

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in INGEGNERIA ENERGETICA E NUCLEARE
Renewable Energy Systems

Tesi di Laurea Magistrale

Scenari di decarbonizzazione per il settore della ceramica



Politecnico di Torino

Relatore

Prof. Pierluigi Leone

Correlatore

Marco Cavana

Candidato

Kely Florida Gouegue Dzetagoue

Ottobre 2023

Abstract

Il processo di decarbonizzazione dei settori “hard to abate” quali acciaio, chimica, ceramica, carta, vetro, cemento e fonderie richiede un mix di leve; le tre più innovative sono: la cattura della CO₂, elettrificazione e combustibili verdi (idrogeno e biometano).

L’obiettivo di questa tesi è quello di valutare l’idrogeno verde come leva di decarbonizzazione del settore della ceramica prendendo come caso studio un cluster ceramico in cui il 20% in volume del suo consumo di gas naturale viene sostituito con idrogeno verde.

Questa analisi si divide in tre parte principale:

- La definizione e la descrizione dei cluster industriali concentrandosi sul cluster dell’industria ceramica;
- I modelli tecno-economici per la produzione di idrogeno verde e biometano;
- Il dimensionamento di un impianto per produrre idrogeno verde per sostituire il 20% in volume del consumo di gas naturale di un cluster ceramico scelto come caso studio.

Sommario

1) Introduzione	7
1.1. Caratteristiche e opportunità dei clusters industriali per la decarbonizzazione	7
1.2. L'opportunità di accoppiare i clusters alla decarbonizzazione del settore portuale	10
1.3. Il cluster dell'industria ceramica	11
2) I gas rinnovabili per la decarbonizzazione del settore industriale	13
2.1. Modello per l'analisi tecno-economica per la produzione di idrogeno verde	13
2.1.1. Elettricità da fonti rinnovabili	14
2.1.2. Tecnologie per la produzione di idrogeno verde	17
2.1.3. Costi di produzione dell'idrogeno verde	20
2.1.4. Analisi comparativa tra le diverse tecnologie	22
2.2. Modello per l'analisi tecno-economica per la produzione di biometano	24
2.2.1. Biogas grezzo	25
2.2.2. Tipologie di impianti di purificazione e di upgrading del biogas.	27
2.2.3. Analisi tecnica	32
2.2.4. Valutazioni economiche	34
2.2.5. Analisi comparativa tra impianti di purificazione e upgrading ..	41
3) Caso studio: blend con idrogeno in un cluster ceramico	45
3.1. Descrizione del caso studio	45
3.2. Dimensionamento di un impianto di produzione di idrogeno verde.	45
3.2.1. Fabbisogno di idrogeno verde	46
3.2.2. Fabbisogno di energia elettrica degli elettrolizzatori	48
3.2.3. Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico	49
3.3. Discussioni	53
3.3.1. Mismatch tra produzione media mensile di energia elettrica dal fotovoltaico e il fabbisogno elettrico mensile degli elettrolizzatori	53
3.3.2. Percentuale di decarbonizzazione a seguito del blend	54

4) Conclusione	56
Bibliografia	57

Indice delle Tabelle

Tabella 1 Distretti industriali per specializzazione	8
Tabella 2. Caratteristiche tecniche delle principali tecnologie di elettrolisi dell'acqua	23
Tabella 3. Vantaggi e svantaggi delle principali tecnologie di elettrolisi dell'acqua	24
Tabella 4. Principali costituenti del biogas	26
Tabella 5.a. Produzione di biogas relazionata alla matrice di partenza	26
Tabella 5.b. Vari esempi di matrici e potenziale metagenico correlato	26
Tabella 5.c. Percentuale di CH ₄ nel biogas dalle varie matrici prese esame	27
Tabella 6. Analisi operativa delle efficienze di produzione di biometano relativamente alle principali tecnologie di upgrading	32
Tabella 7. Relazione stimata tra la portata di biogas in ingresso (m ³ /h) e i costi specifici di investimento (EURO/m ³ /h)	36
Tabella 8.a. Costi relativi all' adsorbimento a pressione oscillante ottenuti tramite "biomethane calculator"	38
Tabella 8.b. Costi relativi al lavaggio con acqua pressurizzata ottenuti tramite "biomethane calculator"	38
Tabella 8.c. Costi relativi al lavaggio chimico con amine ottenuti tramite "biomethane calculator"	39
Tabella 8.d. Costi relativi ai metodi separazione con membrane ottenuti tramite "biomethane calculator"	39
Tabella 9. Comparazione tra tipologie di impianti di upgrading in base ai parametri tecnico-operativi più significanti	41
Tabella 10. Comparazione tra tipologie di impianti di upgrading in base ai vantaggi/svantaggi collegati ai parametri tecnico-operativi più significativi	43
Tabella 11. CAPEX e OPEX dell'upgrading del biogas per tecnologia e scala di produzione (misurata per capacità)	44
Tabella 12. Riassunto dati sui siti che compongono il cluster	45
Tabella 13. Consumi mensili di gas naturale del cluster dell'anno 2014 in Sm ³ .	46
Tabella 14. Fabbisogno mensile di idrogeno verde	47

Tabella 15. Riassunto caratteristiche degli elettrolizzatori	48
Tabella 16. Fabbisogno elettrico mensile degli elettrolizzatori in kWh	49
Tabella 17. Riassunto dati di ingresso e di produzione da PVGIS	50
Tabella 18. Riassunto dati relativi alla produzione di energia elettrica da PVGIS	51

Indice delle figure

Figura 1. Distretti industriali per specializzazione	9
Figura 2. Produzione, esportazioni e domanda interna in milioni di mq, dal 1990 al 2011	12
Figura 3. Schema impianto di produzione di idrogeno verde	13
Figura 4. Schema impianto di produzione di elettricità da fotovoltaico	14
Figura 5. Schema impianto di produzione di elettricità da fonte eolica	15
Figura 6. Schema impianto di produzione elettricità da fonte idroelettrica	16
Figura 7. Schema impianto di produzione energia elettrica da biomasse	17
Figura 8. Illustrazione schematica del principio di funzionamento della tecnologia alcalina per l'elettrolisi dell'acqua	18
Figura 9. Schema principio di funzionamento di AEM per l'elettrolisi dell'acqua	19
Figura 10. Schema principio di funzionamento dell'elettrolizzatore PEM per l'elettrolisi dell'acqua	19
Figura 11. Schema principio di funzionamento dell'elettrolizzatore a ossido solido per l'elettrolisi dell'acqua	20
Figura 12. Schema impianto di produzione di biometano	25
Figura 13. Principali sistemi di upgrading del biogas	28
Figura 14. Schema di processo relativo al sistema di adsorbimento a pressione oscillante (PSA)	29
Figura 15. Schema di processo relativo al sistema di lavaggio con acqua pressurizzata condotto tramite assorbimento fisico	29
Figura 16. Schema di processo relativo al sistema di lavaggio con amine condotto tramite assorbimento chimico	30
Figura 17. Schema di processo relativo al sistema di upgrading condotto tramite unità singola o multipla di membrane	32
Figura 18. Frazionamento di costi economici ed energetici per i diversi sistemi di upgrading	34

Figura 19. Grafico raffigurante la relazione tra costi specifici di investimento e la portata di biogas da trattare	37
Figura 20. Grafico consumi mensili di gas naturale del cluster dell'anno 2014 in Sm^3	46
Figura 21. Fabbisogno mensile di idrogeno verde in Nm^3	48
Figura 22. Fabbisogno elettrico mensile degli elettrolizzatori in kWh	49
Figura 23. Produzione mensile di energia elettrica in kWh	52
Figura 24. Confronto tra la produzione di energia elettrica stimata e il fabbisogno dell'elettrolizzatore	52
Figura 25. Mismatch tra produzione di energia elettrica da PV e fabbisogno di energia elettrica dell'elettrolizzatore	53

1) Introduzione

1.1. Caratteristiche e opportunità dei clusters industriali per la decarbonizzazione

Un cluster industriale è un'agglomerazione geografica di imprese interconnesse, fornitori specializzati, imprese di servizi, imprese in settori collegati e organizzazioni associate che operano tutti in un particolare campo, e caratterizzata dalla contemporanea presenza di competizione e cooperazione tra imprese[1]. In Italia questo tipo di organizzazione della produzione è molto diffuso, seppure con alcune caratteristiche specifiche, e prende il nome di distretto industriale.

Il distretto industriale rappresenta un'entità socio-territoriale costituita da una comunità di imprese e di persone unite, oltre che da relazioni territoriali, anche dai legami socioeconomici che tale compresenza genera. Queste imprese appartengono prevalentemente a uno stesso settore di attività economica, che ne definisce l'industria principale, e sono caratterizzate da piccole e medie dimensioni. Ciascuna impresa è specializzata in prodotti, parti del prodotto o fasi del processo produttivo tipico del distretto.

Sono 141 i distretti industriali (Tabella 1) identificati dall'Istat a partire dai sistemi locali del lavoro (SLL) sulla base dell'analisi della loro specializzazione produttiva[2], come emerge dai dati delle unità economiche rilevati nel 2011 attraverso il nono Censimento generale dell'industria e dei servizi. Rispetto al 2001, il numero di distretti industriali diminuisce di 40 unità.

Il maggior numero di distretti (45) è localizzato al Nord-est, tradizionalmente l'area territoriale di riferimento del modello distrettuale italiano. Nel Nord-est oltre due terzi dei SLL corrispondono a distretti industriali. Il Nord-ovest presenta 37 distretti (il 58,7% dei propri SLL) e il Centro 38 (il 71,7%). Nel Sud sono presenti 17 distretti, mentre nelle Isole sono concentrati unicamente in Sardegna, dove tutti i sistemi locali manifatturieri hanno le caratteristiche distrettuali (4).

specializzazione	VALORI ASSOLUTI			COMPOSIZIONE PERCENTUALE		
	Distretti industriali	Unità locali manifatturiere	Addetti manifatturieri	Distretti industriali	Unità locali manifatturiere	Addetti manifatturieri
Tessile e abbigliamento	32	48.278	386.335	22,7	29,3	25,7
Pelli, cuoio e calzature	17	18.335	150.866	12,1	11,1	10
Beni per la casa	24	19.200	179.656	17	11,7	11,9
Gioielleria, oreficeria, strumenti musicali, ecc.	4	7.353	63.217	2,8	4,5	4,2
Industrie alimentari	15	7.326	62.810	10,6	4,4	4,2
Industria meccanica	38	55.167	572.370	27	33,5	38
Industrie metallurgiche	4	2.147	22.819	2,8	1,3	1,5
Industria chimica, petrolchimica e prodotti in gomma	5	4.421	45.350	3,5	2,7	3
Industrie cartotecniche e poligrafiche	2	2.510	21.067	1,4	1,5	1,4
ITALIA	141	164.737	1.504.490	100,0	100,0	100,0

Tabella 1. Distretti industriali per specializzazione

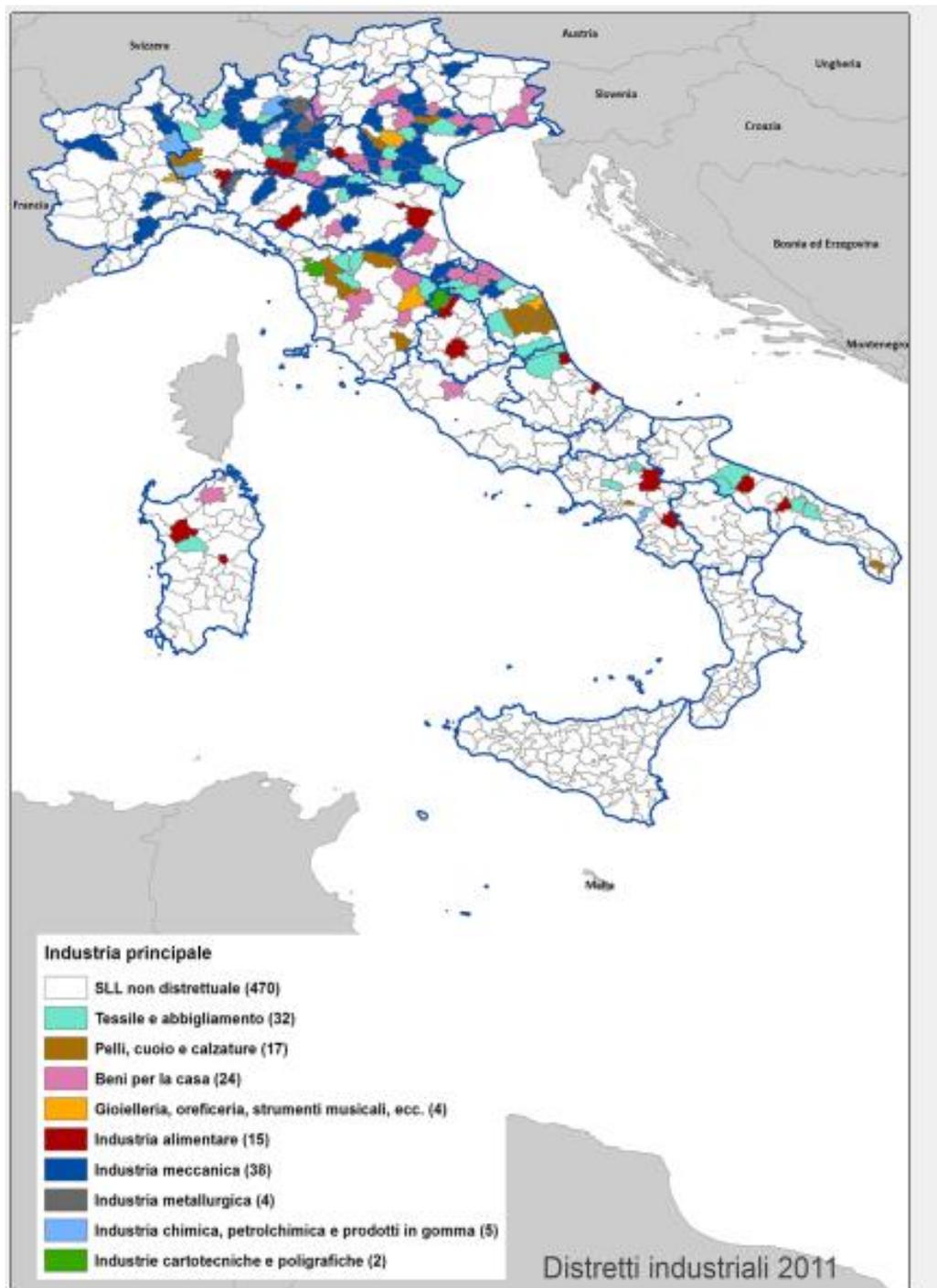


Figura 1. Distretti industriali per specializzazione

Il 92,2% dei distretti industriali del Paese; sono maggiormente presenti nei settori della meccanica (il 27,0%), tessile-abbigliamento (22,7%), beni per la casa (17,0%) e pelli, cuoio e calzature (12,1%)[3].

Alcuni di questi distretti detengono quote significative dei mercati mondiali, come ad esempio Sassuolo con il 27% dell'export di piastrelle di ceramica, Prato

con il 4% del mercato mondiale del tessile e Arezzo con il 3,55% delle vendite di gioielleria.

Il rapporto “Industrial clusters: working together to reach net zero” pubblicato da World Economic Forum nel 2021 individua quattro possibili caratteristiche dei cluster che possono avere un impatto sulla tipologia e fattibilità delle diverse strategie di decarbonizzazione. Le quattro caratteristiche sono: composizione (tipo e numero di industrie), geografia, infrastrutture esistenti e costo e politica dell'energia. Infatti, la composizione e la geografia del cluster influenzano il possibile scambio di energia, rifiuti e sottoprodotti; la geografia e le infrastrutture esistenti, che sono interconnesse, possono avere un impatto sul perseguimento di una specifica strategia di decarbonizzazione, come lo sviluppo di tecnologie CCS e infrastrutture per l'idrogeno e la diffusione di abbondanti risorse di energia rinnovabile.

1.2. L'opportunità di accoppiare i clusters industriali alla decarbonizzazione del settore portuale

Al momento esistono soluzioni più o meno collaudate per l'abbattimento delle emissioni inquinanti e la decarbonizzazione del settore portuale[4] tra cui:

- il cold ironing: soluzione disponibile e tecnologicamente matura che consente la riduzione delle emissioni navali in porto grazie alla connessione alla rete elettrica su terra ferma. Le emissioni complessive in porto sono nulle se si alimenta il cold ironing da fonti rinnovabili.
- Gas Naturale Liquefatto (GNL): i motori GNL si basano su una tecnologia provata e disponibile. La sostituzione dei combustibili tradizionali con il GNL mitigherebbe buona parte delle emissioni sia durante le soste in porto che durante la navigazione.
- Batterie e completa elettrificazione dei traghetti: l'uso delle batterie per alimentare i motori elettrici delle navi è ancora agli inizi, ma i progressi della chimica e della tecnologia potrebbero portare a un rapido sviluppo all'uso di batterie nel settore marittimo. Diversi traghetti elettrici sono già operativi in tutto il mondo ma l'evidenza attuale è che le navi puramente elettriche sono economicamente sostenibili solo per i viaggi a breve distanza. Tuttavia, la ricerca sta procedendo trascinata dalla transizione elettrica del settore automobilistico e i progressi tecnologici potrebbero rendere più ampio il perimetro di applicazione in futuro.

- **Idrogeno:** l'idrogeno rappresenta un combustibile molto promettente perché non produce emissioni inquinanti al momento dell'utilizzo. Tema centrale, tuttavia, quello della sua produzione: la maggior parte dell'idrogeno è oggi prodotto da combustibili fossili attraverso un processo industriale intensivo. L'obiettivo per il futuro deve essere quello di incrementare la sola produzione di idrogeno "verde", ovvero ottenuto mediante elettrolizzatori alimentati con le rinnovabili. Infine, la densità energetica dell'idrogeno gassoso è relativamente bassa e il combustibile deve essere liquefatto e immagazzinato sotto pressione, con conseguenti complessità nel trasporto e stoccaggio.
- **Ammoniaca:** l'ammoniaca è uno dei combustibili a basse emissioni più promettenti. Le emissioni di gas serra sono limitate agli ossidi di azoto che potrebbero essere eliminati installando sistemi catalitici. L'ammoniaca ha molteplici vantaggi, tra cui il fatto che può essere utilizzata in un motore a combustione interna e, a differenza dell'idrogeno, può essere stoccata a temperatura ambiente. L'aspetto maggiormente negativo riguarda la tossicità del combustibile che quindi richiede una gestione attenta. La tecnologia per la produzione di ammoniaca è disponibile e diffusa e i primi motori per il suo utilizzo dovrebbero essere commercialmente disponibili tra qualche anno.

I diversi vettori energetici inclusi in queste soluzioni provengono principalmente dalle industrie dei settori dell'energia, della chimica e petrolchimica.

L'applicazione del sistema di cluster a queste industrie contribuirà a ridurre le emissioni durante il processo di produzione di questi vettori e, a sua volta, ad aumentare l'efficienza di queste soluzioni per la decarbonizzazione del settore portuale.

1.3. Il cluster dell'industria ceramica

L'industria ceramica italiana è composta da oltre 280 aziende dislocate su tutto il territorio nazionale a cui si aggiungono circa altre 16 operanti all'estero ma di proprietà di gruppi italiani[5]. I singoli segmenti che compongono l'industria sono piastrelle in ceramica, ceramica sanitaria, stoviglieria, refrattari e l'industria dei laterizi, tutte affiliate a Confindustria, la principale organizzazione rappresentativa delle imprese manifatturiere e di servizi italiane.

L'industria ha un fatturato complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro e occupa una forza lavoro di 27.500 persone, con una forte propensione all'export e

all'internazionalizzazione produttiva e commerciale (Figura 2). La portata internazionale del settore è dimostrata dal fatto che l'85% delle piastrelle di ceramica e il 55% dei sanitari in ceramica prodotti in Italia vengono esportati.

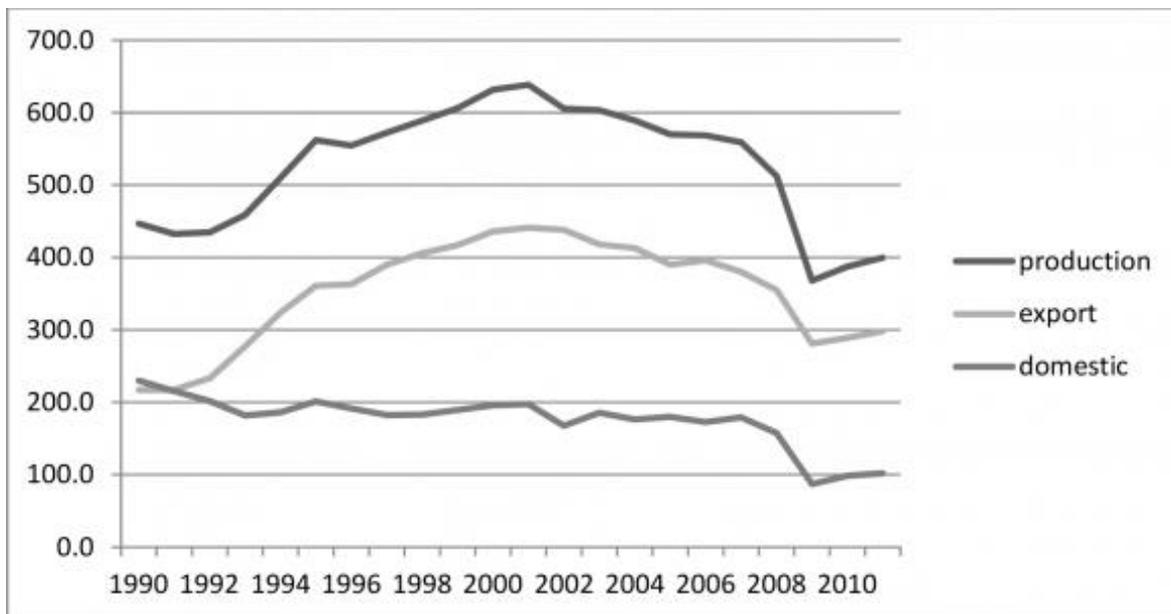


Figura 2. Produzione, esportazioni e domanda interna in milioni di mq, dal 1990 al 2011

Le aziende del settore ceramico pur essendo presenti su tutto il territorio nazionale, sono concentrati in particolare nei distretti di Sassuolo, Imola-Faenza, Civita Castellana, Vietri sul Mare e Impruneta.

Sassuolo, rispetto ad altri distretti, si caratterizza non solo per l'elevata concentrazione di imprese ceramiche ma anche per il proliferare di attività complementari di servizio e produttive legate al ciclo di produzione delle piastrelle[6]. Il distretto è infatti considerato il centro produttivo e strategico dell'industria ceramica italiana. L'importanza del distretto è testimoniata anche dalla presenza di numerose aziende ceramiche modenesi quotate in Borsa e dalla presenza del Consorzio Nazionale Associazione Produttori Piastrelle (Assopiastrelle) con sede principale a Sassuolo. Il distretto ceramico, oltre alla produzione di piastrelle, è attivo anche nel campo della ricerca e dell'innovazione tecnologica per la costruzione di macchine adatte alle più diverse esigenze.

2) I gas rinnovabili per la decarbonizzazione del settore industriale

2.1. Modello per l'analisi tecno-economica per la produzione di idrogeno verde

L'idrogeno verde rappresenta la variante pulita dell'idrogeno: non è presente in natura e si produce a seguito del processo di elettrolisi dell'acqua, processo in cui l'acqua viene scissa in ossigeno e idrogeno tramite corrente elettrica prodotta, da fonti rinnovabili, senza emissione di gas serra[7].

Il dispositivo utilizzato per l'elettrolisi è un elettrolizzatore. Un elettrolizzatore non è altro che una cella in cui due elettrodi metallici sono immersi in un serbatoio riempito con acqua. Ciascun elettrodo è collegato a uno dei poli di un generatore di corrente continua. La corrente elettrica generata consente la scissione delle molecole di acqua in idrogeno e ossigeno. I due elettrodi sono sottoposti a una certa differenza di potenziale. La reazione che si verifica è un'ossidazione-riduzione. Al catodo, che è il polo negativo, si avviene la riduzione degli ioni idrogeno a idrogeno gassoso. All'anodo, che invece è il polo positivo, si forma l'ossigeno.

L'idrogeno verde può anche essere prodotto tramite l'elettrolisi solare: Il processo è analogo a quello già descritto in generale per l'elettrolisi. In questo caso l'elettrodo è un semiconduttore e assorbe la luce solare proprio come avviene nei pannelli fotovoltaici. L'energia viene usata per scindere le molecole di acqua in idrogeno e ossigeno. Attualmente non esistono ancora materiali consolidati per garantire al tempo stesso efficienza e costi convenienti per la produzione su larga scala.



Figura 3. Schema impianto di produzione di idrogeno verde

2.1.1. Elettricità da fonti rinnovabili

Nel novero delle fonti rinnovabili il cui impiego permette di produrre elettricità ci sono l'energia solare(fotovoltaica), quella eolica, l'energia idroelettrica, ma anche, entro certi limiti, l'energia derivante dall'impiego di biomasse.

a) Elettricità da fonte fotovoltaica

Nell'impianto fotovoltaico, la conversione dei raggi solari in energia elettrica avviene all'interno delle celle fotovoltaiche: i fotoni della luce solare che colpiscono il silicio a cui sono stati aggiunti gli altri elementi fanno liberare degli elettroni, producendo così una corrente elettrica continua. Bisogna installare un inverter, che trasforma la corrente da continua ad alternata se il carico utilizza la corrente alternata.

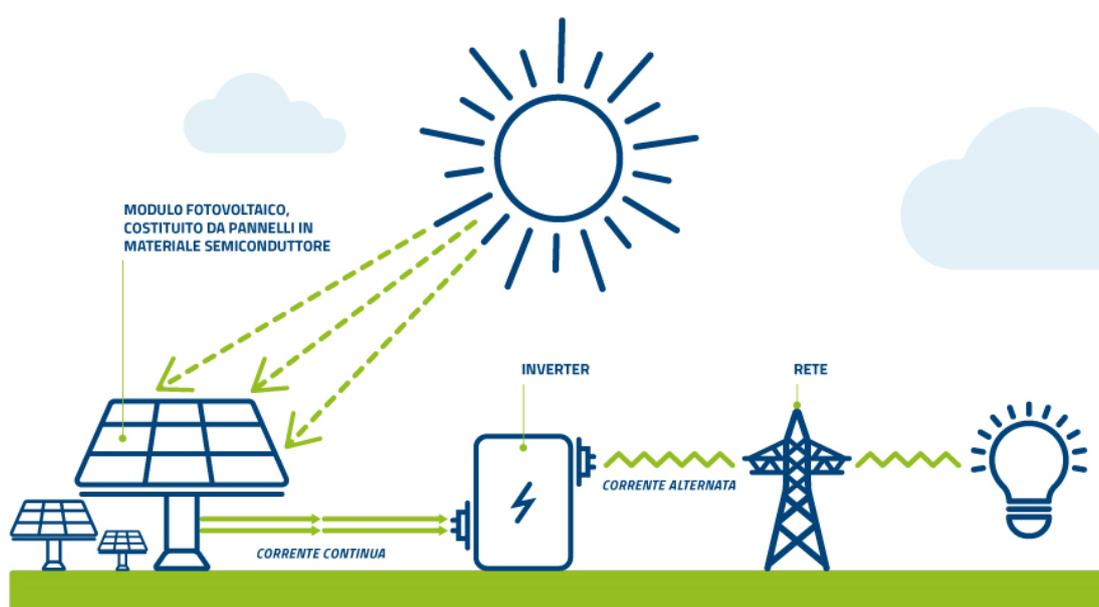


Figura 4. Schema impianto di produzione di elettricità da fotovoltaico

b) Elettricità da fonte eolica

L'elettricità è prodotta dal vento sfruttando l'energia cinetica creata dall'aria in movimento. Questa viene trasformata in energia elettrica mediante turbine

eoliche o sistemi di conversione dell'energia eolica. Esistono tre tipologie di impianti eolici: on-shore, near-shore e off-shore.

- Eolico on-shore: Si tratta dell'eolico più diffuso, anche per motivi storico-tecnologici. Le caratteristiche dell'eolico on-shore sono tipiche di impianti posizionati su località in genere distanti almeno 3 km dalla più vicina costa (esattamente), tipicamente su colline, alture o comunque in zone aperte e ventose. Questi impianti coprono un range di potenze prodotte molto esteso (da 20 KW a 20 MW) e possono essere connessi sia alla rete "pubblica" come quella dell'Enel, sia su una rete isolata per alimentare utilizzatori locali. Una delle configurazioni più diffuse è la "grid-connected".
- Eolico near-shore: in questo caso si tratta invece di impianti distanti meno di tre chilometri dalla costa, tipicamente sull'entroterra, oppure sul mare, ma con distanze che non superano i 10 km dalla costa. Il sottoinsieme che è installato sulla terraferma ha caratteristiche simili alla on-shore in termini di range di produzione (da 20 Kw a 20 MW) mentre l'insieme in ambiente marino tipicamente garantisce potenze prodotte nell'ordine dei MW in configurazione "grid-connected".
- Eolico off-shore: Con l'espressione "eolico *off-shore*" si intendono gli impianti installati ad alcune miglia dalla costa di mari o laghi, per meglio utilizzare la forte esposizione alle correnti di queste zone.

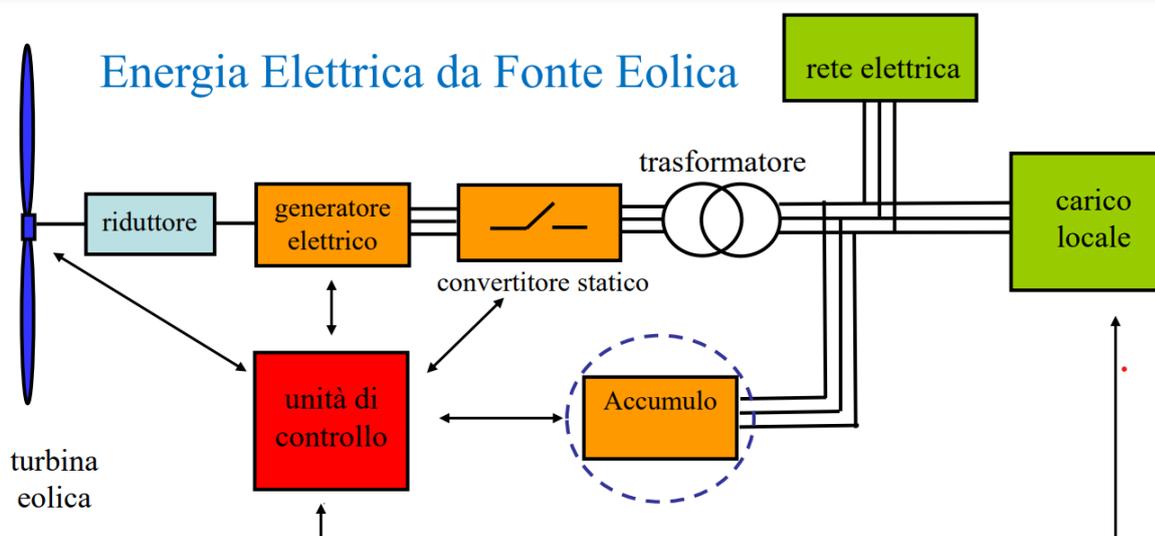


Figura 5. Schema impianto di produzione di elettricità da fonte eolica

c) Elettricità da fonte idroelettrica

L'energia idroelettrica, per definizione, è quel tipo di energia che sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale posseduta da masse d'acqua in quota, in energia cinetica nel superamento di un dislivello, che, a sua volta, viene trasformata, grazie ad un alternatore accoppiato ad una turbina, in energia elettrica.

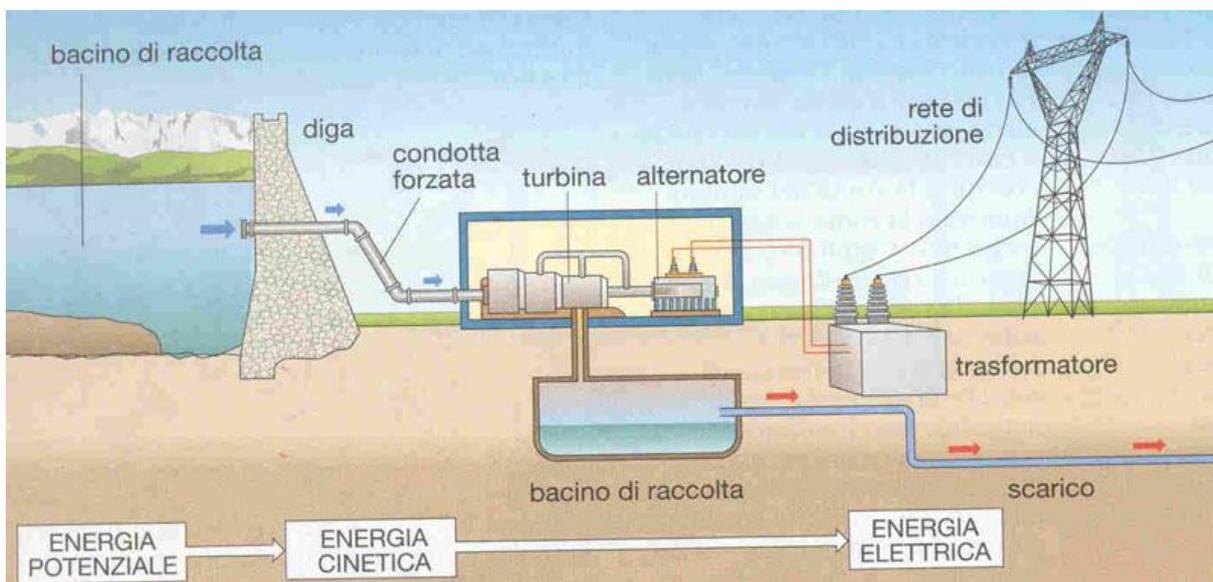


Figura 6. Schema impianto di produzione elettricità da fonte idroelettrica

d) Elettricità da biomasse

Le biomasse usate per produrre energia elettrica sono materiali di scarto che vengono riconvertiti tramite processi termici, chimici o biochimici. Quando le biomasse vengono bruciate rilasciano calore, emettendo una quantità di anidride carbonica sostanzialmente assimilabile a quella emessa in natura nel corso di un normale processo di fotosintesi.

Il calore sprigionato permette l'evaporazione dell'acqua del circuito termodinamico, dove diventa vapore e viene incanalata nelle tubature. Il vapore fa funzionare le turbine che, a loro volta, producono elettricità da utilizzare negli impianti domestici o industriali.

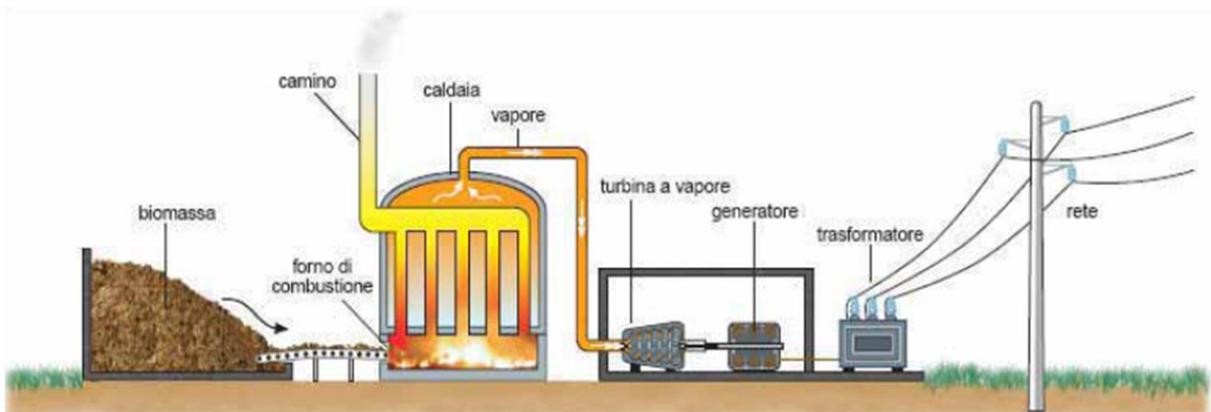


Figura 7. Schema impianto di produzione energia elettrica da biomasse

2.1.2. Tecnologie per la produzione di idrogeno verde

Esistono quattro principali tecnologie degli elettrolizzatori che possono essere utilizzate per produrre idrogeno verde: alcalina (AEL o AWE), membrana a scambio anionico (AEM), membrana a scambio protonico o membrana elettrolitica polimerica (PEM) ed elettrolizzatori a ossido solido (SOEL)[8].

a) Elettrolizzatori alcalini (AEL o AWE)

L'elettrolisi dell'acqua tramite la tecnologia alcalina è una tecnica di scissione elettrochimica dell'acqua in presenza di elettricità. La scissione elettrochimica dell'acqua consiste in due singole reazioni di semi celle come reazione di evoluzione dell'idrogeno (HER) al catodo e reazione di evoluzione dell'ossigeno (OER) all'anodo. Durante il processo di elettrolisi tramite la tecnologia alcalina, inizialmente sul lato catodo due moli di soluzione alcalina vengono ridotti per produrre una mole di idrogeno (H_2) e due moli di ioni idrossile (OH^-), l' H_2 prodotto può essere eliminato dalla superficie catodica e i restanti ioni idrossile (OH^-) vengono trasferiti sotto l'influenza del circuito elettrico tra anodo e catodo attraverso il separatore poroso al lato anodo. All'anodo, gli ioni idrossile (OH^-) vengono scaricati per produrre la 1/2 molecola di ossigeno (O_2) e una molecola di acqua (H_2O), come mostrato in figura 8.

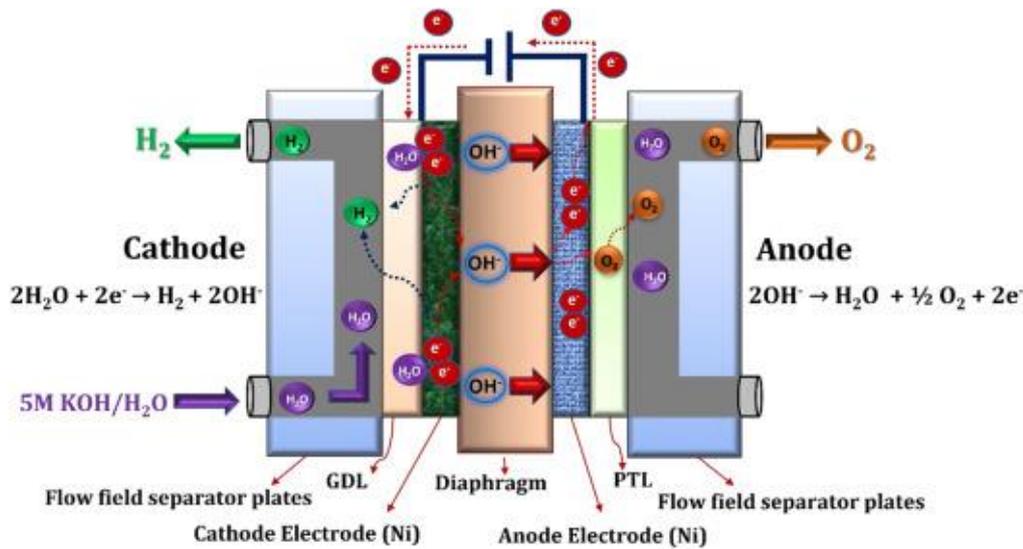


Figura 8. Illustrazione schematica del principio di funzionamento della tecnologia alcalina per l'elettrolisi dell'acqua

b) Elettrolizzatori a membrana a scambio anionico (AEM)

L'elettrolisi dell'acqua tramite AEM è una delle tecniche elettrochimiche di scissione dell'acqua con l'ausilio di una membrana a scambio anionico ed elettricità. La reazione elettrochimica consiste in due reazioni di semi celle: sono reazioni di evoluzione dell'idrogeno (HER) e reazione di evoluzione dell'ossigeno (OER). Inizialmente, sul lato del catodo, la molecola d'acqua viene ridotta per generare idrogeno (H₂) e ioni idrossile (OH⁻) mediante l'aggiunta di due elettroni. L'idrogeno viene rilasciato dalla superficie del catodo e gli ioni idrossile (OH⁻) sono diffusi attraverso la membrana a scambio ionico al lato anodo dall'attrazione positiva dell'anodo, mentre gli elettroni vengono trasportati attraverso il circuito esterno all'anodo. Sul lato dell'anodo, gli ioni idrossile si ricombinano come molecole d'acqua e ossigeno perdendo elettroni. L'ossigeno prodotto viene rilasciato dall'anodo. Il principio di base e le reazioni di semi celle di AEM per l'elettrolisi dell'acqua sono mostrati in figura 9.

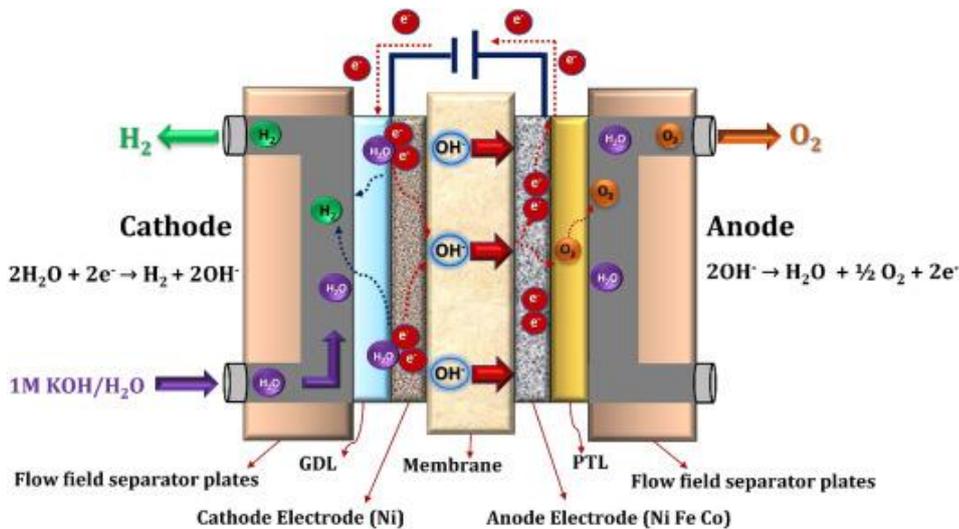


Figura 9. Schema principio di funzionamento di AEM per l'elettrolisi dell'acqua

c) Elettrolizzatori a membrana a scambio protonico (PEM)

Durante il processo di elettrolisi dell'acqua tramite la tecnologia PEM, l'acqua viene scissa elettro-chimicamente in idrogeno e ossigeno. In questo processo, inizialmente sul lato dell'anodo la molecola d'acqua viene decomposta per generare ossigeno (O₂) e protoni (H⁺), ed elettroni (e⁻). L'ossigeno generato è eliminato dalla superficie anodica e i restanti protoni vengono fatti viaggiare attraverso la membrana conduttrice di protoni verso il lato del catodo e gli elettroni vengono fatti viaggiare attraverso il circuito esterno verso il lato del catodo. Sul lato del catodo, i protoni e gli elettroni si ricombinano per produrre gas H₂. Il principio di base dell'elettrolisi dell'acqua tramite PEM è mostrato in figura 10.

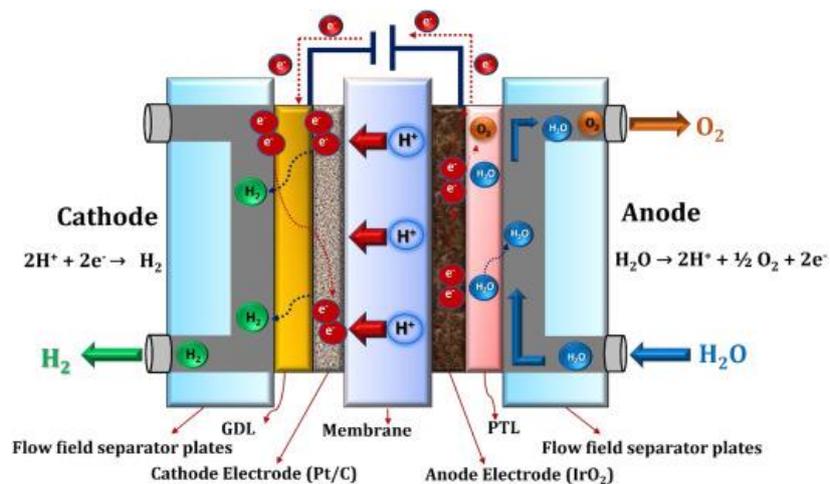


Figura 10. Schema principio di funzionamento dell'elettrolizzatore PEM per l'elettrolisi dell'acqua

d) elettrolizzatori a ossido solido (SOEL)

Tipicamente, l'elettrolisi dell'acqua tramite elettrolizzatori a ossido solido opera a temperature più elevate con il consumo di acqua sotto forma di vapore e genera idrogeno verde e ossigeno. Durante il processo di elettrolisi dell'acqua tramite SOEL, inizialmente sul lato del catodo, la molecola d'acqua viene ridotta in idrogeno (H_2) e ione ossido (O^{2-}) mediante l'aggiunta di due elettroni. L'idrogeno rilasciato dalla superficie catodica e il restante ione ossido (O^{2-}) vengono fatti passare attraverso la membrana a scambio ionico fino al lato dell'anodo. Sul lato dell'anodo, gli ioni ossido (O^{2-}) vengono ulteriormente ridotti per generare ossigeno ed elettroni, poi l'ossigeno prodotto viene rilasciato dalla superficie anodica e gli elettroni vengono fatti viaggiare attraverso il circuito esterno verso il lato del catodo dall'attrazione positiva del catodo. Il principio di funzionamento di base dell'elettrolisi dell'acqua tramite SOEL è mostrato in figura 11.

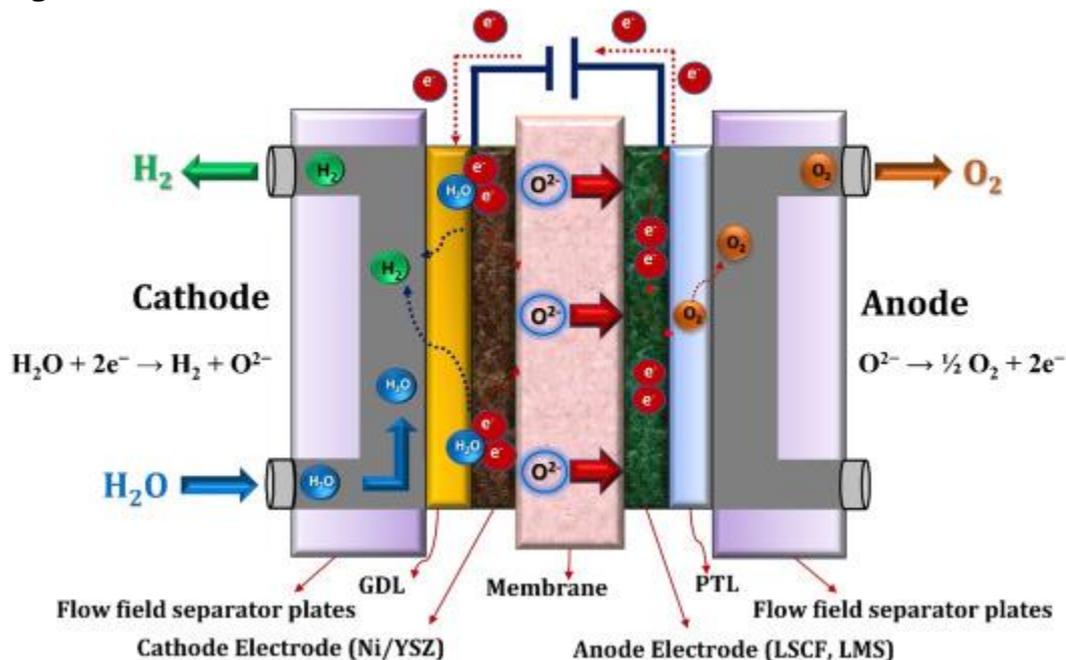


Figura 11. Schema principio di funzionamento dell'elettrolizzatore a ossido solido per l'elettrolisi dell'acqua

2.1.3. Costi di produzione dell'idrogeno verde

Per il costo dell'idrogeno, risulta interessante riferirsi al LCOH (Levelised Cost of Hydrogen: è praticamente il prezzo minimo medio al quale l'idrogeno verde generato dall'elettrolizzatore deve essere venduto per compensare i costi totali di produzione nel corso della sua vita) che può essere definito da un'unica formula

(equazione 1) consigliata dalla IEA (International Energy Agency) dove 1 è l'anno di entrata in servizio dell'impianto e, a t=0, occorre inserire tutti i costi sostenuti prima dell'entrata in servizio dell'impianto[9].

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Dove:

- **I = spese di investimento:** comprende il valore dell'impianto di elettrolisi chiavi in mano (CAPEX) e i costi dello sviluppatore preliminari all'investimento dell'impianto come per esempio la scelta della località, ottenimento dei vari permessi, acquisto del terreno, studi di fattibilità e ingegneria preliminare dell'impianto e rapporti con fornitori di energie FER e con possibili clienti per acquisto di idrogeno, preparazione ed emissione del bando di gara e successiva aggiudicazione ad un general contractor, ecc.
- **M = spese operative e di mantenimento (O&M) nell'anno t e** comprendono i costi di manutenzione dei vari impianti e l'eventuale costo dell'affitto del terreno andrebbe aggiunto nel caso non sia stato acquistato;
- **F = spese di energia elettrica nell'anno t fornita dalle FER;**
- **E= produzione di idrogeno nell'anno t** (in funzione della potenza dell'impianto di elettrolisi e del suo rendimento e del suo LF (Load Factor));
- **r = tasso di sconto in %** (che tiene conto di inflazione, tasse, rendimento dell'investimento, oneri finanziari ecc. (l'IEA considera un 8% mentre alcuni investitori danno valori superiori in funzione del rendimento dell'investimento desiderato e dei rischi);
- **n = vita operativa del sistema in anni.** Tipicamente i Levelised Costs sono calcolati per gli elettrolizzatori con vita operativa di 20 anni.

Il CAPEX dell'elettrolizzatore per unità di potenza, il capacity factor (CF) della fornitura dell'elettricità assunto, pari al LF dell'elettrolizzatore ed i prezzi dell'elettricità sono variabili chiave nel determinare il costo di produzione dell'idrogeno verde.

- Il CAPEX può essere calcolato utilizzando le equazioni (2 e 3) sottostanti.

$$CAPEX[€] = (\text{costo macchinario} \left[\frac{€}{\text{unità}} \right] * \text{numero di macchinari}) \quad (2)$$

$$CAPEX \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = \frac{CAPEX [\text{€}]}{\text{domanda annuale} \left[\frac{\text{kg H}_2}{\text{anno}} \right] * \text{vita utile macchinari} [\text{anni}]} \quad (3)$$

Dove il costo macchinario varia in funzione della tecnologia e la taglia dell'elettrolizzatore scelto.

- Il capacity factor di qualsiasi tecnologia di conversione è il rapporto tra la potenza effettiva generata durante un periodo divisa per la massima potenza potenziale che si ottiene quando l'impianto funziona a pieno regime durante lo stesso periodo. Il CF può essere calcolato usando l'equazione (4).

$$CF = \frac{E_t}{P * \Delta t} \quad (4)$$

- Il prezzo dell'elettricità varia in funzione della tecnologia rinnovabile utilizzata per la sua produzione.

2.1.4. Analisi comparativa tra le diverse tecnologie

Le caratteristiche tecniche delle quattro principali tecnologie dell'elettrolisi dell'acqua e i relativi vantaggi e svantaggi di ogni tecnologia sono descritti nelle tabelle 2 e 3 sottostanti[10].

Parametro	Tecnologia			
	Alcalina	AEM	PEM	SOEL
Reazione all'anodo	$2OH^- \rightarrow H_2O + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$2OH^- \rightarrow H_2O + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$H_2O \rightarrow 2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
Reazione al catodo	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$
Cella complessiva	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$
Elettrolita	KOH/NaOH (5M)	Supporto in polimero DVN con 1M KOH/NaOH	Elettrolita polimerico solido (PFSA)	Zirconio stabilizzato con Ittrio (YSZ)
separatore	Amianto/Zirfon/Ni	Fumatech,	Nafion	YSZ elettrolita solido
Elettrodo/catalizzatore (lato idrogeno)	acciaio inossidabile perforato rivestito di nichel	Nichel	ossido di iridio	Ni/YSZ
Elettrodo/catalizzatore (lato ossigeno)	acciaio inossidabile perforato rivestito di nichel	Nichel o Leghe NiFeCo	Platino carbonio	Perovskite (LSCF, LSM) (La, Sr, Co, FE) (La, Sr, Mn)
Strato di diffusione del gas	Maglia di nichel	Schiuma di nichel/ stoffa di carbonio	Maglia di titanio/ stoffa di carbonio	Maglia/stoffa di nichel
Placche bipolari	Acciaio inossidabile/ acciaio inossidabile rivestito di nichel	Acciaio inossidabile/ acciaio inossidabile rivestito di nichel	Platino/Titanio rivestito da oro o Titanio	Acciaio inossidabile rivestito da cobalto
Densità di corrente nominale	0,2-0,8 A/cm ²	0,2-2 A/cm ²	1-2 A/cm ²	0,3-1 A/cm ²
Intervallo di tensione (limiti)	1,4-3 V	1,4-2,0 V	1,4-2,5 V	1,0-1,5 V
temperatura di operazione	70-90 °C	40-60 °C	50-80 °C	700-850 °C
Pressione della cella	<30 bar	<35 bar	<70 bar	1 bar
Purità dell'idrogeno	99,5-99,9998%	99,9-99,9999%	99,9-99,9999%	99,9%
Efficienza	50%-78%	57%-59%	50%-83%	89% (laboratorio)
Vita utile (cella)	60 000 h	>30 000 h	50 000 h-80 000 h	20 000 h
Stato di sviluppo	Maturo	R & D	Commercializzato	R & D
Aerea dell'elettrodo	10 000-30 000 cm ²	<300 cm ²	1500 cm ²	200 cm ²
Costi di capitale (cella) Minimum 1 MW	USD 270/kW	Sconosciuto	USD 400/kW	>USD 2000/kW
Costi di capitale (cella) Minimum 10 MW	USD 500-1000/kW	Sconosciuto	USD 700-1400/kW	Sconosciuto

Tabella 2. Caratteristiche tecniche delle principali tecnologie di elettrolisi dell'acqua

Tecnologia di elettrolisi	vantaggi	svantaggi
Alcalina	<ul style="list-style-type: none"> - tecnologia consolidata e affidabile - vita utile alta - non utilizza metalli nobili (ciò consente minori costi di produzione e un prezzo di vendita più basso) - materiali economici - buona efficienza 55-65% (LHV) 	<ul style="list-style-type: none"> - densità di corrente bassa (0,5 A/ cm², con dimensioni maggiori dell'impianto a parità di idrogeno prodotto rispetto ad un'altra tecnologia - mancanza di membrana, possibilità di crossover dei gas, ottenendo una purezza dell'idrogeno limitata - carico parziale limitato (40%-100% max), con efficienze troppo basse e bassa reattività, per cui non si presta all'accoppiamento con le fonti rinnovabili - pressioni operative limitate dall'elettrolita liquido; la maggiore pressione favorisce i fenomeni di crossover
AEM	<ul style="list-style-type: none"> - elettrolita meno corrosivo rispetto alla tecnologia alcalina - non utilizza metalli nobili: ciò consente minori costi di produzione, un prezzo più accessibile e minor impatto ambientale - minore acidità della soluzione elettrolitica - possibilità di lavorare a carichi parziali (20%- 100% o intervalli maggiori) con alta reattività, ottimi accoppiati con le rinnovabili - possibilità di lavorare ad alte pressioni e con buona purezza - buona efficienza: 50%-70% 	<ul style="list-style-type: none"> - densità di corrente bassa (1 A/ cm², con dimensioni e costi maggiori a parità di idrogeno prodotto rispetto ad un'altra tecnologia - tecnologia molto innovativa ma poco sviluppata, poche applicazioni su larga scala - alto coefficiente di degradazione delle celle
PEM	<ul style="list-style-type: none"> - alta densità di corrente, con una produzione di idrogeno maggiore a parità di superficie impiegata - buon trasporto di massa, con efficienze maggiori grazie all'elettrolita solido - alta qualità dell'idrogeno grazie alla membrana solida che impedisce il crossover - possibilità di lavorare a carichi parziali (20%-100%) - permette di lavorare a pressioni elevate - alta efficienza: 60-70% (on LHV) 	<ul style="list-style-type: none"> - moderato coefficiente di degradazione - alto costo di investimento - utilizzo di metalli rari come platino e iridio, la cui estrazione ha ancora un alto impatto ambientale - bassa riciclabilità dei componenti
SOEL	<ul style="list-style-type: none"> - possibilità di lavorare anche a funzione inversa, come fuel cell - possibilità di lavorare anche con fluidi diversi dall'acqua - altissime efficienze (80%-90% on LHV) 	<ul style="list-style-type: none"> - operazioni ad alte temperature (600-900 °C) - poca flessibilità sulle variazioni di carico - vita utile breve - applicazioni principalmente a livello accademico, anche se iniziano ad esserci le prime installazioni commerciali - costi ancora molto elevati ma con prospettive di forte calo nei prossimi anni

Tabella 3. Vantaggi e svantaggi delle principali tecnologie di elettrolisi dell'acqua

2.2. Modello per l'analisi tecno-economica per la produzione di biometano

Il biometano è un gas rinnovabile che si ottiene sottoponendo il biogas grezzo a un processo di purificazione detto upgrading. Il biogas grezzo è costituito prevalentemente da metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂) e può essere

ottenuto dalla digestione anaerobica di diverse materie prime: biomasse agricole (sottoprodotti, scarti agricoli e deiezioni animali), agroindustriali (scarti della lavorazione della filiera alimentare) o della frazione organica dei rifiuti solido urbani (FORSU) come mostrato in figura 12.

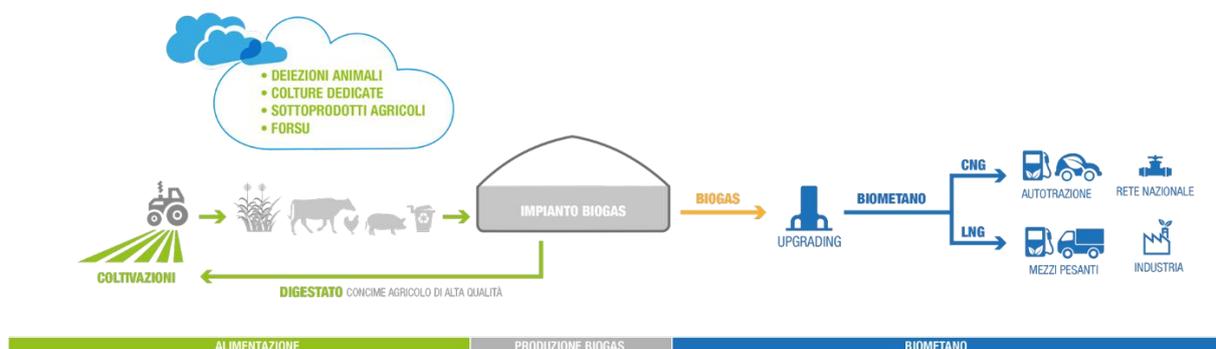


Figura 12. Schema impianto di produzione di biometano.

L'upgrading del biogas e la produzione di biometano è oggi un processo di separazione di gas. Diverse tecnologie differenti per produrre un flusso di biometano di qualità sufficiente per essere utilizzato come carburante per autotrazione o da iniettare nella rete del gas naturale sono già disponibili in commercio ed hanno dimostrato di essere tecnicamente ed economicamente fattibili[11]. Tutte le tecnologie presentano vantaggi e svantaggi specifici e ciò dimostra che nessuna tecnologia è la soluzione ottimale per le varie tipologie di upgrading del biogas. La scelta della tecnologia economicamente ottimale è fortemente condizionata dalla qualità e quantità del biogas grezzo per l'upgrading, la qualità di biometano desiderata e l'utilizzazione finale di questo gas, il funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica ed i tipi e la continuità dei substrati utilizzati così come le circostanze specifiche presso l'impianto.

A seconda della composizione grezza del biogas, il processo di upgrading comprende la separazione di anidride carbonica (e quindi aumentando il potere calorifico e l'indice di Wobbe), l'essiccamento del gas, la rimozione delle sostanze in tracce come ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca o silossanici nonché la compressione ad una pressione necessaria per l'utilizzo successivo del gas. Inoltre, attività come l'odorizzazione (se iniettato in una rete del gas naturale locale a bassa pressione) o la regolazione del potere calorifico tramite dosaggio di propano.

2.2.1. Biogas grezzo

La composizione del biogas è sempre variabile ed è dipendente dalla materia prima dalla quale è prodotto, in generale, i range di composizione dei principali costituenti del biogas sono riportati in tabella 4[12].

COMPOSTI	%
• Metano (CH ₄)	50-75
• Anidride carbonica (CO ₂)	25-45
Idrogeno (H ₂)	1-10
Azoto (N ₂)	0,5-3
Monossido di carbonio (CO)	0,1
Acido solforico (H ₂ S)	0,02-0,2
Acqua (H ₂ O)	Saturazione

Tabella 4. Principali costituenti del biogas

Nelle tabelle (5.a, 5.b, 5.c) sottostanti vengono riportati alcune composizioni di biogas in cui si può notare che la componente metanigena, che è quella maggiormente sfruttabile dal punto di vista energetico, varia in relazione alla matrice di partenza, ed è indipendente dal quantitativo di biogas prodotto.

Matrice	Quantità	% SS	Produzione di biogas (Nm³)	% di CH₄
Letame bovino	1 m ³	7,5	25	55
Letame suino	1 m ³	4,5	15	55
Letame bovino	1 m ³	22	70	55
Letame suino	1 t	20-25	60	60
Deiezioni avicole solide	1 t	32	70-90	60
Silomais	1 t	35	225	52
Frazione organica	1 t	18	105	51
Scarti di verdura	1 t	14	55	53

SS: Sostanza Secca (corrisponde alla sostanza ottenuta una volta che l'acqua è stata fatta evaporare)

Tabella 5.a. Produzione di biogas relazionata alla matrice di partenza

MATRICI	m ³ biogas /t SV
Culture energetiche (mais, sorgo, zuccherino, etc.)	550-750
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200-500
Residui colturali (paglia, colletti, barbabietole, etc.)	350-400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine)	400-800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale e fanghi di intestinale, sangue, flottazione...)	550-1000
Fanghi di depurazione	250-350
Frazione organica rifiuti solidi urbani (FORSU)	400-600

SV: Solidi Volatili (questo parametro è il contenuto di materiale organico, rappresenta la frazione della biomassa che può essere potenzialmente trasformata in biometano. Si determina per combustione a 550°C del materiale secco)

Tabella 5.b. Vari esempi di matrici e potenziale metagenico correlato

Gli impianti di biodigestione ad umido utilizzano principalmente una tecnologia *wet*, cioè con un tenore di sostanza secca non superiore al 10%: in queste condizioni si ottengono ottime rese di conversione delle biomasse in biogas e possono essere trattate matrici di diverso tipo (insilati, reflui zootecnici, scarti dei processi di macellazione, FORSU, scarti organici del settore agro-industriale in genere).

MATRICE	[Nm ³ biogas /t SV]	[Nm ³ CH ₄ /t SV]	% CH ₄ nel biogas
Olio di scarto industria olearia	1.175,6	817,8	69,6
Farinaccio industria molitoria	661,5	345,0	52,2
Acque di reidratazione prugne secche	761,0	404,6	53,2
Spezzato di mais	687	340,3	49,5
Scarto prodotto dolciario	825,1	441,6	53,5
Sansa industria olearia	259,9	182,8	70,3
Insilato di mais (1)	647,8	525,5	49,8
	+/- 28,7	+/- 11,9	+/- 1,3

Valore medio di 5 analisi BMP di differenti campioni di silomais con un tenore di ST medio pari al 327,5 +/- 49,5g/kg e i SV pari al 96,5 +/- 0,3% degli ST

ST: Solidi Totali (è il contenuto in sostanza secca di un campione, determinato per essiccamento in stufa a 105°C per 24 ore. Questi rappresentano, in prima approssimazione, la somma della frazione organica e di quella inerte del substrato.)

Tabella 5.c. Percentuale di CH₄ nel biogas dalle varie matrici prese esame

2.2.2. Tipologie di impianti di purificazione e di upgrading del biogas

Le tipologie di impianti di purificazione e upgrading più diffuse sono essenzialmente riconducibili all'adsorbimento a pressione oscillante (PSA), al lavaggio con acqua pressurizzata (PWS), al lavaggio chimico (MEA, DMEA), al lavaggio fisico con solventi organici ed infine ai più recenti metodi di separazione tramite membrane[13].

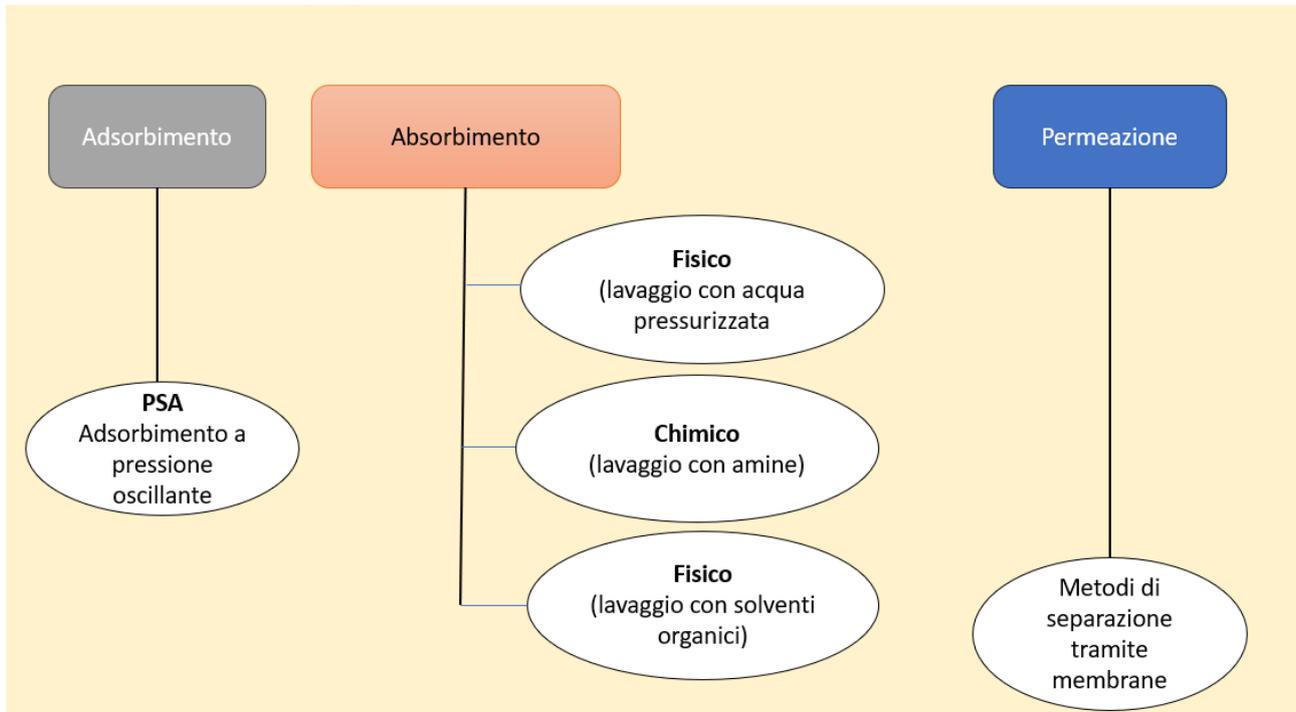


Figura 13. Principali sistemi di upgrading del biogas

a) Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)

L'impianto di tipo PSA opera il processo di separazione della CO₂ dal CH₄ per mezzo di colonne entro cui vi è materiale adsorbente (generalmente carbone attivo o zeoliti) e in cui vengono applicate pressioni che variano nel corso del processo. A pressioni elevate la CO₂ viene adsorbita dal materiale, il quale viene successivamente rigenerato grazie ad una diminuzione progressiva della pressione applicata. Tale principio di funzionamento determina la struttura dell'impianto, che risulta costituito da 4÷6÷9 colonne che lavorano in parallelo. In questo modo, quando il materiale adsorbente si satura, il flusso di biogas grezzo viene indirizzato ad un'altra colonna in cui il materiale adsorbente è stato rigenerato. I limiti di tale tecnologia consistono nel necessario pretrattamento del biogas grezzo allo scopo di eliminare sia l'H₂S, che potrebbe legarsi in maniera irreversibile al materiale adsorbente, sia l'H₂O(g), che ne può compromettere la struttura. Viceversa, i pregi di tale impianto consistono nella semplicità di

costruzione, nelle dimensioni compatte e ridotte e nella possibilità di trovare impiego in impianti di piccola taglia (sino a 250 Nm³ di gas grezzo trattato per ora).

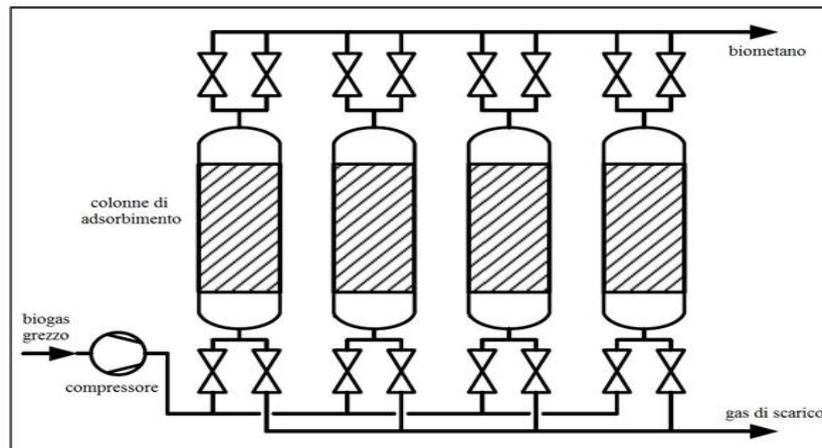


Figura14. Schema di processo relativo al sistema di adsorbimento a pressione oscillante (PSA)

b) Lavaggio con acqua pressurizzata (PWS)

La tecnica basata sul PWS è la più comune tecnica di upgrading. Il principio su cui si basa la tecnologia PWS consiste nella maggiore solubilità della CO₂ rispetto al CH₄, in particolare a basse temperature. In effetti questo principio accomuna gli impianti PWS agli impianti a lavaggio chimico ed a lavaggio fisico con solventi organici. Tali tecnologie differiscono tra loro essenzialmente nel tipo di materiale usato per assorbire la CO₂. Nel caso degli impianti PWS, il gas grezzo viene fatto fluire attraverso una colonna di trattamento riempita di materiale plastico per aumentare la superficie di contatto tra fase gassosa e fase liquida. All'interno di tale colonna, il gas incontra un flusso di liquido in controcorrente. Il liquido in uscita sarà "arricchito" con CO₂, mentre il gas in uscita sarà prevalentemente costituito da CH₄.

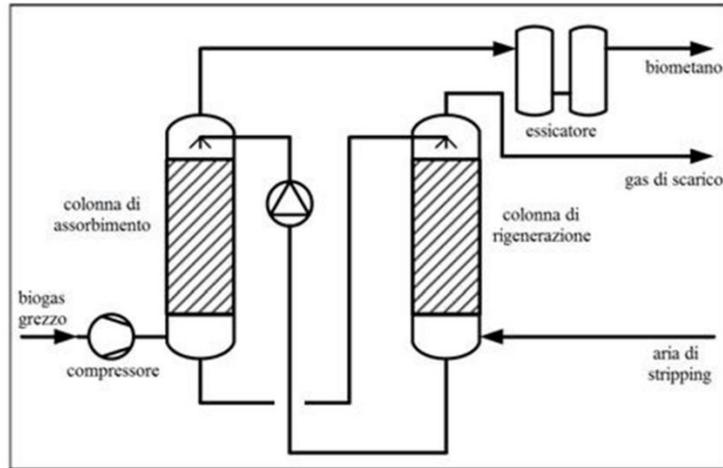


Figura 15. Schema di processo relativo al sistema di lavaggio con acqua pressurizzata condotto tramite assorbimento fisico

c) Lavaggio chimico (MEA, DMEA)

Gli scrubber chimici fanno ricorso a soluzioni amminiche. I composti amminici utilizzati sono essenzialmente due: monoetanolanmina (MEA) oppure dimetiletanolammina (DMEA). Grazie alle soluzioni amminiche la CO₂ viene assorbita nella fase liquida e reagisce chimicamente con l'ammina presente in tale fase. Questa reazione chimica è altamente selettiva, cosicché le perdite di CH₄ durante il processo di upgrading possono addirittura essere inferiori allo 0,1%. L'ammina legata con la CO₂ si può rigenerare per riscaldamento. Occorre notare che l'H₂S eventualmente presente nel gas grezzo viene anch'esso assorbito dalla soluzione amminica e saranno quindi necessarie temperature più alte per la rigenerazione delle ammine. È quindi fortemente consigliata la rimozione preventiva dell'H₂S, prima dell'upgrading.

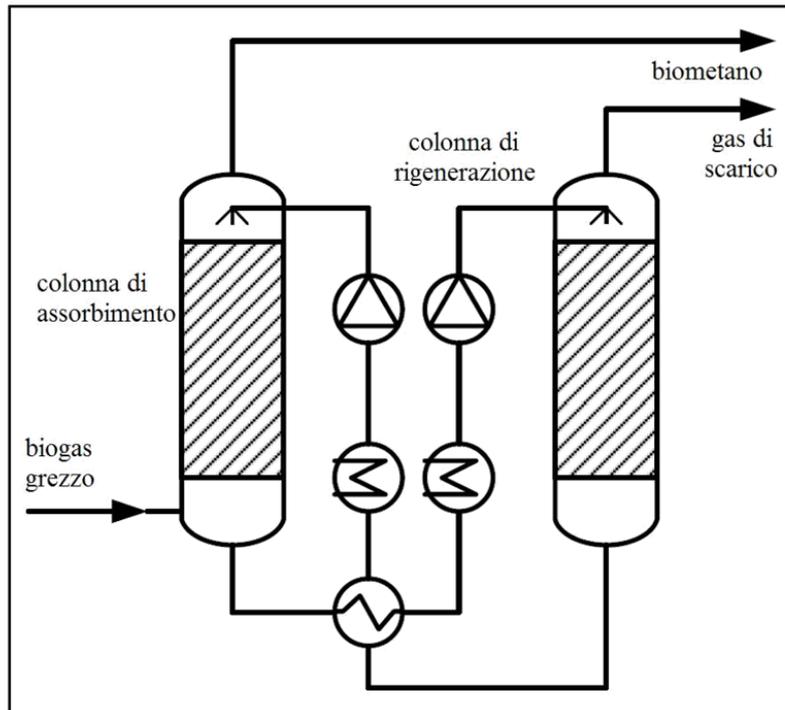


Figura 16. Schema di processo relativo al sistema di lavaggio con amine condotto tramite assorbimento chimico

d) Lavaggio fisico con solventi organici

L'impianto che opera il lavaggio fisico con solventi organici è molto simile all'impianto con lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS), con la fondamentale differenza che, rispetto a quest'ultimo, la CO₂ è assorbita da un solvente organico (aspolyethylene glicol, famiglia dei glicoli polietilenici, PEG), il cui nome commerciale può essere ad esempio Selexol® oppure Genosorb®. Il vantaggio di usare tale solvente organico anziché l'H₂O, risiede nel fatto che la CO₂ è più solubile nel PEG che in acqua. Per tale motivo, a parità di capacità di upgrading, il flusso della fase liquida può essere inferiore. Il risultato è che, a parità di capacità di upgrading, le dimensioni dell'impianto possono essere inferiori rispetto all'impianto PWS. Anche nel caso del lavaggio fisico con solventi organici la soluzione di PEG è rigenerata mediante riscaldamento e/o depressurizzazione. Benché i contaminanti quali H₂S, H₂O(g), ma anche O₂ e

N, vengano eliminati durante il processo di upgrading, più frequentemente essi vengono eliminati preliminarmente.

Lo schema di processo relativo a questa tecnologia non è stato riportato, in quanto risulta molto simile a quello riportato in figura 15.

e) Metodi di separazione tramite membrane

Le membrane a secco per l'upgrading di biogas sono costituite da materiali che sono permeabili alla CO_2 , all' $\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ e all' $\text{NH}_3(\text{g})$, meno permeabili all' H_2S e all' O_2 e molto poco permeabili all' N_2 e al CH_4 . Solitamente le membrane sono in forma di fascio di fibre cave. Il processo di separazione tramite membrane è solitamente effettuato in due fasi. Infatti, prima di entrare nel fascio di fibre cave, il gas subisce un trattamento di filtrazione allo scopo di eliminare $\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ e contaminanti, quali gocce di olio e aerosols, che svolgono un'azione negativa sulle prestazioni delle membrane. Oltre a ciò, anche l' H_2S è solitamente rimosso mediante carboni attivi prima che il gas entri nelle fibre cave. Il metodo di separazione tramite membrane è il metodo classico per l'upgrading del gas da discarica (con numerose realizzazioni di grandi capacità operative orarie in USA e Paesi Bassi), mentre allo stato attuale è ancora scarsamente diffuso per quanto riguarda le applicazioni su biogas ottenuto da fonti agricole. È interessante, tuttavia, sottolineare che tale tecnica è particolarmente studiata e sta suscitando un grande interesse nella vicina Austria.

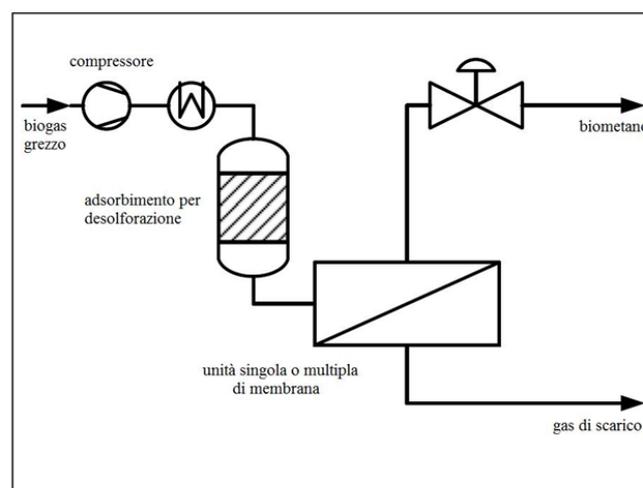


Figura 17. Schema di processo relativo al sistema di upgrading condotto tramite unità singola o multipla di membrane

2.2.3. Analisi tecnica

Sono stati individuati i parametri più significativi necessari ad effettuare un confronto tra le varie tecnologie:

parametri	PSA	Lavaggio con acqua pressurizzata	Lavaggio chimico con amine	Lavaggio fisico con solventi organici	Tecnologia a membrana (3 stadi)
Contenuti tipico di metano (%)	96-98	96-98	96,5-99	97-98	96-98
Recupero di metano (%)	97-98,5	98	99,9	98,5	99,5
Slip di metano (%)	1,5-3	2	0,01	1,5	0,5
Richiesta di energia elettrica (kWh/Nm ³)	0,25	0,22	0,09	0,24	0,29
Richiesta di calore (kWh/Nm ³)	-	-	0,6-0,7	-	-
Disponibilità (%)	95	95	95-97	95	95
Recupero di calore (kWh/Nm ³)	-	-	0,55	-	-
Pressione di operazione (bar)	3-10	6-12	1-1,5	4-8	5-8 più probabilmente (fino a 15 bar)
CAPEX (€/Nm ³ biogasgrezzo/h)	2.000(1) -1.500 (2)	1.500(1) -1.000 (2)	2.500(1) -2.000 (2)	2.000(1) -1.500 (2)	2.000(1) -2.000 (2)

(1): valore riferito a 1.000 Nm³ biogasgrezzo/h

(2): valore riferito a 2.000 Nm³ biogasgrezzo/h

Tabella 6. Analisi operativa delle efficienze di produzione di biometano relativamente alle principali tecnologie di upgrading

I valori di energia elettrica e termica specifici sono riferiti ad 1 Nm³ di biogas grezzo in ingresso.

La tabella 6 mostra un'analisi tecnica delle tecnologie attualmente più diffuse. Ciò che si nota immediatamente è che, con l'assorbimento chimico con ammine, si può produrre una corrente di biometano costituita fino al 99% di metano al suo ingresso; seguono il lavaggio fisico con solventi organici, il lavaggio con acqua pressurizzata, il sistema PSA e la tecnologia a membrana. È interessante notare come la tecnologia a membrana, per poter raggiungere la stessa purezza riguardante il CH₄ nella corrente in uscita, debba essere costituita da tre stadi. Ciò conferma che, con un numero di stadi inferiore, non si potrebbero raggiungere gli standard di purezza della corrente biometano circa la sua immissione in rete. Anche per quanto riguarda il recupero di metano dalla corrente di biogas entrante, il lavaggio chimico con ammine si dimostra la tecnologia di punta, perché caratterizzata da un recupero molare di metano che

sfiora il 100%. Tutto ciò si verifica grazie all'elevata affinità che intercorre tra le ammine e la CO₂ che deve essere catturata. Sempre per quanto riguarda questo parametro, anche la tecnologia a membrana presenta valori molto alti (99,5%); mentre i sistemi lavaggio fisico con solventi organici, PSA e lavaggio con acqua pressurizzata si assestano più o meno sullo stesso valore (98-98,5%). Di conseguenza lo slip di metano (cioè, la quantità di metano che non si riesce a recuperare dal biogas, espressa infatti come il rapporto tra la quantità di metano presente nel gas di scarico e quella in ingresso col biogas) risulta essere notevolmente inferiore per il lavaggio con ammine rispetto a qualsiasi altra tecnologia sul mercato. Molto interessanti risultano essere i seguenti parametri, poiché essi sono relativi ai consumi specifici di energia elettrica e termica per ciascuna tipologia di processo; sono inoltre espressi in funzione di 1 Nm³ di biogas trattato in ingresso.

La richiesta di energia elettrica cresce con la pressione operativa condotta da ciascuna tecnologia: presenta il valore più elevato per la tecnologia a membrana, a cui seguono il sistema PSA, il lavaggio fisico con solventi organici e il lavaggio con acqua pressurizzata che sono molto simili tra loro sotto questo punto di vista, perché entrambi condotti tra i 4 e i 7 bar. Notevolmente inferiore risulta essere il consumo elettrico specifico per il lavaggio con ammine che si assesta su valori molto bassi (inferiore a 0,1): ciò è dovuto al fatto che il processo viene condotto a pressione molto simile a quella ambiente.

La richiesta di energia termica viene richiesta solamente per quelle tecnologie che prevedono una notevole quantità di calore durante la rigenerazione, in questo caso solo il lavaggio con ammine. Quest'ultimo processo necessita, infatti, di una consistente richiesta di calore che, come si è già visto in precedenza, viene utilizzato per la rigenerazione delle ammine durante il processo di desorbimento. In ogni altra tecnologia questo parametro risulta quindi essere nullo poiché sia il processo principale che quello di rigenerazione vengono condotti a temperatura ambiente, mentre l'unico parametro che cambia è la pressione. È infine interessante notare come il sistema di upgrading, utilizzando il lavaggio con ammine, presenti efficienze di lavoro nettamente più elevate rispetto ad ogni altra soluzione, ma necessita di una maggiore quantità di energia, risultando, nel totale, energeticamente sconsigliato. Per poter sopperire a questo svantaggio sono stati progettati dei sistemi in grado di recuperare buona parte del calore utilizzato durante la rigenerazione per poi riutilizzarlo negli stadi successivi di rigenerazione.

2.2.4 Valutazioni economiche

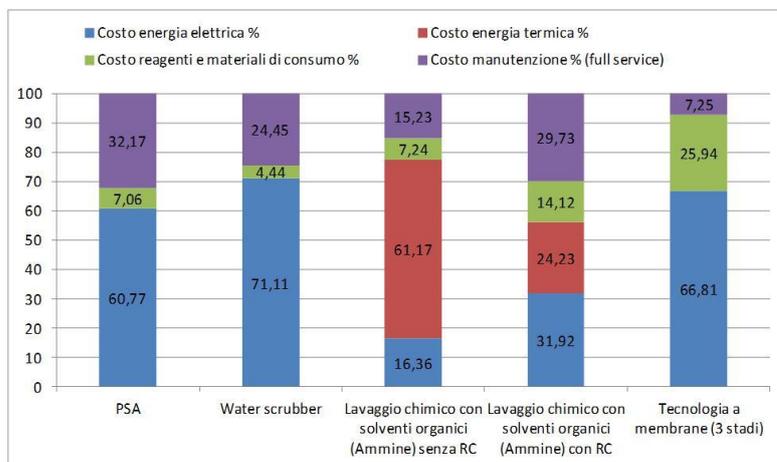


Figura 18. Frazionamento di costi economici ed energetici per i diversi sistemi di upgrading.

Dalla figura 18 si rileva come vengano frazionati i vari costi per ciascuna tecnologia: ciò avviene in base all'energia utilizzata, alla manutenzione e a particolari reagenti necessari per condurre il processo. Per il lavaggio chimico con ammine, è stato analizzato sia il caso condotto in assenza di recupero di calore, sia quello che ne contempla l'uso. Si può notare che i costi più elevati legati all'uso di energia elettrica riguardano la tecnologia a lavaggio con acqua, quella a membrana a tre stadi e infine il sistema PSA. Per quanto concerne il processo di lavaggio condotto tramite ammine, i costi relativi all'energia elettrica sono decisamente inferiori per il sistema di recupero del calore e addirittura minimi per quello condotto senza recupero di calore. Il costo dell'energia termica, al contrario, risulta essere preponderante unicamente per la tecnologia di upgrading condotta tramite ammine. All'interno di questo unico caso si può constatare come, nel processo condotto senza recupero di calore, il costo legato all'energia termica ricopra oltre il 60% di tutti i costi totali, motivo per cui si sta diffondendo il medesimo sistema volto al recupero di calore, i cui costi si assestano su valori inferiori al 25%. Diversi sono invece i costi riguardanti i reagenti e i materiali di consumo: i più bassi riguardano la tecnologia a lavaggio con l'acqua, poiché quest'ultima, anche se utilizzata in grosse portate, non è molto costosa, per cui questo risulta essere il processo più fattibile a livello economico. A seguire si trova il sistema PSA, dove questi costi sono perlopiù

legati alla tipologia di riempimento delle varie colonne di lavoro (principalmente zeoliti e carboni attivi), utilizzato per adsorbire la CO₂ e inquinanti minori. Per quanto riguarda la tecnologia con lavaggio di ammine, questi costi sono relativi principalmente al reagente presente nella soluzione di lavaggio (soprattutto MEA o DEA). È interessante comunque notare come la frazione relativa a questi costi sia circa doppia, rispetto all'altro, nel sistema che prevede il recupero di calore. Infine, è da considerare che la tecnologia a membrana rappresenta la frazione di costi nettamente più elevata rispetto a qualsiasi altra tecnologia presa in esame. Ciò dipende probabilmente dalla facilità con cui la membrana, col tempo, si degrada tra un processo e l'altro, per cui deve essere sostituita periodicamente, facendo quindi crescere parecchio i costi relativi ai materiali di consumo. La tecnologia a membrana a tre stadi risulta invece essere la più conveniente per quanto riguarda la frazione di costi relativi alla manutenzione: solo il 7,25% contro i 32,17% del sistema PSA (i più alti in assoluto) a causa dell'elevato numero di colonne installate in parallelo. Questi costi risultano essere abbastanza elevati anche per il lavaggio con ammine, che utilizza il recupero di calore (quasi il 30% del totale) a differenza di quello che non lo prevede, dove la frazione si assesta intorno al 15%. Anche la tecnologia a lavaggio con acqua si distingue per i modesti costi di manutenzione.

a) costi di investimento

I costi di investimento rappresentano i fondi necessari per l'avvio di un'attività. Il costo di investimento specifico per un impianto di upgrading del biogas dipende in gran parte dalla portata che deve sostenere l'impianto a causa degli effetti dell'economia di scala. La relazione tra la portata in ingresso di biogas e i costi specifici di investimento per ogni tecnologia è riassunto nella tabella 7 sottostante.

Tecnologia di upgrading del biogas	Equazione per il calcolo del costo specifico di investimento (x: portata in ingresso di biogas in m ³ /h; y: costo di investimento in EURO)	R-quadrato ¹
PSA	$y = 185034x^{-0,67}$	0,98
Lavaggio con acqua pressurizzata	$y = 980693x^{-0,991}$	0,86
Lavaggio chimico con amine	$y = 239254x^{-0,696}$	0,99
Lavaggio fisico con solventi organici	$y = 980693x^{-0,991}$	0,86

Tabella 7. Relazione stimata tra la portata di biogas in ingresso (m^3/h) e i costi specifici di investimento ($\text{EURO}/\text{m}^3/\text{h}$).

¹ R-quadrato è una misura statistica che indica quanta parte della variazione di una variabile dipendente è spiegata da una variabile indipendente in un modello di regressione.

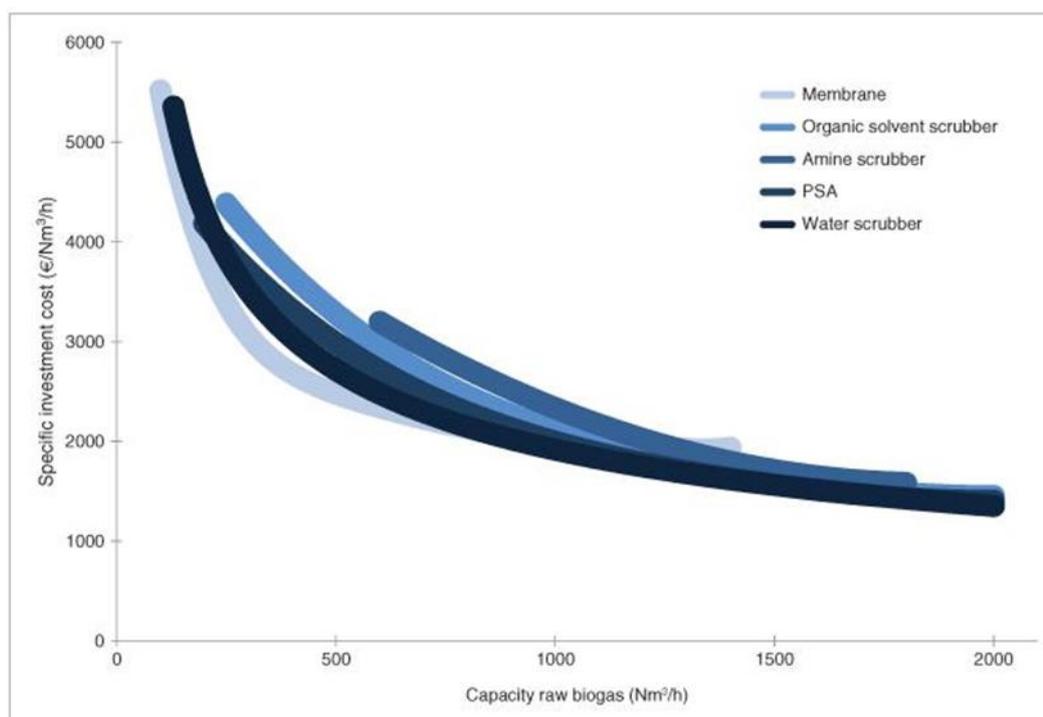


Figura 19. Grafico raffigurante la relazione tra costi specifici di investimento e la portata di biogas da trattare

Come è possibile notare dalla figura 19 sopra riportata, l'effetto di scala è predominante nel sistema di purificazione a membrane. Notiamo anche come i costi unitari di investimento diminuiscono progressivamente con l'aumentare della portata e quindi le dimensioni dell'apparato. La costruzione di un impianto, di upgrading del biogas, di piccole dimensioni ($0-100 \text{ Nm}^3/\text{h}$) è comunemente molto costoso a causa degli elevati costi specifici di investimento delle attrezzature di upgrading. Per un impianto con bassa capacità, è necessario lo stesso numero di attrezzature richieste per impianti con capacità maggiori. In particolare, le attrezzature saranno di ridotte dimensioni, ma il costo di investimento sarà ancora alto rispetto alla capacità.

Di seguito vengono riportate tabelle (8.a, 8.b, 8.c, 8.d) che riassumono i costi dei vari impianti di upgrading in relazione alle portate di biogas che devono trattare (dato aggiornato al 2016).

Capacità dell'impianto di upgrading [m ³ biogas grezzo/h]	Tecnologia: <i>Adsorbimento a pressione oscillante</i>			
	Costi di investimenti [€]	Costi di investimento specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]	Costi di operazioni [€/a]	Costi di operazioni specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]
100	933.397	9.334	70.924	709
150	982.691	6.551	87.792	585
200	1.031.984	5.160	104.661	523
250	1.081.278	4.325	121.529	486
300	1.130.572	3.769	138.397	461
350	1.179.865	3.371	155.266	444
400	1.229.159	3.073	172.134	430
500	1.327.747	2.655	205.870	412
600	1.426.334	2.377	239.607	399
700	1.524.921	2.178	273.344	390
800	1.623.509	2.029	307.080	384
900	1.722.096	1.913	340.817	379
1000	1.820.684	1.821	374.554	375

Tabella 8.a. Costi relativi all' adsorbimento a pressione oscillante ottenuti tramite "biomethane calculator"

Capacità dell'impianto di upgrading [m ³ biogas grezzo/h]	Tecnologia: <i>lavaggio con acqua pressurizzata</i>			
	Costi di investimenti [€]	Costi di investimento specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]	Costi di operazioni [€/a]	Costi di operazioni specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]
100	777.015	7.770	82.777	828
150	891.116	5.941	98.722	658
200	982.095	4.910	114.668	573
250	1.059.013	4.236	130.614	522
300	1.126.311	3.754	146.560	489
350	1.186.536	3.390	162.505	464
400	1.241.302	3.103	178.451	446
500	1.338.522	2.677	210.342	421
600	1.423.581	2.373	242.234	404
700	1.499.702	2.142	274.125	392
800	1.568.923	1.961	306.016	383
900	1.632.627	1.814	337.908	379
1000	1.692.802	1.692	369.799	370

Tabella 8.b. Costi relativi al lavaggio con acqua pressurizzata ottenuti tramite “biomethane calculator”

Capacità dell'impianto di upgrading [m ³ biogas grezzo/h]	Tecnologia: <i>lavaggio chimico con amine</i>			
	Costi di investimenti [€]	Costi di investimento specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]	Costi di operazioni [€/a]	Costi di operazioni specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]
100	786.111	7.866	93.407	934
150	845.641	5.638	116.453	776
200	904.671	4.523	139.498	697
250	963.701	3.855	162.544	650
300	1.022.731	3.409	185.589	619
350	1.081.760	3.091	208.635	596
400	1.140.790	2.852	231.680	579
500	1.258.850	2.518	277.771	556
600	1.376.909	2.295	323.862	540
700	1.494.969	2.136	369.954	529
800	1.613.028	2.016	416.045	520
900	1.731.088	1.923	462.136	513
1000	1.849.148	1.849	508.227	508

Tabella 8.c. Costi relativi al lavaggio chimico con amine ottenuti tramite “biomethane calculator”

Capacità dell'impianto di upgrading [m ³ biogas grezzo/h]	Tecnologia: <i>metodi di separazione con membrane</i>			
	Costi di investimenti [€]	Costi di investimento specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]	Costi di operazioni [€/a]	Costi di operazioni specifici [€/ (m ³ biogas grezzo/h)]
100	505.643	5.056	68.823	688
150	607.813	4.052	88.351	589
200	697.682	3.488	107.488	537
250	779.759	3.119	126.376	506
300	856.337	2.854	145.089	484
350	928.772	2.654	163.670	468
400	997.941	2.495	182.148	455
500	1.128.744	2.257	218.862	438

600	1.251.925	2.087	255.335	426
700	1.369.362	1.956	291.624	417
800	1.482.272	1.853	327.769	410
900	1.591.496	1.768	363.797	404
1000	1.697.646	1.698	399.727	400

Tabella 8.d. Costi relativi ai metodi separazione con membrane ottenuti tramite “biomethane calculator”

Non è stato trovato dati sui costi relativi al lavaggio fisico con solvente organici, tuttavia, possiamo pensare che saranno superiori a quelli relativi al lavaggio con acqua pressurizzata dovuto ai costi dei solventi organici.

L’investimento totale = capitale di investimento del sistema di upgrading + il costo del compressore utile per la compressione prima dell’emissione in rete oppure della liquefazione.

Per il costo del compressore, in funzione della potenza del compressore che serve, può essere utilizzato un tool come ad esempio “Matches.com”, il quale fornisce informazioni relative ad attrezzature del settore dell’industria di processo.

b) costi di gestione operativa

I costi annuali legati alla gestione operativa sono principalmente legati a:

- 1- **Il costo delle materie prime**
- 2- **I costi energetici** (legati alle spese energetiche dell’impianto di upgrading e del compressore finale).
- 3- **Costi lavoratori** (stipendio annuale dei lavoratori addetti alla gestione e manutenzione)
- 4- **Manutenzione** (stimato come uguale ad un 3% del capitale di investimento).

I costi totali di gestione operativa vengono stimati come somma delle voci sopra riportati.

c) Costi di trasporto

Il biometano, restando in forma gassosa, è idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione nella rete dei metanodotti o per il trasporto con i carri bombolai. Passando attraverso un processo di liquefazione si ottiene il **bioLNG**, ovvero il biometano liquefatto trasportabile per mezzo di cisterne dedicate. È difficile reperire dati specifici sui costi dei diversi modi di trasporto del biometano.

Costi totali annuali= costi totali di gestione operativa + costi totali di trasporto

2.2.5. Analisi comparativa tra impianti di purificazione e upgrading

Nelle seguenti tabelle viene riportata un'analisi comparativa generale tra le diverse tipologie di impianti di purificazione e *upgrading* in base a specifici parametri tecnico-operativi (tabella 9, tabella 10) ed economici (tabella 11)[14]. Per quanto riguarda alcune indicazioni economiche relative agli impianti di *upgrading*, in base ad una specifica analisi condotta in Germania nel 2007, i costi specifici diminuiscono al crescere delle dimensioni dell'impianto di DA (Digestione Anaerobica) e quindi dell'impianto di *upgrading*, a parità di tipologie di matrici o substrati utilizzati in DA, principalmente a causa della diminuzione dei costi del capitale (tabella 2.10). I costi specifici diminuiscono passando da impianti operanti prevalentemente con colture energetiche dedicate a impianti operanti prevalentemente con reflui zootecnici, a parità di dimensioni dell'impianto di DA e quindi dell'impianto di *upgrading*, essenzialmente a causa della diminuzione dei costi del substrato che viene utilizzato in DA.

	Adsorbimento A pressione oscillante	Lavaggio con acqua pressurizzata (PWS)	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Lavaggio fisico con solventi organici	Metodi di separazione tramite membrane
Necessità di purificazione preventiva ^A	SI [I] SI [III]	NO [I] NO [III]	SI [I] NO [III]	NO [I]	NO [III]
Pressione operativa (bar)	4-7 [I]	4-7 [I]	Nessuna pressione [I]		4-7 [I]
Perdite di metano ^B (%)	<3% / 6-10% ^F [I]	<1% / <2% ^G [I]	<0,1% [I]	>96% [I]	
Contenuto di metano nel BM ^C (%)	>96% [I] 97% [II] 98% [III]	>97% [I] 97% [II] 98% [III]	>99% [I] 99,9% [II] 98% [III]	>96% [I]	82% [II] 89,5% [III]
Efficienza totale ^H	93% /93% [II] 91% [III]	91% /91% [II] 94% [III]	92% /98% [II] 90% [III]		80% /96% [II] 78% [III]

Consumo di energia elettrica ^{D,I} (kWh/Nm ³)	0,25 [I] 0,25 (0,3-0,1) [II]	<0,25 [I] 0,4 (0,3-0,6) [II]	<0,15 [I] 0,12 [II]	0,24-0,33 [I]	0,14 [II]
Richiesta di calore (°C) (kWh _{th} / Nm ³) ^L	NO [I] NO [II]	NO [I] NO [II]	160°C [I] 0,4 [II]	55-80°C [I]	NO [II]
Capacità di controllo rispetto al carico nominale	±10-15% [I]	50-100% [I]	50-100% [I]	10-100% [I]	
Referenze ^E	>20 [I]	>20 [I]	3 [I]	2[I]	

Tabella 9. Comparazione tra tipologie di impianti di upgrading in base ai parametri tecnico-operativi più significanti

FONTI DELLA TABELLA

[I]: URBAN ET AL., 2009 E PETERSON E WELLINGER, 2009; [II]: BEKKERING ET AL., 2010 (ANCHE SU DATI DI PERSSON, 2003); [III]: MAASSEN ET AL., 2008

Note [I] alla Tabella

- ^A Valore riferito ad un biogas grezzo con <500 mg/m³ di H₂S. Per valori superiori si ha necessità di purificazione preventiva per tutte le tecniche.
- ^B Le perdite di metano dipendono dalle condizioni operative. I dati riportati da [I] si riferiscono a valori garantiti dai produttori ovvero forniti dagli operatori, basati su biogas privo di aria.
- ^C La qualità del BM è funzione dei parametri operativi. I dati riportati da [I] si riferiscono a valori garantiti dai produttori ovvero forniti dagli operatori, basati su biogas privo di aria.
- ^D Il consumo di energia elettrica è espresso in kWh/Nm³ di biogas grezzo compresso alla pressione di 7 bar.
- ^E Numero di referenze analizzate. Alcune si riferiscono a impianti a scala pilota.
- ^F CARBOTECH <3% / QUESTAIR 6-10%
- ^G MAL MBERG <1% / FLOTECH <2%

Note [II] alla Tabella

La comparazione tra le tecniche di upgrading è stata fatta considerando un biogas con un contenuto di metano pari al 65% ed includendo la compressione alla pressione della rete del gas di 4 bar. I dati riportati da [II] sono stati al loro volta elaborati a partire da:

- . AALDERINK, G. 2007. COMUNIZAZIONE PERSONALE A [II].
- . PERSSON M. (2003). EVALUATION OF BIOGAS UPGRADING TECHNIQUES, 4PP. SGC – SVENSKT GASTEKNISKT CENTER.

- ^H Efficienza totale: senza recupero di calore / con recupero di calore
- ^I Il consumo di energia elettrica è espresso in kWh_e/Nm³ di gas trattato, compresso alla pressione di 4 bar.
- ^L Il consumo di energia termica è espresso in kWh_t/Nm³ di gas trattato, compresso alla pressione di 4 bar.

	Adsorbimento a pressione oscillante (PSA)	Lavaggio con acqua pressurizzata (PWS)	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Lavaggio fisico con solventi organici	Metodi di separazione tramite membrane
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - BM con >97% di CH₄ [I] - Basse richieste energetiche [I] - Basso livello emissioni [I] - Assorbimento di N₂ e O₂ [I] 	<ul style="list-style-type: none"> - Rimozione di gas e particolati [I] - Elevata purezza del BM [I] - Elevata resa produttiva di BM [I] - Tecnica semplice e consolidata: non richieste speciali attrezzature o <i>chemicals</i> [I], [III] - Neutralizzazione di gas corrosivi [I] 	<ul style="list-style-type: none"> - Rimozione pressoché completa di H₂S [I] - Elevata resa di BM [III] 		<ul style="list-style-type: none"> - Compatta e leggero in peso [I] - Basso costo di manutenzione [I] - Basse richieste energetiche [I] - Processo semplice [I] - Trattamento primario relativamente a basso costo [III]
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - Necessaria fase addizionale e complessa di rimozione di H₂S [I] - Eventuali problemi di malfunzionamento valvole [II] - Alti costi di investimento [III] - Difficoltà di reperire ditte per progetti a scala aziendale [III] 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitazione nell'assorbimento di H₂S a causa delle variazioni di pH [I] - H₂S danneggia le attrezzature [I], [III] - Richiede elevati quantitativi di acqua, anche con processo di rigenerazione [I], [III] - Intasamento colonne di assorbimento ≤ CH₄ nel BM [II] e CH₄ in atmosfera [II], [III] 	<ul style="list-style-type: none"> - Rimozione di un unico componente nella colonna [I] - Catalisi costosa [I] - Riduzione dei costi contenuta per impianti di grande capacità [III] - Elevati costi operativi per complessità processo, richiesta energetica per rigenerare la soluzione, costi sostituzione fluido, costi pompe [III] 	<ul style="list-style-type: none"> - Contenuto di acqua unita al solvente troppo elevato, < CH₄ nel BM 	<ul style="list-style-type: none"> - Relativamente bassa produzione di CH₄ [I] - Necessario inserire fase di rimozione di H₂S [I], [III] - Membrane possono essere costose [I] - Membrane devono essere sostituite periodicamente (operazioni routinarie) [III]

Tabella 10. Comparazione tra tipologie di impianti di upgrading in base ai vantaggi/svantaggi collegati ai parametri tecnico-operativi più significativi

FONTI DELLA TABELLA

[I]: MAASSEN ET AL., 2008; [II]: PERSSON, 2003; [III]: MCDONALD E MEZEI, 2007

Tecnologia di upgrading	Capacità (Nm³ CH₄/h)	CAPEX (€/ (Nm³ CH₄/h)	OPEX (€/ (Nm³ CH₄/h)	Fonte	commenti
PSA	80	2237,5	1512,5		Compresa l'iniezione
	500	826	1114		Compresa l'iniezione
Lavaggio con acqua pressurizzata	2000~100	~1000-5000	n.d.	Vo et al.,2018	
	80	2300	1750	Stürmer et al.,2016	Compresa l'iniezione
	500	734	1026	Stürmer et al.,2016	Compresa l'iniezione
Lavaggio chimico con amine	800	1936	n.d.	Vo et al.,2018	
	~600~1800	~3200~1800	n.d.	Vo et al.,2018	
	80	2038	1862,5	Stürmer et al.,2016	Compresa l'iniezione
	500	832	1376	Stürmer et al.,2016	Compresa l'iniezione
Metodi di separazione con membrane	80	1812,5	1750	Stürmer et al.,2016	Compresa l'iniezione
	500	798	1324	Stürmer et al.,2016	Compresa l'iniezione

Tabella 11. CAPEX e OPEX dell'upgrading del biogas per tecnologia e scala di produzione (misurata per capacità).

3) Caso studio: blend con idrogeno in un cluster ceramico

3.1. Descrizione del caso studio

Si considera un cluster composto da cinque stabilimenti del settore della ceramica descritti nella tabella 12 sottostante:

Stabilimento	Azienda	Città	Attività industriale
A	Azienda A	Reggio Emilia	Fabbricazione di gres porcellanato
B	Azienda B	Bologna	Fabbricazione di gres porcellanato
C	Azienda C	Reggio Emilia	Fabbricazione di gres porcellanato tecnico/smaltato
D	Azienda D	Modena	Fabbricazione di gres porcellanato tecnico/smaltato
E	Azienda E	Modena	Fabbricazione di gres porcellanato

Tabella 12. Riassunto dati sui siti che compongono il cluster

Tutti i cinque stabilimenti sono situati nell'Emilia Romagna. L'analisi si concentra sulla progettazione di un impianto capace di produrre idrogeno verde per soddisfare il 20% in volume del consumo di gas naturale del cluster[15]. Per questo caso studio, si considera un impianto di produzione di idrogeno verde con energia elettrica proveniente da un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

3.2. Dimensionamento dell'impianto di idrogeno verde

Il modello tecno-economico per la produzione di idrogeno verde è stato analizzato nel capitolo precedente, questo caso studio si concentra solo sui parametri tecnici come la quantità di idrogeno verde che deve essere prodotta e la quantità di energia elettrica di cui hanno bisogno gli elettrolizzatori per produrre la detta quantità di idrogeno verde.

Ipotesi:

- Si considera un profilo orario di consumo del gas naturale costante nel mese per semplificare i calcoli.

3.2.1 Fabbisogno di idrogeno verde

Il fabbisogno di idrogeno verde viene calcolato dai dati relativi al consumo di gas naturale del cluster rappresentato nella tabella 13 e la figura 20 sottostante; questi dati sono stati estratti da diagnosi energetiche reali presso i cinque stabilimenti del cluster.

siti	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	totale
A	1982568	2063632	2207844	1310871	2066139	2070067	2237203	994411	2171685	2221116	2129645	1595887	23051068
B	57632	1473263	2455671	2320620	2421949	2141459	2249056	1792300	2385317	2414671	2588847	1889152	24189937
C	1893752	1991113	2354181	2081883	2304934	2167542	2392405	672618	2383064	2356144	2248235	1346118	24191989
D	2072908	2522011	2801288	2440143	2795671	2681243	2855318	902643	2953177	3018605	3096450	2091802	30231259
E	2505719	2785017	3030093	2636319	2977771	2659637	3045457	356421	2982996	2987792	2999075	2107949	31074246
totale	8512579	10835036	12849077	10789836	12566464	11719948	12779439	4718393	12876239	12998328	13062252	9030908	132738499
20% totale	1702515,8	2167007,2	2569815,4	2157967,2	2513292,8	2343990	2555887,8	943678,6	2575247,8	2599666	2612450,4	1806181,6	26547699,8

Tabella 13. Consumi mensili di gas naturale del cluster dell'anno 2014 in Sm³

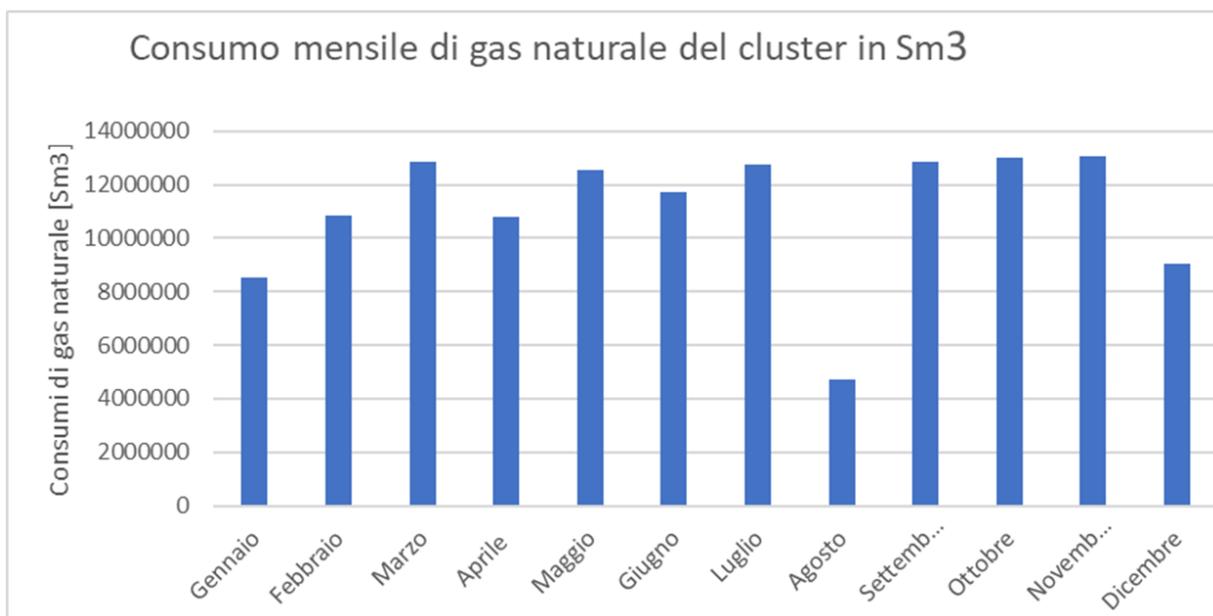


Figura 20. Grafico consumi mensili di gas naturale del cluster dell'anno 2014 in Sm³

Visto che il potere calorifico dell'idrogeno (10,15 MJ/Nm³) è inferiore al potere calorifico del gas naturale (35,88 MJ/m³), affinché la miscela abbia la stessa energia che il gas naturale da solo, la frazione in volume di idrogeno da produrre sarà superiore al 20% del volume di gas naturale consumato dal cluster.

Il volume di idrogeno necessario per compensare il 20% di consumo di gas naturale (26547699,8 Sm³) è stato calcolato utilizzando l'equazione 5 sottostante:

$$V_{H2} = \frac{PCI_{NG} * V_{NG}}{PCI_{H2}} \quad (5)$$

Ed i valori mensili sono rappresentati nella tabella 14 e le figure 21,22 sottostanti:

Mese	Fabbisogno mensile di H2 in Nm ³
Gennaio	5810083,306
Febbraio	7395227,908
Marzo	8769869,599
Aprile	7364377,59
Maggio	8576977,988
Giugno	7999206,143
Luglio	8722339,634
Agosto	3220440,762
Settembre	8788408,456
Ottobre	8871737,757
Novembre	8915367,75
Dicembre	6163857,958

Tabella 14. Fabbisogno mensile di idrogeno verde in Nm³

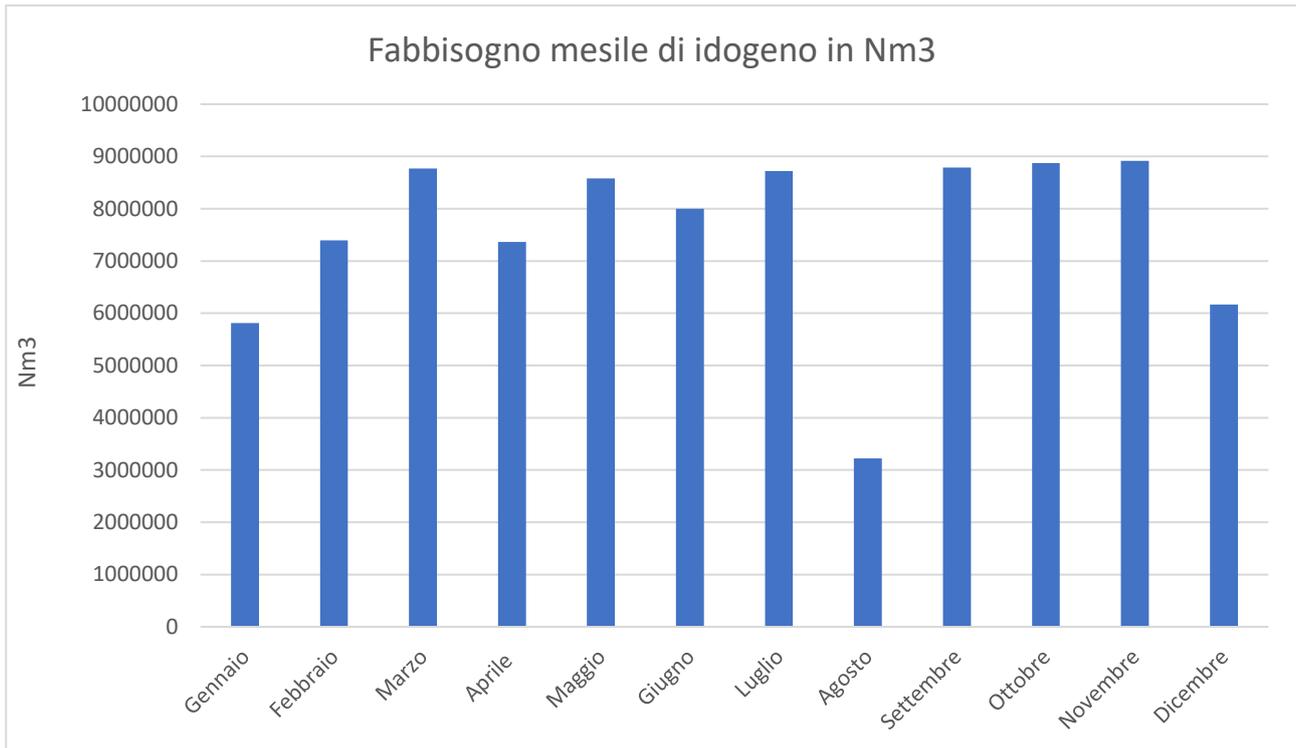


Figura 21. Fabbisogno mensile di idrogeno verde in Nm³

3.2.2. Fabbisogno di energia elettrica degli elettrolizzatori

Per soddisfare la domanda annuale di idrogeno verde del cluster (84.434.037 Nm³/anno), bisogna produrre almeno 9.639 Nm³/h. Tra i diversi elettrolizzatori trovati sul mercato, è stato scelto di utilizzare quattro elettrolizzatori di tipo alcalino dell'impresa McPhy, tra cui tre elettrolizzatori McLYZER 3200-30 perché sono quelli con portate nominali più grandi che sono stati trovati e 1 elettrolizzatore McLYZER 200-30 per completare gli altri tre minimizzando il più possibile la produzione in eccesso di idrogeno verde. le cui caratteristiche questi elettrolizzatori sono riassunte nella tabella 15 sottostante[16].

Modello	Pressione (barg)	Portata nominale H ₂ (Nm ³ /h)	Classe di potenza	Consumo specifico DC a portata nominale (kWh/Nm ³)
McLYZER 3200-30	30	3200	16 MW	4,65
McLYZER 200-30	30	200	1 MW	4,65

Tabella 15. Riassunto caratteristiche degli elettrolizzatori

Nella tabella 16 e il grafico 23 seguenti, sono riportati i fabbisogni mensili di energia elettrica degli elettrolizzatori calcolati come il prodotto tra il consumo

specifico degli elettrolizzatori a portata nominale in corrente continua e il fabbisogno mensile di idrogeno verde.

Fabbisogno elettrico degli elettrolizzatori in kWh	
Mese	kWh
Gennaio	27016887,38
Febbraio	34387809,77
Marzo	40779893,64
Aprile	34244355,79
Maggio	39882947,65
Giugno	37196308,56
Luglio	40558879,3
Agosto	14975049,54
Settembre	40866099,32
Ottobre	41253580,57
Novembre	41456460,04
Dicembre	28661939,51

Tabella 16. Fabbisogno elettrico mensile degli elettrolizzatori in kWh

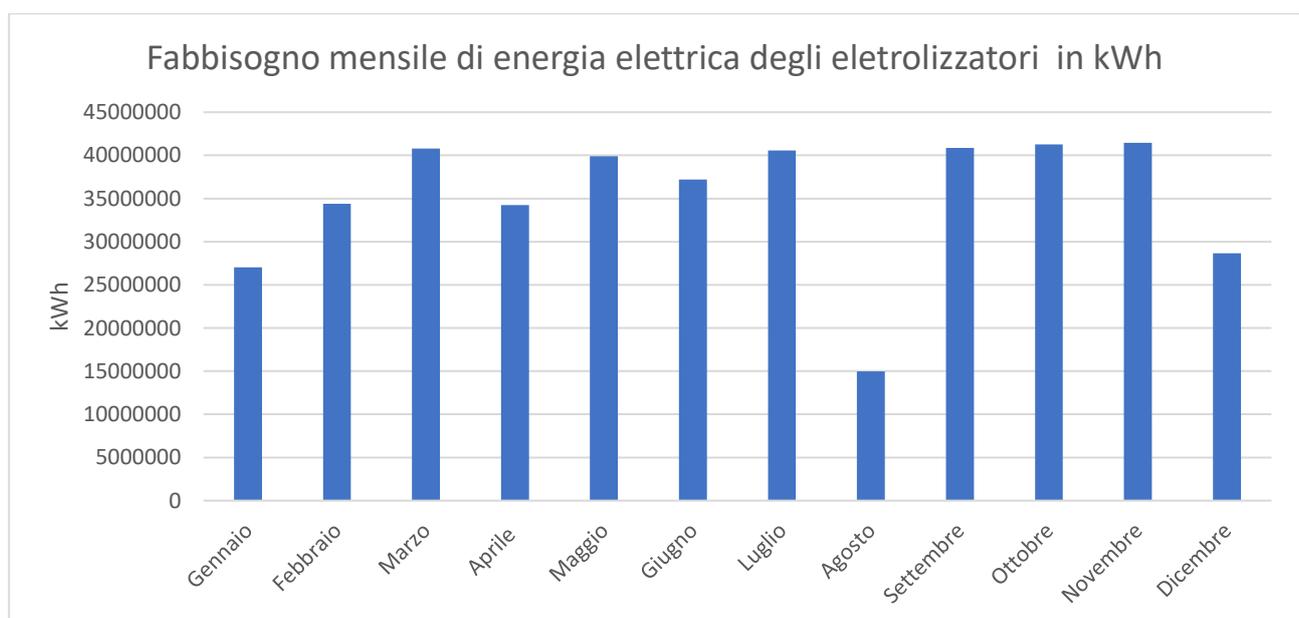


Figura 22. Fabbisogno elettrico mensile degli elettrolizzatori in kWh

3.2.3. Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico

Per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato usato PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) che è un programma di calcolo della radiazione solare realizzato dalla comunità europea. Le simulazioni su PVGIS sono state realizzate per la posizione di uno dei cinque stabilimenti considerati considerando che l'impianto fotovoltaico sia connesso alla rete. Sono state fatte più simulazioni: alla fine di ogni simulazione è stato confrontato la produzione media mensile di energia elettrica ottenuta da PVGIS per simulazione e il fabbisogno elettrico degli elettrolizzatori ed è stata ritenuta quella con una potenza installata di 300 MW che è riassunta nelle tabelle 17,18 e le figure 24,25 sottostanti:

Provided inputs:	
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	300000
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [\hat{A}°]:	37 (opt)
Azimuth angle [\hat{A}°]:	-6 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	397375048.05
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1725.65
Year-to-year variability [kWh]:	22607384.20
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.66
Spectral effects [%]:	1.21
Temperature and low irradiance [%]:	-9.4
Total loss [%]:	-23.24

Tabella 17. Riassunto dati di ingresso e di produzione da PVGIS

Month	E_d	E_m	H(i)_d	H(i)_m	SD_m
1	693962.59	21512840.35	2.76	85.45	5855468.42
2	858461.11	24036910.97	3.49	97.63	6982148.31
3	1118104.89	34661251.64	4.67	144.69	6066497.96
4	1275971.42	38279142.72	5.5	164.89	4813100.9
5	1327644.59	41156982.33	5.87	181.9	3846243.63
6	1408220.7	42246620.9	6.41	192.34	3309921.77
7	1476263.77	45764176.72	6.81	211.08	2439835.59
8	1406842.57	43612119.58	6.43	199.44	2938278.09
9	1249996.91	37499907.38	5.52	165.49	3103083.24
10	955322.91	29615010.1	4.03	125.07	4573018.47
11	642411.49	19272344.72	2.64	79.13	4724143.49
12	639122.15	19812786.53	2.56	79.29	3813952.82
Year	1088959.16	33122507.83	4.73	143.87	1888563.17
AOI loss (%) Spectral effects (%) Temperature and low irradiance loss (%) Combined loss (%)					
Fixed angle: -2.67 1.21 -9.41 -23.26					
E_d: Average daily energy production from the given system (kWh/d)					
E_m: Average monthly energy production from the given system (kWh/mo)					
H(i)_d: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2/d)					
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2/mo)					
SD_m: Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation (kWh)					

Tabella 18. Riassunto dati relativi alla produzione di energia elettrica da PVGIS

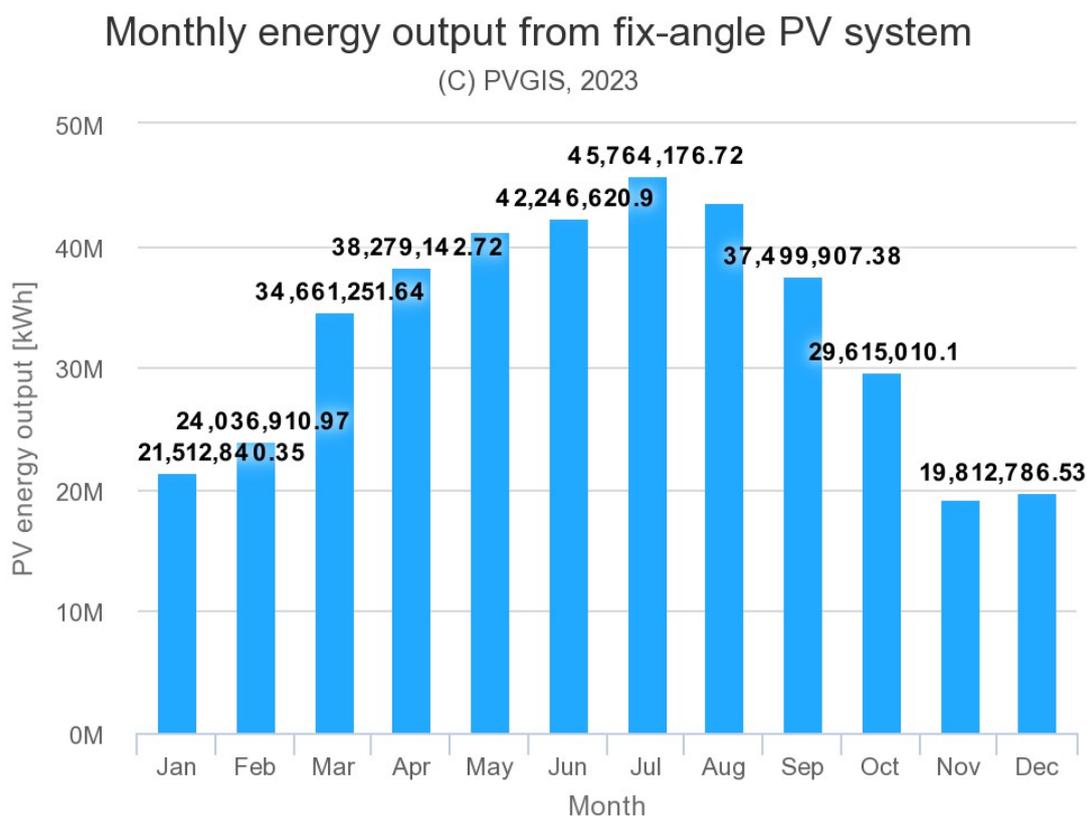


Figura 23. Produzione mensile di energia elettrica in kWh

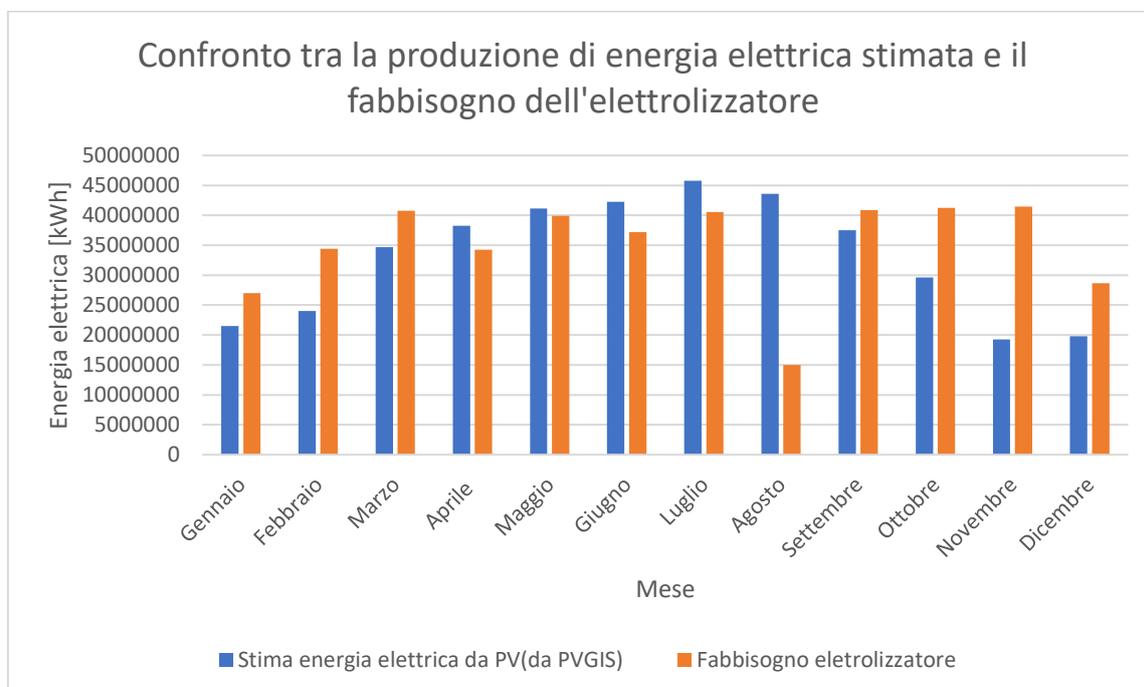


Figura 24. Confronto tra la produzione di energia elettrica stimata e il fabbisogno dell'elettrolizzatore

3.3 Discussioni

3.3.1. Mismatch tra produzione media mensile di energia elettrica dal fotovoltaico e il fabbisogno elettrico mensile degli elettrolizzatori

È stato realizzato il grafico del mismatch tra la produzione media mensile di energia elettrica da PVGIS e il fabbisogno elettrico degli elettrolizzatori.

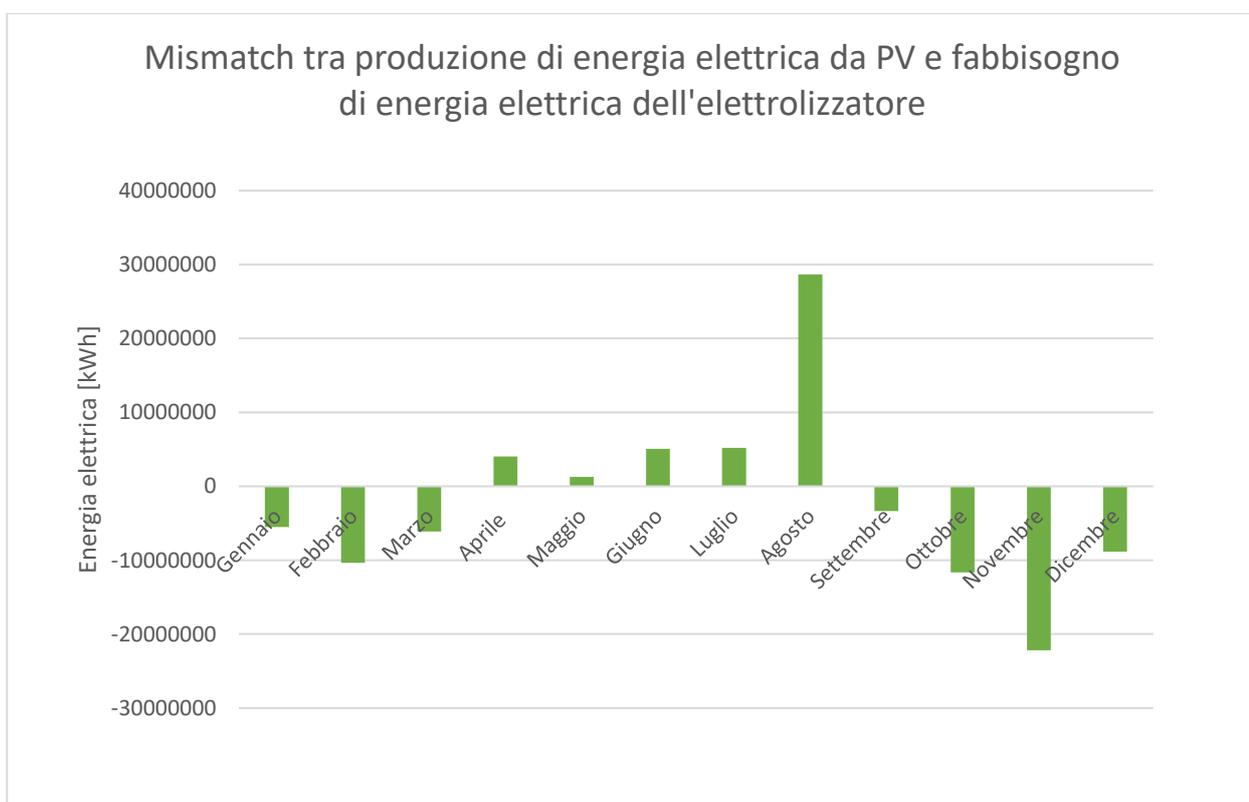


Figura 25. Mismatch tra produzione di energia elettrica da PV e fabbisogno di energia elettrica dell'elettrolizzatore

Da questo grafico si vede che da aprile ad agosto ci sono dei surplus di energia elettrica mentre il resto dell'anno la produzione media mensile di energia elettrica è inferiore a quella del fabbisogno elettrico degli elettrolizzatori:

- Quando la produzione di energia elettrica da fotovoltaico non è sufficiente per soddisfare il fabbisogno elettrico degli elettrolizzatori, la parte mancante viene soddisfatta dalla rete. Dai dati del grafico del mismatch è stato possibile calcolare la quantità di energia prelevata

dalla rete e di conseguenza la percentuale del consumo degli elettrolizzatori proveniente dai fonti rinnovabili in questo caso fotovoltaico. Questa percentuale è stata calcolata come:

$$\text{consumoelettrico}_{PV} = \text{consumo degli elettrolizzatori} - \text{energia elettrico da rete} \quad (6)$$

$$\text{consumoelettrico}_{PV} = 421280211,1 - 68011618,53 = 353268592,6 \text{ kWh} \quad (7)$$

$$\% \text{consumoelettrico}_{PV} = \frac{353268592,6}{421280211,1} = 0,84 \quad (8)$$

Quindi 84% del consumo elettrico degli elettrolizzatori proviene dal fotovoltaico.

- Mentre quando la produzione media mensile di energia elettrica da fotovoltaico è superiore al fabbisogno elettrico degli elettrolizzatori, in questo caso studio è stato deciso che questo surplus di energia elettrica viene usato per soddisfare una parte del consumo elettrico del cluster. Dai dati del grafico del mismatch è stato ottenuto che il surplus di energia elettrica ammonta a 44,2 GWh/anno. Questa quantità di energia può permette di coprire il 21% del consumo elettrico annuo del cluster.

3.3.2. Percentuale di decarbonizzazione a seguito del blend

La stima di quanto si riducono le emissioni a seguito del blend è stata realizzata partendo dai consumi totali di energia elettrica e di gas naturale del cluster (Consumo totale di energia elettrica del cluster: 205.322.762 kWh/anno; Consumo totale di gas naturale del cluster: 132.738.499 Sm³/anno;), puoi è stato calcolato le emissioni del cluster prima e dopo il blend usando i seguenti fattori (1 m³ di gas naturale produce 1,9 kg di CO₂; nel mix energetico medio italiano, 1kWh di elettricità comporta emissioni di circa 0,4 kg di CO₂; 1 m³ di idrogeno verde produce 0 kg di CO₂). Le emissioni dovuti ai consumi energetici del cluster sono state calcolate come segue:

- Prima del blend:

$$\begin{aligned} \text{Emissione dovute al consume di gas naturale} &= 1,9 * \text{consumo annuo di gas naturale} \\ &= 1,9 * 132.738.499 \\ &= 252.203.148,1 \text{ kgCO}_2/\text{anno} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Emissioni dovute al consumo di energia elettrica} &= 0,4 * \text{consumo annuo di energia elettrica} \\ &= 0,4 * 205.322.762 \end{aligned}$$

$$= 82.129.104,8 \text{ kgCO}_2/\text{anno}$$

$$\text{Totale} = 334.322.252,9 \text{ kgCO}_2/\text{anno}$$

- Dopo il blend

$$\begin{aligned} \text{Emissione dovuta al consumo di gas naturale} &= 1,9 * \text{consumo annuo di gas naturale} * 0,8 \\ &= 1,9 * 132.738.499 * 0,8 \\ &= 201.762.518,5 \text{ kgCO}_2/\text{anno} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Emissioni dovute al consumo di energia elettrica} &= 0,4 * \text{consumo annuo di energia elettrica} * 0,79 \\ &= 0,4 * 205.322.762 * 0,79 \\ &= 64.881.992,8 \text{ kgCO}_2/\text{anno} \end{aligned}$$

$$\text{Totale} = 266.644.511,3 \text{ kgCO}_2/\text{anno}$$

$$\text{Percentuale di riduzione delle emissioni} = \frac{334.322.252,9 - 266.644.511,3}{334.322.252,9} * 100 = 20\%$$

Prima del blend, le emissioni sono circa 0,33 milioni di tonnellate di CO₂/anno. Queste emissioni sono ridotte del 20 % facendo un blend con 20% di H₂ verde.

4) Conclusione

Visto che il settore della ceramica è un settore industriale importante con consumi ed emissioni rilevanti, in questa tesi è stato esplorato alcune soluzioni per la decarbonizzazione di questo settore concentrandosi sull'idrogeno verde. Inizialmente, è stata fatta una breve introduzione al concetto di cluster industriale, con più dettagli sui clusters della ceramica e dell'industria cartaria. Poi, è stato realizzato due modelli tecno-economici durante i quali sono stati analizzati le materie prime, le tecnologie di produzione e i costi di produzione del idrogeno verde e del biometano; dal modello tecno-economico per la produzione di idrogeno verde, viene fuori che il prezzo dell'elettricità varia in funzione della tecnologia rinnovabile scelta per la produzione e di conseguenza, anche il costo di investimento per la produzione di idrogeno verde dipende dalla tecnologia rinnovabile scelta mentre da quello per la produzione di biometano, la scelta della tecnologia economicamente ottimale per la produzione di biometano è fortemente condizionata dalla qualità del biogas grezzo per l'upgrading, la qualità di biometano desiderata e l'utilizzazione finale di questo gas, il funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica e i tipi e la continuità dei substrati utilizzati così come le circostanze specifiche presso l'impianto. Infine, un caso studio di blend con idrogeno verde in un cluster ceramico è stato presentato: i dati relativi ai consumi di gas naturale del cluster sono stati ricavati dalle diagnosi energetici fatte dalle imprese i cui siti fanno parte del cluster e le simulazioni per la produzione di energia elettrica da fotovoltaico sono state effettuate su PVGIS. È stato trovato che sostituendo il 20% del consumo di gas naturale con idrogeno verde, le emissioni del cluster si riducono del 20%.

Bibliografia

- [1] «cluster in “Dizionario di Economia e Finanza”». [https://www.treccani.it/enciclopedia/cluster_\(Dizionario-di-Economia-e-Finanza\)](https://www.treccani.it/enciclopedia/cluster_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)) (consultato 18 maggio 2023).
- [2] «I distretti industriali», 24 febbraio 2015. <https://www.istat.it/it/archivio/150320> (consultato 19 maggio 2023).
- [3] «5577b92c-97f3-4741-81d1-b11dd9528d61.pdf». Consultato: 27 maggio 2023. [Online]. Disponibile su: https://commercialisti.it/documents/20182/1236821/2018.05.18+Cluster_I+ntroducttivo.pdf/5577b92c-97f3-4741-81d1-b11dd9528d61
- [4] «Enelx_Legambiente-web.pdf». Consultato: 4 aprile 2023. [Online]. Disponibile su: https://asvis.it/public/asvis2/files/Eventi_Flash_news/Enelx_Legambiente-web.pdf
- [5] «Chi siamo», *ceramica.info*. <https://www.ceramica.info/chi-siamo/> (consultato 21 settembre 2023).
- [6] «8. Sassuolo Ceramic Tiles Cluster», *issuu*. https://issuu.com/thebamboolink/docs/study_on_brand_building_in_clusters_to_improve_com/s/16909169 (consultato 23 maggio 2023).
- [7] Simplifhy_Admin, «Elettrolisi: Trasforma l’Elettricità in Idrogeno - Blog», *Simplifhy*, 16 febbraio 2023. <https://simplifhy.com/elettrolisi-la-tecnologia-che-trasforma-lelettricit-in-idrogeno/> (consultato 23 giugno 2023).
- [8] S. Mancò e V. Schiavone, «Modello per la costruzione e gestione di un impianto di produzione e distribuzione di idrogeno verde».
- [9] «Il Costo dell’Idrogeno Verde | l’Astrolabio». <https://astrolabio.amicidellaterra.it/node/2350> (consultato 25 giugno 2023).
- [10] «Produzione ed utilizzo Idrogeno_ (def).pdf». Consultato: 31 maggio 2023. [Online]. Disponibile su: https://www.regione.sicilia.it/sites/default/files/2023-02/Produzione%20ed%20utilizzo%20Idrogeno_%20%28def%29.pdf
- [11] «D_3_1_1_Tecnologie-di-upgrading-del-biogas.pdf». Consultato: 13 giugno 2023. [Online]. Disponibile su: http://www.regione.abruzzo.it/xAraen/docs/bioMethaneProgramma/D_3_1_1_Tecnologie-di-upgrading-del-biogas.pdf

- [12] «denotaristefani_divastogirardi_giulio_XXI.pdf». Consultato: 13 giugno 2023. [Online]. Disponibile su: http://www.fedoa.unina.it/12693/1/denotaristefani_divastogirardi_giulio_XXI.pdf
- [13] C. di L. Magistrale, «POLITECNICO DI TORINO».
- [14] «Purificazione_upgrading_biogas_in_biometano.pdf». Consultato: 13 giugno 2023. [Online]. Disponibile su: https://www.venetoagricoltura.org/upload/Bioenergie/Purificazione_upgrading_biogas_in_biometano.pdf
- [15] «Paper_sintesi-BCG.pdf». Consultato: 18 marzo 2023. [Online]. Disponibile su: https://www.ceramica.info/cerinfo-content/uploads/2021/11/Paper_sintesi-BCG.pdf
- [16] «2023_McLyzer-Product-Line-EN.pdf». Consultato: 21 settembre 2023. [Online]. Disponibile su: https://cellar-c2.services.clever-cloud.com/com-mcphy/uploads/2023/06/2023_McLyzer-Product-Line-EN.pdf
- .