



FEDERAZIONE
ITALIANA
LAVORATORI
CHIMICA
TESSILE
ENERGIA
MANIFATTURE

**Audizione alla Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato
(Roma, 4 marzo 2014)**

LE IDEE E LE PROPOSTE DELLA FILCTEM-CGIL

Documenti allegati:

- A) "Energia, la transizione possibile" (tratto dal documento congressuale della Filctem-Cgil);*
- B) nota sulla crisi della produzione termoelettrica;*
- C) prospettive per la produzione elettrica a carbone*

A) “energia, la transizione possibile”

(tratto dal documento congressuale della Filctem-Cgil)

Il nuovo paradigma energetico e la fase di transizione

La questione del nuovo paradigma energetico, (non solo elettrico), è il tema che si impone per rilanciare, qualificandolo, lo sviluppo del paese, sia in termini di “sostenibilità” che di “competitività”. Ciò è maggiormente necessario per un Paese quasi del tutto dipendente dall'estero per le fonti energetiche primarie, necessarie alla produzione della propria ricchezza nei processi di trasformazione industriale. Non è quindi sostenibile l'idea di scaricare sulle sole tariffe energetiche finali i costi della decarbonizzazione che va assolutamente perseguita.

Superare i luoghi comuni, spesso indotti dalla conoscenza superficiale, è la condizione primaria per indirizzare le politiche energetiche ed ambientali verso una diversa crescita del Paese e non verso una decrescita indefinita, per attrarre investimenti e con essi nuove opportunità di sviluppo.

Pertanto, fermo restando quanto previsto dagli accordi internazionali in tema di riduzione delle emissioni, efficienza energetica, produzione da rinnovabili, la questione è come governare la transizione epocale che abbiamo di fronte senza depauperare il tessuto industriale del paese, garantendo così le risorse economiche per una trasformazione sostenibile sia sugli impatti ambientali che sociali e improntata ad una riqualificazione tecnologica.

In sintesi quanto di seguito descritto parte dai seguenti presupposti:

- garantire un minor costo della bolletta energetica (circa 60 miliardi di euro nel 2012), riducendo sensibilmente la dipendenza dell'Italia dall'estero (nel 2013 poco meno dell'80%) e utilizzando in modo adeguato tutte le risorse endogene disponibili, con l'utilizzo delle migliori tecnologie per ridurre l'impatto ambientale ed aumentare la competitività del sistema industriale indirizzando alla ricerca avanzata le derivanti maggiori entrate fiscali di 2,5 miliardi di euro anno;
- garantire la diversificazione del mix di fonti primarie, dal gas al carbone, fino al sole, per mettere in sicurezza gli approvvigionamenti del Paese dalle turbolenze geopolitiche riducendo significativamente i costi e l'impatto ambientale;
- sviluppare al massimo l'efficienza energetica come volano principale di innovazione e sviluppo in tutti i campi (civile, agricolo, trasporti e industriale) per risparmiare energia e contenere la bolletta energetica e le emissioni;
- fare dell'impegno alla tutela del pianeta, tra cui l'indispensabile decarbonizzazione, una nuova opportunità di sviluppo e non un vincolo asimmetrico rispetto al resto del mondo. Vincolo che fa chiudere le produzioni e ne impedisce la riqualificazione/riconversione svalORIZZANDO la capacità di ricerca, innovazione e sviluppo presenti nel Paese.

Un sindacato industriale quale è la Filctem non può condividere l'idea che non si possa più fare industria, a partire da quella di base, perché l'impatto sarebbe insostenibile, né può comprendere una declinazione di green economy che limita i settori di sviluppo anziché favorirne l'espansione. L'esperienza ci dice che lo sviluppo industriale alimenta e sostiene ricerca ed innovazione, il contrario invece non è dimostrato.

ITALIA						
CONSUMI E QUOTE DI ENERGIA 2008-2012 (MTEP)						
TOTALE	2008	2009	2010	2011	2012	2012/2008
CONSUMI INT. LORDI	191,3 (100%)	180,3 (100%)	187,8 (100%)	184,2 (100%)	177,2 (100%)	-7,40%
PETROLIFERI	79,2 (41,4%)	73,3 (40,7%)	72,2 (38,4%)	69,2 (37,5%)	63,2 (35,8%)	-20,20%
METANO	69,5 (36,3%)	63,9 (35,4%)	68,1 (34,6%)	63,8 (34,6%)	61,4 (34,5%)	-11,60%
SOLIDI	16,8 (8,8%)	13 (7,2%)	14,9 (7,9%)	16,6 (9%)	16,6 (9,3%)	-1,20%
RINNOVABILI	17 (8,9%)	20,2 (11,2%)	22,9 (12,2%)	24,6 (13,3%)	26,8 (15,1%)	+57,6%
ELETTRICITA' PRIMARIA SALDO ESTERO	8,8 (4,6%)	9,9 (5,5%)	9,7 (5,2%)	10,1 (5,5%)	9,5 (5,3%)	7,90%

Elaborazione Filctem su dati Terna

Dal 2008 l'Italia continua ad attraversare una lunga recessione economica caratterizzata dalla caduta della domanda interna e dalla contrazione del Pil (-2,4% solo nel 2012). Il potere d'acquisto delle famiglie dal 2008 al 2012 è sceso del 9,5%, mentre la debolezza della domanda finale ha influito pesantemente sulla contrazione degli investimenti fissi lordi (-8% dal 2008). La caduta della produzione industriale (-27% in quattro anni) ha determinato una gravissima situazione occupazionale e ha contribuito direttamente alla contrazione dei consumi interni di energia, scesi da 191 Mtep del 2008 a 177 Mtep nel 2012 (-7,4%) di cui il 37,6% è stato impiegato nelle centrali elettriche. Anche la flessione prolungata della richiesta elettrica (-1,9% nel 2012) riflette lo stato di difficoltà dell'economia nazionale. Nel 2013 la richiesta si è contratta di altri 3,4 punti percentuali. Nonostante la flessione dei consumi, e l'espansione delle produzioni rinnovabili (+11,2% nel 2012) il gas naturale conferma il proprio primato nella produzione elettrica.

L'assetto energetico europeo

Nel mix elettrico dell'Unione Europea e di alcuni importanti paesi si evidenzia un preminente uso della fonte nucleare e del carbone (in modo particolare per Francia e Germania) e un consistente utilizzo dei combustibili gassosi e delle fonti rinnovabili. In Italia il mix elettrico è costituito principalmente dal gas con un apporto rilevante di fonti rinnovabili, mentre il carbone copre stabilmente da anni una quota inferiore al 15%. La composizione del mix dei principali paesi europei ha uno stretto rapporto con i costi dell'energia, mediamente inferiori ai nostri di circa il 26% e con la formazione del loro PIL. Come risulta dalla tabella, l'Italia ha già avviato la trasformazione del proprio mix elettrico verso una composizione con prevalenza di gas e rinnovabili. I maggiori paesi industrializzati extra UE (USA, Giappone, Cina, Russia) utilizzano mix energetici nei quali la presenza di nucleare e carbone è mediamente più marcata che in Europa, anche se negli ultimi 5 anni sono state introdotte forti quote di rinnovabili.

2011 - Confronti produzione elettrica tra alcuni stati UE

Stati	Prod. TWh	Solidi %	Petrolif. %	Gassosi %	Nucleare %	Rinnovabili %
UE 27	3279,6	25,9	2,2	23,2	27,6	21,3
Germania	608,9	43,2	1,2	15,8	17,9	21,3
Francia	562,0	2,7	0,6	5,2	78,7	12,4
Regno Unito	367,8	29,5	1,0	40,2	18,8	10,1
Italia	302,6	14,9	6,4	50,3	---	27,4
Spagna	291,8	15	5,3	29,4	19,8	30,3

Elab. Filctem su dati UE

L'aggiornamento delle politiche energetiche europee, indicate nel Libro Verde, con nuovi e più elevati obiettivi energetici e ambientali per il 2030, rende necessaria una convergenza politica globale che garantisca l'efficacia reale delle misure sul clima non esponendo l'Europa al rischio di aumento dei costi energetici e alla perdita di competitività, specialmente del settore manifatturiero. L'Europa è responsabile del 14% delle emissioni globali, la sua politica su clima e energia non può più prescindere da un accordo internazionale che sia vincolante per tutti i paesi contraenti. Per il 2030 occorre un salto di qualità nel coordinamento delle politiche energetiche degli Stati membri con l'integrazione delle infrastrutture e delle reti nonché dalla unificazione delle politiche fiscali di settore nella prospettiva del mercato unico. Occorre continuare l'integrazione regolatoria e procedere verso l'unificazione delle legislazioni ambientali dei paesi europei, spesso in grado di alterare la concorrenza sui costi, per favorire la transizione verso un sistema energetico a basso contenuto di carbonio prefigurato nella Road Map al 2050, (riduzione delle emissioni di gas serra dell'80-95% in Europa).

I problemi nazionali

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) approvata dal Governo a marzo 2013 ha chiuso una lunga fase di incertezza programmatica (di cui la sbagliata riproposizione del nucleare è stata l'esempio più evidente) e apre una prospettiva che può delineare un migliore assetto energetico per l'Italia. Le prospettive al 2020 se da un lato appaiono delineate dal conseguimento anticipato di alcuni obiettivi posti dal Pacchetto Clima Energia, come nel settore elettrico, dall'altro, nel panorama energetico complessivo, il loro superamento per il 2020, come indicato dalla SEN, appare molto problematico, specialmente per l'aumento del contributo che le energie rinnovabili dovrebbero dare ai consumi energetici nazionali, passando dal 17% al 20% (nel 2012 15,1%). E' necessario confrontarsi con le contraddizioni che il rapido sviluppo delle rinnovabili (+64% in 4 anni) ha aperto nel settore elettrico e con i ritardi che si

manifestano in altri settori. Pur avendo le FER contribuito alla riduzione delle emissioni di CO₂ (-4,2% nel 2011) e alle importazioni di combustibili fossili il contributo principale alla riduzione delle emissioni in atmosfera (-4,2% nel 2011) e dei consumi energetici è stato determinato dal pesante calo della produzione industriale e manifatturiera e dei relativi consumi energetici. Nè può sfuggire che la crescita delle FER è stata fortemente sostenuta dal sistema di incentivazioni vigenti (oltre 11 miliardi di euro l'anno, per 20 anni) che ha contribuito a mantenere elevato il costo finale dell'elettricità (il 20% circa della bolletta). Peraltro, la crescita delle FER elettriche ha determinato, complice il forte calo della domanda, la caduta della produzione termoelettrica (-21% in 4 anni). L'obiettivo del 30% di rinnovabili nei consumi energetici nazionali previsto per il 2030 (Libro Verde) costituisce un impegno difficile che richiede una estensione dell'impiego delle FER oltre la generazione elettrica (35% della domanda nei primi 9 mesi del 2013), anche per superare i ritardi degli altri settori, (usi termici, trasporti, biocombustibili), con una priorità per le produzioni rinnovabili nazionali e per le tecnologie con una maggiore efficienza energetica ed elevati risultati nella riduzione delle emissioni e incrementi occupazionali superiori a quelli ottenibili con il solo implemento delle rinnovabili elettriche.

Governare la transizione

In tale contesto è necessaria una efficace azione di governo della transizione per gestire le contraddizioni economiche e sociali che sono maturate negli ultimi anni con il consolidarsi di un nuovo modello energetico che ha visto la diffusione sul territorio di una parte significativa della capacità generativa da FER e l'espansione, sia pure non al pieno delle potenzialità, delle politiche di efficienza. Tale modello, oltre a conseguire importanti risultati ambientali, ha indubbiamente prodotto la contrazione dell'occupazione nei diversi settori convenzionali, dal termoelettrico a quello della raffinazione, con migliaia di posti di lavoro messi a rischio, cui non ha fatto seguito la messa in campo di strumenti e politiche di riconversione occupazionale per l'assenza di programmazione della transizione che si è andata delineando. Il perdurare della caduta della produzione industriale ha contratto i consumi energetici, in particolare i consumi elettrici industriali (-6,6% nel 2012) che nonostante costituiscano il 43% dei consumi elettrici avranno una crescita contenuta per gli anni a venire passando da 140 Twh nel 2011 a 143 nel 2022. Ciò rende urgente una più puntuale definizione di alcune scelte in relazione all'andamento della domanda e alla evoluzione del quadro economico del paese, scelte capaci di rispondere alle aspettative di ripresa produttiva con una politica economica orientata alla crescita che rilanci i consumi e la produzione, attivi una forte innovazione dell'apparato produttivo e dei prodotti. Occorre quindi utilizzare come opportunità di sviluppo le politiche di lotta ai cambiamenti climatici che fanno leva sui processi spinti di decarbonizzazione dell'economia con la consapevolezza che il passaggio alle green economy non può essere immediato, ma richiede gradualità e una politica energetica che affronti le priorità ambientali e i problemi di efficienza e di competitività valorizzando le forti potenzialità del paese. L'efficienza energetica dovrà essere maggiormente sostenuta, anche con maggiori incentivazioni (attualmente solo 800 milioni l'anno contro 11 miliardi per le rinnovabili), poiché resta il terreno privilegiato per abbassare le emissioni e i consumi energetici ed è anche lo strumento per attivare una domanda di investimenti indirizzata alla crescita e alla occupazione di cui possano beneficiare principalmente le imprese

manifatturiere nazionali. Peraltro un forte efficientamento delle reti elettriche “attraverso la trasformazioni in reti intelligenti” consentirà il pieno utilizzo delle produzioni da rinnovabili ed in questo senso vanno orientati gli investimenti anche per le ricadute occupazionali che determinano sui territori. E' necessario che venga determinato con maggiore certezza il mix energetico destinato alla copertura del fabbisogno elettrico al 2030 ed oltre, in relazione alla necessità di mantenere una diversificazione di fonti per una maggiore sicurezza di approvvigionamento e per conseguire l'obiettivo della riduzione dei costi energetici in coerenza con la politica di riduzione delle emissioni. Per questo, nonostante le forti diminuzioni dei consumi dovuti alla crisi, non è eludibile il rafforzamento delle infrastrutture del gas (alcuni impianti di GNL, una maggiore capacità di stoccaggio e nuovi collegamenti internazionali). Sul gas grava il peso maggiore della transizione e resterà il principale combustibile utilizzato nel nostro paese nel sistema elettrico, destinato anche a sostituire il petrolio in molti usi energetici. L'espansione dei consumi di gas in Europa richiede scelte in campo nazionale (adeguamento della nostra capacità di stoccaggio, interventi di bilanciamento del sistema e di controflusso) che consentono di esportare le nostre eccedenze prodotte dal calo interno dei consumi di gas. Nel quadro della diversificazione è necessario un piano di ammodernamento ed efficientamento con l'utilizzo delle migliori tecnologie degli impianti a carbone che hanno superato i 35 anni di servizio (il 50%) allo scopo di ridurre ulteriormente le loro emissioni (-20% al 2025) e aumentare il rendimento energetico. Tale piano è mirato a mantenere il 15-16% di produzione a carbone al 2020 e per gli anni successivi, come indicato dalla SEN. Anche per la raffinazione, settore in crisi strutturale per la riduzione dei consumi petroliferi, (con una riduzione dell'utilizzo medio degli impianti al 70%), occorre rispondere alla sfida della qualità concentrando gli investimenti negli impianti con maggiore efficienza e capacità di conversione, introducendo tecnologie con una più elevata sostenibilità ambientale, indirizzando una parte crescente di produzione verso i biocarburanti e i prodotti a più basso impatto ambientale. Il rischio che si corre è quello di perdere un comparto ad alto valore aggiunto, di peso strategico, acquisendo prodotti raffinati oltre frontiera. Occorre rendere economicamente compatibile, con misure adeguate di accompagnamento alla grid-parity, lo sviluppo delle rinnovabili, che è destinato a proseguire oltre gli obiettivi del 2020, per conciliarlo con la generazione termoelettrica da cicli combinati a gas, particolarmente colpiti dal calo della domanda, ma indispensabili alla sua copertura, alla continuità del servizio e alla sicurezza della rete. La prospettiva di una ripresa dei consumi elettrici (dopo il 2016 ai livelli del 2008) ridurrà l'attuale eccedenza produttiva, anche per la sopraggiunta chiusura degli impianti più obsoleti, in particolare quelli a olio combustibile. Ma sarà necessario realizzare le condizioni di fondo per una riduzione del costo del gas per restituire competitività alla produzione termoelettrica, anche nella prospettiva di esportare una quota della produzione nazionale. Inoltre occorre allargare la possibilità di utilizzo dell'energia elettrica dove questa può migliorare l'efficienza e ridurre l'impatto ambientale (pompe di calore, trasporti, siderurgia).

Riduzione dei costi

La riduzione del differenziale dei costi energetici tra l'Italia e l'Europa resta una priorità della politica energetica essendo uno dei principali fattori di svantaggio competitivo del nostro sistema industriale. Occorre intervenire sulle cause

strutturali del differenziale (alto costo del mix, inefficienze di sistema, disfunzioni della rete nazionale, eccessivo peso della componente fiscale e parafiscale) ottenendo un allineamento progressivo ai costi europei entro il 2020. In particolare occorre che i Kwh prodotti a costi più bassi, come quelli da carbone, o quelli rinnovabili con costi marginali molto contenuti in determinate fasce orarie, siano offerti sulla borsa elettrica a prezzi più contenuti, trasferendo ai consumatori i benefici acquisiti dai produttori. Per questo bisogna modificare l'attuale meccanismo di borsa basato sul "costo marginale". Va segnalata positivamente la riduzione dello spread di prezzo tra il mercato nazionale del gas e quello europeo, iniziata dalla metà del 2012 e proseguita nel corso del 2013. La formazione di un mercato spot del gas in Italia ha consentito un inizio di concorrenzialità rispetto ai contratti di lungo periodo e ha determinato una prima separazione del prezzo del gas da quello del petrolio. E' necessario rinegoziare i contratti take or pay con l'intervento attivo dell'Europa e dei Governi. Per consolidare questa tendenza bisogna procedere con maggiore convinzione all'integrazione europea del mercato del gas (sulle infrastrutture, sulla regolamentazione e sul piano fiscale). Ma c'è la necessità di una significativa riduzione della eccessiva fiscalità del gas che pesa negativamente sulla domanda e rallenta la ripresa. Per tali ragioni la scelta del Governo di escludere dalla legge di stabilità una riduzione delle Accise è sbagliata. La riduzione del costo del gas, ottenibile con interventi strutturali e con provvedimenti amministrativi, ha effetti diretti sul costo dell'energia elettrica di cui costituisce la prima fonte generativa. In Italia, in base alle attuali tecnologie, non è pensabile uno sfruttamento dei giacimenti di gas di scisto. Ma un maggiore utilizzo delle importanti riserve convenzionali sia di gas che di petrolio presenti nel paese consentirebbero la riduzione dei costi nel mercato nazionale del gas e quindi delle tariffe energetiche. L'impiego di tali risorse, nel rispetto delle normative ambientali e delle esigenze della popolazione (va ricordato che vi è anche un inquinamento derivante dal trasporto di combustibili fossili, prodotto dalle petroliere), può consentire l'utilizzo di energia a basso costo in grado di incidere in modo significativo sulla dipendenza energetica e contribuire allo sviluppo industriale dei territori. Inoltre l'indirizzo mirato della fiscalità prodotta attiverebbe la ricerca avanzata indispensabile per il governo qualificato della transizione in atto. E' necessario considerare con attenzione l'effetto sul mercato mondiale del gas prodotto dall'intensa attività estrattiva dello shale-gas in alcuni paesi (Usa in particolare) che stanno usufruendo di costi molto contenuti rispetto a quelli praticabili in Europa. Ciò aumenterà il vantaggio competitivo di questi nuovi paesi produttori con conseguenze economiche e energetiche ancora non pienamente valutabili, anche in considerazione della limitata capacità di sfruttamento per motivi ambientali e antropici dei giacimenti europei. Il ribasso dei prezzi all'ingrosso del mercato elettrico nel 2013 è stato determinato principalmente dal calo dei consumi, dalla riduzione del costo del gas e dall'apporto della produzione rinnovabile a costo marginale pari a zero, ma ciò non ha prodotto una riduzione dei prezzi finali per i consumatori a causa del peso eccessivo delle componenti fiscali e parafiscali. Occorre un intervento che possa aiutare la ripresa delle imprese del settore industriale e manifatturiero mediante una significativa riduzione dell'IVA e delle Accise per energia elettrica. Il decreto che ha esteso la qualifica di "azienda energivora" prevedendo agevolazioni su Accise e oneri di sistema, va in questa direzione, ma non risponde alle necessità immediate della piccola e media impresa, che costituisce la tipologia di imprese più diffusa in Italia. Si dovrà intervenire anche sugli oneri di dispacciamento che

risultano essere tra i più elevati in Europa. La riduzione degli oneri di sistema costituisce un'altra priorità dell'intervento sull'assetto tariffario, in particolare dei costi di incentivazione delle produzioni elettriche rinnovabili che rappresenta nel 2013 circa il 93% del totale degli oneri di sistema (13,7 miliardi di euro).

Un intervento di rimodulazione temporale degli incentivi già in corso può risultare utile per avvicinarsi all'obiettivo della sostenibilità dei costi, ma occorre un intervento di accompagnamento alla grid-parity più incisivo, inquadrato nell'azione di riduzione degli oneri di sistema.

Il ruolo delle imprese energetiche

Nel panorama industriale italiano, segnato da 5 anni di crisi, le grandi imprese energetiche nazionali (ENI, ENEL, SNAM, TERNA) costituiscono un punto di forza irrinunciabile per la ripresa e per mantenere una capacità industriale e di innovazione negli anni futuri. Gli investimenti attivabili nel settore energetico, sia nel convenzionale che in quello rinnovabili/efficienza, (180 miliardi entro il 2020 stimati dalla SEN), sono una grande opportunità per la ripresa e per il futuro industriale del paese. La politica industriale ha necessità di questi grandi gruppi con una forte presenza della proprietà pubblica per indirizzarne le scelte a tutela dello sviluppo del Paese. Snam e Terna possono diventare soggetti protagonisti per lo sviluppo infrastrutture e per l'integrazione europea delle reti. Enel e Eni, di cui si ritiene prioritario il loro impegno in Italia, sono società che ogni anno contribuiscono alle entrate dello Stato con forti utili (Eni da solo per circa 2 miliardi l'anno). Il loro impegno è strategico per l'Italia e non è accettabile una riduzione della presenza pubblica per soli fini di cassa verso la quale non esiste alcuna obbligatorietà delle leggi nazionali o europee.

Azioni Prioritarie

Considerando quanto esposto e seguendo lo schema del documento congressuale Cgil che individua nelle "azioni" le cose da fare nel breve medio termine, per il comparto energetico noi pensiamo sia utile concentrarci sulle seguenti priorità:

- concludere rapidamente il confronto sulla SEN per disporre di uno strumento di indirizzo chiaro ed esigibile;
- concordare con tutte le imprese del settore e le loro associazioni una iniziativa congiunta verso il Governo per istituire presso la presidenza del consiglio un osservatorio permanente sulla strategia energetica per indirizzarne i contenuti e la loro implementazione verso l'interesse complessivo del Paese e non della lobby di turno prevalente;
- ridurre i costi energetici incidendo sia sul mix di combustibili (sfruttando tutte le risorse endogene disponibili favorendo gli investimenti conseguenti) che sul carico fiscale diretto ed indiretto - oneri di sistema, accise e balzelli vari inclusi - per ridurli e/o trasferirli sulla fiscalità generale;
- censire gli investimenti proposti nel comparto per mettere in campo da subito un grande piano di lavoro (dagli impianti alle reti) che coinvolgendo le imprese manifatturiere nazionali funzioni in senso anticiclico, poiché la vita media di un investimento infrastrutturale in campo energetico è di oltre 30 anni;

- raffinerie, rigassificatori, pipeline, reti cosiddette intelligenti di interconnessione, trasporto e distribuzione, centrali elettriche sono il patrimonio del Paese che va salvaguardato e non dismesso in questa fase di congiuntura negativa per poterlo rilanciare nel futuro;
- sviluppare nella contrattazione aziendale l'estensione delle migliori pratiche per l'efficienza energetica riducendo il contenuto energetico per prodotto e quindi la CO2.

Per queste ragioni ribadiamo che in queste attività la presenza dello Stato, nelle forme opportune, costituisce la garanzia della strategicità del vettore energetico per la crescita sostenibile e l'autonomia del Paese.

Gennaio 2014

B) NOTA FILCTEM SULLA CRISI DELLA PRODUZIONE TERMOELETTRICA

La lunga recessione economica, con la caduta dei consumi energetici, è stata il fattore determinante della crisi che investe la produzione termoelettrica, che è calata nel 2012 del 6,3% e che da gennaio a giugno 2013 è ulteriormente crollata del 16,3% sul periodo corrispondente del 2012.

Dobbiamo ricordare che l'attuale situazione è stata, in un certo senso, predisposta da decisioni incoerenti e poco lungimiranti.

Se sono stati spesi 25 miliardi di euro nel periodo 2000-2010 per efficientare e riqualificare sul piano ambientale il parco termoelettrico, mentre il costo dell'elettricità continua ad essere il 26% più alto della media europea, ma soprattutto, se il parco termoelettrico è largamente sottoutilizzato, allora è evidente che ci sono stati errori di programmazione del settore.

Pur partendo dalla esigenza di risolvere i problemi di sicurezza elettrica allora esistenti, bisognerebbe ammettere, senza reticenze, che negli anni considerati - spinti dall'euforia della liberalizzazione e dalla costante crescita dei consumi - si è localizzato troppo, autorizzando impianti dove capitava senza una priorità rispetto alle esigenze di rete, condizionati dalle opposizioni del territorio e dalle necessità espresse dai siti industriali disponibili ad investimenti nel settore elettrico. Tra il 2000 e il 2010 sono state ripotenziati, riconvertiti e ambientalizzati circa 20.000 MW (per lo più cicli combinati a gas) con una potenza aggiuntiva di 3.000 MW. Inoltre, sono stati realizzati 20.000 MW nuovi (di cui 13.000 MW di cicli combinati) che sono entrati a far parte del parco di generazione.

Negli ultimi 4 anni la produzione termoelettrica è calata del 21% mentre quella rinnovabile è cresciuta del 63%. in particolare il numero di ore di funzionamento dei cicli combinati è passato da 4500 ore medio nel 2008 a 2500 nel 2012, (nel 2013 sono attese 2000 ore medie).

Il rischio di sovraccapacità del termoelettrico era insito nella dimensione stessa del programma, sostenuto lo ricordiamo senza remore dalle Banche, mentre l'andamento negativo della domanda dal 2009 ha solo acuito le contraddizioni, (questo rischio era stato da noi segnalato già in fase di sviluppo del programma, in particolare per l'insufficienza del sistema di approvvigionamento del gas).

A fronte di una acquisizione netta di efficienza (dal 40 al 50%) i prezzi finali

dell'elettricità non sono scesi nella misura attesa dagli osservatori (-10, -15%), ma sono addirittura cresciuti per un insieme di ragioni, (principalmente per il prezzo del gas).

Questo è accaduto per l'assenza per troppi anni di una programmazione delle priorità del paese: mix ottimale dei combustibili, programmazione della costruzione e della allocazione degli impianti strategici, sicurezza degli approvvigionamenti, sviluppo adeguato delle infrastrutture elettriche e del gas.

Dal 1988 è mancato un Piano Energetico che individuasse le priorità energetiche e ambientali, sostituito da decisioni improvvisate (come il fallito ritorno al nucleare) che la SEN ha in parte superato voltando pagina.

La politica eccessivamente generosa degli incentivi alle rinnovabili, anche in questo caso ben intercettata dal sistema bancario, ha finito per gravare sulla condizione già critica del settore, determinando un appesantimento di costi oggi non più sopportabile (dai 10 ai 12 miliardi di euro l'anno per 20 anni), che non ha prodotto una adeguata ricaduta di sviluppo per le nostre imprese industriali, con una domanda di manufatti che è stato quasi esclusivamente soddisfatta da importazioni estere.

Ovviamente non è pensabile tornare indietro rispetto alla scelta delle rinnovabili, sia per le condizioni vincolanti poste dall'Europa con gli obiettivi di riduzione delle emissioni, sia per lo sviluppo prefigurato per queste fonti nell'avvicinamento alla Roadmap, (riduzione di 80-85% di CO₂ al 2050), infine perché le rinnovabili sono il modo più idoneo per ridurre significativamente le importazioni di fonti energetiche primarie di cui non disponiamo in modo significativo. La riduzione della dipendenza è un obiettivo della SEN, che per l'apporto delle rinnovabili è scesa per la prima volta sotto l'80%.

Tuttavia, se non si vuole determinare un'area di sofferenza ulteriore è indispensabile cambiare la traiettoria del percorso che dobbiamo fare, proprio ora che gli obiettivi europei per le rinnovabili per il 2020 sono già stati raggiunti (circa 100 Twh). Se le FER debbono coprire il 30% dei nostri consumi energetici totali nel 2030 (Libro Verde) occorre estendere l'impegno oltre il settore elettrico: nel settore termico, nel raffreddamento, nei trasporti con i biocarburanti di terza generazione. Un impegno di tali dimensioni non può essere attuato solo facendo leva sulla conversione elettrica.

Occorre superare gli squilibri e le contraddizioni che si sono determinati nel corso degli ultimi anni a causa dell'assenza di una efficace azione di governo della transizione da un sistema incentrato sulle fonti fossili, con grandi impianti di produzione, ad un altro nel quale si è sviluppato velocemente l'uso delle nuove rinnovabili (eolico, fotovoltaico, bioenergie), con un sistema generativo sempre più diffuso e decentrato.

La transizione, ormai in atto, sta procedendo senza una programmazione graduale degli interventi e senza una stabilità del quadro normativo e ha determinato delle acute conseguenze economiche e alcune contraddizioni. In particolare quella di uno squilibrio tra l'intenso sviluppo delle FER e l'insufficienza di strumenti e normative in grado di attivare una forte azione per l'efficienza energetica che costituisce il principale terreno di impegno per realizzare un sistema a basse emissioni di CO₂ con maggiori ricadute economiche ed industriali per il Paese. Tale squilibrio, che è misurabile nel confronto tra le risorse impiegate per le FER e quelle dedicate all'efficienza, ha abbassato l'efficacia delle misure di riduzione delle emissioni e ha aumentato i costi per il sistema.

La transizione deve essere gestita con misure efficaci per ridurre le conseguenze

negative sulla gestione del sistema elettrico e le contraddizioni economiche e sociali che si stanno determinando.

Sono migliaia i posti di lavoro a rischio, poiché lo sviluppo di un nuovo modello energetico non comporta alcun automatismo occupazionale e richiede un intervento sulle criticità che si sono aperte in tutto il paese.

Il sindacato di categoria in quest'ottica ha siglato recentemente una serie di accordi con le principali imprese di produzione elettrica (Enel, A2A, E-On, Edison, Tirreno Power, Cofely) che si basano sull'utilizzo di alcune leve per evitare il licenziamento, preservare i livelli occupazionali seppur in taluni casi riducendoli ed i siti.

La principale leva è quella della fuoriuscita volontaria (3500 lavoratori Enel nel 2013-14) utilizzando il prepensionamento previsto dalla legge 92/2012 (Fornero). Ma ci sono anche impegni per il ricambio generazionale (1500 giovani, laureati e diplomati ad Enel) mediante l'istituto dell'apprendistato.

Le intese con le imprese tendono a favorire la mobilità, la riqualificazione professionale, la formazione, il telelavoro.

Oltre all'uso della cassa integrazione ordinaria (prevista in alcuni casi) si punta a governare il turn-over riducendo le consulenze e gli appalti, in particolare nelle manutenzioni, approntando regole e strumenti per gestire le eventuali eccedenze derivanti da processi riorganizzativi, anche per mezzo di "cabine di regia" che coordinano il processo e le reimpiegabilità dei lavoratori nei gruppi di appartenenza.

L'insieme degli accordi, sommariamente descritti, non può in alcun modo sostituire un'azione del Governo che deve occuparsi di questo tema con scelte di politica industriale e di politica sociale, fornendo garanzie sui livelli occupazionali e sulla riduzione del costo del kWh.

In questo contesto devono essere approntati provvedimenti di accompagnamento delle rinnovabili verso la grid-parity, cercando strumenti sostitutivi agli incentivi, capaci di trascinare lo sviluppo delle FER senza gravare sul costo dell'elettricità già abnormemente appesantito da tasse e balzelli di ogni tipo.

Il problema della sostenibilità economica delle rinnovabili è fondamentale se si considera prioritario l'obiettivo di ridurre il costo dell'energia elettrica per restituire margini di competitività al sistema industriale italiano.

La forte crescita di eolico e fotovoltaico (che hanno determinato indubbi benefici ambientali) non si è infatti tradotta in una riduzione dei prezzi per i consumatori domestici e industriali.

Questo nonostante che in alcune fasce orarie (tra le 13 e le 15), specialmente nei mesi estivi, ormai il loro costo marginale tenda praticamente allo zero.

Infatti, il sistema basato sul "marginal price" che paga tutte le offerte al prezzo più elevato, una volta fissato viene pagato a tutte le produzioni, comprese le rinnovabili.

Tali benefici dovrebbero essere invece trasferiti ai prezzi finali.

Le misure di accompagnamento verso la piena competitività con le fonti tradizionali devono avere lo scopo di promuovere la completa integrazione con il mercato e con la rete, e dovranno per questo indirizzarsi verso l'azzeramento degli incentivi residui, favorendo l'autoconsumo e lo scambio di energia sul posto in modo da ridurre i costi di dispacciamento e gli oneri riflessi.

Bisogna interrogarsi sull'efficacia delle misure di accompagnamento verso la grid-parity considerando ad esempio, che attualmente il periodo di incentivazione medio è di circa 12 anni, che dovrebbe, a nostro parere, essere più breve.

Peraltro, se nel 2015 si determineranno le condizioni di grid parity per alcune fonti rinnovabili (in particolare il solare FV) si deve considerare anche l'ipotesi di cessazione degli incentivi, lasciando come misura trainante il diritto di dispacciamento prioritario in rete rispetto alle fossili.

Senza uno sviluppo adeguato delle reti elettriche parte della produzione rinnovabile resta inutilizzata, aumentando i costi di sistema. Occorrono quindi forti interventi strutturali per ridurre l'effetto intermittenza delle rinnovabili con la gestione programmata dei flussi di produzione eolica e fotovoltaica immessi in rete e ciò richiede una migliore gestione del parco termoelettrico, in particolare dei cicli combinati, che sono in grado di svolgere una funzione di equilibrio di rete che è attualmente insostituibile e sui quali non si devono scaricare le attuali inefficienze.

La rapida penetrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico ha fortemente aumentato i rischi di sbilanciamento sulla rete il cui costo è riversato in bolletta sui clienti finali e non posto a carico, come dovrebbe essere, dei produttori elettrici da fonti rinnovabili.

Questi disservizi del sistema potranno trovare solo in parte una risposta nello sviluppo delle smart-grids e nei sistemi di accumulo di nuova generazione, ma è indubbio che la stabilità della rete è affidata ancora, per un periodo lungo, principalmente ad una gestione efficiente ed equilibrata del parco termoelettrico, in special modo dei cicli combinati a gas, proprio per le loro caratteristiche tecniche (rapidità di avvio, flessibilità) con l'handicap, ricordiamolo, del prezzo del gas metano che nel 2012 costava circa il 30% in più della media europea.

Nella prospettiva di una ulteriore penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, (fino al 35-38% nel 2020 secondo le indicazioni della SEN), la riserva termoelettrica, in particolare di cicli combinati, dovrà essere dimensionata in modo da assicurare la continuità della fornitura e la stabilità della rete. Per questo riteniamo necessario il riconoscimento stabile e strutturale del "mercato della capacità" per le garanzie che vengono date al sistema elettrico e con esso al sistema industriale.

Si tratta cioè di conciliare lo sviluppo delle FER con la generazione termoelettrica che dovrà comunque essere disponibile nella prospettiva di una ripresa economica che vedrà una crescita dei consumi elettrici riducendo l'attuale sovracapacità produttiva del settore, considerando che circa 13.000 MW non andrebbero considerati potenza efficiente disponibile.

L'attesa di una riduzione dei costi del gas, già iniziata nel primo semestre 2013, con un allineamento progressivo ai prezzi europei, (mercato unico del gas e unificazione delle infrastrutture), costituisce la condizione di fondo per il rilancio della produzione con cicli combinati che possono orientare una parte della produzione verso i mercati europei.

In tale prospettiva può avere un ruolo positivo una scelta di detassazione della energia elettrica destinata all'esportazione abbattendo il prezzo del prodotto del 10-15%. Non può sfuggire, in questa situazione, che l'Italia importa in modo costante circa il 13% di elettricità (in buona parte elettricità di origine nucleare) e che la stessa SEN considera necessaria una forte riduzione delle importazioni (dal 7 al 10%) che può determinarsi solo nella prospettiva di un allineamento ai prezzi europei.

Ma nell'insieme, oltre alle possibilità legate alla ripresa industriale, è necessario realizzare le condizioni per allargare le possibilità di utilizzo dell'energia elettrica, a partire dallo sviluppo di una più elevata mobilità elettrica, sia su ferro

che su gomma, ma anche sviluppando alcuni sistemi di utilizzo ad alta efficienza, come le pompe di calore e favorendo la trasformazione degli alti forni in forni elettrici nel settore siderurgico per avere migliori condizioni ambientali sul territorio.

Se la transizione dal fossile è affidata principalmente al gas, è determinante una riduzione del suo carico fiscale, mentre resta aperto il problema di separarne la dinamica del costo da quella del petrolio in una ottica di politica europea per l'energia.

Non può quindi essere elusa la questione dei rigassificatori di GNL e delle altre infrastrutture di trasporto e stoccaggio del gas. Bisogna, in sostanza, migliorare sensibilmente le attuali condizioni di sicurezza della fornitura e ridurre il costo del gas diversificando le fonti di approvvigionamento.

In un'ottica di diversificazione dei combustibili il carbone continua a svolgere un ruolo importante per la copertura del carico di base anche nei prossimi anni: secondo le previsioni della SEN coprirà il 16% della produzione al 2020, la stessa percentuale del 2010.

Occorre guardare allo sviluppo delle tecnologie legate all'uso del carbone (cattura e stoccaggio della CO₂, gassificazione e idrogenizzazione) con un'ottica più larga poiché rappresentano una opportunità per la ricerca e per il settore industriale consentendo di realizzare sistemi complessi applicabili in altri impianti industriali e ad altri combustibili fossili.

La bolletta elettrica complessiva nel 2012 è stata di circa 60 miliardi per il sistema Italia. Su di essa grava un eccessivo peso fiscale (oltre il 13%) e degli oneri di sistema (oltre il 19%) che occorre ridurre. Il problema dei costi dell'energia e dell'ammodernamento delle infrastrutture elettriche (Rete nazionale di trasmissione, smart-grid) devono avere la priorità di impegno del Governo e delle imprese.

Forse abbiamo in parte perso la sfida delle rinnovabili italiane, ma è ancora possibile vincere quella dell'innovazione, delle reti intelligenti e della gestione ottimale del sistema.

Roma, 10 luglio 2013

C) PROSPETTIVE PER LA PRODUZIONE ELETTRICA A CARBONE

L'Italia attraversa una fase prolungata di decrescita dei consumi determinata dalla più lunga recessione economica dal dopoguerra che si manifesta con la caduta della **produzione industriale** (-27% dal 2011) e l'andamento negativo della domanda elettrica.

La **domanda elettrica**, che nel periodo precedente la crisi cresceva dal 2 al 3% l'anno indipendentemente dall'incremento del PIL, ha subito un crollo a partire dal 2009 che non è stato ancora recuperato:

2008	-0,1%	(339,5 TWh)
2009	-5,7%	(320 TWh)
2010	+3,2%	(330,5 TWh)
2011	+1,3%	(334,6 TWh)
2012	-1,9%	(328,7 TWh)
2013	-3,4%	(317,1 TWh)

Sono particolarmente colpiti i consumi industriali (-6,6% nel 2012) scesi da 140 TWh a 130,8 TWh. Ma scende anche il settore domestico (-1%), mentre cresce in modo abbastanza sostenuto il terziario (+3,4%) da 97,7 a 101 TWh.

Nel periodo 2000-2005 il sistema elettrico ha avuto problemi di insufficienza della potenza disponibile che è stato affrontato con un piano di investimenti di circa 30 miliardi di euro in 10 anni, tutti a carico dei privati, che ha elevato il livello di sicurezza del sistema, ridotto drasticamente le emissioni inquinanti con interventi di ambientalizzazione a partire dalla metà degli anni '90 e aumentato l'efficienza del parco di generazione. Oggi per un insieme di ragioni legate alla crisi dei consumi interni c'è un eccesso di capacità nel termoelettrico, stimabile in circa 12.000 MW, che pone problemi di utilizzo razionale ed economico del parco di generazione.

Dal 2000 al 2010 le emissioni specifiche di CO₂ sono passate da 649 a 525 g/KWh nella produzione **termoelettrica** lorda (-19,1%); da 508 a 402 g/KWh nella produzione **elettrica** lorda (-20,9%).

Le emissioni inquinanti della produzione termoelettrica si sono ridotte nello specifico di:

-37% Nox

-70% SO₂

-75% polveri

+45% produzione elettrica

Emissioni specifiche di CO2 della produzione elettrica (Mt.CO2) in rapporto alla produzione lorda e alla richiesta in rete (Twh)

	1990	1997	2000	2004	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Prod. Lorda Twh	216,9	251,5	276,6	303,3	314,1	313,9	319,1	292,6	302,1	302,6	287,8	277,4
Emissioni spec. CO2 Prod.lorda g/kwh	572	524	508	483	485	461	435	414	402	407	392	349
Mt.CO2	124,2	131,8	140,5	146,5	152,3	144,7	138,8	121,1	121,4	123,1	112,9	96,8
richiesta Rete Twh	235,1	271,4	298,5	325,4	337,4	339,9	339,5	320,3	330,4	334,6	328,3	317,1

La produzione **termoelettrica** è scesa del 21% in 4 anni, mentre quella da fonti rinnovabili è cresciuta del 63% grazie alla politica di incentivazione. Nel 2012 il termoelettrico è sceso del 6,3%, mentre nel periodo gennaio-settembre 2013 è crollata ancora del 15% rispetto allo stesso periodo del 2012.

Particolarmente colpita è stata la produzione con cicli combinati a gas che rappresenta la parte più moderna ed efficiente del parco termoelettrico nazionale che si è ridotta del 24% in 4 anni: per il 2013 sono stimate solo 2000 ore di funzionamento medio contro le 4500 ore del 2008 che rendono poco conveniente ed in taluni casi non remunerativo il mantenimento in esercizio delle centrali a gas metano. A2A ed Edipower hanno fermato a rotazione quattro grandi impianti nel nord del Paese.

La **produzione a carbone** non ha subito cali, crescendo dal 2008 di 6 TWh, per effetto dei costi più bassi di produzione.

Nel 2012 in particolare il carbone è cresciuto del 4,5% nel consumo interno lordo di elettricità con una quota del 13,7% (46,7% TWh circa).

Lo sviluppo delle pratiche di incentivazione alle fonti rinnovabili, conseguenti alle scelte europee di contrasto ai cambiamenti climatici (Pacchetto Clima Energia 2009, Road Map al 2050), hanno determinato un profondo cambiamento del **modello energetico** tradizionale che si manifesta con una rivoluzione tecnologica nella produzione sempre di più decentrata sul territorio, con effetti che richiedono modifiche profonde anche sulla gestione del trasporto e della distribuzione dell'elettricità (smart-grid).

Le scelte dei governi nazionali per una più alta efficienza energetica e una più bassa emissione di inquinanti, innescate dalle politiche ambientali e climatiche UE, determinano cambiamenti dei consumi elettrici, sia dei singoli consumatori che delle imprese industriali, che si orientano verso il risparmio, l'efficienza, verso un maggiore utilizzo delle rinnovabili per una maggiore protezione ambientale.

Di tali tendenze profonde occorre tener conto nella costruzione della proposta di nuovi assetti del settore termoelettrico, considerando che l'attuale depressione del mercato elettrico non favorisce la scelta di nuovi investimenti.

Dall'inizio della crisi le stime sulla crescita dei consumi sono state rinvistate più volte, facendo slittare in avanti l'inizio della ripresa elettrica che dal 2013 è stata posticipata al 2016, anno nel quale la domanda dovrebbe in uno scenario di sviluppo economico, superare quella del 2008 con 342 TWh con una crescita m.a. Dello 0,6% (PIL 0,6% annuo). In tal caso al 2020 i consumi dovrebbero essere di 366 TWh.

In alternativa, in uno scenario di base (bassa crescita economica), la domanda

arriverebbe a 340 TWh solo nel 2020 (329 nel 2016).

Valutazioni non distanti da queste sono espresse dalla SEN, varata dal Governo lo scorso marzo con consumi al 2020 compresi tra 345 e 360 TWh.

In modo particolare per **i consumi industriali** che costituiscono il 43% di quelli nazionali, si prospetta: in uno scenario di sviluppo una crescita contenuta da 140 TWh nel 2011 a 143 nel 2022. Mentre in uno scenario di base avremo un calo dei consumi fino a 131 TWh nel 2022 (-0,6% m.a.).

Solo per il terziario e il domestico si rappresentano situazioni di crescita nei due scenari:

- terziario +2,9% m.a. (sviluppo); +1,7% (base);

- domestico +0,8% (sviluppo); + 0,2% (base).

Si conferma, in ambedue gli scenari, una minore dinamicità dei consumi industriali, caratteristica di questa lunga fase, su cui incidono la crisi della produzione industriale e, in misura minore, le opportune politiche di efficienza energetica.

Il calo della domanda ha prodotto con tutta evidenza una contrazione della produzione termoelettrica, mentre il dispacciamento prioritario della produzione da fonti rinnovabili e le incentivazioni hanno sostenuto la crescita delle rinnovabili, con un costo che è valutabile in 10-12 miliardi di euro/anno per 20 anni. Ciò ha contribuito, come era prevedibile, ad appesantire il costo finale dell'energia a scapito della competitività del sistema industriale. Continuiamo ad importare, dai nostri vicini, circa il 14% di elettricità per ragioni di costo che ovviamente sottrae spazio alla produzione nazionale.

E' anche per queste ragioni che il governo prevede di rimodulare temporalmente gli incentivi alle FER da 20 a 30 anni, mentre in questa fase **l'efficienza energetica** resta il principale strumento per la riduzione delle emissioni di CO₂ e per la riduzione dei costi del kWh. Per questa ragione sarebbe necessaria una maggiore incentivazione (solo 800 milioni/a previsti contro 10 miliardi per FER)

Le misure di accompagnamento alla grid-parity per le rinnovabili devono essere finalizzate ad armonizzare la produzione rinnovabile con quella termica, con una integrazione dei mercati e sulle reti per utilizzare efficacemente l'intera potenzialità delle FER.

Sono necessari, per questo, interventi di miglioramento delle reti elettriche per un uso più efficiente dei cicli combinati, particolarmente colpiti dalla crisi (2500 ore anno di funzionamento nel 2012), che possono svolgere un ruolo nella gestione della rete, oltre quanto potrà essere realizzato dagli accumulatori di rete.

In questo quadro si inserisce anche la nuova regolamentazione della capacity payment (mercato della capacità) per ridurre gli squilibri del mercato elettrico che entrerà in vigore dal 2017.

Nel nuovo **mix elettrico** al 2020 (SEN) si prevede il 38% di FER (fino a 130 TWh); 35-40% di gas, con una riduzione dal 44% nel 2010 e il 16% di carbone. La produzione termoelettrica dovrebbe scendere dal 61% dei consumi nazionali del 2010 al 54-51% nel 2020 per effetto dell'apporto delle rinnovabili a quella data.

L'apporto del carbone resterà quindi invariato nella percentuale rispetto al 2010 e continuerà a svolgere un ruolo di diversificazione energetica per la sicurezza del sistema e di contenimento dei prezzi finali del kWh (il costo di produzione da carbone ai morsetti è stimabile tra 25 e 30 Euro/kwh).

Pur considerando che il **parco a carbone** attualmente funzionante è stato interessato da forti interventi di miglioramento ambientale, (a partire dalla metà degli anni '90), non può sfuggire il dato che il 50% circa della potenza installata

(4.605 MW) supera ormai i **35 anni di esercizio**.

Per questo occorre **un piano di investimenti** per la sostituzione dei vecchi impianti a carbone in considerazione della prevedibile conclusione entro i prossimi anni del ciclo di esercizio di molte centrali che dovranno per questo essere sostituite con impianti più efficienti e dotati delle più moderne tecnologie. Tenuto conto che la riconversione di una vecchia centrale a carbone, o la sua costruzione ex novo, impiega dai 6 agli 8 anni di lavori prima di entrare in esercizio commerciale. Il piano dovrebbe essere proiettato per rispondere ai bisogni che si manifesteranno oltre il 2030.

Un importante programma di investimenti in tal senso potrebbe portare ad una riduzione del 20% delle emissioni di molti degli impianti oggi funzionanti a carbone a partire dal 2025.

Si tratterà inoltre di predisporre tecnicamente questi nuovi impianti per l'inserimento delle nuove tecnologie CCS per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ quando queste raggiungeranno la maturità industriale.

Considerando le indicazioni della SEN sul quadro evolutivo dei consumi (345-360 TWh al 2020) il ruolo del carbone resta strettamente legato all'evoluzione tecnologica (sistemi CCS e gassificazione-idrogenizzazione). In questo contesto una eventuale proposta per il futuro assetto del settore dovrebbe necessariamente poggiare su 2 elementi di base: **innovazione tecnologica e rimodulazione della potenza installata dei siti** a carbone, a partire dagli attuali.

Innovazione tecnologica utilizzando le migliori tecnologie disponibili nella filiera: in primo luogo la tecnologia USC; i sistemi di gassificazione per estrazione dell'idrogeno; la predisposizione alle future applicazioni delle tecnologie CCS (cattura, stoccaggio della CO₂); la disponibilità dei più efficienti apparati di abbattimento degli inquinanti tradizionali (desolficatori, denitrificatori, filtri a manica); la copertura in depressione delle strutture di movimentazione e stoccaggio del combustibile; l'utilizzo nei siti di quote di produzione rinnovabili, a partire da biomasse vergini per co-combustione col carbone.

Occorre mirare alla riduzione degli attuali livelli di inquinanti tradizionali SO₂, Nox, polveri; alla riduzione delle emissioni di CO₂ dei siti; alla riduzione di sostanze e degli affluenti (calcare, gessi utilizzabili ad altri fini) e alla quantità di acqua utilizzata nel processo produttivo.

La filiera ultra super critica (USC) già utilizzata nelle trasformazioni di alcune centrali (Torvaldaliga Nord), si presenta tra le migliori tecnologie oggi disponibili nella produzione a polverino di carbone, sia per i rendimenti ottenibili che per l'impatto ambientale.

L'efficienza energetica passerebbe dal 39% degli attuali gruppi a carbone al 45% con i nuovi gruppi USC.

Le emissioni di CO₂

780 mg/KWh --17% rispetto ad un impianto al 36% di rendimento (media nazionale 1999)

Biossidi di zolfo SO₂

riduzioni attese da 400 mg, previsti nei vecchi impianti a 100 mg negli USC utilizzando carbone con un contenuto di zolfo minore all'1%

ossidi di azoto SOx

da 200 mg/ Nm³ a 150 mg/Nm³

Ceneri volatili

Riduzione da 50 mg/Nm³, previsto dalla normativa, a 25 mg attesi negli impianti di USC mediante precipitatori elettrostatici o filtri a manica che assicurano la

captazione del 99,9% delle ceneri.

La rimodulazione della potenza installata a carbone in base alla dinamica dei consumi prefigurata nella SEN, comporta scelte sia nel numero dei siti da conservare che sulla taglia degli impianti.

Si tratta di valutare l'utilizzo di gruppi da 460 MW USC, dove fosse necessario ridurre la potenza installata, in sostituzione di quelli tradizionali da 660 MW; occorre prevedere lo sviluppo industriale di nuove tecnologie a idrogeno prodotto da impianti di gassificazione del carbone.

Considerando un funzionamento medio di 6500 h/anno, nell'ipotesi di 345 TWh di consumi al 2020, per coprire il 16% dei consumi (SEN) saranno necessari circa 55 TWh prodotti da carbone; mentre nella ipotesi più elevata, con 360 TWh richiesti, il 16% della copertura sarebbe assicurato da 57,6 TWh da carbone.

Nel primo caso sarebbe necessaria una potenza generativa di **8000 MW** circa (pari a 12 gruppi da 660 MW); nel secondo caso **9000 MW** circa (pari a 13,6 gruppi da 660 MW).

Emissioni e quantità stimate a 6500 h/a

	1 x 660 (39%)	1 x 660 USC (45%)	1 x 460 MW USC
Consumi carbone/a M/Ton	1,43	1,35	0,94
Ton giorno calcare	185	174	121
Ton giorno gessi	380	360	251
Ceneri T/a	414	390	272
Emissioni di CO ₂ M Ton/a	4,03	3,23	2,25
Emissioni SO ₂ (Tonn./a)	2600	2582	1800
Emissioni No _x (Tonn/a)	1300	1300	906

Una stima in base alle emissioni specifiche medie delle tecnologie termoelettriche determina indicativamente la quantità di emissioni di CO₂ per 9 gruppi da 660 MW con 6500 ore di funzionamento:

9 gruppi a carbone da 660 MW USC (45% di rendimento), 29 milioni di T. di CO₂;

9 gruppi a carbone da 660 MW (39% di rendimento), 36,3 milioni di T. di CO₂;

Centrali a carbone in attività

Centrale	Gruppi	Potenza 1° Parallelo	M.Ton. di consumi 6500 h	
La Spezia	1x600 MW	600 MW	1970	0,5
Vado Ligure	2x320 MW	660 MW	1972	0,5
Genova	1x155 MW (chiusura 2017)	155 MW	1967	0,2
Monfalcone	2x160 MW	320 MW	1965	0,3
Marghera	2x70 MW (Ferma)	140 MW	1967	0,2
Fusina	2x165x2x3 20 MW	970 MW	1967-74	1,7 + CDR
Brindisi Nord	4x320 MW (Ferma)	1280 MW	1971-78	2
Brindisi Sud	4x660 MW	2640 MW	1991-93	5
Sulcis (Carbonia)	2x240 MW	480 MW	1967	0,7
Sulcis III	1x228 MW	228 MW	1986	0,3
Fiumesanto	2x320 MW	640 MW	1994	0,5
Civitavecchia	3x660 MW	1980 MW (USC)	2009-10	3,5
Totale	28 gruppi	10093 MW		15,4

Sono in attesa di autorizzazione investimenti per 5200 milioni di euro per la costruzione / riconversione (tecnologia USC) di 4230 MW

Porto Tolle 3x660 MW (in attesa di esiti autorizzativi) 2500 milioni

Fiume Santo 1x410 MW (investimento sospeso) 500 milioni

Vado Ligure 1x 460 MW (in attesa esito ricorsi) 1200 milioni

Saline Jonica 2x660MW (ottenuta la VIA) 1.000 milioni

Roma, 6 novembre 2013