

**AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA
E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE - ENEA**

Proposta di legge regionale del Consigliere Enzo Colonna avente per oggetto “Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare”

RELAZIONE ENEA

Audizione congiunta IV e V Commissione – Consiglio regionale della Puglia
Bari, 27 settembre 2018

I nuovi obiettivi previsti in ambito europeo per la produzione e impiego di energia da fonti rinnovabili (34% sul totale dei consumi, con un sotto-obiettivo del 14% specifico per il settore dei trasporti) e la riduzione delle emissioni di gas climalteranti al 2030, che saranno formalizzati dalla direttiva cosiddetta “RED II” di ormai prossima emanazione, si rifletteranno inevitabilmente sul quadro di riferimento nazionale, delineato nel documento della Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN 2017), in cui si prospettava un obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030 del 28% sui consumi complessivi, con il 55% per le rinnovabili elettriche, il 30% per quelle termiche e il 21% per i trasporti.

Con specifico riferimento al sistema elettrico, è evidente che la ridefinizione dei target sopra riportati richiederà una sempre maggiore diffusione di fonti rinnovabili quali l’eolica e la fotovoltaica, in grado di produrre energia elettrica con costi minori, non essendo condizionati da quelli per l’approvvigionamento della materia prima e dalla presenza continuativa di personale per gestire gli impianti (come avviene ad esempio per la bioenergia nelle sue diverse forme), e più vincolate alla sola produzione di energia elettrica, ma che, essendo discontinue e non programmabili, potrebbero incidere negativamente sulla capacità, qualità e stabilità della rete di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell’energia elettrica. Di conseguenza, è sempre più sentita l’esigenza di trovare forme di gestione e di accumulo dell’elettricità disponibile in eccesso.

E’ evidente come in quest’ottica, le tecnologie per la produzione di idrogeno basate sull’impiego dell’elettricità da fonti rinnovabili prodotta in eccesso rispetto alla capacità di vettoriamento da parte della rete di trasmissione e di accumulo da parte dei sistemi attualmente in uso (impianti idroelettrici con sistemi di pompaggio dell’acqua verso l’alto) stiano avendo un rinnovato ed ampio interesse strategico, come evidenziato nell’accordo internazionale “Mission Innovation” (22 paesi membri tra cui l’Europa) e dagli Accordi di Parigi del 2016 per la riduzione delle emissioni di CO₂.

L’idrogeno, come è noto, non può essere considerato una fonte di energia primaria in quanto sul nostro pianeta non è presente in forma libera, ma solo legato ad altri elementi (nell’acqua, nei combustibili fossili e nella biomassa), dai quali deve essere separato per diventare un “vettore energetico”, allo stato gassoso o liquido, estremamente pulito e versatile. Può essere infatti utilizzato direttamente come combustibile per l’alimentazione di motori (veicoli o cogeneratori di elettricità e calore) e bruciatori, o per la produzione diretta di elettricità con elevata efficienza in celle a combustibile e, in tutti questi casi, il prodotto finale della sua conversione energetica è unicamente acqua.

Le tecnologie per l’utilizzazione energetica dell’idrogeno hanno conosciuto negli ultimi anni un notevole sviluppo, ed esistono numerosi esempi di applicazioni, dagli autobus e automobili ad alcune centrali cogenerative alimentati con celle a combustibile, ma è evidente che una diffusione dell’uso di questo prodotto tale da poter prefigurare una vera e propria “economia dell’idrogeno” richiede ancora notevoli sforzi - e investimenti - in ricerca e sviluppo tecnologico, soprattutto per quel che riguarda i sistemi di immagazzinamento e trasporto su grandi distanze.

Oltre agli impieghi diretti, l'idrogeno può essere utilizzato anche come vettore per l'accumulo di energia chimica sotto forma di combustibili e carburanti, in particolare i cosiddetti "biocarburanti avanzati", ottenuti esclusivamente da materie prime non in competizione con le produzioni alimentari.

I biocarburanti avanzati simili, per composizione e proprietà, ai carburanti di origine fossile sono chiamati "drop-in biofuels" e sono costituiti da miscele di idrocarburi analoghe a benzina, gasolio e jet fuel. Questa sostanziale equivalenza implica che i biocarburanti drop-in devono possedere le stesse caratteristiche dei carburanti convenzionali in termini di miscibilità, compatibilità, stabilità, trasportabilità e stoccaggio da parte delle infrastrutture di distribuzione esistenti e, ovviamente, facilità di utilizzo da parte dei motori attuali. In pratica, un biocarburante "drop-in" è miscibile con gli equivalenti fossili in qualsiasi percentuale ed è sostanzialmente indistinguibile da questi ultimi.

Analogamente a quanto avviene in raffineria, dove il petrolio greggio viene trattato con idrogeno per rimuovere zolfo, ossigeno e altri eteroatomi (hydrotreating) e "spezzare" gli idrocarburi a catena lunga in molecole più corte (cracking), la produzione di biocarburanti drop-in richiede l'apporto di idrogeno per rimuovere l'ossigeno presente nella biomassa o nei suoi derivati, sotto forma di H₂O o CO₂. La quasi totalità dei biocarburanti drop-in attualmente disponibili sul mercato deriva da processi oleochimici di idrogenazione di oli e grassi. Questi prodotti vengono generalmente indicati come HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) e, per distinguerli dal comune biodiesel, vengono anche chiamati con i termini "green diesel" o "diesel rinnovabile". Dalla primavera del 2014 anche l'ENI ha iniziato a produrre HVO presso la propria bioraffineria di Porto Marghera (processo EcofiningTM, sviluppato insieme a UOP), diventando uno dei più importanti produttori di questo biocarburante a livello mondiale.

Anticipando di fatto la direttiva europea RED II, l'Italia ha emanato, prima in Europa, uno specifico decreto (Ministero dello Sviluppo Economico, DM 10 ottobre 2014) in cui si determinano le quantità annue di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo dal 2015 al 2022, e si introduce, a partire dal 2018, l'obbligo di utilizzare un quantitativo minimo (1,2% nel 2018, fino al 2% nel 2022) di biocarburanti avanzati, ottenuti esclusivamente da materie prime non in competizione con le produzioni alimentari. Ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di immissione in consumo saranno contabilizzati sia i biocarburanti avanzati liquidi, da miscelare con benzina e gasolio, sia quelli gassosi come il biometano e il biopropano.

Ovviamente, l'uso dell'idrogeno per la produzione di biocarburanti liquidi "drop-in" rappresenta un'applicazione molto particolare, limitata ad alcune raffinerie e che, per i quantitativi richiesti e le caratteristiche del processo produttivo, non sembra essere di particolare interesse per l'idrogeno da fonti rinnovabili. Il discorso è invece profondamente diverso per quel che riguarda la produzione di biometano.

Fra le possibili alternative, nei futuri scenari energetici europei, sono infatti sempre più considerati e valutati i processi di metanazione delle biomasse, che consentono di sfruttare l'idrogeno prodotto per via elettrolitica dall'energia elettrica disponibile in eccesso per convertire biomasse di diversa natura in metano (il cosiddetto "biometano"), che può essere facilmente immagazzinato e distribuito sul territorio mediante la rete del GN o, compresso o liquefatto, con carri bombolai.

In pratica, l'idrogeno viene fatto reagire con la CO₂, in presenza di appositi catalizzatori, producendo metano e ossigeno. Questa tecnologia, conosciuta con il nome di "power to gas" (P2G), può

rappresentare un'opzione valida e sostenibile dal punto di vista energetico, economico e ambientale, al pari di altre forme di accumulo, soprattutto in considerazione del fatto che, in questo modo, si può continuare ad utilizzare con maggiore efficienza gran parte degli impianti di biogas esistenti, attualmente impiegati quasi esclusivamente per la produzione di energia elettrica, riconvertendoli alla produzione di biometano.

È noto che, nei prossimi anni, la produzione di biometano costituirà la destinazione principale degli impianti di biogas, soprattutto in considerazione del contributo che il biometano potrà fornire al raggiungimento degli obiettivi nazionali di diffusione dei biocarburanti avanzati, ma è evidente che per arrivare a questo si dovranno ridurre - specie per gli impianti più piccoli - i costi delle tecnologie per l'upgrading del biogas, cioè la separazione del metano dalla CO₂. In quest'ottica, la possibilità di convertire anche la CO₂, che costituisce in genere il 45-50% del biogas, in metano rappresenta non solo un modo per aumentare l'efficienza globale di conversione delle risorse di biomassa, ma anche una via per ottenere più facilmente, e con minori costi, metano con caratteristiche qualitative adatte per l'immissione in rete e/o l'impiego come carburante per autotrazione.

Più in generale, l'uso dell'idrogeno per la produzione di metano potrebbe in prospettiva contribuire anche a ridurre l'immissione in atmosfera della CO₂ prodotta da impianti industriali, incluse le centrali termoelettriche, che bruciano combustibili fossili e, nel caso specifico degli impianti a biogas,

Lo sviluppo e la diffusione di sistemi innovativi di P2G potrebbe quindi coniugarsi in modo efficace non solo con l'esigenza di accumulare sotto forma di energia chimica l'elettricità prodotta in momenti di "picco" dai sempre più numerosi impianti eolici e fotovoltaici, ma anche con quella di contenere le fonti di emissione di CO₂ ed altri gas climalteranti (soprattutto metano, CH₄) derivanti da attività industriali o da una scarsa o non corretta gestione dei residui delle attività agricole e degli allevamenti e della frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU).

Ultima, ma non in ordine di importanza, ragione di interesse verso la conversione di energia elettrica in metano è da ricercare nel fatto che, insieme al petrolio, il gas naturale è la fonte fossile più utilizzata a livello mondiale, e per l'Europa in particolare la dipendenza dalle importazioni estere conta complessivamente per oltre il 20%, con Paesi in cui lo specifico fabbisogno è notevolmente superiore, come ad es. l'Italia in cui le importazioni di GN si aggirano intorno al 90%. La possibilità di sostituire il gas naturale con metano di origine rinnovabile e ottenuto autonomamente diventa dunque uno degli elementi chiave per ridurre la dipendenza dai Paesi di importazione, aumentare la sicurezza energetica, contribuire al conseguimento dei target di riduzione delle emissioni di GHG da fonti fossili attesi in accordo con le strategie energetiche nazionali, europee ed internazionali entro il 2050.

Alla luce di quanto detto, e con la precisa finalità di promuovere l'uso dell'idrogeno da fonti rinnovabili anche per l'accumulo di energia sotto forma di metano con la tecnologia del "power to gas", si propongono le seguenti modifiche/integrazioni (evidenziate in grassetto) al testo della proposta di legge regionale oggetto della presente nota:

Articolo 2, comma 2

- a) favorire la produzione di idrogeno mediante l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili **ed il suo impiego come vettore energetico per l'accumulo della stessa sotto forma di energia chimica,**

combustibili e carburanti avanzati per il settore dei trasporti, anche al fine di contribuire al bilanciamento delle reti di distribuzione e trasmissione nazionale;

b) promuovere la diffusione e l'implementazione di impianti cogenerativi alimentati ad idrogeno per la produzione di energia elettrica e calore per alimentare edifici pubblici e privati nonché reti di teleriscaldamento pubbliche e private, **e di sistemi di "power to gas" per la produzione di metano tramite la reazione fra idrogeno da fonti rinnovabili e CO₂**;

.....

e) sostenere l'insediamento di attività produttive sul territorio regionale che possano implementare tecnologie basate sul ciclo dell'idrogeno, **incluso il suo impiego come vettore energetico per la produzione di combustibili e carburanti rinnovabili**;

Articolo 5, comma 2

a) la realizzazione di impianti cogenerativi alimentati a idrogeno **da fonti rinnovabili** per la produzione di energia elettrica e calore per alimentare edifici pubblici e privati, **di impianti che utilizzino idrogeno per la produzione di biometano**, nonché reti di teleriscaldamento pubbliche e private.