



EURO E VENTO + SOLE

Executive Summary

Introduzione

La notevole crescita dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), eolica e fotovoltaica in particolare, incide in maniera ormai non trascurabile, in Italia e negli altri paesi europei, sia sull'esercizio dei sistemi elettrici, che sugli esiti dei mercati dell'energia.

I dati preliminari relativi al 2012 forniti dal GSE indicano una produzione eolica e fotovoltaica pari rispettivamente a 13,9 TWh e 18,8 TWh, complessivamente quasi il 10% del consumo interno lordo di energia elettrica.

L'impatto di queste fonti sul mercato dell'energia è ancor più evidente se si considerano le aree del Paese dove esse sono maggiormente presenti: l'Italia Meridionale e le isole maggiori. Ad esempio, nel dicembre 2012 in Sicilia le vendite di energia sul Mercato del Giorno Prima (MGP) da fonte eolica e fotovoltaica hanno rappresentato circa il 34% dell'energia totale venduta su MGP (valore massimo registrato nel 2012, il 29% da fonte eolica e il restante 5% da impianti fotovoltaici).

Nelle sessioni di MGP, organizzato in Italia secondo il criterio dell'ordine di merito economico e con valorizzazione dell'energia all'offerta marginale, le fonti rinnovabili in generale, ed eolico e fotovoltaico in particolare, che hanno costi marginali di produzione pressoché nulli, spiazzano dalla curva di offerta gli impianti tradizionali, meno efficienti e quindi più costosi, contribuendo così a ridurre il prezzo dell'energia in esito al mercato, come sinteticamente rappresentato nella figura seguente (fig. 1):

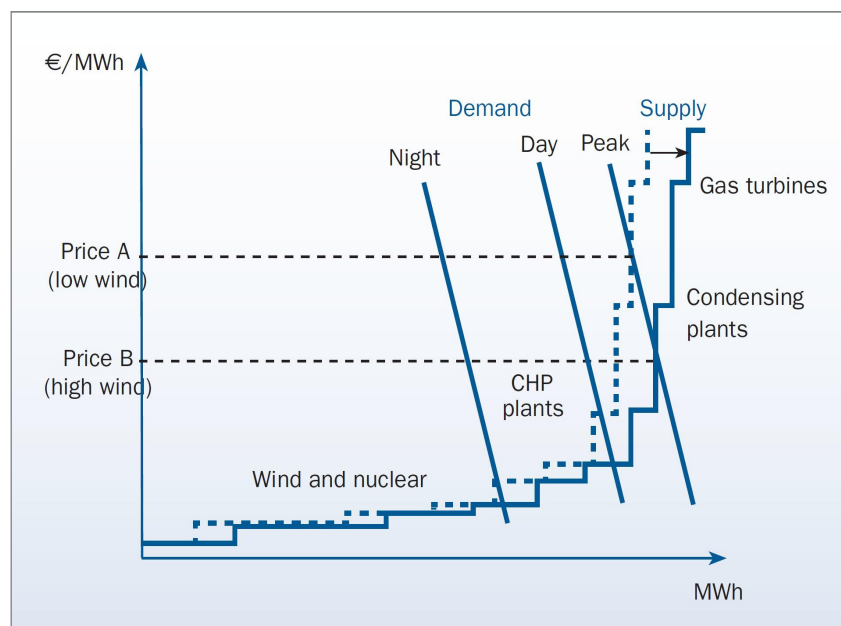


Figura 1: Rappresentazione grafica dell'effetto Merit Order

Fonte: rapporto EWEA "The economics of wind energy"

Questo fenomeno, chiamato Merit Order Effect (MOE), è già stato analizzato in altri paesi: come riportano alcuni studi, tra il 2004 ed il 2006 il MOE in Danimarca è stato quantificato mediamente in 4 €/MWh¹. Recentemente l'impatto del MOE sull'MGP è stato evidenziato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) nel documento

¹ Munksgaard, Morthorst: *Wind Power in the Danish Liberalised Power Market - Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives*. Energy Policy, 2008.

PAS 21/11², in cui si afferma che la sistematica sottostima della produzione da FRNP offerta su MGP e sul Mercato Infragiornaliero (MI), ha come inevitabile effetto quello di rallentare l'espansione dell'offerta concorrenziale su tale mercato e, quindi, di ritardare la probabile riduzione dei prezzi di MGP, con particolare riferimento alle ore di minimo carico diurno dei mesi caratterizzati dalla massima produzione fotovoltaica.

Ciò altera potenzialmente anche l'economicità degli attuali scambi con l'estero, falsati da prezzi di MGP che, non riflettendo accuratamente l'impatto della crescente produzione da fonti rinnovabili non programmabili, possono indurre importazioni nette superiori a quelle efficienti.

Successivamente l'AEEG ha fornito ulteriori dati sul MOE, con particolare riferimento alla fonte fotovoltaica che, nel corso del 2011, ha conosciuto una notevole espansione³.

Lo studio APER

Per approfondire il MOE in ambito italiano, APER ha deciso di avviare, a partire dal 2011, un'analisi sugli esiti dell'MGP in funzione dell'apporto delle fonti eolica e fotovoltaica sia a livello zonale sia nazionale, con dettaglio temporale mensile. In altri termini, l'attività finora condotta è organizzata in "schede" mensili a loro volta formate da una parte iniziale dedicata all'analisi zonale e da una seconda parte di analisi riservata all'ambito nazionale.

Il periodo temporale analizzato parte da gennaio 2011 e viene aggiornato periodicamente, non appena disponibili i dati.

Giova ricordare che per l'analisi in oggetto sono state utilizzate solamente informazioni pubbliche, reperibili principalmente sui siti internet di Terna e del GME.

L'analisi zonale coinvolge quelle zone del mercato elettrico italiano che più frequentemente si isolano dal resto del mercato, ovvero quelle nelle quali più spesso viene saturata la capacità di trasmissione tra la zona in oggetto e le zone limitrofe. In quest'ottica l'analisi coinvolge sempre la zona Sicilia e, più raramente, le zone Sud e Sardegna. Le zone di mercato che coincidono con le isole maggiori (Sicilia e Sardegna) si considerano separate dal resto del mercato quando sono congestionati i collegamenti con il continente (corridoi Sicilia - Rossano e Sardegna Centro - Sud), mentre la zona Sud si considera isolata quando sono contemporaneamente congestionati i corridoi Sicilia - Rossano e Sud - Centro Sud.

Una volta isolati i periodi rilevanti (ore) in cui si verificano tali condizioni, sono stati estratti i relativi dati di mercato, quali le stime di fabbisogno zonale, i prezzi zonalari in esito all'MGP e le offerte di energia eolica e fotovoltaica al mercato. Questi ultimi dati sono stati per semplicità derivati dalle previsioni di produzione eolica e fotovoltaica pubblicate da Terna.

Per ciascuna zona esaminata sono state isolate le classi di fabbisogno elettrico all'interno delle quali si è proceduto ad un'ulteriore suddivisione dei prezzi zonalari in esito all'MGP in funzione dell'apporto previsto di energia eolica e fotovoltaica, assunto, come detto in precedenza, rappresentativo delle offerte di energia presentate da queste fonti al mercato.

Un'esemplificazione dei risultati ottenuti è riportata in Figura 2, relativa alla zona Sicilia nel mese di agosto 2012: in questo mese, la zona Sicilia è rimasta separata dal mercato per 700 ore su 744 totali e l'energia eolica e

² AEEG, documento PAS 21/11. Segnalazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità - Proposta al Parlamento e al Governo di strumenti in vista della definizione della politica energetica nazionale. 6 ottobre 2011.

³ AEEG, relazione 56/2012/1/com. Relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. 1 marzo 2012.

fotovoltaica venduta su MGP è stata pari a circa il 14% del totale (5,8% da fonte eolica e 8,2% da fonte fotovoltaica). Il MOE risulta molto evidente: nella classe di fabbisogno zonale previsto tra 2.800 e 3.100 MW, il prezzo zonale medio in esito all'MGP con minimo contributo eolico e fotovoltaico (0 - 300 MW) è pari a circa 226 €/MWh, mentre in caso di massimo apporto eolico e fotovoltaico (900 - 1.300 MW) è circa pari a 105 €/MWh. L'analisi fornisce naturalmente anche il numero di periodi rilevanti che popola ciascuna classe di fabbisogno e di apporto rinnovabile: nel caso citato, si parla di 60 e 10 ore per gli intervalli rispettivamente di minimo e massimo apporto rinnovabile. Il discorso si mantiene analogo e coerente anche per gli intervalli intermedi di apporto eolico e fotovoltaico (medio basso 300 - 600 MW e medio alto 600 - 900 MW).

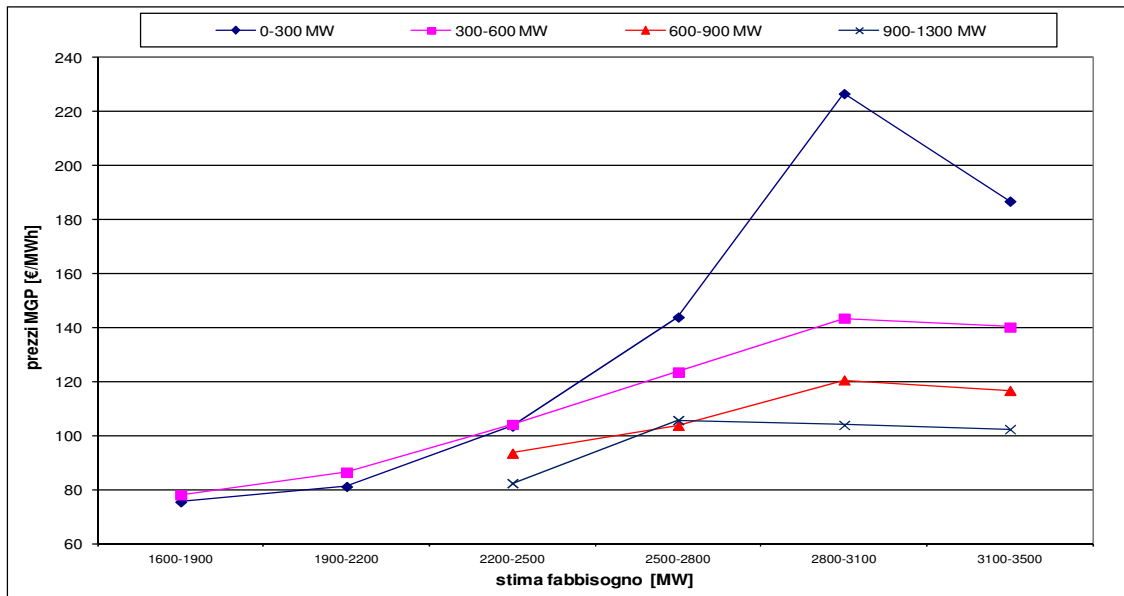


Figura 2: Andamento del prezzo medio in esito al MGP in funzione del fabbisogno e del livello di previsione di produzione eolica e fotovoltaica per la zona Sicilia (solo ore di zona Sicilia separata) - Agosto 2012

Alla zona Sicilia, sempre presente nell'analisi zonale a causa della frequentissima separazione dal resto del mercato continentale, si affiancano le zone Sardegna e Sud, quando la frequenza mensile di separazione dal resto del mercato assume valori significativi.

Ad esempio, nella figura seguente (fig. 3), è riportata l'analisi del MOE per la zona Sud nel mese di agosto 2012: sono 185 i periodi rilevanti (le ore) mensili in cui si registra la contemporanea saturazione dei corridoi di trasmissione della zona Sud verso la Sicilia e verso la zona Centro Sud. Anche in questo caso il MOE emerge chiaramente: in situazione di "bassa" previsione di produzione da fonte eolica e fotovoltaica (0 - 1.000 MW) il prezzo è stabilmente superiore ai 75 €/MWh, mentre in caso di apporto medio (1.000 - 2.000 MW) il prezzo medio in esito all'MGP si mantiene stabilmente attorno ai 70 €/MWh per poi diminuire ulteriormente in caso di massimo contributo eolico e fotovoltaico (2.000 - 3.000 MW).

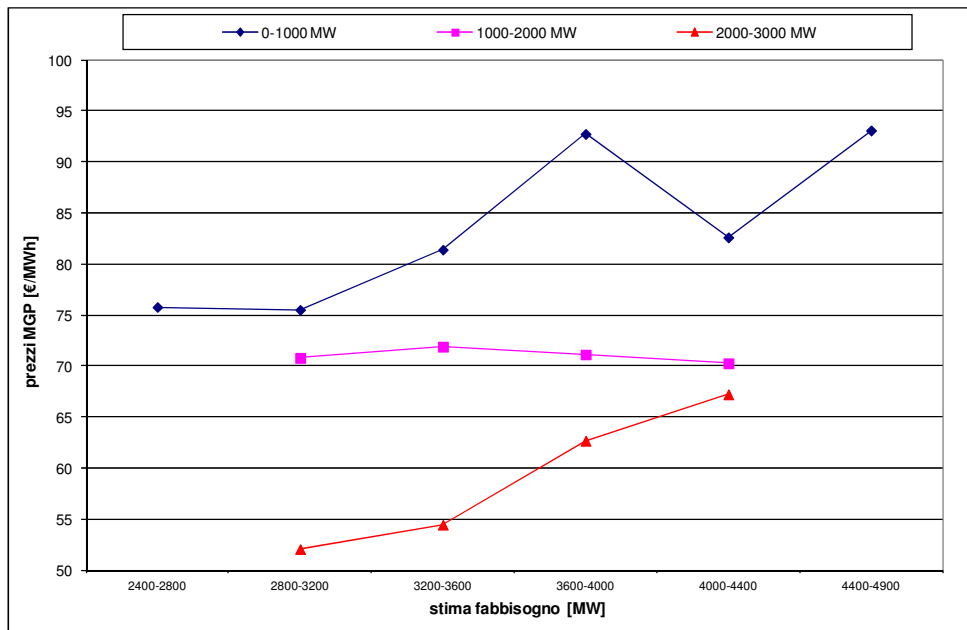


Figura 3: Andamento del prezzo medio in esito al MGP in funzione del fabbisogno e del livello di previsione di produzione eolica e fotovoltaica per la zona Sud (solo ore di zona Sud separata) - Agosto 2012

Inoltre si assiste sempre più spesso a casi in cui il prezzo zonale orario da MGP sia nullo. Nello studio è stata condotta un'analisi puntuale dei casi in cui questa condizione si verifica, fornendo una spiegazione sulla base del confronto tra fabbisogno e previsione della produzione eolica e fotovoltaica, in relazione anche alla saturazione della capacità di transito della zona con le zone di mercato limitrofe.

A titolo di esempio si riporta in Figura 3 l'andamento dei prezzi in esito all'MGP e del rapporto tra previsione della produzione eolica e fotovoltaica e stima del fabbisogno per la zona Sardegna nella giornata dell'8 dicembre 2012.

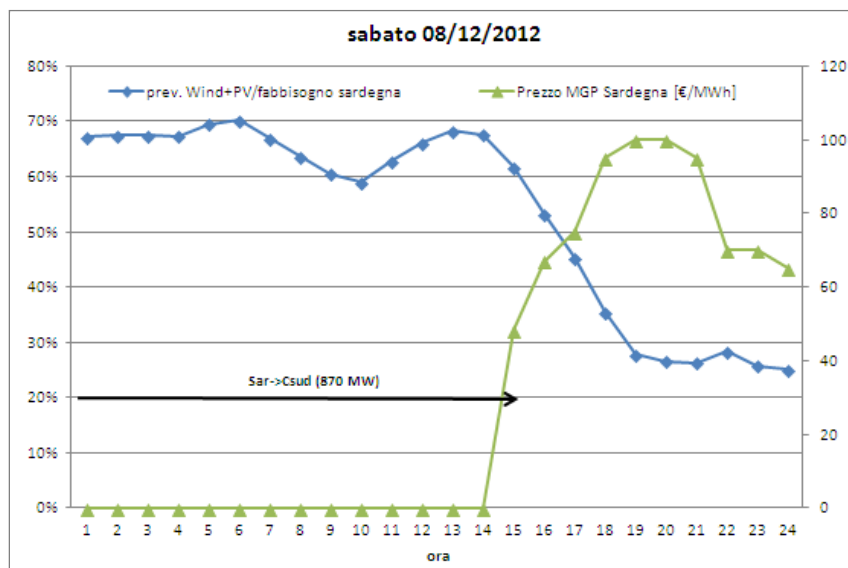


Figura 3: Andamento orario del prezzo in esito al MGP e del rapporto tra livello di previsione di produzione eolica e fotovoltaica e fabbisogno per la zona Sardegna - 8 Dicembre 2012

Come si vede, le prime 14 ore della giornata sono caratterizzate da un prezzo nullo, da un apporto delle fonti rinnovabili rispetto al fabbisogno generalmente superiore al 60% e dalla congestione in esportazione della corridoio di connessione tra la Sardegna e la zona Centro Sud (capacità di trasporto massima pari a 870 MW). Al diminuire dell'apporto eolico e fotovoltaico al di sotto del 30%, specularmente il prezzo aumenta e si decongestiona il collegamento Sardegna - Centro Sud. Casi analoghi sono stati puntualmente ricostruiti per le zone Sicilia e Sardegna.

Il MOE che non si può isolare ed evidenziare a livello zonale, può comunque essere rilevato a livello nazionale, considerando il Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia e i valori di fabbisogno e apporto eolico e rinnovabile relativi all'intero sistema elettrico italiano, sempre per ciascun mese dell'anno.

Le analisi condotte ricalcano quanto visto prima a livello zonale: ad esempio in Figura 4 sono indicati i PUN medi per classi di vendite su MGP e di previsione della produzione eolica e fotovoltaica per il mese di agosto 2012. Il MOE sul PUN è anche in questo caso molto evidente: considerando ad esempio l'intervallo di maggiori vendite su MGP (41 - 44 GWh), il PUN medio è pari a circa 147 €/MWh per basso apporto eolico e fotovoltaico (0 - 2.000 MW), scende a circa 95 €/MWh per medio apporto eolico e fotovoltaico (4.000 - 6.000 MW), fino al minimo di 85 €/MWh in caso di massimo contributo rinnovabile (8.000 - 11.500 MW).

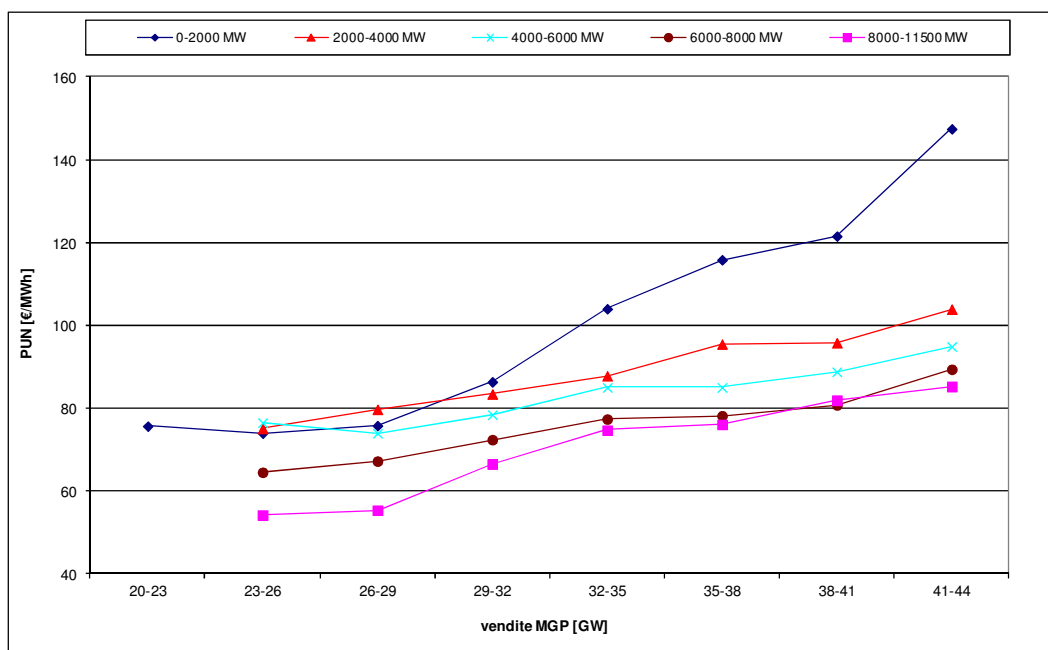


Figura 4: Andamento del PUN medio in funzione delle vendite su MGP e della previsione di produzione eolica e fotovoltaica - Agosto 2012

Un'ulteriore modalità di analisi del MOE mensile a livello nazionale è indicata in Figura 5 relativa al mese di giugno 2012: in questo caso i valori di PUN sono stati suddivisi e mediati per ora e per classe di previsione di produzione eolica e fotovoltaica, per i soli giorni feriali. Appare evidente che il MOE non è apprezzabile solamente nelle ore centrali della giornata, quando è massimo l'apporto fotovoltaico (si noti che dalla ora 10 alla ora 18 l'apporto eolico e fotovoltaico non è mai inferiore a 6 GW e in caso di apporto massimo, nell'intervallo 10 - 12 GW, il PUN medio è compreso tra 60 e 70 €/MWh) ma anche nelle ore serali, notturne e nelle prime ore della giornata.

Evidente è infatti la riduzione di PUN medio passando dalla classe di minimo apporto eolico (0 - 2.000 MW) alla classe successiva (2.000 - 4.000 MW).

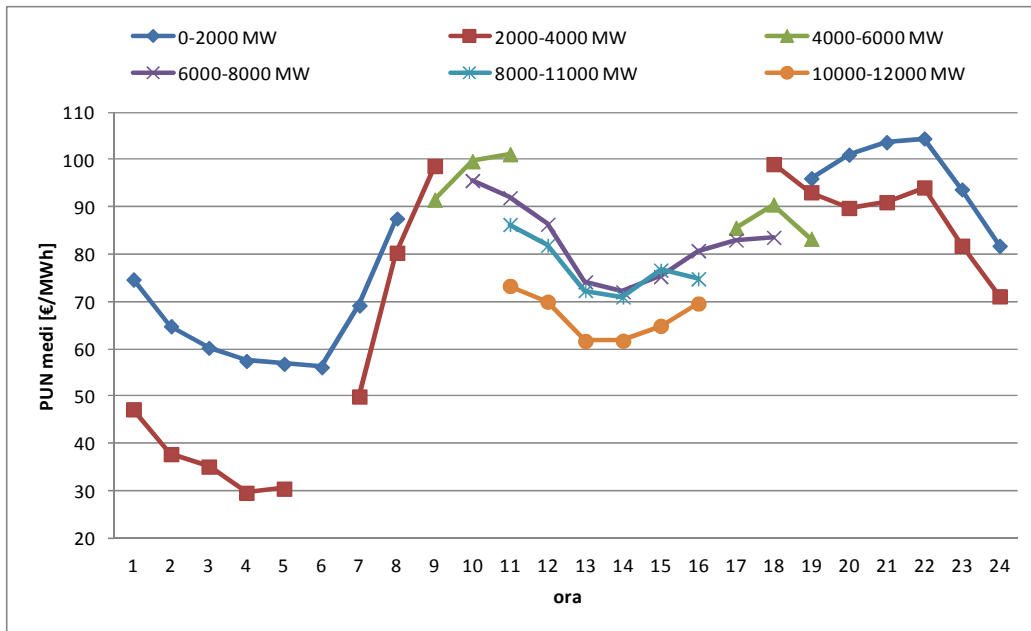


Figura 5: Andamento del PUN medio orario in funzione della previsione di produzione eolica e fotovoltaica (solo giorni feriali) - Giugno 2012

Analoghe evidenze si ritrovano effettuando la medesima analisi descritta in precedenza, anziché rispetto al valore fisico di previsione di apporto eolico e fotovoltaico, rispetto al rapporto tra questa previsione e le vendite su MGP: la Figura 6 è esemplificativa di questa analisi condotta per il mese di giugno 2012 e per i soli giorni feriali.

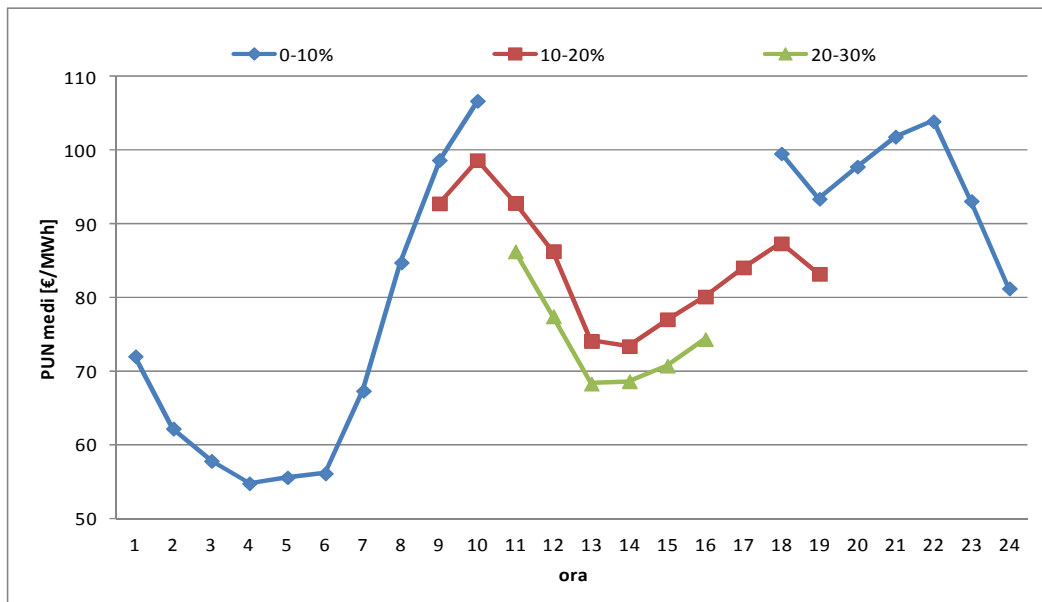


Figura 6: Andamento del PUN medio orario in funzione del rapporto tra previsione di produzione eolica e fotovoltaica e vendite su MGP (solo giorni feriali) - Giugno 2012

Infine, l'elaborazione mensile è stata condensata per l'analisi del MOE zonale e nazionale a livello annuale: tra le varie valutazioni disponibili si riportano qui di seguito i risultati relativi ai PUN medi orari per livello di contributo eolico e fotovoltaico rispetto alle vendite su MGP per tutto il 2012 (soli giorni feriali).

L'effetto è evidente (vedi Figura 7) e, per completezza di informazione, va sempre ricondotto alla durata per il quale si presenta: se la bassa "penetrazione" eolica e fotovoltaica (0 - 10%) si registra per 174 giorni equivalenti/anno, quella medio bassa (10 - 20%) e medio alta (20 - 30%) si manifestano rispettivamente per 63 e 18 giorni equivalenti/anno periodi certamente più contenuti, ma assolutamente non trascurabili, fino ad arrivare ai casi limite di penetrazione tra il 30 e il 40%, a cui si corrispondono PUN medi tra i 30 e i 40 €/MWh che si verificano per appena 8 ore/anno.

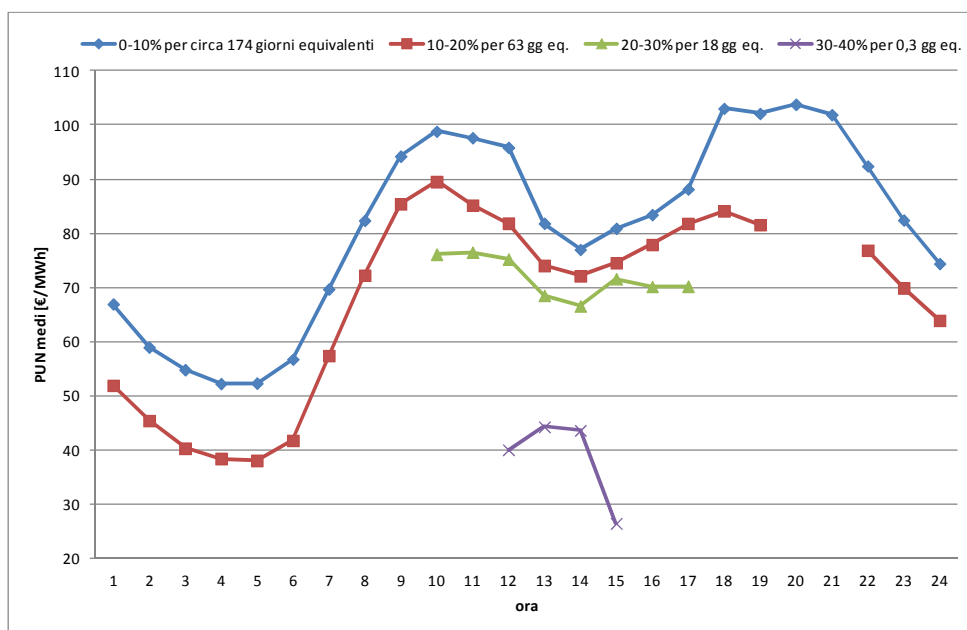


Figura 7: Andamento del PUN medio orario in funzione del rapporto tra previsione di produzione eolica e fotovoltaica e vendite su MGP (solo giorni feriali) - Anno 2012

L'analisi del MOE qui sintetizzata e diffusamente dettagliata nel **studio APER "Euro e Vento + Sole"**, si pone l'obiettivo di evidenziare, sia a livello zonale che nazionale, un fenomeno ormai non trascurabile e che, pur essendo di difficile quantificazione, non può non essere considerato negli ormai numerosissimi studi costi/benefici sul mondo delle energie rinnovabili, con particolare riferimento alle fonti eolica e fotovoltaica.

La cadenza mensile con cui viene aggiornato lo studio ben si presta alla predisposizione di uno strumento di monitoraggio periodico del ruolo ormai non più secondario che le rinnovabili in generale, e le due fonti in esame in particolare, giocano sul mercato elettrico, oltre ad essere elemento abilitante per iniziative di comunicazione e divulgazione, con alcuni esempi già realizzati⁴. I dati e le elaborazioni sono un patrimonio che APER intende mettere a disposizione di quanti, produttori e soggetti istituzionali, si occupano sotto vari aspetti delle fonti elettriche rinnovabili, in modo da contribuire ad un dibattito più consapevole e ad una conseguente efficiente evoluzione del mercato elettrico italiano.

⁴ A. Marchisio, F. Zanellini, "L'impatto della fonte eolica sul mercato elettrico italiano: uno studio APER", L'Energia Elettrica, volume 89, marzo/aprile 2012.

F. Zanellini, "FER, l'impatto sul mercato elettrico", Quotidiano Energia, 1 giugno 2012.