caso sono necessari due g, uno per BID e uno per OFF, che verranno chiamati rispettivamente B e O. Anche qui la simulazione parametrica iterativa è stata svolta separatamente tra BID e OFF. I guadagni annuali (Tab. 5.25 e 5.26) sono più bassi rispetto al metodo parametrico, tranne che per il sottocaso “4 BID/1 OFF”, che tra l’altro in questo frangente si dimostra quello con i risultati migliori.

Tabella 5.25 - Risultati “offerte complementari BID/OFF” metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.

	Complementari metodo dei g	Complementari metodo parametrico	Complementari onnisciente
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€] B=24 O=48	-89.728	-19.485	584.488
Payback period [anni]	-	-	17,11
VAN [€]	-	-	-3.810.272
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€] B=18 O=74	-129.096	-26.089	642.798
Payback period [anni]	-	-	15,56
VAN [€]	-	-	-3.192.769
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€] B=36 O=24	-80.301	-95.377	504.824
Payback period [anni]	-	-	19,81
VAN [€]	-	-	-4.653.914
Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€] B=95 O=96	-104.566	-73.651	595.144
Payback period [anni]	-	-	16,80
VAN [€]	-	-	-3.697.425

Tabella 5.26 - Risultati “offerte complementari BID/OFF” metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.

	Complementari metodo dei g	Complementari metodo parametrico	Complementari onnisciente
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€] B=75 O=48	238.248	314.609	996.582
Payback period [anni]	41,97	31,79	10,03
VAN [€]	-7.476.954	-6.668.291	553.803
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€] B=60 O=74	138.139	321.622	972.438
Payback period [anni]	72,39	31,09	10,28
VAN [€]	-8.537.108	-6.594.023	298.118
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€] B=90 O=24	295.731	278.548	995.167
Payback period [anni]	33,81	35,90	10,05
VAN [€]	-6.868.209	-7.050.177	538.819
Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€] B=105 O=96	146.864	269.740	834.501
Payback period [anni]	68,09	37,07	11,98
VAN [€]	-8.444.710	-7.143.453	-1.162.634

Nelle Fig. 5.6 e 5.7 è fornito un riassunto finale dei guadagni annuali di tutto il caso power-to-hydrogen. Tale riassunto sarà utile anche per la successiva analisi sensitiva.

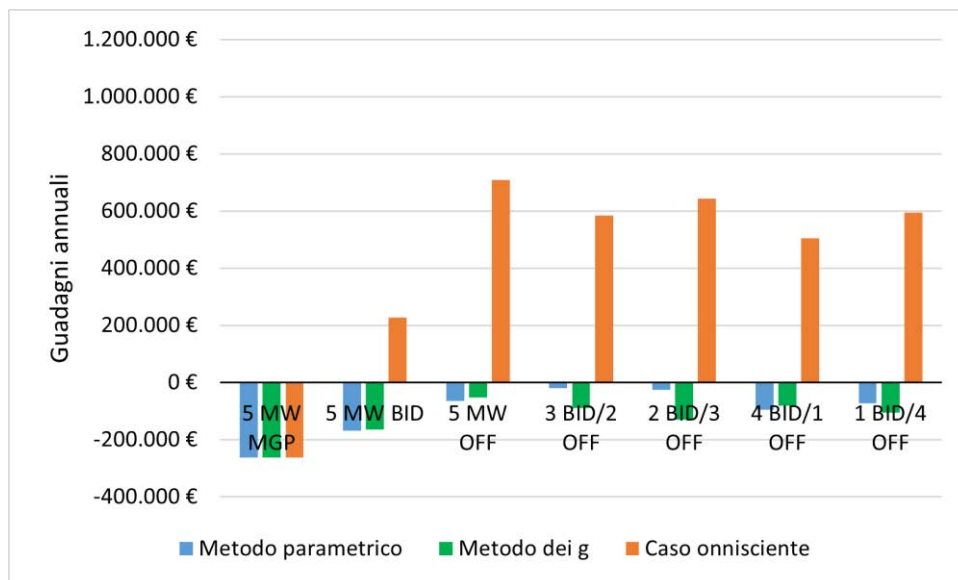


Figura 5.6 - Riepilogo guadagni PtH, senza vendita ossigeno.

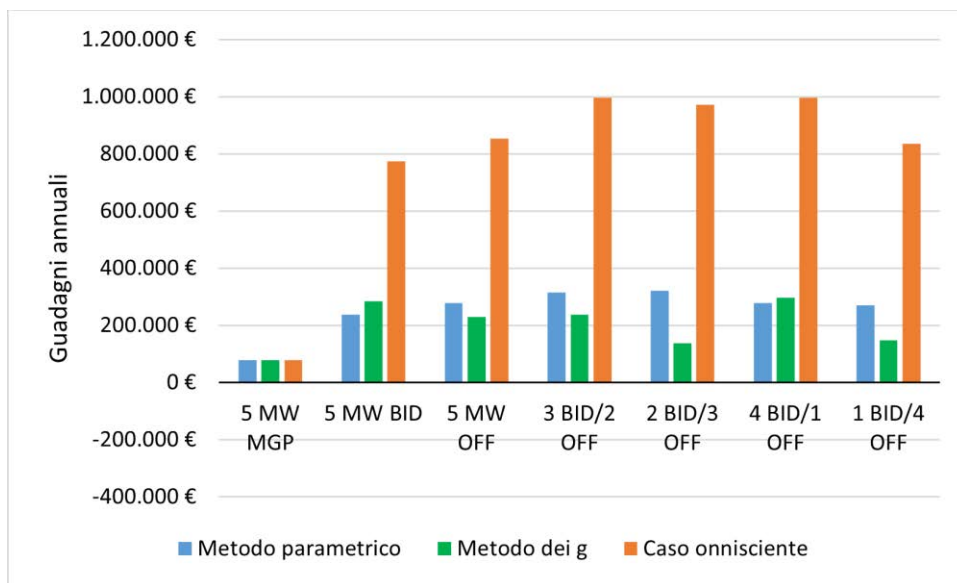


Figura 5.7 - Riepilogo guadagni PtH, con vendita ossigeno.

5.2.3 Analisi sensitiva

L'analisi sensitiva relativa al caso PtH ha per oggetto il prezzo di vendita dell'idrogeno e il PUN. La simulazione relativa ai casi onniscienti della zona nord è stata ripetuta andando a variare una alla volta, in modo indipendente, le variabili appena citate. Per avere lo stesso metro di giudizio e per poter stimare anche gli effetti di variazioni più o meno marcate, entrambe sono state variate del $\pm 10\%$ rispetto al valore di riferimento usato fino ad ora. In aggiunta, gli effetti della variazione del prezzo di vendita dell'idrogeno sono stati valutati anche per valori di quest'ultimo pari a 2 €/kg e 1 €/kg, poiché rappresentano i prezzi più bassi riscontrabili in Fig 3.4. I risultati sono riportati nelle Tab. 5.27-5.34, solo per i casi senza la vendita di ossigeno, poiché ciò che si vuole analizzare è il trend di variazione dei guadagni annuali e ciò prescinde da quest'ultima, che si concretizza come un guadagno fisso. Inoltre, non sono riportati i casi di offerte complementari su BID e OFF perché l'interpretazione dei loro risultati non è immediata come per gli altri.

Prezzo di vendita dell'idrogeno

Tabella 5.27 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "5 MW MGP" PtH.

Prezzo di vendita dell'idrogeno	Guadagno annuale [€]	Ore operative
3 €/kg	-262.161	3.514
+10%	-160.192	4.862
-10%	-330.809	2.123
2 €/kg	-388.387	305

1 €/kg	-398.221	53
---------------	----------	----

Tabella 5.28 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "5 MW BID" PtH.

Prezzo di vendita dell'idrogeno	Guadagno annuale [€]	Ore BID	Ore MGP
3 €/kg	227.128	7.864	58
+10%	424.900	8.268	78
-10%	43.814	7.051	41
2 €/kg	-262.058	3.295	11
1 €/kg	-388.161	494	7

Tabella 5.29 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "5 MW OFF" PtH.

Prezzo di vendita dell'idrogeno	Guadagno annuale [€]	Ore OFF	Ore MGP
3 €/kg	709.220	5.844	1.596
+10%	754.654	5.844	2.112
-10%	678.372	5.844	933
2 €/kg	657.971	5.844	27
1 €/kg	657.695	5.844	0

Tabella 5.30 - Analisi sensitiva prezzo di vendita dell'idrogeno "scelta oraria" PtH.

Prezzo di vendita dell'idrogeno	Guadagno annuale [€]	Ore BID	Ore OFF	Ore MGP
3 €/kg	898.610	3.236	5.430	10
+10%	982.239	3.655	5.078	10
-10%	825.245	2.774	5.671	9
2 €/kg	700.417	1.426	5.838	3
1 €/kg	659.222	93	5.844	0

La prima conclusione e anche la più ovvia è che al diminuire del prezzo di vendita dell'idrogeno diminuiscono i guadagni annuali, così come vale il viceversa se esso aumenta. Questo è ben visibile nei casi "5 MW MGP" e "5 MW BID", dove in parallelo diminuiscono anche le ore MGP e BID, essendo il loro guadagno orario legato alla vendita dell'idrogeno. Più il prezzo si riduce e meno ore rimangono in cui il guadagno orario è positivo. Nel secondo caso dei due citati, il guadagno annuale varia repentinamente, tanto che se l'idrogeno viene venduto ad un prezzo inferiore del 10% esso diminuisce di circa l'80%. La spiegazione di ciò deriva dal fatto che, diminuendo il prezzo, diminuisce il margine di guadagno e rimangono via via solamente le ore con un margine minimo. Il caso "5 MW OFF" è quello che risente meno di questa variazione, in quanto il guadagno orario delle ore OFF dipende solo dal MSD. Il caso "scelta oraria" è veramente significativo, in quanto le ore OFF rimangono pressoché le stesse e anzi aumentano leggermente al diminuire del prezzo dell'idrogeno, simbolo di come il sistema presenti una carenza di produzione nella zona nord.

PUN

Tabella 5.31 - Analisi sensitiva PUN "5 MW MGP" PtH.

PUN [€]	Guadagno annuale [€]	Ore operative
Base	-262.161	3.514
+10%	-318.388	2.227
-10%	-172.707	4.961

Tabella 5.32 - Analisi sensitiva PUN "5 MW BID" PtH.

PUN [€]	Guadagno annuale [€]	Ore BID	Ore MGP
Base	227.128	7.864	58
+10%	187.265	7.707	27
-10%	268.947	7.941	139

Tabella 5.33 - Analisi sensitiva PUN "5 MW OFF" PtH.

PUN [€]	Guadagno annuale [€]	Ore OFF	Ore MGP
Base	709.220	5.844	1.596
+10%	526.753	5.690	983
-10%	908.691	5.851	2.148

Tabella 5.34 - Analisi sensitiva PUN "scelta oraria" PtH.

PUN [€]	Guadagno annuale [€]	Ore BID	Ore OFF	Ore MGP
Base	898.610	3.236	5.430	10
+10%	740.625	3.501	5.015	1
-10%	1.064.590	3.042	5.640	26

In questo caso, essendo il PUN un costo e non un ricavo, più esso diminuisce più aumentano i guadagni. Con riferimento al caso "5 MW BID" i guadagni annuali non variano repentinamente come visto prima (se il PUN diminuisce del 10% il guadagno annuale aumenta del 18%, contro l'87% di prima), questo perché le ore MGP sono in numero molto minore rispetto a quelle BID. Inoltre, al diminuire del PUN aumentano leggermente le ore BID. Tale comportamento è dovuto al fatto che, essendo il prezzo di acquisto dell'elettricità dato dalla somma del prezzo dei MW BID e di quelli pagati al PUN, se quest'ultimo si abbassa è più probabile rientrare dentro al prezzo marginale e quindi fare in modo che quell'ora BID porti un guadagno. Nel caso "5 MW OFF", pur restando le ore OFF praticamente invariate, indice che tutte quelle profittevoli sono state sfruttate, il guadagno annuale aumenta al diminuire del PUN, semplicemente perché aumentano le ore MGP. Nel caso "scelta oraria" le ore OFF sono ancora in maggioranza, ma se il PUN aumenta, alcune di loro diventano ore BID, con però un guadagno orario minore, viceversa se il PUN cresce.

5.3 POWER-TO-SNG

Il SNG prodotto viene venduto, come già accennato, sul MGP-GAS, attraverso uno o più contratti giornalieri di 1 MW. Ciò significa che durante il giorno in questione devono essere immessi in rete 24 MWh di SNG o multipli di tale valore. Il problema, quindi, consiste su come valutare la profittabilità dell'impianto, dal momento che esso si relaziona in input con un mercato i cui prezzi hanno cadenza oraria, mentre in output con uno i cui prezzi hanno cadenza giornaliera. Tutto ciò unito al fatto che se non si raggiunge una determinata soglia di produzione non è possibile vendere. La strategia utilizzata per i casi onniscienti è quella di valutare ora per ora se la produzione di SNG porterebbe un guadagno orario positivo. Tale guadagno è ottenuto come la differenza tra il ricavo della vendita di 2 MWh di SNG e i costi per produrlo, al carico nominale, 2,24 MWh. In caso positivo, si considera quell'ora come un'ora profittabile e se, nell'arco del giorno-gas, si raggiungono le 12 ore profittabili, si passa veramente alla produzione e alla vendita di SNG. In caso contrario, se finito il giorno-gas quella soglia non è stata raggiunta, il conteggio ricomincia da zero. Per via del fatto che ogni ora si producono, in realtà, 2,24 MWh di SNG, la quota eccedente i 24 MWh (o i 48 MWh) venduti in un giorno-gas viene stoccata nell'accumulo di idrogeno. Una volta raggiunti in esso i 24 MWh, si procede alla vendita al prezzo del giorno-gas in cui tale valore è stato raggiunto. Si è deciso di adottare questo ragionamento perché, se si valutasse la profittabilità di un'ora basandosi sul ricavo della vendita di 2,24 MWh di SNG, si rischierebbe di andare in contro a delle incongruenze nel momento in cui si andrebbero a vendere i 24 MWh di un contratto. Ciò è dovuto al fatto che 24 non è multiplo di 2,24, per cui in alcune ore non sarebbe venduta tutta la quantità di gas prodotto e quindi il calcolo della loro profittabilità risulterebbe falsato. Il ricavo legato ai 0,24 MWh di differenza viene recuperato in un secondo momento e rappresenta sicuramente un guadagno, poiché i costi operativi sono già stati coperti. Le casistiche di offerta sono le stesse viste per il caso PtH.

Tutti i guadagni annuali riportati in questo paragrafo sono calcolati al netto dei costi di O&M (pari a 435.154 €). Inoltre, in essi, non si è tenuto conto dell'ammortamento dell'investimento, poiché tale calcolo è intrinsecamente presente nel VAN.

5.3.1 Casi onniscienti

I casi onniscienti analizzati di seguito saranno quelli già visti precedentemente, ad eccezione del caso "scelta oraria". Per ognuno di essi verranno riportati e commentati solo i risultati, in quanto la spiegazione del meccanismo di calcolo è già stata fornita nel sottoparagrafo 5.2.1. I dati relativi ai risultati del MGP-GAS sono stati ancora una volta presi dal sito del GME e non hanno subito alcuna modifica.

5 MW MGP

Nella Tab. 5.35 sono riportati i risultati con e senza la vendita di ossigeno e calore. Come si può notare, le ore operative sono nulle, questo significa che nell'arco di un singolo giorno-gas non è mai stato raggiunto il valore di 24 MWh producibili da ore profittevoli.

Tabella 5.35 - Risultati "5 MW MGP" PtSNG.

	Guadagno annuale [€]	Ore operative	Payback period [anni]	VAN [€]
Senza vendita ossigeno e calore	-435.154	0	-	-
Con vendita ossigeno e calore	-435.154	0	-	-

Informazioni interessanti si ottengono ipotizzando che anche il MGP-GAS funzioni a cadenza oraria (Tab. 5.36), e quindi ipotizzando che il SNG possa essere venduto di ora in ora senza il raggiungimento di nessuna soglia, come avviene per l'elettricità. Questo permette di valutare se effettivamente ci sono ore profittevoli e se il meccanismo reale di funzionamento del MGP-GAS rappresenti un handicap per i sistemi power-to-gas. In effetti, ci sarebbero alcune ore in cui è conveniente produrre, ma sono veramente poche.

Tabella 5.36 - Risultati "5 MW MGP" cadenza oraria PtSNG.

	Guadagno annuale [€]	Ore operative	Payback period [anni]	VAN [€]
Senza vendita ossigeno e calore	-435.097	8	-	-
Con vendita ossigeno e calore	-432.252	69	-	-

5 MW BID

Nei casi onniscienti, a partire da questo, si farà riferimento solamente alla zona nord, poiché, alla luce dei risultati del caso PtH e del caso "5 MW MGP" appena illustrato, si evince che i guadagni annuali delle altre due zone non saranno sicuramente migliori. Comunque, come già fatto per il caso PtH, i risultati relativi alle altre zone di mercato sono riportati nell'appendice A. Il caso con la vendita di ossigeno e calore di Tab. 5.37 riporta la vendita di un quantitativo di SNG pari a 36 contratti giornalieri. Tale dato è ottenibile dalle ore operative, in quanto, come già visto, i 24 MWh sottesi ognuno di questi contratti sono il risultato della produzione di 12 ore operative. Per la precisione, durante queste 12 ore si producono 26,89 MWh,

pertanto il guadagno annuale comprende la vendita di 72 MWh accumulati nello stoccaggio di idrogeno. La partecipazione al MSD ex-ante comporta un aumento delle ore operative (vedasi anche Tab. 5.38), anche se i guadagni annuali sono ben lungi dall'essere positivi. Per la prima volta, comunque, c'è la possibilità di stipulare contratti giornalieri.

Tabella 5.37 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtSNG.

	Nord	Nord con vendita ossigeno e calore
Guadagno annuale [€]	-435.154	-423.060
Contratti giornalieri	0	36
Ore BID	0	391
Ore MGP	0	5
Payback period [anni]	-	-
VAN [€]	-	-

Tabella 5.38 - Risultati "5 MW BID" onnisciente cadenza oraria PtSNG.

	Nord	Nord con vendita ossigeno e calore
Guadagno annuale [€]	-435.057	-408.540
Ore BID	8	914
Ore MGP	4	7
Payback period [anni]	-	-
VAN [€]	-	-

5 MW OFF

I risultati delle Tab. 5.39 e 5.40 sono eloquenti. Le ore OFF sono le stesse del relativo caso onnisciente senza la vendita di ossigeno presentato nella rispettiva sezione del caso PtH. Non vi è nemmeno un'ora MGP, segno di come i costi operativi siano talmente elevati da rendere sempre conveniente non produrre e

incassare i soldi provenienti dal MSD. Si hanno guadagni positivi ma l'impianto rimane sempre spento.

Tabella 5.39 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtSNG.

	Nord	Nord con vendita ossigeno e calore
Guadagno annuale [€]	622.541	622.541
Contratti giornalieri	0	0
Ore OFF	5844	5844
Ore MGP	0	0
Payback period [anni]	18,47	18,47
VAN [€]	-4.905.741	-4.905.741

Tabella 5.40 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente cadenza oraria PtSNG.

	Nord	Nord con vendita ossigeno e calore
Guadagno annuale [€]	622.541	622.541
Ore OFF	5844	5844
Ore MGP	0	0
Payback period [anni]	18,47	18,47
VAN [€]	-4.905.741	-4.905.741

Offerte complementari BID e OFF

Come è possibile notare nelle Tab. 5.41 e 5.42, il sottocaso "1 BID/4 OFF" è stato trattato solo nell'ipotetica modalità "cadenza oraria". Questo perché, quando l'offerta BID viene accettata, l'elettrolisi lavora a 2 MW (1 MW BID e 1 MW MGP) e quindi la produzione oraria di SNG è inferiore ad 1 MWh, per cui nell'arco delle 24 ore del giorno-gas è impossibile produrre 24 MWh.

Osservando i risultati è ancora una volta evidente che i guadagni annuali sono positivi solo se si offre a salire. Infatti, essi aumentano all'aumentare della quantità OFF. Inoltre, essi si pongono esattamente in ordine crescente, al diminuire della quantità BID, tra il caso "5 MW BID" e quello "5 MW OFF".

Tabella 5.41 - Risultati "Offerte complementari BID e OFF" onniscente PtSNG.

	Nord	Nord con vendita ossigeno e calore
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€]	-12.076	510
Payback period [anni]	-	22.546
VAN [€]	-	-11.493.049
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€]	199.463	204.789
Payback period [anni]	57,65	56,15
VAN [€]	-9.386.137	-9.329.734
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€]	-223.615	-207.751
Payback period [anni]	-	-
VAN [€]	-	-

Tabella 5.42 - Risultati "Offerte complementari BID e OFF" onniscente cadenza oraria PtSNG.

	Nord	Nord con vendita ossigeno e calore
Guadagno annuale 3 BID/2 OFF [€]	-11.989	14.809
Payback period [anni]	-	22.546
VAN [€]	-	-11.493.049
Guadagno annuale 2 BID/3 OFF [€]	199.561	213.934
Payback period [anni]	57,62	53,75
VAN [€]	-9.385.099	-9.232.889
Guadagno annuale 4 BID/1 OFF [€]	-223.530	-182.044
Payback period [anni]	-	-
VAN [€]	-	-

Guadagno annuale 1 BID/4 OFF [€]	410.677	418.019
Payback period [anni]	27,00	27,51
VAN [€]	-7.149.381	-7.071.629

Il caso “scelta oraria” non è stato analizzato, poiché era stato introdotto solamente per valutare le risorse necessarie al sistema elettrico. Per cui le conclusioni tratte precedentemente attraverso di esso sono, ovviamente, ancora valide, in quanto prescindono dal tipo di impianto attraverso cui tale analisi viene svolta.

Come al solito, nelle Fig. 5.8 e 5.9, è fornito un riassunto dei guadagni annuali ottenuti dai casi onniscienti. Dai grafici si evince come risulti inutile analizzare i casi realistici, poiché i guadagni annuali massimi ottenibili sono già di per sé scoraggianti. Gli unici positivi sono quelli derivanti dal caso “5 MW OFF”, che però comportano l’inattività dell’impianto.

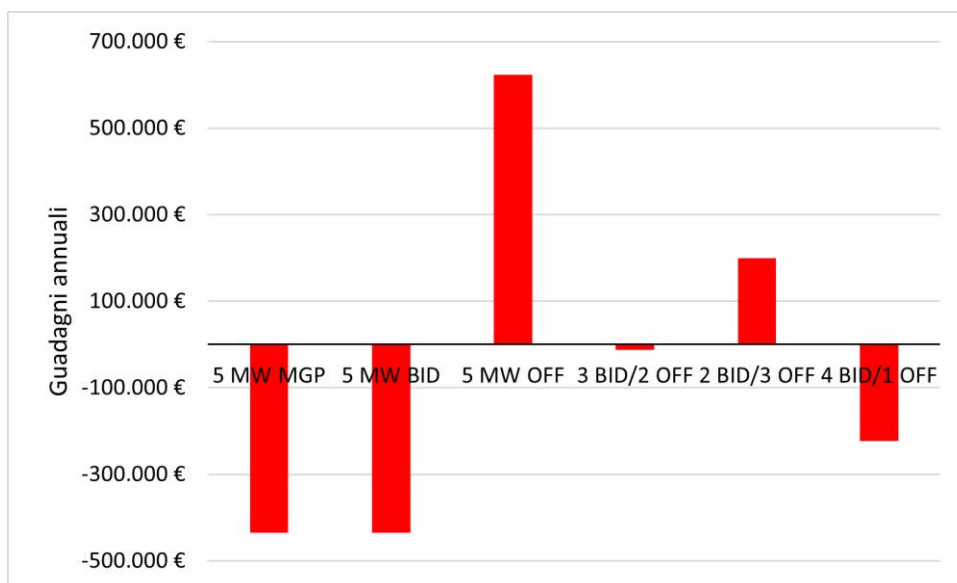


Figura 5.8 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscienti PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.

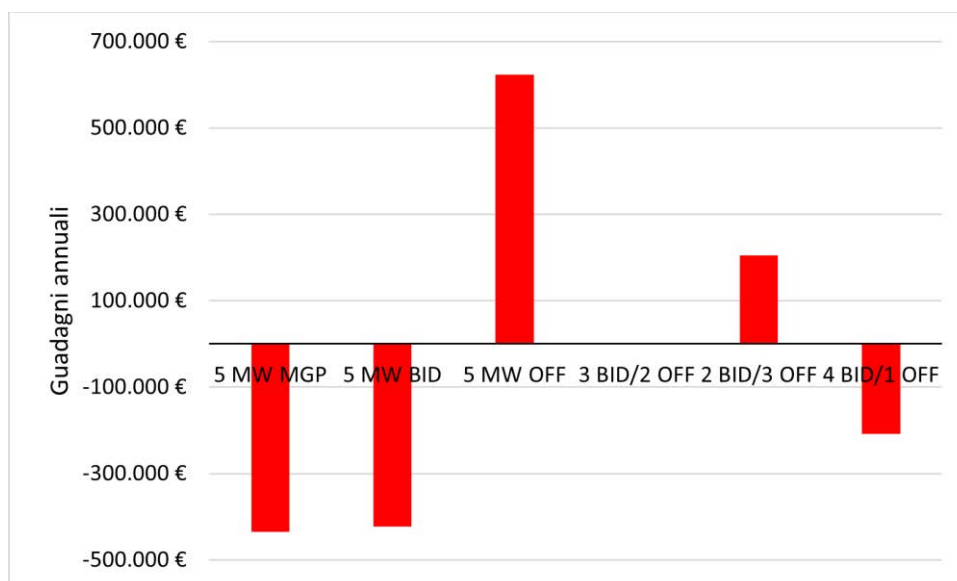


Figura 5.9 - Riepilogo guadagni annuali casi onniscenti PtSNG, con vendita ossigeno e calore.

5.3.2 Analisi sensitiva

In questo caso l'analisi sensitiva ha per oggetto il prezzo di vendita del SNG e quello di acquisto della CO₂. Il primo è stato variato del $\pm 10\%$, per i motivi visti nel sottocapitolo 5.2.3. Inoltre, siccome tale prezzo presenta variazioni marcate da un anno all'altro, sono stati valutati i risultati anche per variazioni del $+25\%$ e $+50\%$. Per il secondo, oltre ad essere stato variato del $\pm 10\%$, sono stati analizzati gli effetti di altri due valori quali: 35€/t e 20 €/t, ovvero i prezzi minimi rispettivamente per le fonti biomassa e CC, come riportato in [31]. I casi oggetto di questa analisi sensitiva sono: "5 MW MGP", "5 MW BID" e "5 MW OFF", sempre senza la vendita di ossigeno e calore. Esso sono stati valutati secondo le modalità viste finora (Tab. 5.43-5.48), ovvero applicando sia il regolamento del MGP-GAS (cadenza giornaliera) sia ipotizzando che la vendita di gas sia a cadenza oraria.

Prezzo di vendita del SNG

Tabella 5.43 - Analisi sensitiva prezzo di vendita del SNG "5 MW MGP" PtSNG.

Prezzo di vendita del SNG [€]	Guadagno annuale cadenza giornaliera [€]	Ore operative cadenza giornaliera	Guadagno annuale cadenza oraria [€]	Ore operative cadenza oraria
Base	-435.154	0	-435.097	8
-10%	-435.154	0	-435.120	7
+10%	-435.154	0	-435.073	8
+25%	-435.154	0	-435.030	11
+50%	-435.154	0	-434.940	12

Tabella 5.44 - Analisi sensitiva prezzo di vendita del SNG "5 MW BID" PtSNG.

Prezzo di vendita del SNG [€]	Guadagno annuale cadenza giornaliera [€]	Ore BID cadenza giornaliera	Ore MGP cadenza giornaliera	Guadagno annuale cadenza oraria [€]	Ore BID cadenza oraria	Ore MGP cadenza oraria
Base	-435.154	0	0	-435.057	8	4
-10%	-435.154	0	0	-435.090	6	4
+10%	-435.154	0	0	-435.012	13	4
+25%	-435.154	0	0	-434.856	35	5
+50%	-435.154	0	0	-434.375	66	6

Tabella 5.45 - Analisi sensitiva prezzo di vendita del SNG "5 MW OFF" PtSNG.

Prezzo di vendita del SNG [€]	Guadagno annuale cadenza giornaliera [€]	Ore OFF cadenza giornaliera	Ore MGP cadenza giornaliera	Guadagno annuale cadenza oraria [€]	Ore OFF cadenza oraria	Ore MGP cadenza oraria
Base	622.541	5844	0	622.541	5844	0
-10%	622.541	5844	0	622.541	5844	0
+10%	622.541	5844	0	622.541	5844	0
+25%	622.541	5844	0	622.541	5844	0
+50%	622.541	5844	0	622.541	5844	0

La variazione del prezzo di vendita del SNG non ha alcuna ripercussione sui guadagni annuali nel caso si seguano i criteri di vendita del MGP-GAS. Nei casi "5 MW MGP" e "5 MW BID" si nota, nella modalità "cadenza oraria", all'aumentare di esso, un leggero aumento dei guadagni annuali correlato all'aumento delle ore MGP e BID. Mentre, nel caso "5 MW OFF", i guadagni orari derivanti dal MSD sono talmente vantaggiosi da non risentire minimamente dell'aumento del prezzo di vendita del gas prodotto.

Prezzo di acquisto della CO₂

Tabella 5.46 - Analisi sensitiva prezzo di acquisto della CO₂ "5 MW MGP" PtSNG.

Prezzo di acquisto della CO ₂	Guadagno annuale cadenza giornaliera [€]	Ore operative cadenza giornaliera	Guadagno annuale cadenza oraria [€]	Ore operative cadenza oraria
60 €/t	-435.154	0	-435.097	8
+10%	-435.154	0	-435.107	8
-10%	-435.154	0	-435.088	8
35 €/t	-435.154	0	-435.057	9

20 €/t	-435.154	0	-435.028	11
---------------	----------	---	----------	----

Tabella 5.47 - Analisi sensitiva prezzo di acquisto della CO₂ "5 MW BID" PtSNG.

Prezzo di acquisto della CO₂	Guadagno annuale cadenza giornaliera [€]	Ore BID cadenza giornaliera	Ore MGP cadenza giornaliera	Guadagno annuale cadenza oraria [€]	Ore BID cadenza oraria	Ore MGP cadenza oraria
60 €/t	-435.154	0	0	-435.057	8	4
+10%	-435.154	0	0	-435.071	7	4
-10%	-435.154	0	0	-435.041	10	4
35 €/t	-435.154	0	0	-434.974	20	4
20 €/t	-435.154	0	0	-434.892	28	5

Tabella 5.48 - Analisi sensitiva prezzo di acquisto della CO₂ "5 MW OFF" PtSNG.

Prezzo di acquisto della CO₂	Guadagno annuale cadenza giornaliera [€]	Ore OFF cadenza giornaliera	Ore MGP cadenza giornaliera	Guadagno annuale cadenza oraria [€]	Ore OFF cadenza oraria	Ore MGP cadenza oraria
60 €/t	622.541	5844	0	622.541	5844	0
+10%	622.541	5844	0	622.541	5844	0
-10%	622.541	5844	0	622.541	5844	0
35 €/t	622.541	5844	0	622.541	5844	0
20 €/t	622.541	5844	0	622.541	5844	0

Il trend dei risultati riguardo la variazione del prezzo di acquisto della CO₂ è del tutto simile e quello visto per la variazione del prezzo di vendita del SNG. In questo frangente la variazione dei guadagni annuali è ancora più ridotta, indice di come il prezzo della CO₂ sia un costo troppo elevato anche nel caso in cui esso sia pari a 20 €/t.

CONCLUSIONI

Cercando di rispondere al quesito posto come scopo di questo lavoro di tesi, l'analisi della fattibilità economica di un impianto power-to-gas nella realtà italiana è stata svolta prima per il caso con la sola produzione di idrogeno (power-to-hydrogen) e successivamente per il caso con la produzione di gas naturale sintetico (power-to-SNG). L'analisi che consiste in una simulazione ex post relativa all'anno 2019, in cui è stato modellizzato un impianto PtG con una potenza nominale dell'elettrolizzatore pari a 5 MW. Esso si relaziona in input con il MGP e il MSD e in output con la vendita a prezzo fisso dell'idrogeno o con il MGP-GAS. Il tutto con lo scopo di calcolare i guadagni annuali ottenibili, per poi calcolare il payback period e il VAN. In particolare, sono stati calcolati, come prima cosa, i guadagni annuali massimi teorici, attraverso i casi definiti "onniscienti", che presuppongono la conoscenza a priori, per ogni ora del 2019, del prezzo al quale le offerte sul MSD sono state accettate. Successivamente, posti tali guadagni come benchmark, è stata svolta una simulazione realistica della partecipazione a tali mercati, attraverso due strategie di offerta elaborate ad hoc. La prima, chiamata "metodo parametrico", si basa sui risultati del MGP del 2018, mentre la seconda, chiamata "metodo dei g", si basa sui risultati del 2018 del MSD. Infine, è stata svolta un'analisi sensitiva per valutare la variazione dei principali prezzi coinvolti nella simulazione.

Nel caso power-to-hydrogen, dopo aver valutato i risultati di tutte e sei le zone di mercato italiane, si è deciso di concentrare l'analisi solo sulla zona nord, poiché tale zona presenta i guadagni annuali migliori. Si evince che, per cercare di coprire i costi operativi e di manutenzione (O&M), è necessario partecipare sia al MGP che al MSD e, soprattutto, vendere l'ossigeno prodotto. A tal proposito, i risultati migliori si ottengono nel caso in cui, per ogni ora dell'anno, si offrono, mediante la strategia definita "metodo parametrico", 3 MW a salire e 2 MW a scendere sul MSD ex-ante e contemporaneamente si acquistano 3 MW dal MGP al PUN. In questo frangente il guadagno annuale è di 321.622 €, al netto dei costi O&M. Ciò nonostante, in molti casi, i guadagni annuali, di per sé potenzialmente positivi, non permettono di coprire i costi operativi e di manutenzione né tantomeno i costi di investimento. Questo porta ad avere, in tutti i casi realistici, un valore attuale netto (VAN) abbondantemente negativo, indice di come, installare un impianto power-to-gas in Italia che produce idrogeno assorbendo elettricità dalla rete, sia un investimento non conveniente. Il perché è da ricercarsi nei costi di investimento troppo elevati e nel ridotto margine di guadagno offerto dalla partecipazione ai sopracitati mercati. Partendo dallo scenario base, l'analisi sensitiva rivela che all'aumentare del prezzo di vendita dell'idrogeno aumentano in modo considerevole i guadagni annuali, in alcuni casi anche di un valore maggiore all'80%. Un'altra conclusione che si può trarre dall'analisi sensitiva è che la variazione del PUN non ha effetti così marcati come quella del prezzo dell'idrogeno (se il PUN diminuisce del 10% il guadagno annuale aumenta del 18%).

Nel caso power-to-SNG, la simulazione è stata svolta, in un primo momento, limitatamente ai soli casi onniscienti della zona di mercato nord. Alla luce dei risultati ottenuti e del fatto che tale zona, come visto per la produzione di idrogeno, è la più promettente dal punto di vista economico, si è deciso di non riportare i risultati

dell'analisi relativa alle altre zone e dei casi realistici. Tali risultati portano ad avere un valore attuale netto sempre pesantemente negativo, pur essendo relativi ai casi onniscienti. Questo peggioramento dei guadagni annuali, rispetto al caso power-to-hydrogen, è da imputare principalmente ai costi operativi. Infatti, il costo della CO₂ penalizza la produzione di SNG. Ci sono inoltre altri aspetti da evidenziare. Per via degli alti costi operativi, i guadagni annuali maggiori si ottengono spegnendo l'impianto e incassando il ricavo derivante dall'accettazione di offerte da 5 MW a salire sul MSD ex-ante. Ciò, però, renderebbe vano lo scopo per cui si intende installare impianti di questo tipo nel sistema elettrico, ovvero aumentarne la flessibilità e favorire il sector coupling. Un altro aspetto riguarda il fatto che il regolamento con cui è gestita la vendita di gas naturale sul MGP-GAS risulta un handicap per gli impianti PtG in quanto essi devono relazionarsi in input con un mercato con prezzi a cadenza oraria e in output con un mercato con prezzi a cadenza giornaliera. Inoltre, se non si raggiunge una determinata soglia di produzione non è possibile vendere. Questo rende complicata la valutazione della profittabilità delle ore operative e, soprattutto, non permette di sfruttare tutte le ore profittevoli. Alcune di esse, infatti, durante il giorno-gas, non sono in numero tale da raggiungere la soglia di vendita sottesa ai contratti giornalieri. L'analisi sensitiva riporta che, per via degli elevati costi d'investimento e operativi, le variazioni del prezzo di vendita del SNG e del prezzo di acquisto della CO₂ non provocano effetti degni di nota.

Ulteriori analisi sarebbero necessarie per valutare l'effetto delle tasse e degli oneri di sistema sull'acquisto dell'elettricità. Purtroppo, ad oggi, non è ancora chiara la posizione italiana al riguardo. Ad esempio, non è noto se, come in altri paesi europei, verranno introdotti dei meccanismi di incentivazione o di sgravio fiscale per questa tecnologia, in quanto essa porta vantaggi al sistema elettrico e non solo.

Un'altra indagine necessaria riguarderebbe l'accoppiamento di un sistema power-to-gas con un impianto di generazione elettrica a fonte rinnovabile non programmabile. Attraverso di essa sarebbe possibile valutare la partecipazione combinata delle due tecnologie al MSD, nelle vesti di un Unità Virtuale Abilitata Mista (UVAM), e analizzare quindi una diversa modalità di approvvigionamento dell'elettricità.

APPENDICE A

Nel seguito sono riportati i risultati non illustrati nel capitolo 5, solo per i casi “5 MW BID” e “5 MW OFF”. I guadagni annuali sono calcolati al netto dei costi di O&M. Inoltre, in essi, non si è tenuto conto dell’ammortamento dell’investimento, poiché tale calcolo è intrinsecamente presente nel VAN.

Power-to-Hydrogen

5 MW BID

Tabella A.1 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.

	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-48.512	-91.554	-260.906
Ore BID	3.757	2.498	10
Percentuale di scelta	80,80%	71,19%	1,10%
Ore MGP	2.122	2.468	3.504
Payback period [anni]	-	-	-
VAN [€]	-	-	-

Tabella A.2 - Risultati “5 MW BID” onnisciente PtH, con vendita ossigeno.

	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	403.127	314.467	81.879
Ore BID	4.230	2.696	114
Percentuale di scelta	90,97%	92,66%	12,60%
Ore MGP	3.587	4.720	6.759
Payback period [anni]	24,81	31,80	122,13
VAN [€]	-5.730.885	-6.669.794	-9.132.901

Tabella A.3 - Risultati "5 MW BID" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.

	Centro-sud i=45	Sicilia i=42	Centro-nord i=8	Sud i=49	Sardegna i=49
Guadagno annuale [€]	-262.160	-262.160	-309.254	-262.160	-262.160
Ore BID	0	0	1.170	0	0
Ore BID_REJ	0	0	3.726	0	0
Ore MGP	3.514	3.514	1.390	3.514	3.514
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.4 - Risultati "5 MW BID" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.

	Centro-sud i=55	Sicilia i=55	Centro-nord i=8	Sud i=62	Sardegna i=62
Guadagno annuale [€]	78.850	79.089	-34.992	79.089	79.089
Ore BID	21	0	2.169	0	0
Ore BID_REJ	36	0	4.678	0	0
Ore MGP	6.799	6.822	1.857	6.822	6.822
Payback period [anni]	126,82	126,44	-	126,44	126,44
VAN [€]	-9.164.979	-9.162.447	-	-9.162.447	-9.162.447

Tabella A.5 - Risultati "5 MW BID" metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.

	Centro-sud g=46	Sicilia g=30	Centro-nord g=33	Sud g=139	Sardegna g=103
Guadagno annuale [€]	-272.700	-357.753	-286.150	-450.613	-471.965
Ore BID	2.502	739	2.481	213	10
Ore BID_REJ	5.115	6.193	4.605	8.476	8.604
Ore MGP	1.143	1.828	1.674	71	146
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.6 - Risultati "5 MW BID" metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.

	Centro-sud g=75	Sicilia g=86	Centro-nord g=82	Sud g=204	Sardegna g=128
Guadagno annuale [€]	102.097	-83.154	77.428	-321.965	-292.214

Ore BID	2.530	678	2.499	213	6
Ore BID_REJ	3.255	5.769	3.742	8.476	8.121
Ore MGP	2.975	2.313	2.519	71	633
Payback period [anni]	97,95	-	129,15	-	-
VAN [€]	-8.918.793	-	-9.180.037	-	-

5 MW OFF

Tabella A.7 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtH, senza vendita ossigeno.

	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	69.947	124.565	-160.365
Ore OFF	2.108	4.106	549
Percentuale di scelta	79,79%	88,99%	44,49%
Ore MGP	2.842	1.982	3.346
Payback period [anni]	142,97	80,28	-
VAN [€]	-9.259.261	-8.680.857	-

Tabella A.8 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtH, con vendita ossigeno.

	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	344.855	312.191	161.655
Ore OFF	2.097	3.966	535
Percentuale di scelta	79,37%	85,96%	43,35%
Ore MGP	5.479	3.741	6.419
Payback period [anni]	29,00	30,03	61,86
VAN [€]	-6.347.986	-6.693.897	-8.288.074

Tabella A.9 - Risultati "5 MW OFF" metodo parametrico PtH, senza vendita ossigeno.

	Centro-sud i=42	Sicilia i=11	Centro-nord i=13	Sud i=87	Sardegna i=63
Guadagno annuale [€]	-385.080	-318.784	-313.746	-311.990	-455.564
Ore OFF	440	1.049	1.425	132	63
Ore OFF_REJ	5.926	7.681	7.140	3.448	5.116
Ore MGP	773	0	0	1.227	1.387
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.10 - Risultati "5 MW OFF" metodo parametrico PtH, con vendita ossigeno.

	Centro-sud i=32	Sicilia i=8	Centro-nord i=8	Sud i=80	Sardegna i=58
Guadagno annuale [€]	88.796	185.368	161.098	70.102	19.879
Ore OFF	504	1.014	1.285	161	84
Ore OFF_REJ	6.182	7.729	7.401	3.453	5.148
Ore MGP	1.559	0	0	3.482	2.870
Payback period [anni]	112,62	53,95	62,07	142,65	503,04
VAN [€]	-9.911.193	-8.036.953	-8.293.972	-9.257.620	-9.789.481

Tabella A.11 - Risultati "5 MW OFF" metodo dei g PtH, senza vendita ossigeno.

	Centro-sud g=81	Sicilia g=140	Centro-nord g=86	Sud g=95	Sardegna g=116
Guadagno annuale [€]	-427.784	-212.246	-337.791	-404.248	-520.621
Ore OFF	1.294	1.969	1.880	2.114	378
Ore OFF_REJ	7.159	6.721	6.617	6.469	8.263
Ore MGP	307	70	263	117	119
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.12 - Risultati "5 MW OFF" metodo dei g PtH, con vendita ossigeno.

	Centro-sud g=92	Sicilia g=185	Centro-nord g=109	Sud g=95	Sardegna g=119
Guadagno annuale [€]	64.786	273.059	131.673	45.432	24.658
Ore OFF	1.014	1.749	1.481	1.413	346
Ore OFF_REJ	5.766	6.906	6.084	5.519	7.550

Ore MGP	1.980	105	1.195	1.828	864
Payback period [anni]	154,35	36,62	75,95	220,11	405,55
VAN [€]	-9.313.916	-7.108.305	-8.605.583	-9.518.875	-9.738.872

Power-to-SNG

5 MW BID

Tabella A.13 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-435.154	-435.154	-435.154	-435.154	-435.154
Contratti giornalieri	0	0	0	0	0
Ore BID	0	0	0	0	0
Ore MGP	0	0	0	0	0
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.14 - Risultati "5 MW BID" onnisciente PtSNG, con vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-435.154	-434.283	-434.207	-434.040	-435.154
Contratti giornalieri	0	4	1	3	0
Ore BID	0	38	12	14	0
Ore MGP	0	10	0	22	0
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.15 - Risultati "5 MW BID" onnisciente cadenza oraria PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-434.947	-435.097	-435.030	-435.093	-435.097
Ore BID	15	0	8	2	0
Ore MGP	8	8	8	8	8
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

Tabella A.16 - Risultati "5 MW BID" onnisciente cadenza oraria PtSNG, con vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-427.721	-424.990	-424.960	-427.340	-431.800
Ore BID	81	274	130	208	10
Ore MGP	59	68	65	69	69
Payback period [anni]	-	-	-	-	-
VAN [€]	-	-	-	-	-

5 MW OFF

Tabella A.17 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-88.595	212.818	-71.954	17.998	-328.490
Contratti giornalieri	0	0	0	0	0
Ore OFF	1.640	2.050	2.108	4.108	549
Ore MGP	0	0	0	0	0
Payback period [anni]	-	54,03	-	638,87	-

VAN [€]	-	-9.244.707	-	-11.307.851	-
----------------	---	------------	---	-------------	---

Tabella A.18 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente PtSNG, con vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-88.595	212.818	-71.954	17.998	-328.490
Contratti giornalieri	0	0	0	0	0
Ore OFF	1.640	2.050	2.108	4.108	549
Ore MGP	0	0	0	0	0
Payback period [anni]	-	54,03	-	638,87	-
VAN [€]	-	-9.244.707	-	-11.307.851	-

Tabella A.19 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente cadenza oraria PtSNG, senza vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-88.567	212.874	-71.914	18.011	-328.433
Ore OFF	1.640	2.050	2.108	4.108	549
Ore MGP	4	8	4	1	8
Payback period [anni]	-	54,02	-	638,41	-
VAN [€]	-	-9.244.114	-	-11.307.714	-

Tabella A.20 - Risultati "5 MW OFF" onnisciente cadenza oraria PtSNG, con vendita ossigeno e calore.

	Centro-sud	Sicilia	Centro-nord	Sud	Sardegna
Guadagno annuale [€]	-86.371	215.719	-70.268	18.618	-325.763
Ore OFF	1.640	2.050	2.108	4.108	549
Ore MGP	56	69	44	16	66
Payback period [anni]	-	53,30	-	617,60	-

| Appendice A

VAN [€]	-	-9.213.986	-	-11.301.285	-
----------------	---	------------	---	-------------	---

BIBLIOGRAFIA

- [1] Commissione Europea, «Energy Roadmap 2050,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf.
- [2] Commissione Europea, «Accordo di Parigi,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it.
- [3] ARERA, «Stato di utilizzo e di intergrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita, anno 2018,» 2019.
- [4] M. Olczak e A. Piebalgs, «Sector Coupling: the New EU Climate and Energy Paradigm?,» Florence School of Regulation, Florence, 2018.
- [5] RSE, Politecnico di Milano, «Partecipazione della domanda flessibile al mercato del servizio di dispacciamento,» Energy@home, Roma, 2018.
- [6] GME, «Vademecum della Borsa Elettrica».
- [7] GME, «Mercato Elettrico,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/IIMercatoElettrico.aspx>.
- [8] GME, «Glossario,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/it/Tools/Glossario.aspx>.
- [9] TERNA S.p.A., «Codice di rete italiano,» Versione aggiornata al 2015.
- [10] ARERA, «Documento di consultazione DCO 354/2013/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/354-13.pdf>.
- [11] ARERA, «Documento di consultazione DCO 298/2016/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/16/298-16.pdf>.
- [12] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni e S. Spelta, «The Voltage Control on MV Distribution Networks with Aggregated DG Units (VPP),» *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*, n. 1, pp. 187-192, 2006.
- [13] F. Bignucolo, A. Lorenzoni e J. M. Schwidtal, «End-users aggregation: a review of key elements for future applications,» *16th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia*, pp. 1-6, 2019.
- [14] ARERA, «Delibera 300/2017/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/300-17.htm>.

- [15] ARERA, «Delibera 372/2017/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/17/372-17.pdf>.
- [16] ARERA, «Delibera 583/2017/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/17/583-17.pdf>.
- [17] ARERA, «Delibera 422/2018/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/18/422-18.pdf>.
- [18] Terna S.p.A., «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento,» 2018.
- [19] ARERA, «Delibera n. 111/06,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/06/111-06allnew.pdf>.
- [20] Energy & Strategy Group, School of Management, Politecnico di Milano, «Electricity Market Report, "L'apertura del MSD oltre i progetti pilota: quali ricadute per il sistema paese?»,» Milano, 2019.
- [21] ARERA, «Relazione Annuale,» 2019, Volume 1. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/19/RA19_volume1.pdf.
- [22] Snam Rete Gas, «Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al punto di scambio virtuale,» 2017. [Online]. Available: https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/Servizi_online/PSV/CONDIZIONI_PSV_del.147_2017_R_gas.pdf.
- [23] GME, «Regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS),» 2010. [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20200101_Regolamento_PGAS.pdf.
- [24] GME, «P-GAS cos'è- dettagli operativi,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/Gas/PGas.aspx>.
- [25] Ministero dello sviluppo economico, «Decreto ministeriale 23 febbraio 2012 - Modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote del gas naturale importato,» [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/03/15/12A02815/sg>.
- [26] GME, «M-GAS cosa è,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MGAS/MGAS.aspx>.
- [27] GME, «Disciplina del mercato del gas naturale,» 2020. [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20200101_Disciplin_MGAS.pdf.
- [28] IEA, «The Future of Hydrogen,» Paris, 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

- [29] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert e T. Kolb, «Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,» *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371-1390, 2016.
- [30] ARERA, «Documento di consultazione DCO 39/2020/R/gas,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/20/039-20.pdf>.
- [31] A. Mazza, E. Bompard e G. Chicco, «Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 794-806, 2018.
- [32] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert e T. Tynjälä, «Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation,» *Applied Energy*, vol. 257, 2020.
- [33] A. Buttler e H. Spliethoff, «Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440-2454, 2018.
- [34] C. Coutanceau, S. Baranton e T. Audichon, «Chapter 3 - Hydrogen production from water electrolysis,» in *Hydrogen Electrochemical Production*, Academic Press, 2017, pp. 17-62.
- [35] F. Gutiérrez-Martín e L. M. Rodríguez-Antón, «Power-to-SNG technology for energy storage at large scales,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, pp. 19290-19303, 2016.
- [36] EU, «Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,» EU Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies 2018. [Online]. Available: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL_STU\(2018\)626091_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL_STU(2018)626091_EN.pdf).
- [37] T. Brown, D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm e M. Greiner, «Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system,» *Energy*, vol. 160, pp. 720-739, 2018.
- [38] Snam, «La sperimentazione a Contursi Terme,» 2019. [Online]. Available: https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/snam_idrogeno/.
- [39] J. Vandewalle, K. Bruninx e W. D'haeseleer, «Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions,» *Energy Conversion and Management*, vol. 94, pp. 28-39, 2015.
- [40] H&R Group, «H&R GmbH & Co. KGaA inaugurates world's largest dynamic hydrogen electrolysis plant,» 24 Novembre 2017. [Online]. Available: <https://www.hur.com/en/press/press-releases/>.

- [41] Siemens, «Silyzer 200 High-pressure efficiency in the megawatt range,» [Online]. Available: [siemens.com/hydrogen-electrolyzer](https://www.siemens.com/hydrogen-electrolyzer).
- [42] Siemens, «Key technologies for a hydrogen-based energy system,» 4 Novembre 2019. [Online]. Available: https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortrag%20C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04_Schmiedel.pdf.
- [43] M. Felgenhauer e T. Hamacher, «State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 2084-2090, 2015.
- [44] Energiepark Mainz, «Technical Data,» [Online]. Available: <https://www.energiepark-mainz.de/en/technology/technical-data/>.
- [45] Siemens, «Electricity-based fuels as a link between the electricity and transport sectors,» 21 Febbraio 2019. [Online]. Available: <https://etipwind.eu/wp-content/uploads/A5-Siemens.pdf>.