

FOCUS – Una valutazione dello stato del sistema energetico italiano a quattro anni dalla Strategia Energetica Nazionale

Francesco Gracceva ed Elena De Luca

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) del marzo 2013 è un altro schema di riferimento che può essere utile per valutare lo stato del sistema energetico italiano alla fine del 2016. Fino alla prossima pubblicazione della nuova strategia energetica la SEN del 2013 costituisce tuttora l'ultimo documento che contiene una visione d'insieme del decisore politico riguardo alle criticità del sistema e alle linee di azione da intraprendere per superarle. La valutazione di come si sono sviluppate le criticità evidenziate nella SEN 2013, e del grado di raggiungimento degli obiettivi fissati, può aiutare a individuare le criticità ancora presenti, quelle superate, quelle in via di superamento. Inoltre, una attività di monitoraggio della SEN è stata di recente suggerita dalla International Energy Agency (IEA) nell'ambito del rapporto *Energy Policies of IEA Countries – Italy, 2016 Review* (IEA).

La SEN del 2013, a partire da un'ampia descrizione delle peculiarità del sistema, individuava tre "sfide" principali, riguardanti i prezzi dell'energia, la sicurezza energetica e la situazione economico-finanziaria del sistema energetico italiano. Venivano poi definiti quattro obiettivi principali: raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione europei; ridurre il differenziale di costo per i cittadini e le imprese rispetto agli altri Paesi europei; incrementare sicurezza e indipendenza dell'approvvigionamento, in particolare nel settore del gas ed elettrico; favorire gli investimenti e l'innovazione tecnologica per una crescita industriale del settore energia. Per raggiungere gli obiettivi, la SEN individuava infine sette priorità d'azione, a ciascuna delle quali dovevano corrispondere specifiche misure. La Tabella 1 mostra in maniera sintetica lo "schema concettuale" della SEN, con i suoi obiettivi e le priorità di azione, e confronta la situazione del 2012, l'anno nel quale è stata elaborata la SEN, con quella del 2016. L'analisi si concentra sulle variabili per cui è possibile una valutazione di tipo quantitativo; nei casi in cui la SEN non prevede variabili misurabili sono stati individuati degli indicatori del particolare aspetto da considerare.

Gli obiettivi di sostenibilità ambientale

La SEN stabiliva un obiettivo di riduzione dei gas serra del 21% rispetto al 2005, indicando una riduzione delle sole emissioni di CO₂ pari al 15% rispetto al 2010 (MISE). Secondo la stima ENEA nel 2016 le emissioni di CO₂ (da combustione di combustibili fossili) sono state pari a 333 Mt, in riduzione del 18% rispetto alle 404 Mt del 2010, del 28% rispetto al 2005 (N.B.: nella SEN per il 2010 si riportava il dato di 426 Mt, che include anche le emissioni da processi industriali). Nel 2016 l'Italia ha dunque superato gli obiettivi previsti per il 2020. Naturalmente una valutazione positiva richiede di escludere che entro il 2020 ci possa essere una ripresa delle emissioni. Le proiezioni ENEA, sviluppate nel capitolo 3 di questo numero dell'Analisi trimestrale, portano in effetti a ritenere pressoché conseguito l'obiettivo (anche il relativo indicatore inserito nell'ISPRED è prossimo al valore massimo di 1). Gli esercizi di proiezione oltre il 2020 mostrano però che la traiettoria delle emissioni di CO₂ non è coerente con gli obiettivi al 2030 se si ipotizza una crescita del PIL dello 0,5% medio annuo e variazioni annuali di popolazione, intensità energetica, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili in linea con gli ultimi tre anni, nei quali vi è stato un vistoso rallentamento dell'evoluzione delle variabili suddette in direzione della decarbonizzazione. Inoltre, le potenziali criticità risultano ancora più rilevanti se si concentra l'attenzione sugli obiettivi di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS (trasporti, climatizzazione degli edifici). Questo perché negli ultimi anni la forte diminuzione delle emissioni di CO₂ italiane è avvenuta più che in altri Paesi per la diminuzione dell'attività economica, mentre i fattori strutturali hanno svolto un ruolo minore che altrove. La valutazione degli obiettivi relativi all'efficienza energetica è di particolare complessità, perché questi sono generalmente fissati in relazione a una evoluzione di riferimento dei consumi di energia, che tra l'altro risente spesso di preoccupazioni politiche. La SEN fissava l'obiettivo di mantenere i consumi di energia finale costanti a circa 126 Mtep tra il 2010 e il 2020, a differenza della crescita prevista nello scenario in assenza di misure (circa 135 Mtep nel 2015, 141 nel 2020). Nel 2016 i consumi finali dovrebbero essersi attestati poco sopra 116 Mtep (stima preliminare ENEA), dunque molto al di sotto dell'obiettivo fissato dalla SEN. Confrontare i due dati è però molto probabilmente una forzatura. Come discusso nell'altro Focus contenuto in questo numero dell'Analisi trimestrale ("Componenti strutturali e congiunturali della dinamica dei consumi di energia", v. capitolo 2.2), una proiezione dei consumi di energia dal 2010 al 2016, sviluppata a posteriori sulla base di un insieme di variabili guida di cui si conosce l'andamento storico, porta a definire una nuova traiettoria di evoluzione di consumi da usare come riferimento per la stima dei risparmi di energia. Tale traiettoria risulta molto diversa dallo scenario SEN in assenza di misure, che per il 2016 prevedeva consumi pari a 126 Mtep. La differenza tra questo dato di scenario e i 116 Mtep effettivi registrati nel 2016, circa 10 Mtep, può essere interpretata come una stima della riduzione dei consumi non legata a fattori congiunturali, ma a un ampio spettro di fattori strutturali, all'interno dei quali vi sono gli incrementi di efficienza.

La produzione di energia da fonti rinnovabili, stimata in coerenza con la metodologia Eurostat, è passata da 17 Mtep nel 2010 a quasi 21 nel 2013, una crescita del 6% annuo. Negli ultimi tre anni è cresciuta ancora fino quasi a 22 Mtep (dato 2016 preliminare), con una crescita media ridotta però all'1,5%.

La penetrazione delle FER ha superato già dal 2014 il target UE previsto per il 2020, pari al 17% dei consumi finali di energia. Nel 2016 la stima preliminare ENEA colloca questa quota al 17,6%, in leggera crescita rispetto al 2015 e al 2014. Si tratta di un risultato di rilievo, ma in questo caso la SEN si proponeva di andare oltre gli obiettivi europei, per raggiungere il 19-20%. Se si considera la tendenza degli ultimi tre anni questo obiettivo non sarà raggiunto facilmente. Inoltre, anche nel caso delle FER la prospettiva cambia se si collocano le tendenze più recenti all'interno di una prospettiva di medio periodo, che richiede una continuazione della crescita fino al 27% (non vincolante a livello di Stato membro) alla fine del prossimo decennio.

Tornando all'orizzonte 2020, è stato raggiunto anche il target relativo al settore termico (FER al 20% degli usi finali), grazie alla diminuzione dei consumi totali (si è cioè ridotto il denominatore, a numeratore costante), mentre è più lenta la crescita della quota FER nei trasporti.

È poi da sottolineare come la SEN avesse giustamente associato l'obiettivo del superamento del target al 2020 a quello della "contemporanea riduzione dei costi di incentivazione". Da questo punto di vista, nel settore elettrico il tasso di crescita medio annuo della produzione da fonti rinnovabili è stato del 32% tra il 2010 e il 2013 – anni nei quali gli oneri di incentivazione triplicavano; la crescita si è invece fermata al 3,6% nei tre anni successivi, quando gli oneri crescevano "solo" del 15% (Figura 6). Per quanto riguarda gli specifici obiettivi della SEN sui consumi primari di energia, l'evoluzione risulta in linea con gli auspici, ma la diminuzione delle quote di petrolio e gas naturale sembra inferiore alle attese, così come la crescita delle FER. Nel caso del settore elettrico ci si è invece avvicinati maggiormente all'obiettivo di un mix incentrato su rinnovabili e gas al 35-40% ciascuno: nel 2016 le FER coprono il 34%, il gas il 39%.

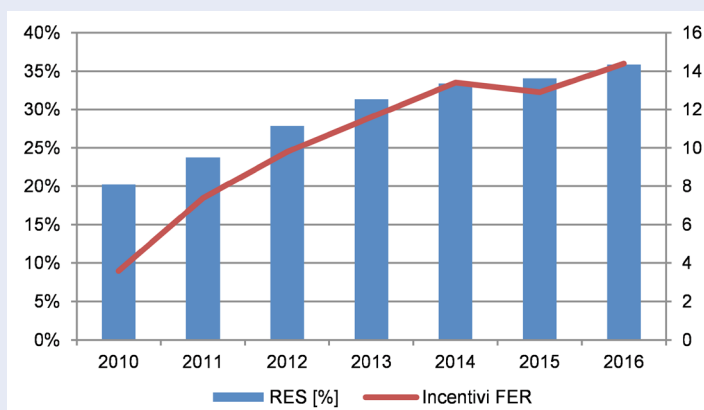


Figura 6 - Quota percentuale (asse sn, %) delle FER e incentivi erogati (asse dx, miliardi €) nel settore elettrico

Gli obiettivi di riduzione del differenziale di costo dell'energia per cittadini e imprese

Secondo la SEN la principale criticità del sistema energetico italiano nel 2012 era dovuta ai "prezzi dell'energia mediamente superiori ai suoi concorrenti europei (soprattutto per l'elettricità), e ancor più rispetto ad altri Paesi come gli Stati Uniti", un fattore di grave appesantimento per la competitività del sistema economico italiano e per la capacità di spesa dei cittadini. La SEN individuava quattro ragioni strutturali per questo differenziale

di costo, definendo una linea di azione prioritaria per ciascuna di esse. La prima ragione è il mix energetico, soprattutto elettrico, costoso perché sbilanciato su gas e fonti rinnovabili. Da questo punto di vista, nei quattro anni passati dal 2012 si può forse stimare un qualche modesto progresso. Nel 2016 si è verificato un significativo fenomeno di *fuel switching* tra gas e carbone negli altri Paesi UE, come auspicato dalla SEN, ma nonostante questo il prezzo all'ingrosso dell'elettricità sulla borsa elettrica italiana è stato maggiore del 60% rispetto a quello della borsa tedesca (43 €/MWh contro 27). D'altra parte la forte riduzione dei prezzi dell'elettricità tra 2012 e 2016 fa sì che il differenziale assoluto si sia più che dimezzato, da 35 €/MWh a 16 €/MWh.

La seconda ragione strutturale è rappresentata dai prezzi all'ingrosso del gas, in Italia mediamente più alti che negli altri Paesi europei. Lo sviluppo di un mercato del gas concorrenziale e liquido, con l'allineamento "pieno e strutturale" dei prezzi italiani a quelli europei (al netto dei costi variabili di trasporto, stimati in circa 0,7 €/MWh), veniva considerato condizione necessaria per fronteggiare i rischi di nuovi forti disaccoppiamenti dei prezzi del mercato italiano o di possibili "manovre commerciali in grado di condizionare il prezzo sul mercato italiano", oltre che funzionale anche alla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica. Se si considera lo spread PSV-TTF, tra il 2012 e il 2016 si osserva in realtà un incremento, dai 1,6 €/MWh medi del 2012 ai circa 2 €/MWh del 2016.

La terza ragione del differenziale di costo dell'energia italiano stava secondo la SEN negli incentivi alla produzione rinnovabile elettrica, "in Italia storicamente i più elevati d'Europa". La SEN fissava l'obiettivo di accompagnare la crescita dell'energia rinnovabile "con incentivi progressivamente ridotti e commisurati al costo (decrescente) della tecnologia e in linea con altri Paesi leader in Europa", mettendo a disposizione per il 2020 fino a circa 11,5-12,5 miliardi l'anno (contro i circa 10 miliardi del 2012). La Figura 6 mostra come gli oneri della componente A3 della bolletta elettrica siano in realtà continuati a salire in modo significativo, fino a quello che dovrebbe essere il picco di 14,4 miliardi nel 2016 (nei prossimi anni è infatti prevista una graduale diminuzione fino a circa 12 miliardi nel 2020).

Infine, la SEN si proponeva anche l'obiettivo di contenere il prezzo dei carburanti per i trasporti. Anche in questo caso i prezzi sono diminuiti in valore assoluto, passando da 1,7 a 1,3 €/l per il gasolio e a 1,7 a 1,4 €/l per la benzina, ma la causa sta ovviamente in primo luogo nel calo del prezzo del petrolio. I prezzi italiani rimangono infatti ancora molto sopra alla media UE (+12,3% e +10,7% rispettivamente per gasolio e benzina).

Gli obiettivi di indipendenza degli approvvigionamenti, miglioramento della sicurezza e crescita del settore energetico

L'Italia, al momento della redazione della SEN, mostrava una situazione piuttosto critica in termini di sicurezza e indipendenza degli approvvigionamenti. La riduzione della domanda di gas e petrolio ha ridotto la dipendenza dalle importazioni di energia primaria dall'estero dall'84% al 75%, ma l'obiettivo stabilito era il 67%. Anche come strumento per la crescita del sistema industriale del settore energia, la SEN puntava sulla produzione primaria di idrocarburi ed in particolare per il gas naturale era previsto un incremento del 41% rispetto al 2011, mentre attualmente c'è una diminuzione del 2,2%. Per il petrolio greggio, per cui la SEN auspicava un incremento del 148% rispetto al 2011, nell'ultimo anno gli incidenti che hanno bloccato le estrazioni in diversi impianti della Val d'Agri hanno portato a una drastica riduzione della produzione interna, che rispetto al 2011 si attesta a -40%. Quanto alla produzione da fonti rinnovabili, è anch'essa aumentata meno di quanto auspicato (+4,5 Mtep rispetto al 2010 mentre si auspicavano 15-16 Mtep in più).

Una questione cui la SEN dava grande rilevanza era la limitata flessibilità del sistema italiano del gas. In particolare, la SEN evidenziava che formalmente l'Italia rispettava la regola N-1, ma che sotto certe condizioni a fine inverno erano possibili situazioni di criticità. In questo senso vi è stato un miglioramento: l'indice di copertura della domanda a fine inverno in caso di interruzione della maggiore infrastruttura di import, che nel 2012 era attorno all'87%, è oggi stimabile a circa il 95%. D'altra parte la proposta di nuovo regolamento europeo sulla sicurezza del gas naturale richiede una riformulazione dell'indice N-1 che farebbe di nuovo emergere una potenziale criticità (si veda l'analisi svolta nel capitolo 4.2). Un altro miglioramento ha riguardato poi la copertura della domanda alla punta a fine inverno, salita secondo la stima ENEA dal 112% al 121%.

Il ritorno alla competitività dei cicli combinati a gas, che rappresenta un elemento comune sia all'obiettivo della sicurezza energetica sia a quello della crescita industriale, non ha visto un incremento significativo, passando da uno spread di 9,8 €/MWh raggiunto nel secondo semestre del 2012 a 11,1 €/MWh mediamente nel 2016. Il notevole miglioramento dell'ultimo anno può però far pensare a un superamento della fase più critica.

Un'altra priorità di azione è rappresentata dalla ristrutturazione del settore della raffinazione, che negli anni è stato interessato da una forte criticità dovuta al calo della domanda, per la crisi economica e per cause più strutturali (maggiore rendimento energetico dei veicoli e incremento della quota di biocarburanti immessi al consumo). A questo si è aggiunta la concorrenza da parte degli impianti localizzati in altre aree geografiche, un fenomeno inarrestabile se si considerano gli investimenti già stanziati nel continente asiatico e in quello africano. Conseguente alla crisi è stato il crollo degli utili, con i margini al di sotto dello zero nel 2011, 2013 e 2014. Il sistema ha reagito con lo stop di cinque impianti, di cui due sono stati riconvertiti a bioraffinerie, Porto Marghera e Gela, mentre gli altri sono stati trasformati in poli logistico-integrati. A livello impiantistico, non essendo previsto all'interno della SEN uno specifico obiettivo, una proxy per la ristrutturazione del sistema della raffinazione può essere ottenuta considerando i rilasci di autorizzazioni integrate ambientali (AIA), che negli ultimi anni erano in calo costante, fino a zero nel 2014. I tredici rilasci del 2016 fanno pensare a una ripresa degli investimenti.

Un punto rilevante della strategia riguardava l'incremento dell'utilizzo dei biocarburanti attraverso la produzione del biometano per l'immissione nella rete dei trasporti. Allo stato attuale la filiera produttiva per questo biocarburante è ancora irrilevante perché i pochi impianti esistenti sono per lo più di tipo dimostrativo, ma il biometano avrà uno sviluppo nell'immediato in quanto si è recentemente chiusa la consultazione pubblica del decreto ministeriale che prevede il nuovo sistema di incentivazione. Un aspetto in qualche modo correlato è l'incremento della rete dei distributori di metano per autotrazione che rispetto al 2012 ha visto un aumento di circa il 12% rispetto al 2012.

Conclusioni. Criticità ancora esistenti e nuove

La SEN del 2013 presentava un quadro ampio e piuttosto esaustivo della complessità del sistema energetico italiano, con particolare attenzione alle aree di attuale o potenziale criticità. Essa evidenziava inoltre, forse per la prima volta, la possibilità di qualche *trade-off* tra i diversi obiettivi della politica energetica.

La valutazione puntuale delle numerose questioni identificate dalla SEN, sintetizzata in Tabella 1, porta a concludere che molte di esse sono ancora attuali. Sulla prima sfida identificata dalla SEN, relativa ai prezzi dell'energia mediamente superiori ai concorrenti europei (soprattutto per l'elettricità), non sembra che vi siano stati miglioramenti sostanziali. Vi sono invece stati dei miglioramenti riguardo alla seconda "sfida", relativa alla sicurezza e indipendenza degli approvvigionamenti, grazie in particolare ai miglioramenti sul fronte delle infrastrutture del gas. D'altra parte, gli eventi degli ultimi mesi hanno mostrato come uno scenario di temporaneo ritorno della domanda di gas su valori molto elevati non si possa escludere. Nel caso in cui un picco di domanda si combini con altri eventi estremi l'ipotesi di una situazione potenzialmente critica potrebbe non essere esclusa. Anche riguardo alla dipendenza energetica, di cui la SEN auspicava forse ottimisticamente una riduzione significativa, vi è stato un miglioramento ma non sostanziale. Infine, riguardo alle difficoltà di alcuni segmenti del settore energetico, vi sono stati dei miglioramenti legati all'evoluzione favorevole dei mercati internazionali del gas e del petrolio, mentre non sembrano esserci segnali dell'auspicata crescita del settore.

L'aspetto su cui sembrerebbe che l'evoluzione del sistema energetico italiano sia andata secondo gli auspici della SEN è quello del raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione europei. Si tratta però di una questione complessa, per la cui valutazione sarebbe necessario comprendere quanta parte della riduzione dei consumi energetici sia stata dovuta alla semplice riduzione dell'attività economica, quanta parte ai cambiamenti della struttura del sistema economico (anche indotti dalla recessione), quanta parte agli incrementi di efficienza del sistema energetico, quanta parte infine a una "virtuosa" tendenza al disaccoppiamento fra crescita economica e domanda di servizi energetici. I risultati preliminari di una stima ENEA (vedi capitolo 2) indicano che una parte significativa della riduzione dei consumi di energia può essere spiegata con la variazione delle variabili guida, ridimensionando dunque il ruolo dei fattori strutturali e quindi permanenti. Non a caso l'evoluzione più recente sembra mostrare che con il ritorno a una crescita economica positiva, sia pure modesta, si assiste a un rallentamento dei progressi sul fronte della decarbonizzazione. La mancata comprensione della dimensione effettiva del disaccoppiamento tra crescita economica e domanda di servizi energetici è comunque una importante lacuna conoscitiva, che ha conseguenze rilevanti sulle capacità di analisi del sistema energetico nazionale.

In conclusione, la combinazione dell'analisi qui svolta con quanto emerso nelle pagine precedenti sembra far emergere che, anche in vista dei nuovi obiettivi europei al 2030 del Clean Energy Package, nei prossimi anni la prima sfida per il sistema energetico italiano sia dapprima quella di riconoscere, poi di affrontare in modo adeguato, i rischi di *trade-off* che possono insorgere tra i diversi obiettivi della politica energetica. Tra questi, le possibili conseguenze che il cambio di direzione delle politiche di incentivazione può avere sul percorso di sviluppo delle fonti rinnovabili e più in generale di decarbonizzazione, i costi aggiuntivi introdotti nel sistema elettrico dalla penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, le crescenti necessità di flessibilità del sistema elettrico, nel quale d'altra parte sembra ormai prossimo il superamento della situazione di *overcapacity* che negli ultimi anni aveva fatto escludere la possibilità di problemi legati alla capacità. Infine, un'ultima indicazione di tipo metodologico che viene dagli eventi degli ultimi mesi è che nelle valutazioni relative alla sicurezza energetica è sempre opportuno tener conto della *complessità* del sistema energetico globale, nel quale un ampio insieme di componenti interagiscono tra loro con nessi di azione e controreazione, per cui il comportamento del sistema non è desumibile dalla semplice sommatoria dei comportamenti delle sue componenti. Ne deriva la necessità di sviluppare le valutazioni combinando un ampio numero di queste componenti, anche simulando scenari "estremi" che possono rendere più difficile mantenere il sistema sulle traiettorie auspiccate (si pensi ad esempio all'impatto avuto negli ultimi anni sui mercati dell'energia dallo sviluppo delle fonti non convenzionali).

Tabella 1 - Una valutazione dell'evoluzione del sistema energetico italiano negli ultimi quattro anni mediante lo schema concettuale della SEN 2013

Contesto	OBIETTIVI 2020	PRIORITA' D'AZIONE	DESCRIZIONE OBIETTIVI	variabile target e unità di misura	2012	2016			
Sostenibilità ambientale	Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzaz. UE 2020	Efficienza energetica Superare gli obiettivi di produzione rinnovabile ('20-20-20') contenendo la spesa in bolletta	Riduzione CO2 del 15% vs 2010	Var. % emissioni di CO2 vs 2010	-9%	-18%			
			Rinnovabili al 19-20% dei consumi finali lordi, oltre il target Piano Azione Nazionale	% FER su consumi finali (metodologia Eurostat)	15,8%	17,6%			
			Riduzione consumi per aumento efficienza = -20 Mtep di energia primaria vs BAU 2009 (158 Mtep al 2020, -24%)	Consumi energia primaria (Mtep, metodologia Eurostat)	156	149			
			Risparmio energetico pari a 15 Mtep negli usi finali (126 Mtep al 2020, vs 141 nello scenario di riferimento SEN)	Consumi finali di energia (Mtep, metodologia Eurostat)	118,6	116,5			
			Incremento FER in tutti i settori (elettrico, calore, trasporti) fino al 22-23% dei consumi primari (11% nel 2010); il petrolio scende al 30-32%, il gas al 35-37%	Quota % fonti energetiche	FER=13,2%; Petrolio=34,6%; Gas naturale 39,1%	FER=17,2%; Petrolio=34%; Gas naturale=38,7%			
			Settore elettrico verso un mix incentrato su gas e rinnovabili, 35-40% ciascuno; carbone stabile al 15% e import ridotto al 7-10%	Quota % fonti energetiche	FER=27%; Gas naturale=38%; Carbone=13%; Import=13%	FER=34%; Gas=39%; Carbone=10%; Import=12%			
			Settore termico: quota FER nei consumi finali lordi = 20% (11 Mtep) vs 17% target UE	FER consumi termici (% dei consumi per risc. e raffresc.)	10,2 Mtep (17%)	10,6 Mtep (19,7%)			
			Settore trasporti: quota FER nei consumi finali lordi = 10% (2,5 Mtep) vs 10% target UE	% FER trasporti	5,8%	6,4%			
			Prezzi dell'energia	Ridurre differenziale di costo per cittadini e imprese	Efficienza energetica Superare gli obiettivi di produzione rinnovabile ('20-20-20') contenendo la spesa in bolletta	Superamento obiettivo 20-20-20 su FER elettriche (fino a 120-130 TWh) con riduzione costi di incentivazione	Generazione elettrica da FER	92 TWh	108 TWh
						Incentivi alla produzione da FER nel settore elettrico: 11,5-12,5 M€ al 2020	Crescita media annua FER elettriche 2010-2013	32,0%	4,0%
Oneri componente A3 bolletta elettricità	10 M€	14,4 M€							
Alineamento prezzi del gas a quelli europei	spread PSV-TTF, media II semestre	1,6 €/MWh				2 €/MWh			
Alineamento prezzi elettricità all'ingrosso a quelli europei	spread IPEX-EPEX	77,0%				60,0%			
Contenimento prezzi carburanti: gasolio	media prezzo alla pompa €/l scostamento % IT-UE	1,658 +12,8%				1,281 +12,3%			
Contenimento prezzi carburanti: benzina	Prezzo medio alla pompa €/l (scostamento % IT-UE)	1,749 (+10,1%)				1,444 (+10,7%)			
Sicurezza e indipendenza	Sicurezza e indipendenza di approvvigionamento	Sviluppo infrastrutture e mercato elettrico. Mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo				Riduzione della dipendenza dall'estero, dall'84% al 67% circa del fabbisogno energia primaria	Quota importazioni nette su consumi energia primaria	78%	75%
						Ulteriore produzione rinnovabili = circa 15-16 Mtep (rispetto al 2010)	Produzione totale Variazione vs 2010	20 Mtep +2,6 Mtep vs 2010	21,8 Mtep +4,5 Mtep vs 2010
						Ulteriore produzione idrocarburi = circa 12 Mtep (rispetto al 2010)	Produzione totale Variazione vs 2010	12,4 Mtep (+0,5 vs 2010)	8,9 Mtep (-3,1 vs 2010)
			Superamento potenziale criticità N-1 a fine inverno	% copertura domanda a fine inverno in caso di N-1	87%	95%			
			Superamento potenziale criticità nella copertura della domanda alla punta a fine inverno	% copertura domanda a fine inverno	112%	121%			
			Ritorno alla competitività dei cicli combinati a gas	proxy spark spread	9,8 €/MWh (IV trim.)	11,1 €/MWh (media annua)			
			Situazione economico-finanziaria del sistema energetico	Crescita industriale settore energia	Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali Ristrutturazione della rete di distribuzione dei carburanti	Produzione di gas naturale +46% rispetto al 2011	Produzione (var.% rispetto al 2011)	7 Mtep (+0,1 vs 2011)	4,7 Mtep (-2,2 vs 2011)
						Incremento della produzione di petrolio +148% rispetto al 2011	Produzione (var.% rispetto al 2011)	5304 +2%	3802 -40%
						Sviluppo biometano uso trasporti	-	-	DM Biometano in consultazione
						Diffusione distributori di metano per autotrazione	n° distributori	884	1.009
Ristrutturazione raffinerie	n° autorizzazioni AIA	6				13			