

Giugno 2009

Analisi del costo del mancato adeguamento della rete di trasmissione elettrica nazionale

Rapporto **ref.**

ref.

**RICERCHE E CONSULENZE
PER L'ECONOMIA E LA FINANZA**

Via Gioberti, 5 - 20123 Milano
Tel. +39 02 43441022 - Fax +39 02 46764227
www.ref-online.it - info@ref-online.it

Lo studio è stato realizzato col contributo di Adiconsum.

Autori: Angelamaria Groppi, Elisabetta Pellini

Supervisione: Pia Saraceno

Le opinioni espresse ed eventuali errori sono nella responsabilità di REF

EXECUTIVE SUMMARY

I benefici degli investimenti sulla rete di trasmissione

Nel settore elettrico la rete di trasmissione svolge un ruolo fondamentale di *essential facility* poiché non si può prescindere dalla rete per consegnare ai clienti finali l'energia elettrica prodotta dalle centrali. L'incremento della capacità di rete, attraverso la realizzazione di nuovi elettrodotti o il potenziamento delle linee esistenti, genera un beneficio per la collettività, ottenuto dall'aggregazione del valore aggiunto creato per i produttori, i consumatori e gli investitori stessi.

Tale beneficio si declina, in realtà, in una pluralità di effetti, così sintetizzabili:

1. possibilità di dispacciamento di impianti elettrici più efficienti;
2. maggiore concorrenzialità nel mercato della generazione elettrica;
3. riduzione delle perdite di rete;
4. aumento della sicurezza e dell'affidabilità del sistema elettrico;
5. benefici ambientali;
6. incremento della riserva operativa;
7. migliore risposta dinamica del sistema.

Tuttavia, gran parte del beneficio deriva dai primi due effetti, anche se il miglioramento delle prestazioni di qualità, sicurezza, impatto ambientale non sono ovviamente aspetti trascurabili per un funzionamento ottimale dell'intero sistema elettrico.

In particolare, la prima componente rappresenta il beneficio dell'incremento di capacità di trasmissione sui costi di generazione, cioè sull'efficienza produttiva del sistema: l'eventuale linea aggiuntiva può consentire una maggiore integrazione tra zone diverse del mercato, permettendo ad impianti meno costosi, ma più lontani da zone di intenso consumo, di funzionare a pieno ritmo, producendo energia elettrica sufficiente a soddisfare sia la domanda locale sia una porzione di domanda dislocata in zone distanti, caratterizzate da un'offerta meno efficiente. La seconda componente è relativa al beneficio sul livello di concorrenza dell'incremento di capacità di trasmissione, in termini di minore rischio ed opportunità di esercizio di potere di mercato. Due aree geografiche di produzione/consumo scarsamente collegate tra loro si configurano sostanzialmente come zone di mercato distinte: l'eventuale presenza di due operatori dominanti in ciascuna delle due regioni rende pertanto possibile l'esercizio di potere di mercato da parte di ciascuna impresa nella rispettiva area di dominanza. Viceversa, la realizzazione di una linea di trasmissione di capacità opportuna rappresenta una

minaccia di ingresso che limita l'esercizio di potere di mercato da parte dei due "quasi-monopolisti".

I nuovi interventi di sviluppo della rete determinano pertanto una serie di benefici in termini di efficienza, affidabilità e sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, che incidono sul benessere collettivo di consumatori, produttori e operatore di rete. Le decisioni di investimento e l'evoluzione della rete di trasmissione dovrebbero pertanto svilupparsi a partire da una corretta valutazione dei costi-benefici. La misurazione di tali benefici presenta tuttavia una serie di difficoltà e complessità e un certo grado di arbitrarietà sulla scelta dei criteri e degli obiettivi di riferimento, legati in aggiunta a specifici orientamenti di *policy*. Anche l'esperienza internazionale risulta piuttosto limitata in proposito, senza indicazioni concrete a cui attingere: prevale nella maggior parte dei casi una pianificazione regolata dei nuovi investimenti, mentre solo negli Stati Uniti è utilizzato un approccio incentivante.

Pianificazione degli investimenti e stato d'avanzamento delle opere prioritarie

Sicurezza ed efficienza del sistema elettrico richiedono uno sviluppo adeguato della rete di trasmissione. Due sono i fattori che guidano tali investimenti: l'evoluzione della domanda e della generazione. Se, da un lato, in Europa ci si aspetta un incremento contenuto della richiesta di energia elettrica grazie anche al miglioramento nell'efficienza energetica, dal lato della generazione lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il rinnovo del parco termoelettrico seguiranno ritmi ben più sostenuti. La pianificazione degli investimenti è, tuttavia, un'attività piuttosto complessa, caratterizzata da incertezze crescenti e complicata dai lunghi tempi necessari per la realizzazione effettiva delle linee. Un punto critico della pianificazione, infatti, è il disallineamento tra i tempi di realizzazione (incluso l'iter autorizzativo) degli impianti di generazione e quello degli elettrodotti, che comporta per i TSO la necessità di anticipare le proprie decisioni in un contesto di incertezza, con riferimento sia alle strategie degli operatori di produzione sia alle risoluzioni politiche in materia energetica (in termini ad esempio di schemi di *emission trading* o di sostegno alle fonti rinnovabili). Per l'Italia questo problema sembra manifestarsi in maniera particolarmente acuta. Mentre i tempi medi di realizzazione dei nuovi impianti CCGT si attestano intorno ad un valor medio di circa 5 anni, più di 10 anni possono occorrere per il completamento degli elettrodotti. E' questo il caso, ad esempio, della linea a 380 kV Trino (VC) - Lacchiarella (MI), intervento ritenuto critico da Terna per la riduzione delle congestioni tra Nord Ovest e Nord Est e l'esercizio in sicurezza della rete. La complessità autorizzativa si rivela comunque una difficoltà non solo italiana, tanto che UCTE indica un tempo medio a livello europeo di 7-10 anni per la realizzazione delle linee, a fronte di un tempo di realizzazione degli impianti CCGT pari a 3-5 anni. E' opportuno sottolineare, infatti, come anche a livello europeo si registri un generale rallentamento nella realizzazione degli interventi di interconnessione elettrica. Per l'Italia, lo sviluppo adeguato della rete di trasmissione

nazionale assume un ruolo ancora più critico per alcuni fattori di seguito accennati. In primo luogo, si osservano una domanda e un'offerta distribuite sul territorio in maniera non uniforme e tra loro non corrispondente, con persistenti colli di bottiglia sulla rete di trasmissione nazionale. In secondo luogo, la persistenza di congestioni sulla rete di trasmissione determina la frequente segmentazione zonale del mercato, con rischio concreto di esercizio di potere di mercato a livello locale, a detrimento dei benefici della liberalizzazione in termini di maggiore concorrenza. Le conseguenze per i consumatori si traducono nell'aumento della differenziazione dei prezzi zionali e, dunque, direttamente nell'aumento del prezzo unico nazionale (in caso di congestione inter-zonale), o nell'aggravio dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento, onere poi trasferito integralmente ai consumatori (in caso di congestione intra-zonale).

Dall'analisi del nuovo Piano di sviluppo 2009 di Terna, è possibile verificare l'avanzamento dei progetti più urgenti ai fini dell'efficienza del funzionamento del mercato elettrico e discutere in merito agli ostacoli riscontrati nel processo di realizzazione di tali opere. A questo proposito, anche il nuovo Piano 2009 non prevede il completamento per il 2010 di quasi nessuno degli interventi atti a rimuovere le principali criticità della rete italiana di trasmissione elettrica, con l'eccezione tuttavia del collegamento sottomarino ad altissima tensione tra Sardegna e Penisola Italiana (SA.PE.I.), di cui si conferma il completamento per il 2009. La lettura del corposo documento evidenzia, in alcuni casi, un rallentamento nell'avanzamento anche delle opere prioritarie, la cui data di compimento, infatti, subisce, nella maggior parte dei casi, uno slittamento di uno/due anni. L'ulteriore punto dolente riguarda, appunto, l'affidabilità di tali nuove previsioni, dal momento che risulta oltremodo arduo ricavare, dalle sole informazioni fornite da Terna nel Piano, una quantificazione delle attività già svolte e ancora da svolgere sia nella fase di concertazione con Enti locali e Regioni coinvolte, sia durante il formale iter autorizzativo. Non si vogliono qui certo minimizzare le difficoltà del processo di realizzazione di tali opere (su cui ci si focalizzerà nella prossima sezione), caratterizzate da fenomeni diffusi di opposizione locale al pari di altre infrastrutture del settore energetico: analisi e studi internazionali confermano a tal proposito simili criticità anche a livello europeo e statunitense. Piuttosto, ciò che è opportuno sottolineare è come l'attribuzione dei ritardi a generiche "complessità dell'iter autorizzativo", senza un contestuale quadro puntuale degli avanzamenti occorsi nell'anno trascorso, accanto all'eventuale indicazione dei principali colli di bottiglia procedurali già superati o previsti, introduca margini di incertezza difficilmente quantificabili, che gravano di inefficienze non solo il funzionamento attuale del mercato elettrico ma anche le decisioni di investimento future, in termini ad esempio di scelte di localizzazione o di tecnologia di nuovi impianti di generazione.

L'iter autorizzativo: fasi, tempi e ostacoli

Quali impedimenti sono all'origine di un tale stabile rallentamento nell'esecuzione di opere così prioritarie? A questo proposito, è opportuno richiamare le principali tappe che scandiscono il

percorso di realizzazione di tali opere. I tempi tipici prevedono che il Piano di sviluppo della rete relativo ad un generico anno n venga predisposto in versione preliminare nell'autunno dell'anno precedente $n-1$, sia quindi avviata la fase di *scoping* del processo di VAS, e venga approvato nella sua versione definitiva dal CdA di Terna entro la fine sempre dell'anno $n-1$, dopodiché venga sottoposto al processo di consultazione pubblica nell'anno seguente, per essere approvato dal MSE alla fine dell'anno n stesso. A seguito di una esigenza elettrica riscontrata da Terna, che pregiudicherebbe il funzionamento in sicurezza ed efficienza della rete, Terna individua una nuova linea di trasmissione di connessione tra due porzioni di rete esistenti e inserisce tale intervento nel Piano di sviluppo annuale. Generalmente in questa fase ancora le opere non sono localizzate univocamente sul territorio, tanto meno ne è definito il tracciato. Dal momento dell'approvazione del Piano da parte del MSE (con eventuale accoglimento di possibili prescrizioni), ha inizio l'iter vero e proprio per il nuovo progetto così individuato. In maniera schematica, è possibile suddividere l'intera procedura in tre macro-fasi: la fase di concertazione; la fase di autorizzazione, comprendente la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA); la fase di realizzazione (cantiere).

La fase di concertazione rappresenta il processo condiviso con il territorio attraverso cui la risposta all'esigenza elettrica (il nuovo intervento individuato e presentato nel Piano) trova la sua soluzione localizzativa, in cui viene definito il tracciato (o al limite alcune precise alternative di tracciato) e, dunque, la porzione di territorio interessato e gli Enti locali direttamente coinvolti dalla realizzazione del nuovo elettrodotto. E' una fase coordinata da Terna che interagisce con tutte le Amministrazioni locali e Autorità paesaggistiche coinvolte, in primis le Regioni. A sua volta, è schematizzabile in una serie di sotto-fasi che rappresentano altrettanti output di questo processo. Con riguardo alla fase autorizzativa vera e propria, le tappe sono stabilite dalla L. 290/03, che prevede una durata massima di 180 giorni, sospesa durante la procedura di VIA. Due e distinte sono le condizioni necessarie a tale rilascio: il parere positivo sull'impatto ambientale dell'opera da parte della Commissione VIA, istituita presso il Ministero dell'ambiente, formalizzata attraverso l'emanazione di un decreto di VIA; e l'espressione dell'intesa positiva da parte della Regione coinvolta. Una volta autorizzata l'opera, Terna può avviare il cantiere e procedere con la realizzazione fisica della linea.

La durata delle fasi è molto variabile a seconda della tipologia di intervento considerato, con riferimento in particolare a due variabili: lo sviluppo in lunghezza, e quindi, il numero di Enti locali e Regioni coinvolte dall'opera; la tipologia del progetto, elettrodotto aereo o interrato o cavo sottomarino. Ovviamente, maggiore il numero di Amministrazioni potenzialmente coinvolte, più faticosa e laboriosa la fase di concertazione; analogamente lo sviluppo di un cavo sottomarino incontra relativamente pochi ostacoli e resistenze per via del grado ridotto di invasività percepita sul territorio. I tempi medi si attestano sui tre anni per la fase concertativa;

due anni per la fase autorizzativa; un anno e mezzo per fase di cantiere, per un totale di poco meno di sette anni. In realtà, dato il numero non elevato di opere prioritarie, esiste una forte variabilità a seconda dello specifico progetto. Con riferimento generale al piano delle opere prioritarie, Terna fornisce un particolareggiato stato di avanzamento per ciascuno dei progetti appartenenti ai Piani precedenti già approvati, in cui vengono spiegate in dettaglio le attività svolte, e aggiornate le date di ultimazione dei progetti. Pur minuziosa nel riportare i singoli avanzamenti, tuttavia, tale descrizione non si rivela sufficientemente efficace da consentire chiaramente né una individuazione degli ostacoli, specifici di ogni progetto, superati o che ancora si frappongono (riassunti genericamente in “difficoltà dell’iter autorizzativo”), né un’identificazione delle attività ancora da compiere e della relativa onerosità, né una valutazione dell’affidabilità delle ultime previsioni aggiornate di ultimazione delle opere.

Ostacoli e ritardi: alcune considerazioni e proposte

Nella ricostruzione dell’iter autorizzativo dei nuovi elettrodotti, la fase concertativa che precede la richiesta formale di autorizzazione sembra configurarsi come lo stadio più complesso ed esteso nei tempi, oltre che causa principale dei frequenti slittamenti nella realizzazione di opere prioritarie, mentre la durata dell’iter in sé sembra attestarsi su tempi medi di due anni, analoghi o comparabili a quelli delle centrali termoelettriche autorizzate ai sensi della L.55/02. Già nel primo *step*, pertanto, debbono concentrarsi gli sforzi maggiori per snellire ed agevolare il procedimento delle linee. In quest’ottica, la tentazione, da alcune voci recentemente abbozzata, di eliminare *tout court* tale fase appare per lo meno ingenua se non addirittura pericolosa. E’ durante la fase concertativa, infatti, che l’esigenza generica di rete si contestualizza, trovando la sua specifica localizzazione nel territorio. La fase concertativa, difatti, consiste principalmente in un confronto serrato e una intensa negoziazione con gli Enti locali, le Regioni e le Autorità pubbliche coinvolte, dalla cui interazione origina la definizione di un progetto condiviso di linea elettrica nel suo particolare tracciato e nelle sue determinate caratteristiche. Solo a questo punto, quindi, Terna può attivare l’iter autorizzativo, presentando la relativa domanda al MSE, in riferimento ad uno specifico progetto, da sottoporre nelle sue implicazioni ambientali anche alla procedura di VIA. D’altra parte, eliminare o anche ridurre questa fase preliminare comporterebbe per Terna la necessità di delineare unilateralmente il progetto anche nei dettagli e nelle scelte di tracciato. Questa attività, svolta da un unico soggetto, porterebbe a due tipi di inefficienze. In primo luogo, posticipare ad una fase più avanzata il confronto con Regioni ed Enti locali non farebbe che inasprire i conflitti, trascurando partecipazione e coinvolgimento nelle fasi preliminari di scelta delle caratteristiche localizzative, con ripercussioni sulla durata complessiva dell’iter e della procedura di VIA, a cui aggiungere il rischio concreto di un irrigidimento delle Regioni, deputate a dare l’Intesa necessaria all’autorizzazione dei progetti. La presunzione di realizzare una grande opera senza aver costruito il necessario preliminare

consenso è destinata a rivelarsi nei fatti un *boomerang*; d'altra parte, è probabile che tale approccio tenda a precluderlo anche nelle fasi successive: convincere Enti locali e Regioni sulla necessità di un progetto già deciso nelle sue caratteristiche di dettaglio, impedendo di fatto un'influenza nella valutazione delle varie alternative, crea i presupposti per creare e alimentare aspri conflitti. In secondo luogo, l'interazione con gli Enti locali non è solo necessaria per creare una base di consenso fondamentale per la realizzazione di opere così rilevanti, ma rappresenta un confronto irrinunciabile proprio per giungere ad una scelta localizzativa finale che minimizzi l'impatto sul territorio: solo la conoscenza profonda del territorio propria degli Enti locali, che sono portavoce delle istanze della comunità, e l'opera di mediazione e composizione a livello regionale delle varie esigenze possono condurre ad una localizzazione efficiente del tracciato che tenga conto e tenti di minimizzare gli inevitabili impatti a livello ambientale, paesaggistico e di vocazione e peculiarità del territorio attraversato, evitando il riproporsi di esperienze infelici e tribolate quali il caso della linea Matera - S.Sofia.

Il rischio che si rileva, piuttosto, è la mancanza di un'adeguata responsabilizzazione in questa fase da parte sia degli Enti locali sia delle Regioni sia di Terna stessa, la cui possibile inerzia, consapevole o involontaria, è causa di inevitabili slittamenti. Infatti, una prassi consolidata ed efficace è quella di non esporre un rapido e chiaro diniego (probabilmente non sempre giustificabile), ma rallentare *sine die* le procedure, lasciandole in una situazione di stallo indefinito o comunque molto rallentato, nella speranza, a volte, di una morte dolce e prolungata dei progetti più complessi e avversati. Come fare dunque a esortare in primo luogo le istituzioni (regionali e locali) a mantenere il doveroso ritmo e il necessario impegno nell'avanzamento del progetto. Non vi sono, infatti, incentivi diretti per le regioni o gli Enti locali a promuovere e sostenere tali progetti: il beneficio sul sistema elettrico, infatti, seppur elevato in alcuni casi, è spalmato su zone ampie al di là dei confini regionali, spesso distribuito a livello nazionale, mentre l'impatto dell'opera (il costo ambientale) è interamente sostenuto dai territori direttamente attraversati, in maniera tale che localmente il bilancio netto risulti spesso negativo. Ad attenuare l'impatto vi possono altresì essere interventi contestuali di razionalizzazione proposti e realizzati da Terna anche in cambio del consenso, che tuttavia non interessano in maniera uniforme tutti i Comuni coinvolti dalla realizzazione della nuova opera. In mancanza di interessi, dunque, che stimolino direttamente gli Enti locali ad una maggiore efficienza nell'avanzamento della fase di concertazione, occorre scoraggiare la pratica strumentale della "resistenza passiva" attraverso la non partecipazione o l'ostruzionismo. D'altra parte, la fase concertativa non è attualmente disciplinata in questi termini, dal momento che si tratta di uno strumento opzionale previsto dalla VAS, applicata volontariamente da Terna, ma non soggetto a vincoli di tempo né tanto meno comprendenti momenti formali vincolanti per il proseguimento del progetto. Pertanto, l'ostruzionismo da parte di un Comune (potenzialmente danneggiato dall'opera e pertanto contrario) può rivelarsi non solo una pratica perseguibile, ma anche una

strategia opportuna. Lo stesso atteggiamento, ad esempio, sarebbe del tutto controproducente nella fase successiva di iter vero e proprio, dove le decisioni, prese a maggioranza sono effettivamente vincolanti per la successiva realizzazione dell'opera. Tale comportamento però è implicitamente consentito e facilitato dal fatto che difficilmente viene alla luce chiaramente: renderlo manifesto ed evidente anche all'attenzione nazionale o dei principali *stakeholders* potrebbe forse almeno in parte contrastarlo. I canali informativi generalmente disponibili, infatti, non evidenziano affatto le responsabilità di ritardo a livello di istituzioni locali e regionali durante la fase concertativa, per sua natura non condizionata da tappe formali e pubbliche di avanzamento.

In questi termini, si avanza la proposta a Terna di dettagliare, almeno per le opere più complesse e rilevanti, le singole sotto-fasi della concertazione, evidenziando gli specifici passaggi e precisando gli eventuali stalli e i soggetti coinvolti, in modo sia di consentire una valutazione del reale avanzamento dell'opera, sia di responsabilizzare le istituzioni coinvolte. Anche la costruzione di indicatori che aggregino diverse misure, da raccogliere per singolo progetto, sia a livello di esigenza ed impatto sul sistema elettrico sia di difficoltà autorizzativa (potenziale o effettiva) consentirebbero di effettuare una mappatura utile a identificare chiaramente ed univocamente le opere prioritarie che incontrano, in aggiunta, maggiori difficoltà e ostacoli di realizzazione.

In sintesi, si propone di organizzare in maniera più sistematica le informazioni che già Terna attualmente raccoglie ed elabora, per formalizzare in maniera puntuale le varie tappe del processo di realizzazione, affiancando ad indicatori di difficoltà autorizzativa, il costo dei ritardi, e categorizzando i principali colli di bottiglia e le tipologie di ritardo. Questo avrebbe il vantaggio di consentire agli investitori in generazione di valutare i rischi con una stima autonoma del grado di affidabilità del piano e un confronto dell'esito ed il progresso dei vari progetti, oltre a responsabilizzare le istituzioni sul costo del non decidere per la collettività e per le comunità ospitanti l'investimento.

Il processo di pianificazione degli investimenti

Il secondo elemento su cui porre l'attenzione riguarda i *driver* che guidano lo sviluppo della rete. Come dichiarato da Terna nel Piano di sviluppo, gli interventi sulla rete emergono come risposta ad esigenze del sistema elettrico, dato un certo scenario previsionale di domanda e lo sviluppo atteso del parco di generazione, in termini di tecnologie adottate e di scelte localizzazione. Dato, quindi, l'inevitabile sfasamento nei tempi di autorizzazione e realizzazione di una centrale elettrica e di un elettrodotto, l'interrogativo che sorge è relativo alla convenienza di questo approccio. Si possono infatti individuare due elementi di vulnerabilità sia per quanto riguarda la tempestività dello sviluppo della rete in risposta all'evoluzione del parco di generazione, sia in termini di pianificazione ottimale del sistema elettrico. La prima

conseguenza, infatti, è sicuramente il perdurare anche in ottica futura, di medio-lungo termine, di una situazione di perenne rincorsa della rete per adeguarla ex post allo sviluppo del parco, con periodi transitori di inefficienza quale quello attualmente riscontrato nel funzionamento del sistema elettrico (dispacciamento non ottimale degli impianti più efficienti e segmentazione del mercato a detrimento della concorrenza). Inoltre, ci si chiede se sia corretto e ottimale per il sistema elettrico uno sviluppo della rete che si adatti passivamente alle scelte di localizzazione e di tecnologia degli investitori della generazione, rinunciando a svolgere una funzione di guida e di governo, o almeno adottando una gestione il più possibile coordinata tra i due stadi. Tanto più che alcune evidenze sperimentali mostrano come le stesse scelte di localizzazione della recente ondata di investimenti in generazione solo in minima parte abbiano seguito segnali di prezzo o criteri di efficienza economica di mercato.

Le recenti indicazioni governative

Il terzo elemento, infine, su cui vale la pena riflettere sono le indicazioni recentemente espresse dal Governo sia in tema di riforma del mercato sia in tema di snellimento e semplificazione delle procedure di autorizzazione. L'elemento più significativo contenuto nel ddl 1195 è la modifica alla L.55/02 che disciplina l'iter autorizzativo per le centrali termoelettriche di grossa taglia, che prevede un'autorizzazione "onnicomprensiva", non solo per le necessarie opere connesse, come attualmente previsto, ma anche estesa agli interventi di sviluppo che si rendessero necessari per un dispacciamento ottimale del nuovo impianto. Se l'articolo di legge pone l'attenzione su un aspetto fondamentale, cioè la necessità di un raccordo tra investimenti in generazione e in rete, di cui rendere consapevoli in primis le istituzioni locali, aspetto sicuramente trascurato negli anni scorsi (quando si è assistito ad un decennio di frenetiche iniziative di investimento in nuovi impianti a fronte di un sostanziale stallo nello sviluppo della rete), non sono assolutamente chiari i termini per una sua effettiva implementazione, che andranno pertanto precisati concretamente. Un aspetto controverso, invece, è la percezione di un tentativo di attenuare il potere delle Regioni, attualmente dotate di potere di veto, che, ad esempio, nel medesimo ddl vengono completamente esautorate nel caso delle centrali nucleari. Anche per quanto riguarda le reti, si intravede un'indicazione in tal senso, dal momento che, sempre nel ddl Manovra, si ravvisa la possibilità, in caso di mancata intesa della Regione, di rinvio ad un Comitato interistituzionale che prenderebbe presumibilmente la decisione a semplice maggioranza, anche a fronte di un diniego della Regione stessa. Questo approccio, oltre a contraddire lo spirito dell'attuale Titolo V della Costituzione, sembra individuare nelle Regioni e nelle istituzioni locali il principale ostacolo alla realizzazione degli investimenti, da contrastare accentrando le decisioni a livello centrale, nella presunzione di azzerare in tal modo l'emergere di opposizioni locali. Resta peraltro incerto l'esito di un tale intervento semplificativo, in termini di effettiva accelerazione dei tempi, data l'attuale materia concorrente.

Utilizzo di compensazioni verso le comunità locali

A margine, si rileva come il Governo, mentre annuncia espliciti interventi di compensazione per i territori sede di future centrali nucleari, non preveda analoghi utilizzi anche per le grandi linee elettriche ad alta tensione, che potrebbero invece favorire la costruzione del necessario consenso, accostandosi alle esperienze o alle proposte suggerite in altri Paesi, quali gli USA. Si propone, quindi, di prevedere e disciplinare l'utilizzo di compensazioni, indicando tipologia, interlocutori, modalità di finanziamento.

Utilizzo di indicatori e mappatura dei progetti

Ciò che si propone infine è di predisporre e utilizzare una serie di indicatori ascrivibili a quattro macro-categorie così sintetizzabili: indicatori economici; indicatori ambientali; indicatori di localizzazione; indicatori procedurali (Tabella 7). In particolare, la prima classe di indicatori avrebbe lo scopo di valutare l'impatto sul benessere collettivo (calcolandolo nell'ipotesi di concorrenza perfetta) e di stimare l'effetto sulla struttura di mercato, in termini di mitigazione del rischio di esercizio di potere di mercato. La seconda classe di indicatori dovrebbe valutare il beneficio ambientale di una nuova linea, stimando la riduzione di emissioni ottenuto attraverso il dispacciamento di impianti più efficienti o l'incremento atteso di produzione da fonte rinnovabile. La terza classe dovrebbe caratterizzare il progetto dal punto di vista del suo impatto ambientale e di localizzazione, e dunque di potenziale rischio di suscitare opposizioni locali più o meno intense o agguerrite. Infine, l'ultima classe si riferisce in dettaglio alle singole tappe che scandiscono l'intero processo di realizzazione dei progetti, sia prevedendo un maggiore dettaglio e formalizzazione dei singoli *step*, sia introducendo una caratterizzazione dei ritardi più frequenti. Tali indicatori verrebbero misurati per i principali progetti, in modo da costruire una "mappa" degli interventi "critici" in termini sia di maggiore impatto sul *welfare* (e quindi di maggiori costi associati ad eventuali ritardi nella realizzazione) sia di maggiore potenziale difficoltà di insediamento (cioè probabilità di effettivo ritardo), valutata a priori e aggiornata in itinere. L'impiego di tecniche di aggregazione delle misure per indicatori afferenti alla stessa categoria e il successivo incrocio potrebbe ad esempio consentire un utilizzo molto semplice ma di immediata percezione (si rimanda a questo proposito alla **Figura 15**).

Il costo dei ritardi

Evidenziati sostanziali ritardi nella realizzazione di linee di trasmissione prioritaria, questo studio ha cercato anche di quantificare, in prima istanza e sotto alcune ipotesi esemplificative, una stima di costo imputabile a tali ritardi. L'esercizio è stato condotto relativamente al caso della linea Sorgente-Rizziconi, di collegamento tra Sicilia e Calabria, attualmente connesse da un unico collegamento. Il costo del ritardo è stato calcolato per l'anno 2008 dal guadagno di benessere sociale ottenibile confrontando i due scenari, in assenza e in presenza del

raddoppio. Assumendo un regime di concorrenza perfetta e di rigidità della domanda (in modo tale da imporre rispettivamente offerte sul mercato all'ingrosso pari al costo marginale degli impianti e un fabbisogno orario pari esattamente al consuntivo registrato dal GME nel corso dell'anno per entrambi gli scenari), si è ottenuto un incremento di benessere collettivo pari a 36 milioni di euro ed un effetto re-distributivo di trasferimento di surplus dai produttori ai consumatori pari a 219 milioni di euro, per effetto della riduzione della rendita infra-marginale (il PUN medio annuale diminuirebbe infatti di circa 0.8 €/MWh). In particolare, almeno due considerazioni emergono a commento di questo risultato. In primo luogo, si tratta di una stima assolutamente per difetto, perché quantifica il beneficio solo in relazione al miglioramento di efficienza produttiva, trascurando in primis l'impatto positivo sulla struttura concorrenziale e quindi di mitigazione del potere di mercato (effetto, secondo alcuni studi internazionali, preponderante rispetto al precedente in un mercato oligopolista come quello italiano attuale) e, in seconda battuta, i benefici, non trascurabili, sul mercato dei servizi di dispacciamento e in termini ambientali. In secondo luogo, tuttavia, va precisato come un'opera da sola, pur importante, non possa stravolgere l'architettura complessiva del mercato di generazione: la concentrazione del mercato renderebbe ancora possibili eventuali comportamenti strategici finalizzati ad un recupero dei profitti in altre zone del mercato elettrico. Il beneficio, pertanto, andrebbe valutato in un'ottica complessiva, in cui rilassare tutte le attuali strozzature di rete, portando a compimento l'intera lista di opere prioritarie indicate da Terna. Lo sforzo, pertanto, deve essere globale su tutti questi fronti.

INDICE

1. INTRODUZIONE	15
2. IL VALORE ECONOMICO DELLA RETE DI TRASMISSIONE.....	17
2.1 I benefici dello sviluppo della rete	17
Box 1 - L'effetto di un incremento della capacità di trasmissione sull'efficienza produttiva.	20
2.2 Come misurare i benefici	24
2.3 Come si remunerano gli investimenti di sviluppo.....	26
2.4 Breve sintesi.....	27
3. IL PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE.....	28
3.1 Benefici ed ostacoli per la realizzazione di nuove linee: alcune evidenze generali.....	28
3.2 I costi del mancato sviluppo	31
3.3 Il Piano di Sviluppo 2009: ricognizione e stato di avanzamento dei progetti prioritari...	37
3.3.1 <i>Il Piano di sviluppo 2009: avanzamento dei progetti prioritari</i>	38
3.4 Il processo di realizzazione degli interventi di sviluppo della rete: definizione dei progetti e iter autorizzativo	40
Box 2- Le scelte di localizzazione delle centrali termoelettriche nel periodo 2002-2007.....	44
3.4.1 <i>I tempi di realizzazione e gli ostacoli</i>	49
Box 3 - Analogie e differenze al caso delle centrali	53
3.5 Interventi per agevolare l'iter dei progetti.....	55
3.5.1 <i>Il monitoraggio dei progetti prioritari: una proposta</i>	55
3.5.2 <i>Ulteriore considerazione</i>	57
3.6 L'orientamento del Governo e i nuovi indirizzi legislativi	57
3.7 Sintesi e discussione delle principali evidenze	59
3.7.1 <i>Una proposta di indicatori</i>	64
4. CASO DI STUDIO: LA LINEA SORGENTE-RIZZICONI	68
4.1 Il caso di studio: la linea Sorgente Rizziconi.....	68
4.1.1 <i>Le motivazioni della scelta</i>	69

4.1.2 Caratteristiche del progetto.....	73
4.2 I benefici del nuovo cavo in concorrenza perfetta.....	74
4.2.1 Gli scenari di analisi.....	74
4.2.2 Il modello di simulazione.....	75
4.2.3 La ricostruzione ex-post degli scenari di mercato per l'anno 2008	75
4.2.4 Risultati	76
4.3 Benefici in concorrenza imperfetta e altri effetti	85
4.4 Sintesi delle principali evidenze	87
5. CONCLUSIONI	88
6. BIBLIOGRAFIA	91
7. APPENDICE.....	92

1. INTRODUZIONE

Uno sviluppo “adeguato” della rete di trasmissione elettrica rappresenta un fondamentale tassello per garantire un livello ottimale di efficienza e sicurezza del sistema elettrico; tuttavia si assiste, almeno da alcuni anni, ad un sostanziale ritardo nella realizzazione di interventi di potenziamento della rete, a fronte, invece, di un contestuale e significativo rinnovamento del parco di generazione italiano. In tale ambito, questo studio si propone una serie di obiettivi, per tracciare un quadro sia delle attuali esigenze del sistema italiano, sia dei principali ostacoli che si frappongono alla realizzazione dei necessari interventi.

Tutto ciò al fine di delineare alcune proposte per un più affidabile e preciso monitoraggio dell'avanzamento dei vari progetti e per favorire, se possibile, un processo di realizzazione meno tribolato e incerto. In primo luogo, occorre precisare quali effetti siano associati alla realizzazione di iniziative di incremento della capacità di trasmissione, per valutare in un'ottica complessiva l'impatto sul funzionamento del sistema elettrico.

Tali effetti verranno descritti nel Capitolo 2, insieme ad una breve descrizione delle modalità attualmente adottate in Italia per il finanziamento e l'incentivazione di tali investimenti.

Il successivo Capitolo 3 rappresenta la parte centrale dello studio, proponendosi di caratterizzare precisamente lo stato d'avanzamento delle opere prioritarie di sviluppo della rete nazionale, attraverso una rassegna degli ultimi Piani di sviluppo di Terna: in questo ambito, si vuole sia fornire una descrizione delle principali fasi che scandiscono il processo di realizzazione e dei relativi tempi, sia accertare le cause di ritardo più frequenti, anche al fine di individuare alcune proposte e riflessioni per predisporre un monitoraggio più preciso e affidabile delle opere, e cercare di agevolare, in qualche misura, l'iter di realizzazione. In particolare, verrà suggerita la costruzione e l'implementazione di opportuni indicatori, la cui misura aggregata possa fornire una mappatura dei progetti più critici a livello nazionale. Completa il capitolo un'analisi delle nuove indicazioni legislative in tema di agevolazione dell'iter e una discussione delle differenze tra interventi di sviluppo della rete e investimenti di generazione, al fine di sgombrare il campo dalla facile tentazione di addossare interamente a Terna l'inerzia nella realizzazione delle linee, a confronto dei tempi più celeri di realizzazione delle centrali: in realtà, è opportuno considerare una serie di peculiarità che amplificano le difficoltà nel caso della rete.

Successivamente, il Capitolo 4 cerca di quantificare, sotto alcune ipotesi semplificative, il costo legato ai ritardi nell'adeguamento della rete (evidenziati dalla già citata rassegna dei Piani di sviluppo di Terna) per un caso specifico (il collegamento Sorgente - Rizziconi tra Sicilia e Calabria), individuando l'incremento di benessere collettivo a cui si rinuncia a causa dei ritardi nella realizzazione.

Chiude questo rapporto, il Capitolo 5 che riassume le principali evidenze emerse nel corso dello studio. La questione degli investimenti nella rete di trasmissione nel nuovo assetto di mercato, attualmente molto dibattuta anche a livello internazionale, presenta una molteplicità di angolazioni di studio e implicazioni, in termini di incentivi, strumenti, finanziamenti, semplificazioni procedurali, ecc. Questo rapporto, pur non avendo alcuna pretesa di esaustività nella complessità del tema, si propone di fornire un contributo alla discussione attuale.

2. IL VALORE ECONOMICO DELLA RETE DI TRASMISSIONE

Nel settore elettrico la rete di trasmissione svolge un ruolo fondamentale di *essential facility* poiché non si può prescindere dalla rete per consegnare ai clienti finali l'energia elettrica prodotta dalle centrali. Tale infrastruttura, inoltre, presenta caratteristiche di monopolio naturale e, pertanto, la sua gestione e le decisioni di investimento, attuabili anche da soggetti privati, devono essere concordate e coordinate da un'unica istituzione centrale, generalmente rappresentata dal TSO (*Transport System Operator*). Vi è poi un terzo aspetto che rende peculiare il sistema elettrico, relativo alla necessaria sincronizzazione che deve essere garantita in ogni istante tra produzione e consumo, dal momento che non vi sono attualmente sistemi di stoccaggio e accumulazione di energia elettrica economicamente convenienti e utilizzabili. Di conseguenza, con una domanda che presenta fluttuazioni cicliche, non è possibile compensare un flusso inferiore alla domanda nelle ore di elevato consumo con un flusso superiore alla domanda nelle ore di basso consumo. Pertanto, occorre in primo luogo dimensionare il sistema elettrico (impianti di generazione e reti) al valore del carico alla punta; in secondo luogo, può accadere che il mercato elettrico si segmenti in alcune ore, quelle di picco, anche se presenta transiti medi giornalieri inferiori alla capacità massima di trasmissione (cioè transiti ridotti nelle ore "vuote"). In sintesi, l'energia elettrica prodotta, resa disponibile agli utenti, dipende non solo dalla capacità di generazione, ma anche dalla configurazione e dalle caratteristiche della rete.

Chiarito il fatto che la rete svolge un ruolo primario per il servizio di fornitura dell'energia elettrica, occorre ora approfondire in che termini misurare e valutare i vantaggi derivanti da investimenti in nuova capacità di trasmissione. I due paragrafi che seguono hanno pertanto lo scopo di illustrare i benefici specifici associati allo sviluppo della rete e presentare i criteri di una possibile metodologia per cercare di valutarli. Chiude il capitolo una sezione dedicata a descrivere l'attuale modalità di finanziamento dei nuovi investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale prevista in Italia.

2.1 I benefici dello sviluppo della rete

L'incremento della capacità di rete, attraverso la realizzazione di nuovi elettrodotti o il potenziamento delle linee esistenti, genera un beneficio per la collettività, ottenuto dall'aggregazione del valore aggiunto creato per i produttori, i consumatori e gli investitori stessi.

Tale beneficio si declina, in realtà, in una pluralità di effetti, così sintetizzabili:

1. possibilità di dispacciamento di impianti elettrici più efficienti;

-
2. maggiore concorrenzialità nel mercato della generazione elettrica;
 3. riduzione delle perdite di rete;
 4. aumento della sicurezza e dell'affidabilità del sistema elettrico;
 5. benefici ambientali;
 6. incremento della riserva operativa;
 7. migliore risposta dinamica del sistema.

Tuttavia, gran parte del beneficio deriva dai primi due effetti, anche se il miglioramento delle prestazioni di qualità, sicurezza, impatto ambientale non sono ovviamente aspetti trascurabili per un funzionamento ottimale dell'intero sistema elettrico. Nel seguito, comunque, l'attenzione si focalizzerà solo sulle prime due componenti.

In particolare, la prima componente rappresenta il beneficio dell'incremento di capacità di trasmissione sui costi di generazione, cioè sull'efficienza produttiva del sistema: l'eventuale linea aggiuntiva può consentire una maggiore integrazione tra zone diverse del mercato, permettendo ad impianti meno costosi, ma più lontani da zone di intenso consumo, di funzionare a pieno ritmo, producendo energia elettrica sufficiente a soddisfare sia la domanda locale sia una porzione di domanda dislocata in zone distanti, caratterizzate da un'offerta meno efficiente. Un semplice esempio numerico, presentato nel **Box 1**, permette di sostanziare tale effetto, quantificando l'incremento di benessere collettivo che deriverebbe da un investimento atto ad alleggerire un vincolo di capacità tra due nodi di un sistema elettrico, grazie alla possibilità di disacciare impianti più lontani dal luogo di consumo, ma più efficienti di quelli immediatamente contigui. L'effetto è pertanto una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica, grazie alla riduzione del sottostante costo complessivo di generazione. Tale ragionamento si basa, tuttavia, sull'assunzione di concorrenza perfetta, per cui il beneficio sui costi di generazione si riflette direttamente sui consumatori attraverso il prezzo. Diverso e più complesso, in realtà, il caso del mercato elettrico, caratterizzato dalla presenza di uno o più operatori dominanti in grado di esercitare potere di mercato (a livello nazionale e/o locale), applicando un opportuno *mark-up* al costo marginale di produzione, in particolare durante le ore "piene" di massimo carico.

Tale circostanza si collega alla seconda componente, relativa al beneficio sul livello di concorrenza dell'incremento di capacità di trasmissione, in termini di minore rischio ed opportunità di esercizio di potere di mercato. Due aree geografiche di produzione/consumo scarsamente collegate tra loro si configurano sostanzialmente come zone di mercato distinte: l'eventuale presenza di due operatori dominanti in ciascuna delle due regioni rende pertanto possibile l'esercizio di potere di mercato da parte di ciascuna impresa nella rispettiva area di dominanza. Viceversa, la realizzazione di una linea di trasmissione di capacità opportuna

rappresenta una minaccia di ingresso che limita l'esercizio di potere di mercato da parte dei due "quasi-monopolisti". Se l'incremento di capacità è adeguato, i due operatori preferiscono competere sul mercato integrato più ampio, piuttosto che agire da monopolista residuale nel proprio mercato locale. A questo proposito, come argomentato da *Borenstein et al* (2000), occorre tener conto che, mentre in un mercato pre-liberalizzato l'impresa integrata monopolista non aveva nessun interesse a indurre artificialmente congestione sulle linee di interconnessione tra una area di potenziale dominanza e le aree limitrofe, in un mercato liberalizzato un'impresa *profit-maximizing*, dominante in una zona del mercato, può trovare conveniente farlo per diventare monopolista sulla domanda residuale lasciata scoperta dalle importazioni dalle zone contigue. Pertanto, nella configurazione di mercato attuale, da un lato la frequenza delle congestioni tende ad aumentare per via di comportamenti opportunistici delle imprese, dall'altro aumentano i benefici sociali di un incremento della capacità di trasmissione, senza, fra l'altro, che tali benefici siano strettamente correlati all'effettivo utilizzo della linea. L'effetto di moderazione dell'esercizio di potere di mercato si ottiene, infatti, dalla sola minaccia di ingresso nel mercato geografico locale, in grado di incidere comunque sul comportamento strategico dell'impresa, senza che vi sia associato un effettivo flusso fisico.

Per inciso, il nuovo assetto di mercato de-integrato, oltre a rendere più urgente la realizzazione di investimenti in rete di trasmissione, introduce un'ulteriore difficoltà nella programmazione e realizzazione dei nuovi progetti di trasmissione, in ragione della necessità di coordinare la pianificazione degli investimenti di rete con le decisioni di investimento in generazione da parte di una pluralità di soggetti terzi, sensibili a segnali di prezzo di breve-medio periodo e, dunque, gravate da un margine non trascurabile di incertezza, che non può però sollevare il TSO dall'obbligo di configurare la rete per accogliere tutte le richieste future di allacciamento da parte dei nuovi impianti.

In sintesi, un mercato liberalizzato caratterizzato da frequenti colli di bottiglia sulla rete di trasmissione è penalizzato in termini di efficienza produttiva ed è più vulnerabile a comportamenti opportunistici da parte di imprese di generazione, che nel regime precedente non avevano ragione di sussistere, e questo rende ancora più urgente la realizzazione di nuove linee di trasmissione atte a rimuovere l'occorrenza di tali congestioni. D'altro canto, il nuovo assetto decentralizzato rende più complessa e più rischiosa l'attività di pianificazione degli investimenti in trasmissione da parte del TSO, non più decisi e attuati all'interno di un medesimo soggetto verticalmente integrato, ma basati su scenari potenziali di incremento di domanda e di offerta, e caratterizzati dunque dall'ulteriore incertezza sull'effettiva realizzazione di tutti gli interventi annunciati in nuova capacità di generazione.

Box 1 - L'effetto di un incremento della capacità di trasmissione sull'efficienza produttiva

Per chiarire il primo aspetto, cioè l'effetto di un incremento di capacità di trasmissione sull'efficienza produttiva del sistema elettrico, conviene fare ricorso ad una opportuna schematizzazione, anche se le medesime considerazioni sono valide ed estendibili ad un sistema reale e complesso. Si suppone l'esistenza di due nodi (nodo 1 e nodo 2) collegati tra loro da una linea di interconnessione elettrica, avente una capacità massima pari a 800 MW, che verrà inizialmente trascurata (**Figura 1**). Il nodo 1 è costituito da due impianti di produzione (G1 e G3) e da un punto di prelievo (D1), le cui rispettive curve di offerta e di domanda sono illustrate in **Figura 2**. Il nodo 2 è costituito da un impianto di produzione (G2) e da due punti di prelievo (D2 e D3), le cui rispettive curve di offerta e di domanda sono illustrate nella medesima Figura 2.

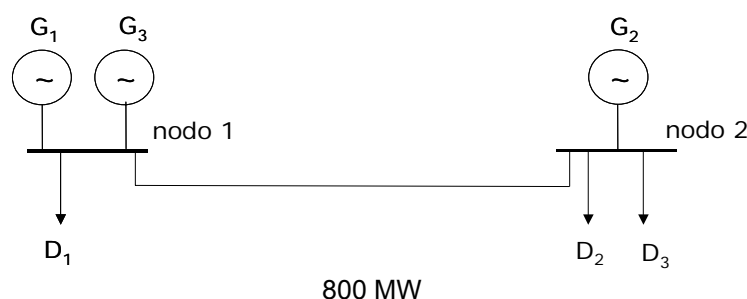


Figura 1. Schema di sistema elettrico costituito da due nodi di generazione e consumo

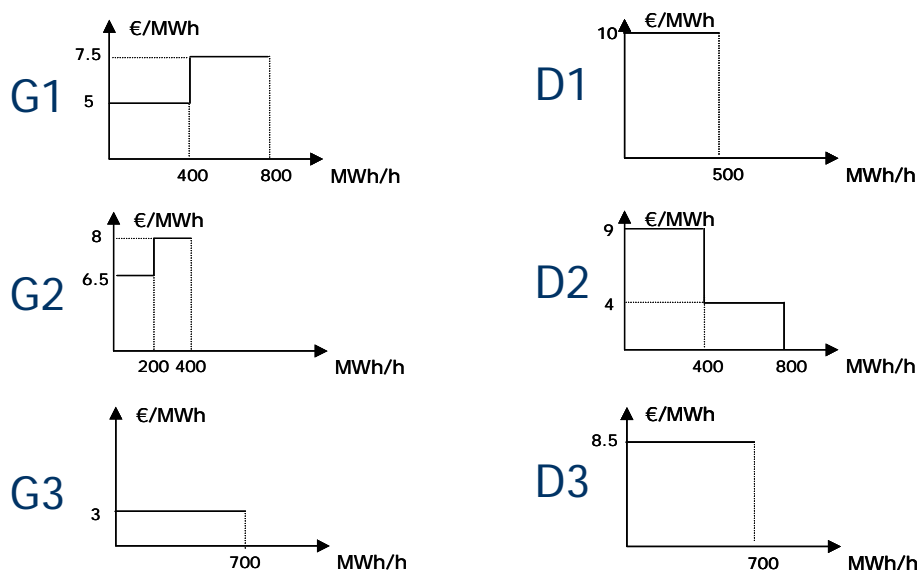


Figura 2. Curve di offerta e curve di domanda di generatori e consumatori nei due nodi.

Secondo il criterio di merito economico in un mercato perfettamente concorrenziale, vengono dapprima selezionati gli impianti meno costosi e i consumatori con disponibilità a spendere più elevata, come illustrato in **Figura 3** con riferimento al semplice sistema costituito dai tre generatori e tre consumatori localizzati nei due nodi. Tale selezione può avvenire ad opera ad esempio del gestore di una “Borsa elettrica” centralizzata a cui pervengono le offerte di vendita e le offerte di acquisto di energia elettrica dei vari operatori. Nel caso in cui si applichi il metodo del *System Marginal Price* (SMP), si determina un prezzo di equilibrio, che remunera tutti i produttori indipendentemente dalla loro offerta, purché accettata, che viene pagato da tutti i consumatori le cui offerte di acquisto siano state al pari accolte (nell'esempio 7.5 €/MWh). In particolare, l'area colorata di Figura 3 compresa tra la curva aggregata di offerta e la curva aggregata di domanda rappresenta il valore netto delle transazioni, in altri termini, il benessere sociale conseguito. In dettaglio, il benessere sociale è pari alla somma del surplus dei consumatori (pari a 4350 €) e del surplus dei produttori (pari a 2550 €) per un ammontare complessivo di 6900 €.

L'esito all'equilibrio di questo semplice sistema è rappresentato in **Tabella 1**, ove sono indicate le quantità di energia elettrica prodotta e venduta da ciascun impianto e le quantità approvvigionate da ciascun consumatore: come lecito aspettarsi in una logica di merito economico, il produttore meno efficiente (G2) è chiamato a produrre solo 200 MWh sul totale di 1600 MWh prelevati dai tre acquirenti. Il resto della produzione è suddiviso equamente tra i produttori più efficienti G1 e G3.

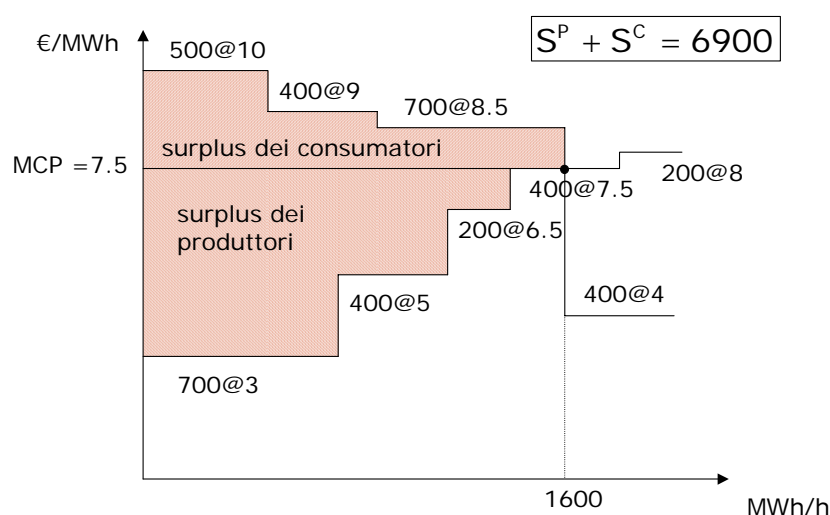


Figura 3. Curve aggregate di offerta e di domanda nel sistema a due nodi.

Operatore	Quantità [MWh]	Fuori merito [MWh]	Ricavi [€]	Pagamenti [€]
G1	700	100	5250	-
G2	200	200	1500	-
G3	700	0	5250	-
D1	50	0	-	3750
D2	400	400	-	3000
D3	700	0	-	5250
Totale	1600	-	12000	12000

Tabella 1. Quantità di energia elettrica scambiate e transazioni economiche.

Occorre tuttavia sottolineare come tale risultato sia stato ottenuto trascurando il limite massimo di capacità sulla linea di trasmissione tra i due nodi. E' dunque necessario verificare che l'effettivo transito in esito all'equilibrio sia compatibile con il valore massimo consentito. Un semplice calcolo fornisce un valore di 900 MW, superiore di 100 MW al valore soglia. Pertanto per eliminare il sovraccarico sulla linea, occorre ridurre la produzione in G1 di 100 MW, aumentando di una quantità equivalente la produzione di G2 (**Tabella 2**): non è l'unica soluzione possibile, ma è quella meno costosa, in accordo al criterio di massima efficienza. L'esito del nuovo equilibrio in presenza di un vincolo stringente di capacità si scinde pertanto in due equilibri distinti, in cui il generatore più economico al nodo 1 è utilizzato per soddisfare il carico nel nodo 2 fino al limite fisico di trasporto, mentre la domanda residua nel nodo 2 è soddisfatta localmente.

Operatore	Quantità [MWh]	Prezzo [€]	Ricavi [€]	Pagamenti [€]	Variazione [€]
G1	600	7.5	4500	-	-750
G2	300	8.0	2400	-	900
G3	700	7.5	5250	-	0
D1	500	7.5	-	3750	0
D2	400	8.0	-	3200	200
D3	700	8.0	-	5600	350
Totale	1600	-	12150	12550	-

Tabella 2. Quantità di energia elettrica scambiate e transazioni economiche in presenza di vincolo di transito stringente.

L'esistenza di una congestione, pertanto, introduce modifiche sull'equilibrio di mercato su tre livelli:

1. si modifica il dispacciamento nella produzione e nella domanda
2. si passa da un prezzo unico a prezzi zonali (o nodali) nei due mercati non più perfettamente integrati
3. cambia il bilancio economico dei diversi operatori.

L'impatto delle congestioni si misura in termini di variazione nel surplus degli operatori, con una rendita di congestione, pari alla differenza tra pagamenti (12550) e ricavi (12150)¹ e una perdita secca di benessere sociale (nell'esempio si passa da 6900 in assenza di vincolo a 6850 in presenza, con una diminuzione di *welfare* pari a 50). Questa riduzione di benessere complessivo discende proprio dalla necessità di utilizzare impianti più costosi poiché il vincolo di capacità impedisce di trasportare l'intera potenza dalla zona più economica.

¹ La rendita di congestione (nell'esempio pari a 400 €) in Italia viene ridistribuita ai consumatori riducendo la componente *uplift* di copertura degli oneri di dispacciamento

2.2 Come misurare i benefici

Se, come descritto nel paragrafo 2.1, il beneficio derivante da un incremento della capacità di trasmissione è declinabile in una pluralità di effetti, occorre procedere alla loro misura. Tuttavia, l'identificazione dei benefici dipende dai criteri di riferimento adottati, in particolare, in termini di:

- Ambito di riferimento (limitato al solo settore elettrico o includendo l'impatto sulla società in generale, ad esempio valutando le esternalità di tipo ambientale)
- Orizzonte temporale
- Criteri di pianificazione e obiettivi di sicurezza (dal momento che esiste un potenziale *trade-off* tra benefici in termini di sicurezza di rete, livello di riserva ed efficienza produttiva conseguibili in seguito ad un investimento in rete)

Oltre ai criteri di riferimento, diverse anche le funzioni obiettivo che possono essere utilizzate per la valutazione dei benefici. Le principali alternative sono rappresentate da:

- Benessere complessivo (dato dalla somma dei benefici per i consumatori, per i produttori e per l'operatore di rete)
- Benessere del consumatore (si considerano solo i benefici che gli investimenti di rete apportano ai consumatori escludendo l'impatto sui produttori)
- Benessere complessivo pesato (in cui si attribuiscono pesi diversi alle diverse tipologie di beneficio sulla base di criteri di valore).

In tutti i casi, l'inclusione e la valutazione di eventuali esternalità dipende dagli obiettivi di *policy* adottati, ad esempio con riferimento al raggiungimento dei *target* per le fonti rinnovabili (riduzione delle emissioni inquinanti e supporto all'espansione delle fonti rinnovabili non programmabili).

In generale, comunque, tutti i possibili benefici di un incremento di capacità di trasmissione si possono ricondurre a tre tipologie principali.

- Maggior efficienza produttiva (riduzione dei costi variabili e dei costi fissi di generazione a lungo termine).
- Migliore risposta dinamica del sistema (a diverse tipologie di perturbazione).
- Riduzione del potere di mercato.
- Benefici ambientali.

Mentre, con riguardo alla prima categoria, tali benefici sono direttamente misurabili economicamente in un'analisi di sistema in condizioni statiche, con modelli di simulazione basati sui costi, la misurazione del miglioramento della risposta dinamica di sistema presenta maggiori difficoltà e margini di incertezza essendo principalmente legata alla perdita di utilità dei consumatori in caso di interruzione della fornitura (cioè legata a ipotesi e metodi per dare valore all'energia non fornita).

Relativamente agli ultimi due effetti, infine, la relativa valutazione è legata direttamente agli orientamenti di *policy*, in termini di peso e importanza da attribuire. Inoltre, il beneficio derivante dalla mitigazione del potere di mercato non è univocamente misurabile, dal momento che la metodologia utilizzata per stimare la condotta degli operatori (comportamenti strategici) è tipicamente soggetta ad un certo grado di arbitrarietà.

Limitandosi solo ai potenziali benefici legati all'incremento dell'efficienza produttiva (in particolare in termini di riduzione dei costi di congestione, delle perdite, del fabbisogno di capacità produttiva), una corretta valutazione degli investimenti in rete dovrebbe basarsi sul piano complessivo di sviluppo della rete e sull'impiego di modelli in grado di considerare l'evoluzione del parco di generazione. In sintesi, dovrebbe includere i seguenti elementi.

- Definire una funzione obiettivo che consideri complessivamente il *welfare* totale di produttori e consumatori, disegnando in questo modo uno sviluppo ottimale di rete e parco elettrico.
- Definire un orizzonte temporale in cui valutare il beneficio e gli scenari di riferimento sui quali misurare il beneficio derivante dallo sviluppo della rete (pari alla vita utile dei cespiti o almeno su un arco decennale).
- Stabilire la complementarietà/sostituibilità dei diversi potenziali interventi di sviluppo della rete e la loro influenza sulle decisioni di investimento in capacità di generazione.

Vi è ancora tuttavia un aspetto di cui tenere conto, legato alle incertezze e ai rischi connaturati al piano di sviluppo: in primo luogo, nel settore elettrico liberalizzato, le scelte di investimento sono decentralizzate, introducendo margini di incertezza sulle scelte di localizzazione e sulla tipologia della generazione futura; in secondo luogo, anche la domanda presenta problematiche di previsione, anche se minori, e lo sviluppo sia della domanda che dell'offerta interagiscono con le decisioni di sviluppo della rete. Altri rischi, inferiori ma non trascurabili, si riferiscono poi all'incertezza legata all'evoluzione tecnologia, all'incertezza regolatoria e delle politiche ambientali, all'andamento dei prezzi dei combustibili (che incidono sia sulle decisioni di investimento in generazione sia sulle decisioni di dispacciamento degli impianti), ai rischi autorizzativi (VAS, VIA, autorizzazioni regionali...). Occorre pertanto mettere a punto una metodologia che consenta di considerare anche tutte le possibili fonti di incertezza e di rischio.

Tuttavia, nell'esperienza pratica dei vari paesi non sono ancora stati messi a punto approcci e metodologie in grado di valutare i benefici della espansione della rete, nei termini appena citati. Nella maggior parte dei paesi gli investimenti sono realizzati nell'ambito di una pianificazione regolata o, con approccio misto, prevedendo incentivi regolatori e/o FTR (*Financial Transmission Rights*) di lungo periodo (per finanziare le nuove *Merchant Lines*)². In alcuni paesi (California, Australia, Nordel) la pianificazione regolata prevede l'applicazione di un'analisi costi benefici per la scelta delle priorità, ma solo per la California i risultati definiscono il piano, che ha natura vincolante. La regolazione incentivante, infine, non è molto diffusa: l'unico caso è rappresentato dagli USA per gli investimenti inter-statali.

2.3 Come si remunerano gli investimenti di sviluppo

La delibera 5/04, relativa al testo integrato delle disposizioni dell'AEEG per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, riconosceva un tasso di rendimento del capitale investito pari al 6.7% per il servizio di trasmissione. Prevedeva, inoltre, che agli interventi di sviluppo delle reti di trasmissione, approvati dal Ministero delle attività produttive e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello i cui livelli tariffari si riferivano, venisse riconosciuto un tasso maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione proprio del servizio di trasmissione. Per inciso, il capitale investito viene calcolato sulla base del costo storico rivalutato una volta che l'investimento entra in esercizio.

Successivamente, la delibera 348/07 (oltre a fissare al 6,9%, il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione per il periodo di regolazione 2008 – 2011) adotta “uno schema di incentivi differenziati definiti in relazione alla tipologia di investimento, individuando uno specifico livello di extra remunerazione e di durata dell'incentivo”, consentendo maggiorazioni diversificate nei casi seguenti:

- investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni;

² Si segnala, a margine, il caso delle *State Infrastructure Authorities* statunitensi che emettono *bond* per il finanziamento di progetti in linee di trasmissione elettrica o organizzano una sorta di *open season*: sono promotori di questi nuovi progetti, in alcuni casi possono anche essere proprietari delle nuove linee, anche se non possono occuparsi per statuto della loro gestione e, in alcuni casi, hanno la facoltà o l'obbligo di cedere il progetto in caso di manifestazione di interesse di proseguire nel progetto da parte di soggetti del settore. L'esperienza è molto recente e limitata ad alcuni Stati USA, per cui non è ancora possibile dare un giudizio sulla loro efficacia; si tenga conto però che anche dove non sono partiti progetti sponsorizzati da esse, queste *Authorities*, a giudizio di alcuni osservatori, hanno comunque svolto un ruolo di catalizzatore per avviare effettivamente nuovi progetti anche su scala regionale.

- investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla precedente tipologia e investimenti relativi al Piano di difesa: 2% per 12 anni;

oltre a confermare per gli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 ed incentivati ai sensi della deliberazione n. 5/04, la maggiorazione sul WACC del 2% per ulteriori 12 anni, fino al 31 dicembre 2019.

Sempre la delibera 348/07 prevede inoltre, a partire dal 2012, l'implementazione di indici di efficacia basati sull'analisi costi benefici, al fine di definire un ordine di priorità degli investimenti e per introdurre meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato, ed avvia la procedura per l'identificazione.

Infine, la Delibera AGR 188/08, come incentivo all'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione, consente a Terna di introdurre gli investimenti, in corso di realizzazione e previsti nei piani di sviluppo (immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2008) tra il capitale riconosciuto a fini regolatori, con riconoscimento della maggiorazione a partire dal 1 gennaio 2010, introducendo penalità nel caso di ritardi nella realizzazione.

2.4 Breve sintesi

I nuovi interventi di sviluppo della rete determinano una serie di benefici in termini di efficienza, affidabilità e sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, che incidono sul benessere collettivo di consumatori, produttori e operatore di rete. Le decisioni di investimento e l'evoluzione della rete di trasmissione dovrebbero pertanto svilupparsi a partire da una corretta valutazione dei costi-benefici. La misurazione di tali benefici presenta tuttavia una serie di difficoltà e complessità e un certo grado di arbitrarietà sulla scelta dei criteri e degli obiettivi di riferimento, legati in aggiunta a specifici orientamenti di *policy*. Anche l'esperienza internazionale risulta piuttosto limitata in proposito, senza indicazioni concrete a cui attingere: prevale nella maggior parte dei casi una pianificazione regolata dei nuovi investimenti, mentre solo negli Stati Uniti è utilizzato un approccio incentivante.

Dopo questa rassegna a livello generale, il prossimo capitolo sarà focalizzato sul caso italiano, analizzando la genesi di definizione del piano di sviluppo, anche alla luce delle indicazioni contenute in questo capitolo, per poi procedere ad un'analisi dettagliata dei principali interventi di sviluppo previsti da Terna, in termini di stato di avanzamento e di criticità dell'iter autorizzativo.

3. IL PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

Questo capitolo, dopo una premessa generale sui benefici e le difficoltà legate ad uno sviluppo adeguato della rete, presenta una analisi del Piano di sviluppo di Terna, con una ricognizione dello stato di avanzamento delle principali opere previste; ricostruisce l'iter autorizzativo che scandisce la vita dei progetti di nuove linee elettriche, discutendone anche la genesi, in termini cioè di input previsionali che Terna utilizza per identificare le nuove esigenze di sviluppo della rete. Quindi, si cerca di individuare i principali ostacoli che si frappongono alla realizzazione in tempi certi di tali investimenti, discutendo alcune proposte finalizzate a migliorare il monitoraggio sull'avanzamento delle opere e a responsabilizzare i soggetti coinvolti nel processo di realizzazione. Infine, dopo una breve descrizione degli attuali orientamenti governativi finalizzati a agevolare tali investimenti, si discutono le principali evidenze emerse per trarre alcune indicazioni finali.

3.1 Benefici ed ostacoli per la realizzazione di nuove linee: alcune evidenze generali

Sicurezza ed efficienza del sistema elettrico richiedono uno sviluppo adeguato della rete di trasmissione. Due sono i fattori che guidano tali investimenti: l'evoluzione della domanda e della generazione. Se, da un lato, in Europa ci si aspetta un incremento contenuto della richiesta di energia elettrica grazie anche al miglioramento nell'efficienza energetica, dal lato della generazione lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il rinnovo del parco termoelettrico seguiranno ritmi ben più sostenuti. A questo proposito, UCTE³ stima per il decennio 2008-2018, nei Paesi di propria competenza, l'ingresso di nuova capacità per 220 GW (di cui ben 80 GW di energia eolica), a fronte di un incremento dei consumi pari a 90 GW. Di conseguenza, i TSO sono chiamati a sviluppare progetti di trasmissione principalmente con questi obiettivi:

- la connessione alla rete della nuova capacità di generazione (da fonte fossile o rinnovabile);
- l'incremento della capacità di trasmissione al fine di utilizzare le unità di generazione più efficienti, non solo a livello nazionale, ma nell'ottica di creare un effettivo *"European playing field"*.

A questo riguardo, sempre UCTE valuta per i prossimi 5 anni un investimento complessivo da parte dei TSO europei pari a 17 miliardi di euro per lo sviluppo delle interconnessioni e della rete di trasmissione nazionale.

³ UCTE, *"Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity"* è l'associazione dei *Transmission System Operators* (TSO) dell'Europa continentale, e coordina l'esercizio e lo sviluppo della rete di trasmissione dei 24 Paesi rappresentati. <http://www.ucte.org/>

La pianificazione degli investimenti è, tuttavia, un'attività piuttosto complessa, caratterizzata da incertezze crescenti e complicata dai lunghi tempi necessari per la realizzazione effettiva delle linee. Un punto critico della pianificazione, infatti, è il disallineamento tra i tempi di realizzazione (incluso l'iter autorizzativo) degli impianti di generazione e quello degli elettrodotti, che comporta per i TSO la necessità di anticipare le proprie decisioni in un contesto di incertezza, con riferimento sia alle strategie degli operatori di produzione sia alle risoluzioni politiche in materia energetica (in termini ad esempio di schemi di *emission trading* o di sostegno alle fonti rinnovabili). Se il mercato introduce incertezza nell'effettivo volume e nella localizzazione delle nuove unità di generazione (non tutte quelle proposte, infatti, necessariamente sono poi realizzate dagli operatori), d'altro canto il TSO ha il compito di eliminare tutti gli eventuali vincoli che potrebbero impedire a tali impianti di dispacciare in maniera efficiente.

Per l'Italia questo problema sembra manifestarsi in maniera particolarmente acuta. Mentre i tempi medi di realizzazione dei nuovi impianti CCGT si attestano intorno ad un valor medio di circa 5 anni, più di 10 anni possono occorrere per il completamento degli elettrodotti. E' questo il caso, ad esempio, della linea a 380 kV Trino (VC) - Lacchiarella (MI), intervento ritenuto critico da Terna per la riduzione delle congestioni tra Nord Ovest e Nord Est e l'esercizio in sicurezza della rete. Proposta fin dal Piano di Sviluppo del 2002, il completamento di questa opera è previsto, nell'ultimo Piano di Sviluppo, per il 2012 (data peraltro soggetta alle usuali incertezze sull'effettivo rispetto delle tappe procedurali nei tempi previsti).

La complessità autorizzativa si rivela comunque una difficoltà non solo italiana, tanto che UCTE indica un tempo medio a livello europeo di 7-10 anni per la realizzazione delle linee, a fronte di un tempo di realizzazione degli impianti CCGT pari a 3-5 anni. E' opportuno sottolineare, infatti, come anche a livello europeo si registri un generale rallentamento nella realizzazione degli interventi di interconnessione elettrica. A questo proposito, l'analisi commissionata dalla DG TREN dell'Unione Europea nel 2007 riguardo a 32 *Projects of European Interest* (PEI) relativi alla trasmissione elettrica riporta un ritardo rispetto alla data prevista per 19 progetti (59% dei casi), pari a 10 anni o più per 8 di questi⁴. Le ragioni sono egualmente distribuite tra problemi "procedurali" (tra cui la presenza di contenziosi da parte delle comunità locali) e di "coordinamento" (tra TSO, Autorità locali e altri *stakeholders*).

Tuttavia, le conseguenze delle difficoltà procedurali sembrano più rilevanti per l'Italia, dal momento che la stessa Terna fino al Piano di sviluppo 2008 (e precedenti) riconosce un forte rallentamento nell'attività di realizzazione di nuovi elettrodotti nel nostro Paese rispetto al resto d'Europa. In particolare, negli ultimi 30 anni, la consistenza della rete primaria italiana è

⁴ L'analisi è contenuta nel rapporto di MVV Consulting (2007), *Implementation of TEN-E projects* (2004-2006), disponibile sul sito http://ec.europa.eu/ten/energy/studies/doc/2007_11_ten_e_evaluation_report_en.pdf

aumentata mediamente dell'1.2% all'anno, mentre in Europa tale valore si attesta intorno al 2.5% annuo. Poiché, nel medesimo periodo, l'incremento medio dei consumi per l'Italia è stato pari al 2.9%, il tasso di utilizzo della rete è aumentato fino ad un valore superiore del 50% rispetto al valor medio europeo, con ripercussioni in termini di efficienza e sicurezza ottimali del servizio di trasmissione. Fra l'altro, come appena documentato, la consistenza della rete italiana cresce meno dei consumi e della media europea, mentre il parco di generazione si sviluppa ad un tasso ben più sostenuto: nel periodo 2006-2010, UCTE indica per l'Italia un incremento della capacità produttiva del 18.3%, a fronte di una crescita per Francia, Germania, Austria pari rispettivamente a 2.5%, 6.6% e 0% (dati riportati nel Piano di Sviluppo 2007 di Terna). Sembrerebbe delinearsi per l'Italia, quindi, una criticità nella realizzazione delle opere non tanto generalizzata al settore, quanto più specifica allo sviluppo della rete. Sembra cioè che si ripresenti lo stesso problema riscontrato per lo sviluppo del parco di generazione (con la scarsità di offerta del 2003) ma con *lag* temporali più lunghi e con una minore consapevolezza della criticità esistente (il *black-out* del settembre 2003 ha avuto indubbiamente il "merito" di catalizzare l'interesse della classe politica e l'opinione pubblica sul deficit italiano di offerta, ma solo recentemente si registra un'analogia attenzione per lo sviluppo delle reti).

A livello italiano, Terna ha adottato negli ultimi anni due strumenti per cercare di gestire le complessità dell'iter autorizzativo. Da un lato, lo strumento della "concertazione" attraverso la stipula di Protocolli di Intesa con le Regioni italiane in applicazione alla VAS (Valutazione Ambientale Strategica), che prevede tre fasi:

1. l'analisi della criticità territoriale;
2. l'analisi della sostenibilità del Piano territoriale di sviluppo;
3. lo studio dei corridoi, allo scopo di acquisire già nella fase di pianificazione "maggiori certezze della loro fattibilità e realizzabilità, della loro accettabilità sociale e compatibilità ambientale", giovandosi successivamente di un iter più agevole e semplificato.

Dall'altro lato, la richiesta di inclusione degli interventi più urgenti e critici per la sicurezza del sistema nella lista delle opere definite "strategiche e di preminente interesse nazionale" per poter utilizzare gli strumenti previsti dalla Legge n.443/01 c.d "Legge Obiettivo" (e del relativo Decreto legislativo di attuazione n. 190/02) di semplificazione dei procedimenti autorizzativo. A questo riguardo, il 24 novembre 2005 la Conferenza unificata ha sancito che alcune delle principali opere del Piano di Sviluppo 2005 siano parte integrante dell'allegato Infrastrutture DPEF 2006-2009; tra queste, vi sono proprio gli interventi per la risoluzione delle congestioni e l'incremento della capacità di interconnessione, quali la Trino - Lacchiarella, la Voghera - La Casella, il tratto italiano della Udine Ovest - Okroglo, la Udine Ovest - Redipuglia, la Calenzano - Colunga, La Casella - Caorso, la Foggia - Benevento, la Montecorvino - Benevento, la

Sorgente - Rizziconi. L'interesse verso quest'ultimo strumento è andato però scemando, tant'è vero che Terna già a partire dalla domande di autorizzazione presentate nel 2006 ha deciso di avvalersi dell'iter normale ai sensi della L. 293/04, avendo constatato l'inefficacia di tale approccio.

L'efficacia dello strumento della VAS non può invece ancora essere valutata in maniera esauriente perché si tratta di un'innovazione relativamente recente, a fronte di tempi che possono, nei casi più difficili, oltrepassare i dieci anni, ma una discussione delle implicazioni in termini di durata ed effetti sull'iter autorizzativo è comunque contenuta nel paragrafo dedicato alla ricostruzione dell'iter.

3.2 I costi del mancato sviluppo

Come già illustrato nel Capitolo 2, lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione svolge un ruolo imprescindibile e risponde ad una serie di obiettivi primari, tra cui: garantire la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti, aumentare l'efficienza e l'economicità del servizio di trasmissione e del sistema elettrico nazionale, migliorare la qualità del servizio, ridurre le congestioni di rete, rispettando al contempo vincoli ambientali e paesaggistici e, in un'ottica dinamica, garantire l'accesso a tutti i soggetti aventi diritto (in particolare, nuovi impianti di produzione elettrica che entrano in esercizio). Tuttavia, tra tutti, due sono i principali vantaggi degli investimenti in rete, come già sottolineato nel Capitolo 2: il beneficio sui costi di generazione (nuove linee consentono il flusso di energia elettrica da parte di impianti più efficienti) e, soprattutto, il beneficio sulla concorrenza, in termini di riduzione delle possibilità di esercizio di potere di mercato nella nuova configurazione di rete.

Per l'Italia, lo sviluppo adeguato della rete di trasmissione nazionale assume un ruolo ancora più critico per alcuni fattori di seguito accennati.

- In primo luogo, si osservano una domanda e un'offerta distribuite sul territorio in maniera non uniforme e tra loro non corrispondente, con persistenti colli di bottiglia sulla rete di trasmissione nazionale. A tal proposito, nel 2007 Terna evidenzia la situazione di deficit di produzione di ben 11 regioni su 20, con in testa la Campania con il 60% di deficit elettrico. Anche le nuove centrali termoelettriche, entrate in funzione recentemente o in avvio nel corso del 2009, contribuiscono solo marginalmente al riequilibrio, addirittura enfatizzando in molti casi la polarizzazione esistente, con il rischio concreto di disaccoppiamento non ottimale dei nuovi impianti già realizzati, in genere più efficienti e meno inquinanti. In aggiunta, il notevole sviluppo atteso delle fonti rinnovabili (al 31 dicembre 2008 sono giunte a Terna richieste di connessione di impianti eolici per più di 50.000 MW), concentrato al Sud (in

particolare in Puglia) e nelle Isole contribuisce ulteriormente ad amplificare il problema (Figura 4 e Figura 5).

- In secondo luogo, la persistenza di congestioni sulla rete di trasmissione determina la frequente segmentazione zonale del mercato, con rischio concreto di esercizio di potere di mercato a livello locale, a detrimento dei benefici della liberalizzazione in termini di maggiore concorrenza.

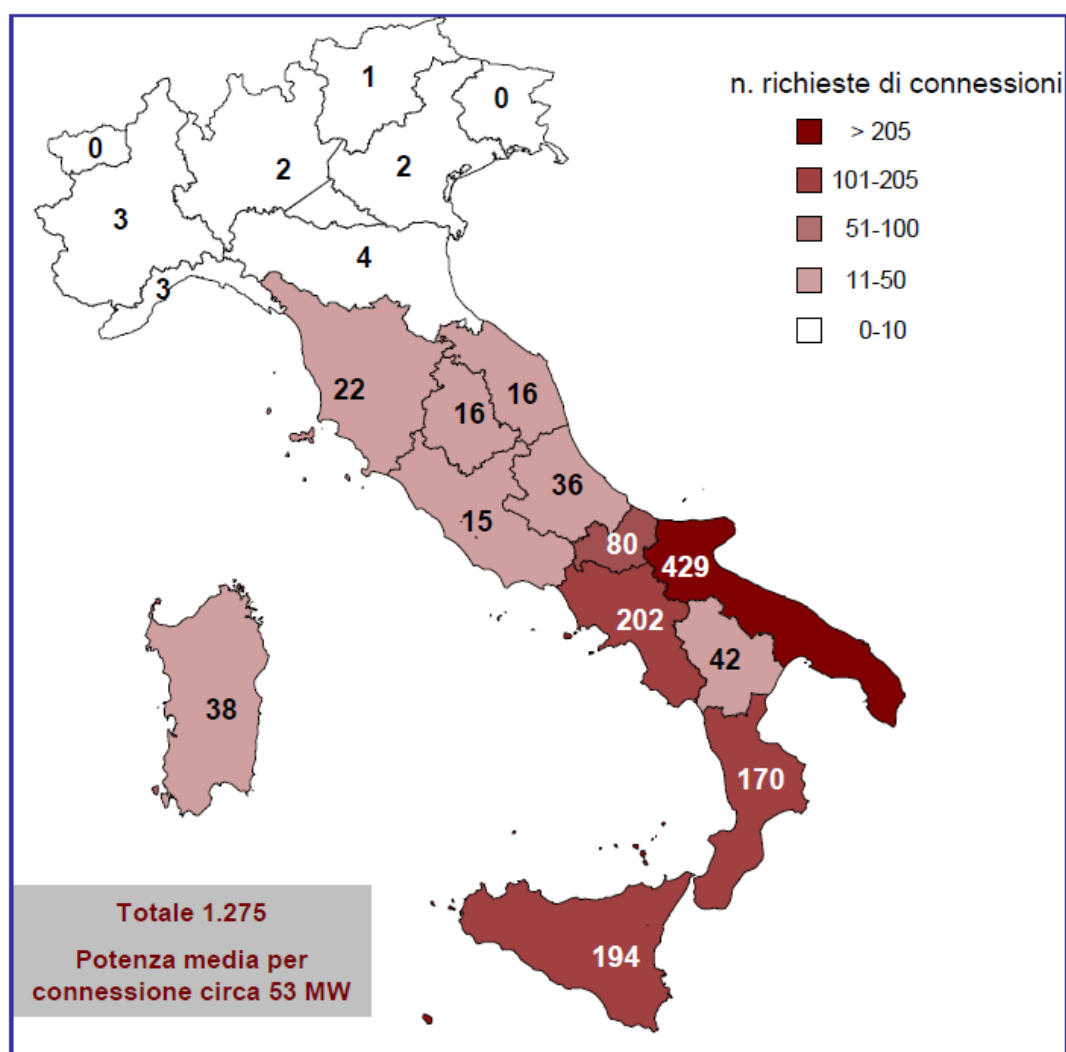


Figura 4. Richieste di connessione di impianti eolici pervenute a Terna al 31 dicembre 2008.
Fonte: Terna, Piano di sviluppo 2009

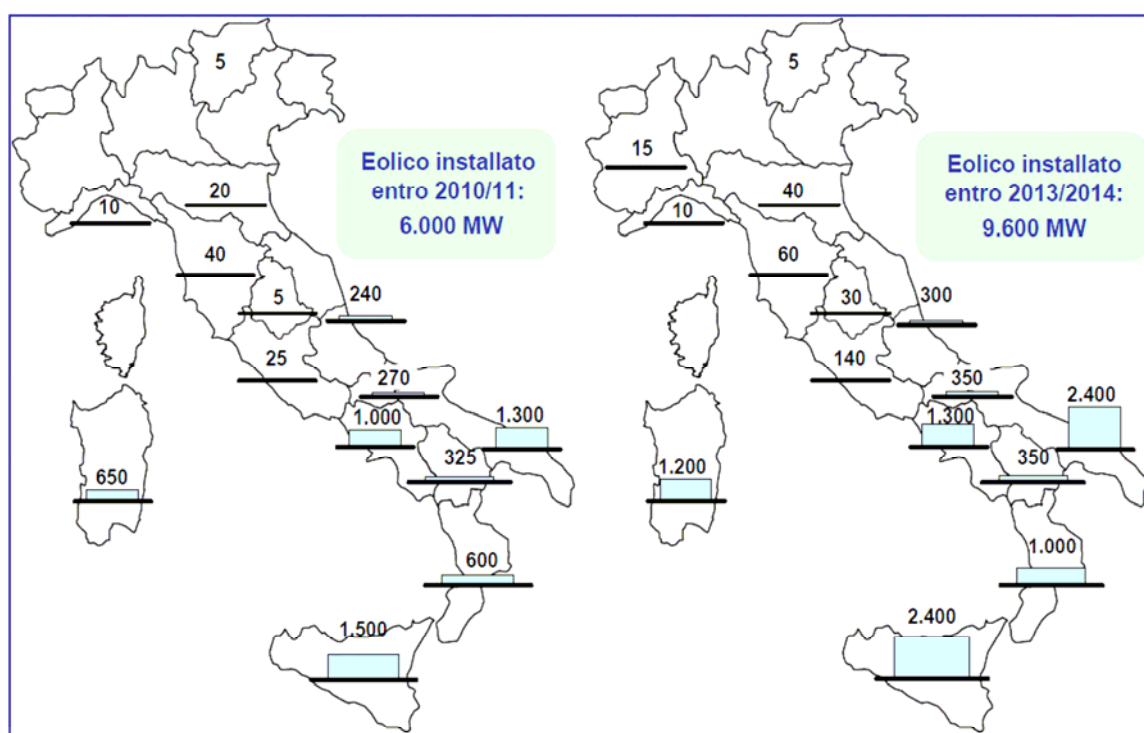


Figura 5. Previsioni di capacità produttiva da centrali eoliche [MW].

Fonte: Terna, Piano di sviluppo 2009

Le conseguenze per i consumatori si traducono nell'aumento della differenziazione dei prezzi zionali e, dunque, direttamente nell'aumento del prezzo unico nazionale (in caso di congestione inter-zonale), come mostrato in **Figura 6**, **Figura 7**, **Figura 8** e **Figura 9**; o nell'aggravio dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento, onere poi trasferito integralmente ai consumatori (in caso di congestione intra-zonale), come evidenziato in **Figura 10** e **Figura 11**. In particolare, la Figura 6 rende conto della segmentazione del mercato, presentando il numero medio di zone in cui si è separato il mercato elettrico nei 12 mesi dell'anno, da gennaio 2005 ad aprile 2009: ad esempio nel 2008 il mercato si è sempre diviso in media in almeno 2 zone. La Figura 7 mostra le conseguenze di tale segmentazione in termini di andamento del prezzo medio mensile IPEX, da gennaio 2005 ad aprile 2009, evidenziando una forte differenziazione del prezzo della zona Sicilia rispetto al prezzo medio delle altre zone, a partire dall'autunno del 2007 e, soprattutto, nella seconda metà del 2008 e, in misura minore, del prezzo della zona Sardegna, mentre le altre zone risultano in media più allineate. Tale esito si riflette in maniera del tutto analoga nell'evoluzione delle rendite di congestione (CCT), rappresentata in Figura 8 a livello zonale sempre nel medesimo periodo 2005-2009 (aprile), che indica ad esempio per la Sicilia un forte aumento del CCT nel corso del 2008, confermato dai primi mesi del 2009. Oltre alla differenziazione nei prezzi zionali, cioè alla variabilità geografica del prezzo dell'energia

elettrica all'ingrosso, è opportuno analizzarne anche la volatilità in termini temporali: come mostrato in Figura 9 sempre la Sicilia, insieme alla Sardegna, in secondo ordine, presentano la maggiore volatilità in termini di CCT, con un impatto non trascurabile sul livello di rischio sostenuto dagli operatori.

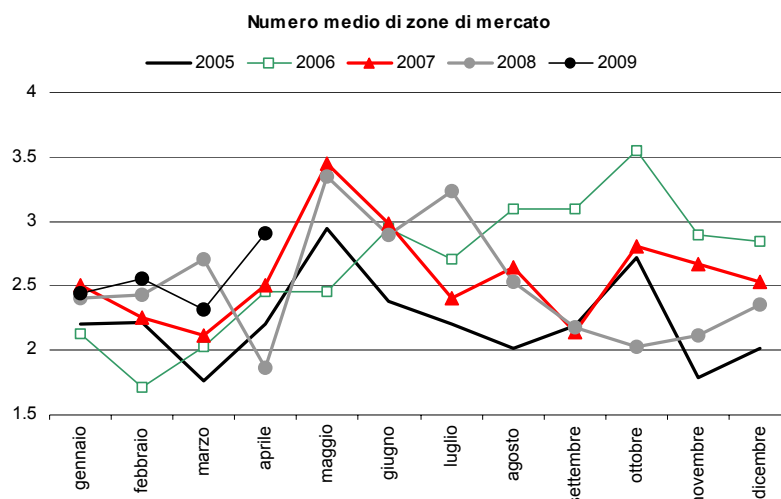


Figura 6. Evoluzione della segmentazione del Mercato Elettrico [2005 - 2009 aprile].
Fonte: elaborazione REF dati GME

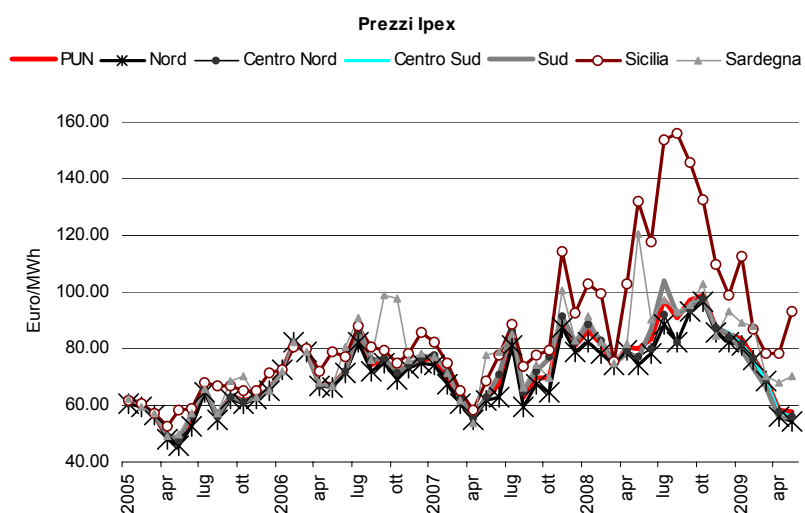


Figura 7. L'evoluzione dei prezzi IPEX [2005 - 2009 maggio].
Fonte: elaborazione REF dati GME

Nel prossimo paragrafo ci si focalizza, pertanto, su alcuni degli interventi più rilevanti predisposti da Terna per rimuovere congestioni sia inter- sia intra-zonali della rete nazionale, dettagliando lo stato di avanzamento secondo le indicazioni contenute nell'ultimo Piano di Sviluppo di Terna.

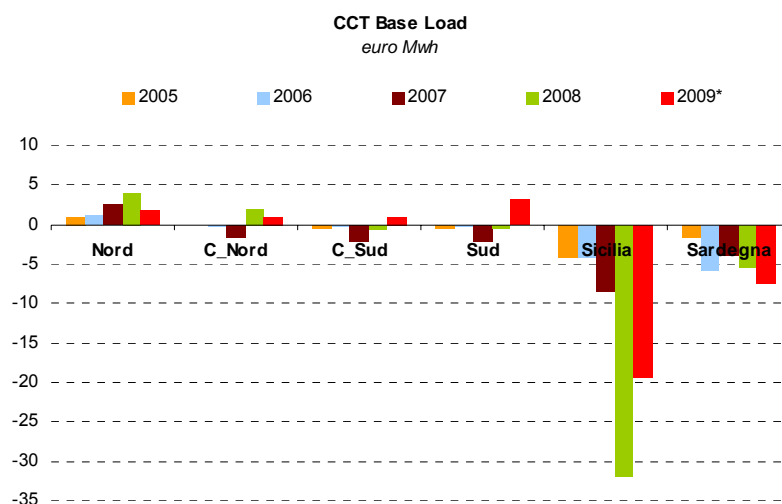


Figura 8. Andamento della rendita da congestione negli anni 2005-2009 (aprile): ripartizione per zone del mercato elettrico.

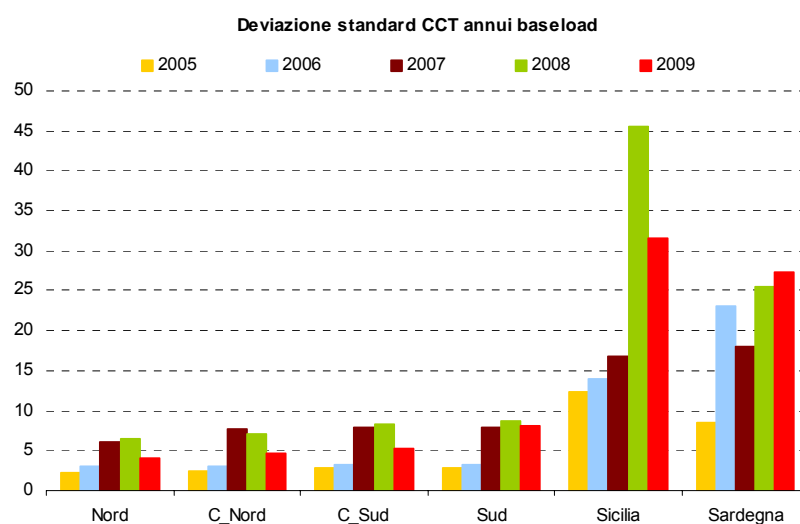


Figura 9. Deviazione standard della rendita da congestione negli anni 2005-2009 (aprile): ripartizione per zone del mercato elettrico.

Anche con riferimento agli oneri del servizio di dispacciamento, dalla **Figura 10** si evince come il costo degli oneri ex-ante del MSD sia in costante aumento negli anni, con l'eccezione della zona Centro Sud, che presentava tuttavia una crescita anomala nel periodo luglio 2006 - giugno 2007. Una conferma di questo andamento al rialzo viene anche dalla **Figura 11**, che mostra l'andamento della componente *uplift* a copertura degli oneri dei servizi di dispacciamento, dal gennaio 2005 a maggio 2009. In particolare, si osserva un andamento altalenante peraltro mai in riduzione, con una vera impennata nella seconda metà del 2008. Solo nei primi mesi del 2009 l'effetto concorrente della crisi economica (con il forte ridimensionamento della domanda elettrica) e di alcuni cambiamenti nella regolazione del dispacciamento riducono l'*uplift*, ma già dal mese di aprile si evidenzia un ritorno al *trend* di aumento.

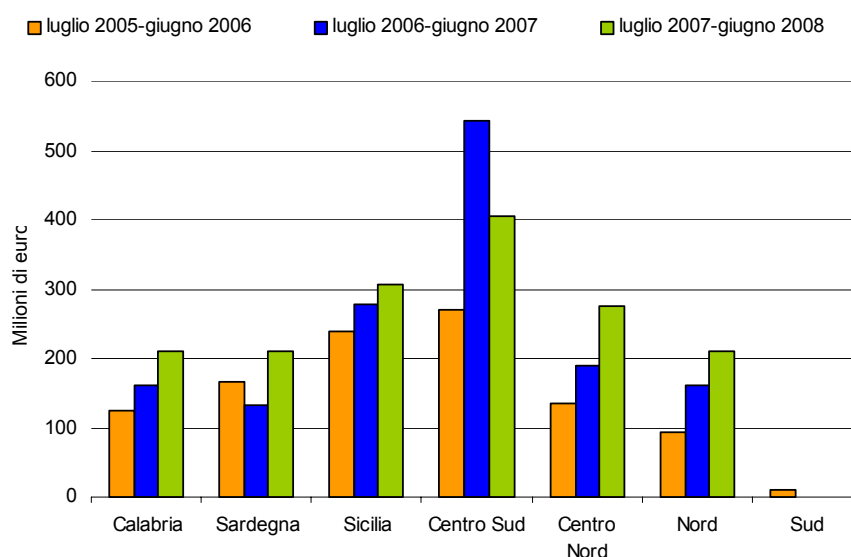


Figura 10. Oneri ex-ante del Mercato dei servizi di dispacciamento [2005 lug – 2008 giu].

Fonte: elaborazione REF dati GME

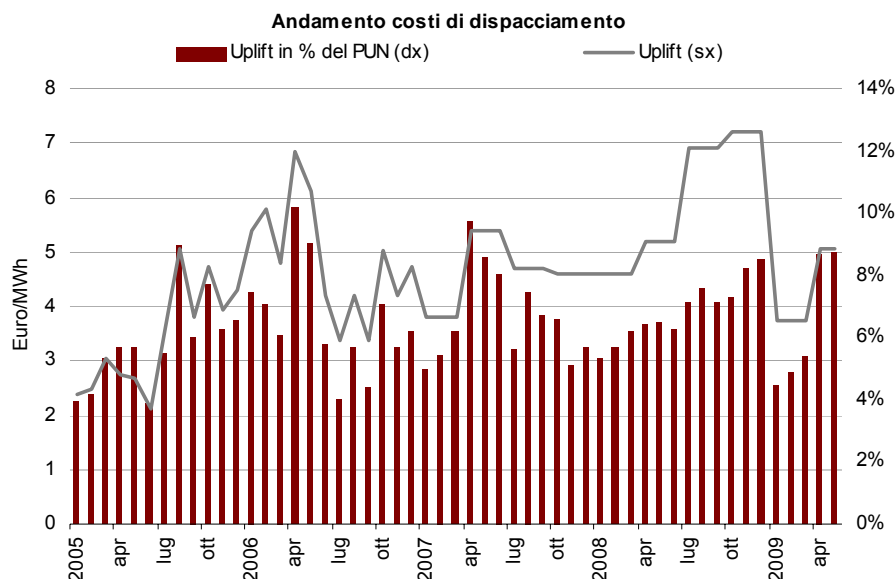


Figura 11. Andamento della componente *uplift* a copertura degli oneri del servizio di dispacciamento.

Fonte: elaborazione REF dati GME

3.3 Il Piano di Sviluppo 2009: ricognizione e stato di avanzamento dei progetti prioritari

A due mesi circa dalla definitiva approvazione del Piano di Sviluppo 2008 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE)⁵, Terna ha posto in consultazione il nuovo Piano 2009, ai sensi della normativa relativa alla Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Dalla relativa analisi è dunque possibile verificare l'avanzamento dei progetti più urgenti ai fini dell'efficienza del funzionamento del mercato elettrico e discutere in merito agli ostacoli riscontrati nel processo di realizzazione di tali opere. A questo proposito, anche il nuovo Piano 2009 non prevede il completamento per il 2010 di quasi nessuno degli interventi atti a rimuovere le principali criticità della rete italiana di trasmissione elettrica, con l'eccezione tuttavia del collegamento sottomarino ad altissima tensione tra Sardegna e Penisola Italiana (SA.PE.I.), di cui si conferma il completamento per il 2009. La lettura del corposo documento evidenzia, in alcuni casi, un rallentamento nell'avanzamento anche delle opere prioritarie, la cui data di compimento, infatti, subisce, nella maggior parte dei casi, uno slittamento di uno/due anni. L'ulteriore punto dolente riguarda, appunto, l'affidabilità di tali nuove previsioni, dal momento che risulta oltremodo arduo ricavare, dalle sole informazioni fornite da Terna nel

⁵ Tale approvazione è stata resa pubblica dallo stesso MSE tramite comunicato su Gazzetta Ufficiale n. 15 del 20.01.2009.

Piano, una quantificazione delle attività già svolte e ancora da svolgere sia nella fase di concertazione con Enti locali e Regioni coinvolte, sia durante il formale iter autorizzativo. Non si vogliono qui certo minimizzare le difficoltà del processo di realizzazione di tali opere (su cui ci si focalizzerà nella prossima sezione), caratterizzate da fenomeni diffusi di opposizione locale al pari di altre infrastrutture del settore energetico: analisi e studi internazionali confermano a tal proposito simili criticità anche a livello europeo e statunitense. Piuttosto, ciò che è opportuno sottolineare è come l'attribuzione dei ritardi a generiche "complessità dell'iter autorizzativo", senza un contestuale quadro puntuale degli avanzamenti occorsi nell'anno trascorso, accanto all'eventuale indicazione dei principali colli di bottiglia procedurali già superati o previsti, introduca margini di incertezza difficilmente quantificabili, che gravano di inefficienze non solo il funzionamento attuale del mercato elettrico ma anche le decisioni di investimento future, in termini ad esempio di scelte di localizzazione o di tecnologia di nuovi impianti di generazione.

3.3.1 Il Piano di sviluppo 2009: avanzamento dei progetti prioritari

A livello generale, Terna ha dichiarato, in occasione della presentazione del "Piano strategico 2009-2013" avvenuta all'inizio del mese di febbraio 2009, un investimento complessivo di 2.6 miliardi di euro dedicati a progetti di sviluppo, di cui circa 1.5 miliardi di euro già predisposti, ma ancora in attesa di ultimare l'esame della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), tappa necessaria per completare l'iter autorizzativo. A fronte di uno sforzo così rilevante, pare opportuno monitorare l'effettivo avanzamento delle opere già presenti nei Piani precedenti, almeno con riferimento ai progetti prioritari per l'efficienza di funzionamento del mercato elettrico. In particolare, Terna, nel Piano di Sviluppo 2009 segnala l'avvio a fine del 2008 dell'iter autorizzativo di due opere estremamente critiche al fine del superamento delle attuali limitazioni sulla rete di trasmissione nazionale. Si tratta, nello specifico, dell'elettrodotto a 380 kV Trino - Lacchiarella (tra Piemonte e Lombardia) e dell'elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Redipuglia (in Friuli Venezia Giulia). Contestualmente, tuttavia, e per entrambe le opere, Terna indica uno slittamento al 2012 delle date previste di completamento, con un ritardo rispettivamente di uno e due anni rispetto alle attese contenute nel Piano precedente⁶. E questo malgrado tali opere siano state definite ai sensi della Legge Obiettivo (L. 443/2001) "strategiche e di preminente interesse nazionale" e come tali siano state inserite a fine 2005 nell'allegato Infrastrutture del DPEF 2006-2009, insieme a quelle già contemplate dal provvedimento CIPE del 21.12.2001 (**Tabella 3**). Va tuttavia segnalato come già a partire dal 2006 Terna abbia rinunciato a tale opzione per tutti i nuovi interventi, ritenendola inefficace e non adeguata da accelerare l'iter.

⁶ E' notizia recente la firma del Protocollo di Intesa avvenuta il 27 maggio 2009 tra Terna Regione Piemonte sulla fascia di fattibilità di tale linea, all'interno della quale è stato individuato il tracciato condiviso tra gli enti firmatari.

<i>Regione</i>	<i>Opera</i>
Piemonte e Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino (VC) - Lacchiarella (MI)
Lombardia e Emilia Romagna	Elettrodotto 380 kV Voghera (PV) - La Casella (PC)
Friuli Venezia Giulia	Tratti italiani Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Okroglo (Slovenia)
	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia (GO)
Emilia Romagna e Toscana	Elettrodotto 380 kV Calenzano (FI) - Colunga (BO)
Emilia Romagna	Elettrodotto 380 kV La Casella (PC) - Caorso (PC)
Campania e Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento
	Elettrodotto 380 kV Montecorvino (NA) - Benevento
Calabria e Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente (ME) - Rizziconi (VV)

Fonte: elaborazioni REF dati Piano di Sviluppo Terna 2007

Tabella 3. Principali opere prioritarie "strategiche e di preminente interesse nazionale" ai sensi della legge 443/2001 (Legge Obiettivo).

In realtà, il quadro appare sconcertante per l'intera generalità dei progetti essenziali a rimuovere gli attuali colli di bottiglia della rete, caratterizzati nella quasi totalità dei casi da ritardi di uno o due anni rispetto alle indicazioni dell'anno precedente. Il punto più critico è però rappresentato dalla regolarità con cui Terna sostanzialmente differisce di anno in anno le stime precedenti, minando in questo modo l'affidabilità e la credibilità delle nuove previsioni, come evidenzia la **Tabella 4** che riporta per alcune linee prioritarie l'aggiornamento delle date di completamento assegnate via via nei Piani di Sviluppo dal 2002 al 2009.

Tabella 4. L'evoluzione dei Piani di sviluppo di Terna: date di completamento delle principali linee

<i>Linee</i>	<i>PdS 2002</i>	<i>PdS 2003</i>	<i>PdS 2004</i>	<i>PdS 2005</i>	<i>PdS 2006</i>	<i>PdS 2007</i>	<i>PdS 2008</i>	<i>PdS 2009</i>
Trino-Lacchiarella	non indicata	gen-05	medio-lungo	dic-08	2011	2011	2011	2012
Voghera-La Casella	non indicata	dic-04	medio-lungo	lungo	lungo	lungo	lungo	lungo
Udine Ovest-Okroglo	/	giu-06	medio-lungo	feb-09	2010	2011	2013	lungo
Udine Ovest-Redipuglia	non indicata	dic-06	medio-lungo	apr-09	2011	2010	2010	2012
Calenzano-Colunga	/	non indicata	medio-lungo	mar-10	2011	2010	2012	2013
La Casella-Caorso	/	/	medio-lungo	dic-08	2011	2010	2010	2012
Foggia-Benevento	/	non indicata	medio-lungo	feb-08	2010	2009	2010	2012
Sorgente-Rizziconi	non indicata	dic-06	medio-lungo	ago-09	2010	2010	2012	2013

Fonte: elaborazioni REF dati Piani di Sviluppo Terna da 2002 a 2009

di trasmissione.

Quali impedimenti sono all'origine di un tale stabile rallentamento nell'esecuzione di opere così prioritarie? A questo proposito, prima di riportare le spiegazioni addotte da Terna, è opportuno richiamare le principali tappe che scandiscono il percorso di realizzazione di tali opere.

3.4 Il processo di realizzazione degli interventi di sviluppo della rete: definizione dei progetti e iter autorizzativo

Prima di ricostruire le fasi che scandiscono l'iter di realizzazione dei singoli interventi di potenziamento della rete è necessario ripercorrere l'intero processo seguito dal Piano di Sviluppo nel suo complesso. Infatti, ogni nuovo intervento, prima di intraprendere il faticoso percorso di definizione, autorizzazione e realizzazione, viene inizialmente inserito nel Piano di Sviluppo annuale della rete. Conviene pertanto suddividere il processo con riferimento dapprima al Piano nel suo complesso e, quindi, al singolo progetto.

Prima però di iniziare a descrivere nel dettaglio l'intero iter autorizzativo, è opportuno precisare come Terna individua e decide i singoli interventi. I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono infatti delineati anche nel Codice di Rete, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN persegua l'obiettivo:

“...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici”.

In particolare, gli input previsionali che Terna utilizza nella predisposizione degli scenari per valutare nel medio termine l'adeguatezza della rete attuale e, quindi, degli eventuali ulteriori sviluppi necessari per continuare a garantirla anche nel futuro (si veda anche la **Figura 12**):

- i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
- lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (ri-potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali);
- l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;

- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

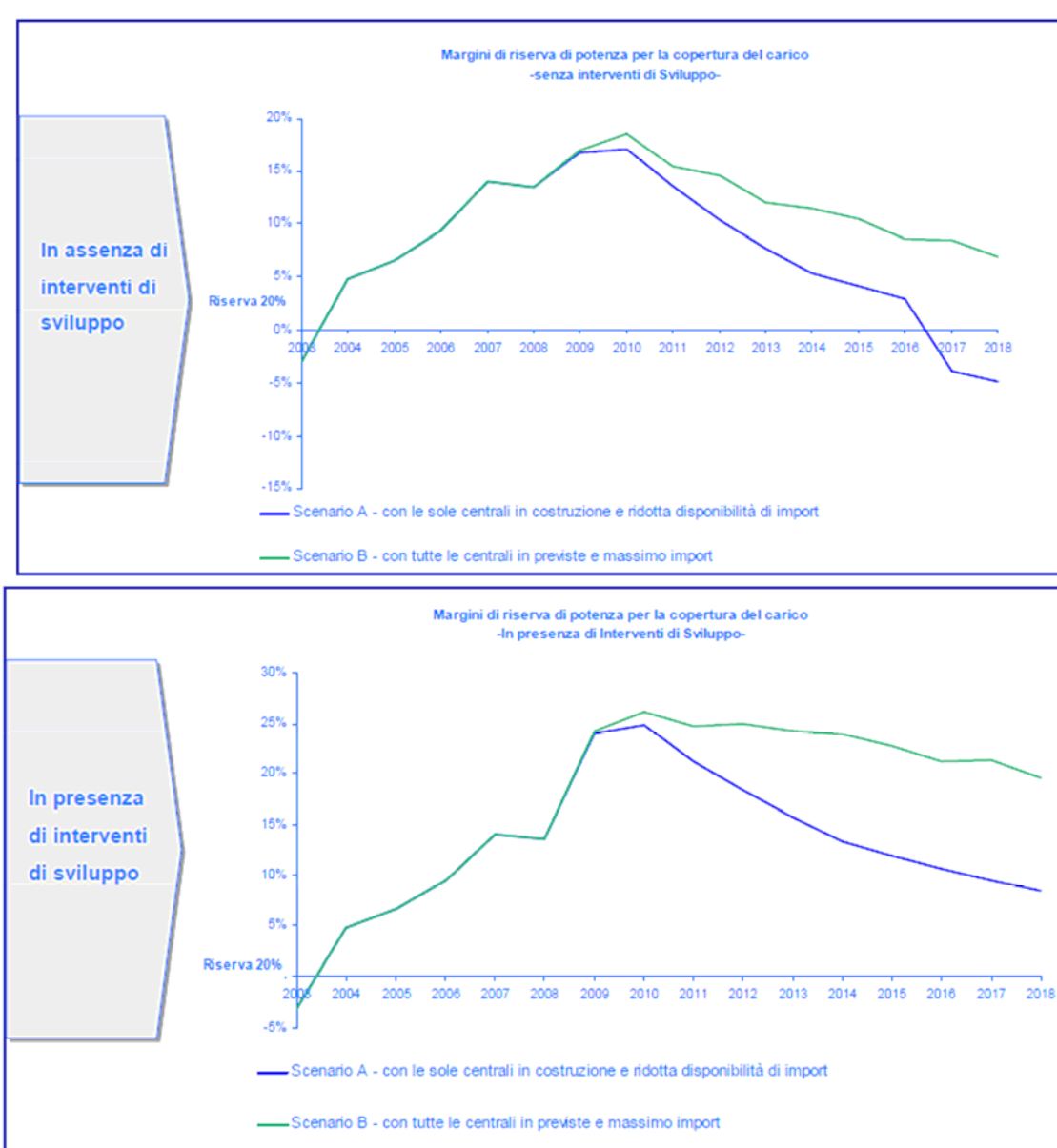


Figura 12. Adeguatezza della rete nel breve-medio termine: margini di riserva di potenza per la copertura del carico in assenza (in alto) e in presenza (in basso) di interventi di sviluppo della rete.
Fonte: Terna, Piano di sviluppo 2009.

A commento di quanto appena esposto vi sono però almeno due questioni da sottolineare. In primo luogo, nel processo di pianificazione della rete non si assumono come input obiettivi di *welfare* della collettività: le scelte non poggiano quindi su considerazioni di tipo economico (se non le considerazioni relative alla persistenza di congestioni che impediscono il funzionamento

efficiente del mercato elettrico). A questo riguardo, se è oltremodo complesso procedere con una valutazione degli impatti economici di nuove linee elettriche (anche l'esperienza internazionale è del tutto limitata o recente a livello principalmente di proposte o casi pilota), in linea di principio andrebbero precisamente considerati ed inclusi tutti i benefici strategici in un'analisi esaustiva di costi – benefici dell'investimento.

In secondo luogo, la pianificazione della rete è da qualche anno esplicitamente condizionata dalle ipotesi sullo sviluppo del parco di generazione. Questo approccio può originare una serie di potenziali inefficienze nei termini seguenti. Innanzitutto, se lo sviluppo della rete segue sistematicamente a posteriori lo sviluppo del parco di generazione, dato lo sfasamento nei tempi di autorizzazione delle due tipologie di investimento, è inevitabile il riproporsi anche per il prossimo decennio di periodi transitori, ma non trascurabili, quale quello attualmente in corso, di inefficienza del sistema: dispacciamento non ottimale dei nuovi impianti più efficienti a causa di conseguenti congestioni di rete non ancora risolte, con costi aggiuntivi che si ripercuotono sui consumatori. Inoltre, occorre tener conto come, nei fatti, anche le scelte di localizzazione delle centrali di generazione solo in minima parte siano state guidate da segnali di prezzo (o comunque di struttura del mercato in termini di deficit/surplus di offerta e andamento della domanda). Si veda a questo proposito la **Tabella 5** che presenta i risultati di uno studio econometrico che ha analizzato i fattori che più hanno guidato le scelte di localizzazione degli impianti nel periodo 1999-2006. Ciò che si evince, in dettaglio, è come le scelte degli investitori siano state prevalentemente determinate dalla percezione colta dagli investitori sulla propensione all'opposizione di Enti e comunità locali, allo scopo di minimizzare l'impatto dei possibili ritardi, anche a scapito di altri fattori tradizionali e di settore. Si sottolinea quindi l'incongruenza, ai fini di uno sviluppo ottimale del sistema elettrico, di una pianificazione della rete che segua e si adatti ex-post a scelte di localizzazione che sono state solo in minima parte guidate da segnali economici.

<i>Categoria di indicatori locali</i>	<i>Elasticità</i>
Struttura dell'offerta (riduzione del deficit)	-0.4%
Dotazione di infrastrutture	+1.9%
Politica regionale sfavorevole	-0.7%
Propensione all'opposizione	-21.0%
<i>Fonte: elaborazione REF</i>	

<i>Categoria di indicatori locali</i>	<i>Elasticità</i>
Struttura dell'offerta (riduzione del deficit)	-0.4%
Dotazione di infrastrutture	+1.9%
Politica regionale sfavorevole	-0.7%
Propensione all'opposizione	-21.0%
<i>Fonte: elaborazione REF</i>	

Tabella 5.L'impatto di potenziali driver (raggruppati per categoria) sulle scelte di localizzazione di nuovi impianti di generazione [2002-2007].

Fonte: elaborazione REF da Groppi (2008)

Al contrario, sono state recentemente formulate diverse proposte (si veda ad esempio lo studio di Budhreja *et al.*, 2009⁷) che sottolineano la necessità di una pianificazione ottimale della rete coordinata con lo sviluppo del parco di generazione, addirittura quantificando i benefici potenziali di incremento di capacità di trasmissione anche in termini di impatto sulle scelte di investimento nel settore della generazione e valutando l'effetto di sostituibilità di tali investimenti⁸.

⁷ Budhreja V.S., Mobasheri F., Ballance J., Dyer J., Silverstein A., Eto J. H., 2009. Improving Electricity Resource-Planning process by Considering the Strategic Benefits of Transmission, *The Electricity Journal*, Vol. 22, Issue 2, March.

⁸ Meyer D. e Sedano R., 2002. *Transmission Siting and Permitting*, National Transmission Grid Study, DOE USA.

Box 2- Le scelte di localizzazione delle centrali termoelettriche nel periodo 2002-2007.

Il modello econometrico ha stimato la probabilità di scelta di una determinata località, valutando l'incidenza di una serie di fattori (variabili localmente), raggruppati in alcune categorie: di mercato, di regolazione, di dotazione infrastrutturale, e di propensione all'opposizione locale (attraverso opportuni indicatori socio-economici).

In particolare, la Tabella 5 presenta il risultato della stima in termini di elasticità: questo fattore misura l'incremento percentuale nella probabilità (media), per una determinata località, di essere selezionata per ospitare un impianto, a fronte di un contestuale incremento di un punto percentuale per ogni indicatore appartenente alla categoria indicata. In dettaglio, con riferimento alla categoria "struttura di mercato", una riduzione del 1% del deficit atteso avrebbe comportato solo una riduzione dello 0.4% della probabilità di localizzazione; la presenza di infrastrutture di rete avrebbe incremento tale probabilità solo del 1.9%; la presenza di un orientamento sfavorevole da parte della Regione di appartenenza avrebbe ridotto la probabilità dello 0.7%; mentre un incremento unitario complessivo degli indicatori di propensione all'opposizione locale avrebbe inciso in maniera preponderante, riducendo di un sorprendente 21% la probabilità di scelta della località come sede di un impianto termoelettrico.

Il Piano di Sviluppo

Terna predispone annualmente il Piano di Sviluppo per rispondere alle criticità attuali di funzionamento della rete e alle esigenze di sviluppo derivanti dagli scenari attesi di medio-lungo termine sull'evoluzione della domanda e dell'offerta. Il Piano contiene, infatti, sia i nuovi interventi individuati e previsti per garantire la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico in un orizzonte di medio termine sia un aggiornamento dei progetti già presenti nelle edizioni precedenti del Piano, necessari a garantire (o ripristinare) livelli ottimali di sicurezza ed efficienza del sistema elettrico attuale.

Dal punto di vista temporale, Terna presenta la proposta di Piano di sviluppo nell'autunno dell'anno precedente sottoponendolo alla fase di *scoping* (prevista dalla procedura sperimentale di Valutazione Ambientale Strategica – VAS⁹) e ad una serie di verifiche preliminari da parte del Comitato di Consultazione degli Utenti, composto da una pluralità di *stakeholders*, tra cui Associazioni dei produttori (Assoelettrica, APER per le fonti rinnovabili), Federutility, rappresentanti di *traders*, associazioni di consumatori.

⁹ La VAS, introdotta in Europa dalla Direttiva 2001/42/CE, è uno strumento di analisi preventiva finalizzato a valutare gli impatti derivanti dall'attuazione di piani e programmi, ed è stata recepita in Italia dal D. Lgs. 152 del 3 aprile 2006, successivamente modificato dal D. Lgs. 4 del 16 gennaio 2008.

Si avvia dunque una fase di discussione attiva e di valutazione preliminare, in cui Terna intende stabilire un dialogo con i soggetti coinvolti nello sviluppo della rete. In questa fase, Terna predispone il Rapporto ambientale che illustra gli impatti significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale, nonché le ragionevoli alternative che possono essere adottate in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale interessato dal piano, oltre ad un documento di *scoping*, (di sintesi non tecnica dei due documenti) allo scopo di facilitare i soggetti interessati ad esprimere pareri e proporre contributi.

Anche il Comitato partecipa alla stesura del Piano sia in questa fase iniziale, durante la quale ha un monitoraggio costante dell'avanzamento del Piano, sia nell'ambito di una procedura formale che assegna al Comitato la facoltà di formulare al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) proprie osservazioni sul Piano e di esprimere un parere formale (non vincolante) precedente l'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Terna.

Una volta che il Piano è stato così consolidato (eventualmente modificato e integrato sulla base delle osservazioni raccolte), a valle della consultazione con i soggetti del Comitato, viene sottoposto all'approvazione da parte del CdA di Terna. A questo punto, il Piano deliberato segue le fasi previste dalla Valutazione Ambientale Strategica in tema di consultazione pubblica (60 giorni) e di istruttoria presso il Ministero dell'Ambiente (MATT), che deve esprimere, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), un parere motivato entro 90 giorni. La diffusione del Piano avviene attraverso la sua pubblicazione sul sito web di Terna e dei Ministeri competenti, oltre che attraverso l'invio a tutte le Amministrazioni pubbliche e Autorità ambientali e paesaggistiche coinvolte.

A questo proposito, sul sito del MATT sono disponibili tutta una serie di documenti utili, tra cui il documento di *scoping* e il verbale della Sottocommissione VAS, con allegate tutte le osservazioni e i contributi pervenuti nei tempi previsti (e oltre il termine di scadenza) da parte dei vari soggetti interessati (istituzionali e non). Infine, entro i successivi 60 giorni, il MSE verifica la conformità del Piano e, in caso positivo, ne notifica l'approvazione, eventualmente vincolandola a prescrizioni e rendendola nota attraverso un comunicato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale.

I tempi tipici prevedono che il Piano relativo ad un generico anno n venga predisposto in versione preliminare nell'autunno dell'anno precedente $n-1$, sia quindi avviata la fase di *scoping* del processo di VAS, e venga approvato nella sua versione definitiva dal CdA di Terna entro la fine sempre dell'anno $n-1$, dopodiché venga sottoposto al processo di consultazione pubblica nell'anno seguente, per essere approvato dal MSE alla fine dell'anno n stesso.

Il singolo progetto di elettrodotto

A seguito di una esigenza elettrica riscontrata da Terna, che pregiudicherebbe il funzionamento in sicurezza ed efficienza della rete, Terna individua una nuova linea di trasmissione di connessione tra due porzioni di rete esistenti e inserisce tale intervento nel Piano di sviluppo annuale. Generalmente in questa fase ancora le opere non sono localizzate univocamente sul territorio, tanto meno ne è definito il tracciato.

Dal momento dell'approvazione del Piano da parte del MSE (con eventuale accoglimento di possibili prescrizioni), ha inizio l'iter vero e proprio per il nuovo progetto così individuato. In maniera schematica, è possibile suddividere l'intera procedura in tre macro-fasi, come rappresentato in **Figura 13**, ove i soggetti indicati tra parentesi indicano il responsabile del coordinamento per ciascuna fase:

1. la fase di concertazione
2. la fase di autorizzazione, comprendente la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)
3. la fase di realizzazione (cantiere)

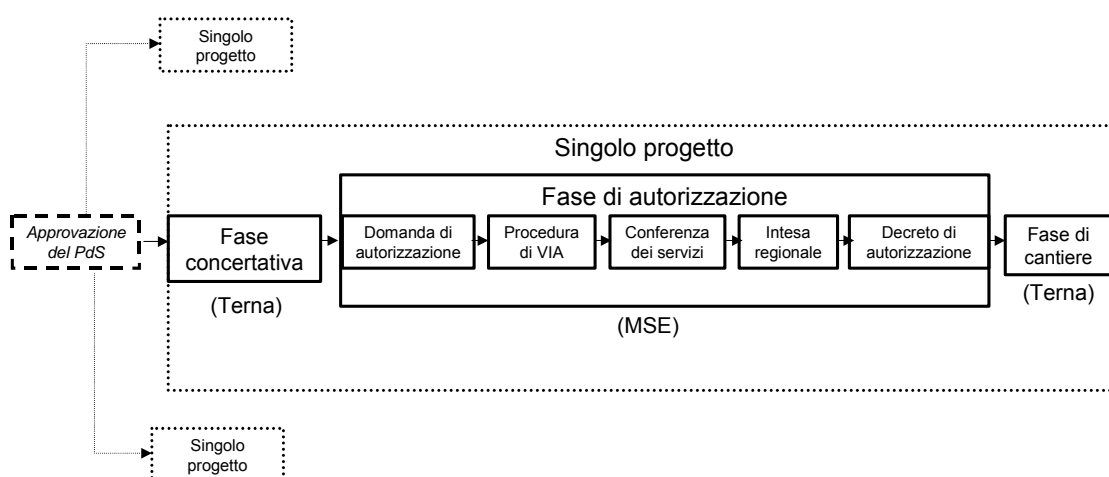


Figura 13. Schema delle principali tappe della realizzazione di un progetto di elettrodotto.
Fonte: elaborazione propria da Terna.

La fase di concertazione rappresenta il processo condiviso con il territorio attraverso cui la risposta all'esigenza elettrica (il nuovo intervento individuato e presentato nel Piano) trova la sua soluzione localizzativa, in cui viene definito il tracciato (o al limite alcune precise alternative di tracciato) e, dunque, la porzione di territorio interessato e gli Enti locali direttamente coinvolti dalla realizzazione del nuovo elettrodotto. E' una fase coordinata da Terna che interagisce con tutte le Amministrazioni locali e Autorità paesaggistiche coinvolte, in primis le Regioni. A sua volta, è schematizzabile in una serie di sotto-fasi che rappresentano altrettanti output di questo processo.

- a. Condivisione dei criteri ERPA con la/le Regione/i

- b. Definizione dei corridoi
- c. Definizione della fascia di fattibilità
- d. Definizione del tracciato
- e. Sottoscrizione del Protocollo di intesa con tutti (o una parte rilevante di essi) gli Enti locali coinvolti che sancisce l'accordo sul progetto.

In particolare, il primo *step* si conclude con la condivisione dei criteri per la discriminazione del territorio, i cosiddetti criteri ERPA (Esclusione Repulsione Problematicità Attrazione) che sono funzionali alla successiva definizione del corridoio all'interno dell'area vasta ove è possibile la realizzazione di linee ad alta o altissima tensione. Già questo secondo *step* richiede una vasta e profonda concertazione con le Regioni. La classificazione del territorio attraverso i criteri ERPA condivisi consente quindi di determinare la cosiddetta area di fattibilità all'interno della quale individuare la fascia di fattibilità preferenziale per poi procedere con la progettazione della linea. In questa analisi la concertazione è estesa anche agli Enti locali il cui territorio è direttamente attraversato dalla fascia di fattibilità, anche per la loro approfondita conoscenza del territorio. Applicando i criteri ERPA e tenendo conto di ulteriori caratteristiche del territorio (quali ad esempio la presenza di suoli adibiti ad usi agricoli piuttosto che di aree destinate a futura espansione residenziale), di eventuali vincoli del sistema elettrico e del processo di concertazione con gli Enti locali, si arriva infine a stabilire il tracciato e si avvia la progettazione di dettaglio dell'opera. Condiviso il tracciato è prassi la sottoscrizione di un Protocollo di intesa con la Regione e gli Enti locali che saranno effettivamente interessati dall'elettrodotto. Nella realtà, è sicuramente essenziale raggiungere l'assenso della Regione, dal momento che l'iter autorizzativo (si veda il seguito) prevede esplicitamente l'intesa regionale come una delle condizioni necessarie al rilascio dell'autorizzazione. Con riguardo agli Enti locali coinvolti, formalmente non è necessario raggiungere un accordo con la totalità dei Comuni e Province coinvolti (anzi in linea di principio il Protocollo è un momento del tutto opzionale non vincolante in termini di successivo esito dell'iter), tuttavia è garanzia di una scelta condivisa da tutte le parti coinvolte, oltre a rappresentare un segnale forte di responsabilizzazione degli Enti locali che sottoscrivono l'accordo e si impegnano pertanto a non contrastarlo in fase autorizzativa.

Con riguardo alla fase autorizzativa vera e propria, le tappe sono stabilite dalla L. 290/03, che prevede una durata massima di 180 giorni, analogamente a quanto stabilito dalla L.55/02 che governa l'iter autorizzativo per le centrali termoelettriche di grossa taglia (ma analogamente smentita nella realtà). La richiesta di autorizzazione per lo specifico progetto presentata da Terna al MSE inizia formalmente il processo autorizzativo. Il procedimento è coordinato da un responsabile designato all'interno del Ministero. Si possono individuare quattro momenti fondamentali che si succedono in sequenza: la procedura di VIA, generalmente la fase più complessa di tutto l'iter, a cui imputare gran parte della durata del procedimento stesso; la

Conferenza dei servizi conclusiva (a cui partecipano tutte i soggetti, le Autorità e le istituzioni locali coinvolte, oltre alla Regione deputata a dare l'intesa), nella cui sede viene presa la decisione a maggioranza sull'esito del procedimento; l'espressione dell'intesa da parte della Regione; infine, il rilascio dell'autorizzazione attraverso l'emanazione di un decreto ministeriale del MSE, di concerto con il MATT. Due e distinte sono le condizioni necessarie a tale rilascio: il parere positivo sull'impatto ambientale dell'opera da parte della Commissione VIA, istituita presso il Ministero dell'ambiente, formalizzata attraverso l'emanazione di un decreto di VIA; e l'espressione dell'intesa positiva da parte della Regione coinvolta.

Una volta autorizzata l'opera, Terna può avviare il cantiere e procedere con la realizzazione fisica della linea.

3.4.1 I tempi di realizzazione e gli ostacoli

La durata delle fasi è molto variabile a seconda della tipologia di intervento considerato, con riferimento in particolare a due variabili: lo sviluppo in lunghezza, e quindi, il numero di Enti locali e Regioni coinvolte dall'opera; la tipologia del progetto, elettrodotto aereo o interrato o cavo sottomarino. Ovviamente, maggiore il numero di Amministrazioni potenzialmente coinvolte, più faticosa e laboriosa la fase di concertazione; analogamente lo sviluppo di un cavo sottomarino incontra relativamente pochi ostacoli e resistenze per via del grado ridotto di invasività percepita sul territorio.

I tempi medi si attestano sui tre anni per la fase concertativa; due anni per la fase autorizzativa¹⁰; un anno e mezzo per fase di cantiere, per un totale di poco meno di sette anni. In realtà, dato il numero non elevato di opere prioritarie, esiste una forte variabilità a seconda dello specifico progetto. Si individuano casi positivi, caratterizzati da tempi più celeri, quali il cavo sottomarino SAPEI di collegamento della Sardegna al Centro-Sud (il cui cantiere è già aperto) o la linea Chignolo Po - Maleo tra le Province di Pavia e Lodi, già provvista di parere positivo di VIA e in attesa di convocazione della Conferenza dei servizi finale (di cui è atteso entro quest'anno il relativo decreto di autorizzazione), la cui concertazione si è conclusa entro i due anni. All'estremo, si trova ad esempio la linea Trino-Lacchiarella, tra Piemonte e Lombardia, caratterizzata da una fase concertativa molto prolungata (cinque anni), sia per via di sue caratteristiche "tecniche" (lunghezza di linea pari a quasi 100 km; coinvolgimento di due Regioni, tre Province, 34 Comuni attraversati; due Parchi, con 41 enti coinvolti, territori densamente popolati ed edificati) sia perché oggetto di intense contestazioni e proteste da parte delle comunità. Alla fine, si è comunque giunti alla firma di un Protocollo di intesa sottoscritto dalla maggioranza dei Comuni, oltre che dalle Province e Regioni, che ha indotto Terna a presentare formale domanda di autorizzazione al MSE a dicembre 2008.

Con riferimento generale al piano delle opere prioritarie, Terna fornisce un particolareggiato stato di avanzamento per ciascuno dei progetti appartenenti ai Piani precedenti già approvati, in cui vengono spiegate in dettaglio le attività svolte, e aggiornate le date di ultimazione dei progetti. Pur minuziosa nel riportare i singoli avanzamenti, tuttavia, tale descrizione non si rivela sufficientemente efficace da consentire chiaramente né una individuazione degli ostacoli, specifici di ogni progetto, superati o che ancora si frappongono (riassunti genericamente in "difficoltà dell'iter autorizzativo"), né un'identificazione delle attività ancora da compiere e della relativa onerosità, né una valutazione dell'affidabilità delle ultime previsioni aggiornate di ultimazione delle opere. Più nello specifico, e a titolo esemplificativo, l'apertura nel corso del

¹⁰ A titolo di confronto, il tempo dell'iter autorizzativo in sé è del tutto paragonabile a quello delle centrali termoelettriche autorizzate dal 2002 (Vedi Box 3).

2008 di “tavoli tecnici” con Regioni o Enti locali interessati rappresenta indubbiamente un progresso nell’avanzamento delle opere (è il caso ad esempio dell’elettrodotto Trino-Lacchiarella piuttosto che dell’elettrodotto Calenzano-Colunga, tra Toscana ed Emilia Romagna), ma lascia del tutto indeterminato l’esito, le caratteristiche e l’ampiezza di tali confronti tra gestore e soggetti istituzionali. Così come la notifica dell’avvio dell’iter autorizzativo, la cui conclusione entro i due anni successivi è spesso vincolo al rispetto delle nuove date di completamento delle opere, pur rappresentando un segnale di indubbia consistenza, non è di per sé garanzia sufficiente a legittimare le nuove previsioni, dal momento che lo svolgimento dell’iter di altre opere, prolungato ben oltre i termini stabiliti, riesce a smorzare anche un cauto ottimismo. E’ il caso ad esempio dell’elettrodotto Sorgente-Rizziconi (tra Sicilia e Calabria) la cui richiesta di autorizzazione risale a dicembre 2006, ma che vede lo slittamento dal 2012 al 2013 nel nuovo Piano 2009; o il caso dell’elettrodotto Foggia-Benevento, il cui provvedimento autorizzativo risale analogamente a dicembre 2006, ma che vede differire di ben due anni il termine di esecuzione delle opere, pur essendo, fra l’altro, entrambi gli investimenti inseriti nell’allegato Infrastrutture del DPEF 2006-2009. Non è certo in discussione la complessità dell’iter di autorizzazione: il laborioso percorso di concertazione esige continua interazione e pressante coordinamento tra i vari soggetti istituzionali, sia a livello orizzontale tra diverse Regioni confinanti (e Province e Comuni) interessate da linee di trasmissione che si estendono per decine o centinaia di km, sia a livello verticale tra svariati soggetti istituzionali coinvolti (Ministeri, Regioni, Province, Comuni, Enti vari). Ciò che si rileva, tuttavia, è come la corposa e dettagliata descrizione del progresso dei singoli progetti così come dell’avanzamento degli accordi che Terna stipula con le Regioni, sostanzianti nella firma di Protocolli di intesa, aggiornati in modo puntuale e trasparente anche sul sito internet (si veda a questo proposito la **Tabella 6**), non consenta ancora una valutazione “oggettiva” dell’effettivo avanzamento delle opere. In questo contesto, come tentativo di colmare anche parzialmente questa lacuna, nel seguito viene presentata una proposta, del tutto preliminare e da verificare nella sua effettiva fattibilità, relativa all’identificazione di opportuni indicatori di monitoraggio dello stato di avanzamento delle opere, almeno di quelle “sensibili”, anche ai fini di un contributo alla discussione attuale sulla necessità di favorire lo sviluppo delle necessarie infrastrutture energetiche.

<i>Regione</i>	<i>Anno</i>
Piemonte	2002
Calabria	2003
Emilia Romagna	2003
Lombardia	2003
Sicilia	2004
Campania	2004
Basilicata	2004
Umbria	2005
Toscana	2005
Marche	2005
Sardegna	2006
Prov. autonoma Trento	2006
Abruzzo	2007
Puglia	2008
Molise	2008
Friuli Venezia Giulia	ancora in corso di definizione
Liguria	ancora in corso di definizione
Lazio	ancora in corso di definizione
Prov. autonoma Bolzano	ancora in corso di definizione
<i>Fonte: elaborazioni REF dati Terna</i>	

Tabella 6. Elenco Regioni per anno di stipula dei Protocolli di intesa stipulati con Terna.

Fonte: elaborazione REF su dati Terna

Da questo accenno sui tempi medi di ciascuna fase e dalla breve analisi dei Piani di sviluppo degli ultimi anni, sembra comunque che le difficoltà e gli ostacoli maggiori risiedano principalmente nella concertazione. Si tratta peraltro di una fase del tutto opzionale, non vincolante in alcun modo al successivo esito dell'iter, almeno formalmente, e dunque suscettibile di comportamenti strumentali da parte degli Enti locali che non hanno alcun interesse e volontà a giungere ad un accordo con Terna, ancor meno in tempi brevi, che stabilisca e sancisca un coinvolgimento diretto del loro territorio¹¹. D'altro canto tale fase, se trascurata, avrebbe immediate e sicure conseguenze nella fase successiva di iter, irrigidendo le posizioni sia degli Enti locali, sia, più grave, della Regione deputata ad esprimere la necessaria intesa. Svolge pertanto un ruolo fondamentale in un processo di partecipazione e coinvolgimento del territorio, per arrivare ad una scelta il più possibile condivisa ed equa nella valutazione di tutte le possibili alternative di tracciato e sviluppo della linea. Con la diffusione dei fenomeni di tipo NIMBY, difatti, non sarebbe certo più proponibile l'approccio tradizionale di scelta imposta dall'alto, non partecipata e non adeguatamente giustificata. E' in questa prima

¹¹ In questa fase una strategia di non-partecipazione al processo di negoziazione e interazione con Terna può effettivamente rallentare il progetto, favorendo gli interessi dell'Ente locale. Un analogo atteggiamento adottato durante la fase autorizzativa vera e propria sarebbe invece controproducente prevede tappe formali in cui le decisioni non sono vincolate al parere dell'Ente locale coinvolto.

fase, pertanto, che dovrebbero concentrarsi gli sforzi e l'attenzione vigile anche da parte della classe politica.

Al contrario, l'intervento sull'iter autorizzativo, prevedendo l'inserimento delle opere prioritarie nell'allegato Infrastrutture del DPEF, non sembra essersi rivelato così efficace, proprio perché non agisce sulla fase di concertazione e non prescinde dalla necessità, comunque, di effettuare la procedura di VIA, a cui è attribuita gran parte della durata della fase autorizzativa.

A fini di completezza, si tenga conto, tuttavia, di come attualmente le opere prioritarie previste dal Piano di sviluppo di Terna, atte a rimuovere le principali strozzature della rete, abbiano già chiuso tutte la fase di concertazione e si trovino ad affrontare la procedura di VIA, o siano già in attesa della decisione in sede di Conferenza dei servizi, e quindi in dirittura d'arrivo. Per tali opere, pertanto, gli ostacoli principali sono ormai alle spalle e le fila sono ormai gestite a livello centrale, dal Ministero dell'ambiente e/o dello sviluppo economico, per cui gli sforzi debbono ora concentrarsi in quelle sedi. Tuttavia, in un'ottica di sviluppo a medio termine è opportuno porre all'attenzione il problema di come disciplinare la fase di concertazione, al fine di evitare o ostacolare situazioni di stallo e di attesa finì a sé stesse, e rallentamenti analoghi a quelli manifestatisi con i progetti attualmente e finalmente in fase di autorizzazione.

Box 3 - Analogie e differenze al caso delle centrali

Come già accennato nei paragrafi precedenti, lo stallo registrato negli ultimi anni sul fronte della realizzazione dei necessari interventi di sviluppo della rete di trasmissione richiama l'analogia con il ciclo di investimenti in centrali termoelettriche (principalmente alimentate a gas a ciclo combinato) iniziato nel 2000 e appena conclusosi. Le corrispondenze si riferiscono appunto alla situazione di scarsità di offerta all'avvio della liberalizzazione, culminata nel clamoroso black-out del 2003, a cui ha fatto seguito una vera e propria ondata di investimenti da parte dei nuovi entranti del settore, in realtà già avviata dal 2000 e accelerata ulteriormente dalla riforma dell'iter autorizzativo attuato con la L.55/02. L'esito di tale fervore di iniziative nel settore della generazione è ben rappresentato dalla **Figura 14** che indica l'ingresso di nuova potenza termoelettrica per complessivi 17.3 GW nel periodo appena trascorso 2002-2008.

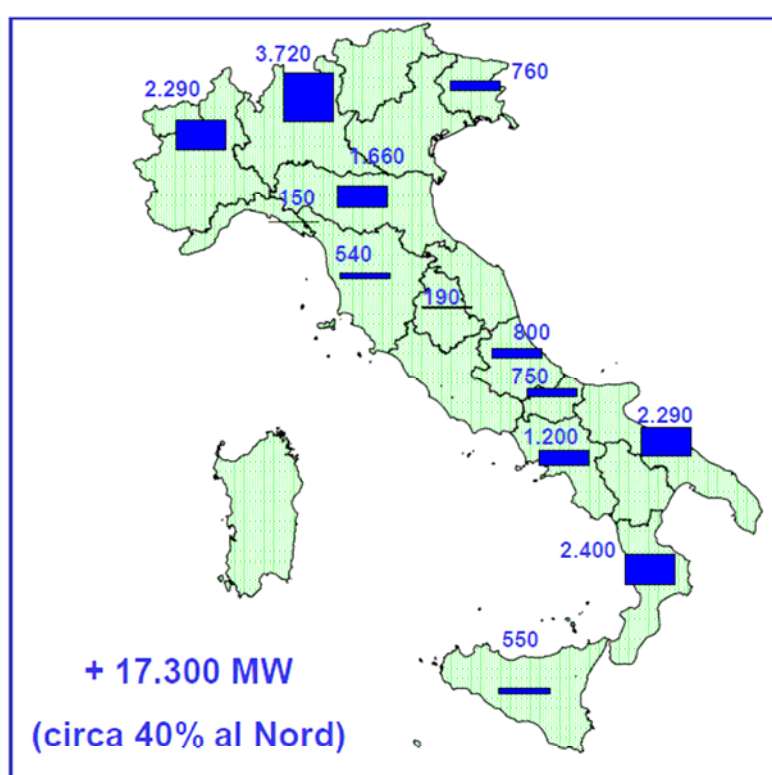


Figura 14. Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2008 [MW].

Fonte: Terna 2009

Tuttavia, come già rilevato, a tale sviluppo nella produzione non è corrisposto, almeno con lo stesso ritmo, il necessario potenziamento della rete di trasmissione. L'analogia sembra pertanto reggere solo nella fase di iniziale penuria, rispettivamente di potenza e di capacità di trasmissione, mentre nella fase di realizzazione, incluso l'iter di autorizzazione, le centrali

sembrano aver viaggiato più speditamente e agilmente, nonostante non siano di certo state risparmiare da fenomeni di opposizione locale più o meno intensi con conseguenti rallentamenti legati a contenziosi con Enti locali o associazioni di vario genere. In un confronto sull'efficacia nel portare a compimento i vari investimenti, tale ragionamento finirebbe indubbiamente per penalizzare Terna rispetto agli investitori in generazione. In realtà, un'analisi più approfondita relativa alla fase autorizzativa evidenzia come i tempi formali di iter si equivalgano, attestandosi intorno ad un valore medio di due anni per entrambi¹², mentre ciò che sostanzialmente fa la differenza è la presenza della fase concertativa, generalmente prolungata e impegnativa per la rete, solo abbozzata per le centrali. Inoltre, l'accostamento reti-centrali deve comunque tener conto di una serie di peculiarità che possono nei fatti aver agevolato l'iter delle centrali. La prima forte differenza deriva dalla caratteristica dei due tipi di investimento, in un caso di natura puntuale, nell'altro lineare. Tale circostanza, per le reti, amplifica il numero dei soggetti istituzionali, e non, coinvolti nella realizzazione dell'opera, complica il processo autorizzativo, rende probabilmente obbligata la fase concertativa per un raccordo preliminare con Regioni ed Enti locali coinvolti, accresce il rischio di opposizioni locali, dilatando pertanto i tempi di realizzazione. Un secondo aspetto è legato alla possibilità per gli investitori di centrali di generazione di far leva sulla creazione di un potenziale indotto¹³, ai fini della costruzione di una soglia minima di consenso da parte della popolazione locale, a cui aggiungere l'abitudine diffusa di riconoscere sia compensazioni sottoforma ad esempio di sconti sull'energia elettrica prodotta, sia interventi di mitigazione ambientale, ad esempio prevedendo, ove fattibile, la possibilità di operare l'impianto in cogenerazione ai fini del teleriscaldamento, riducendo pertanto le emissioni complessive di una zona. Infine, un ultimo elemento si riferisce alla maggiore libertà di scelta in termini di localizzazione per una centrale termoelettrica, con la possibilità di valutazione di diverse alternative di sito, opzione del tutto preclusa nel caso delle reti, che, rispondendo ad un'esigenza elettrica, sono vincolate in termini di localizzazione geografica. In conclusione, pur essendo evidente uno sfasamento nei tempi di realizzazione tra centrali e rete, anche prescindendo dal fatto che le reti seguono temporalmente le decisioni di investimento in generazione, una discussione sulle ragioni del ritardo non può ignorare gli aspetti appena citati, almeno per un confronto *ceteris paribus* con il caso degli impianti di generazione. Da ultimo, si solleva, solo come interrogativo, se non abbia giovato allo sviluppo delle centrali la pressante attenzione esercitata dalla classe politica e, forse, anche l'interesse dell'opinione pubblica, particolarmente sensibilizzate dall'evento di *black-out* nazionale, che non ha interessato in ugual misura, se non negli anni più recenti, il potenziamento della rete.

¹² Per un'analisi quantitativa dei tempi autorizzativi per le centrali termoelettriche si rimanda a Groppi A., 2007. *Progetti di investimento in centrali elettriche*, Collana Quaderni REF n. 40.

¹³ L'indotto è limitato a poche decine di persone durante il funzionamento a regime di una centrale termoelettrica, ma la fase di cantiere solitamente coinvolge imprese e lavoratori locali.

3.5 Interventi per agevolare l'iter dei progetti

Dal momento che gli ostacoli alla realizzazione di grandi opere sono attribuibili in larga misura all'opposizione manifestata dagli Enti e comunità locali, nel seguito si formulano alcuni suggerimenti al fine sia di responsabilizzare tali istituzioni sia di mitigare il costo ambientale principalmente sostenuto di territori da essi rappresentati, in modo da ridurre l'incentivo ad opporsi alla realizzazione di tali progetti. Un miglioramento anche nella codifica e organizzazione delle informazioni relative allo stato di avanzamento dei progetti fornito da Terna avrebbe poi il merito di rendere immediatamente e direttamente manifesto l'emergere di ostacoli, attribuendo inoltre un maggiore grado di affidabilità alle previsioni indicate da Terna sul completamento delle opere.

3.5.1 Il monitoraggio dei progetti prioritari: una proposta

E' percezione diffusa che le infrastrutture di trasmissione elettrica incontrino sostanziali ostacoli nella loro realizzazione, principalmente imputabili a difficoltà procedurali (necessità di coordinamento tra diversi soggetti anche istituzionali coinvolti) e a fenomeni di opposizione locale più o meno intensi. Tali impedimenti sono ancora più critici nel nuovo regime di liberalizzazione, perché amplificano le incertezze e i rischi di investimento associati a decisioni non più pianificate all'interno di un soggetto verticalmente integrato, in condizioni di sostanziale stabilità. In generale si è assistito ad un contestuale cambiamento anche nell'approccio di localizzazione di tali opere, attraverso l'attuazione di un processo che prevede frequenti mediazioni e interazioni con tutti gli attori coinvolti, tra cui anche il pubblico locale, nel tentativo di fronteggiare opposizioni sempre più consapevoli ed agguerrite, con ovvie ripercussioni però sui tempi procedurali. Tuttavia, nonostante tali sforzi, ancora manca una standardizzazione delle pratiche di autorizzazione a livello regionale o una mappatura su scala nazionale dell'effettivo grado di difficoltà di realizzazione. In questo ambito, si potrebbe sviluppare una misura della "difficoltà autorizzativa" delle nuove linee di trasmissione, da applicare ad esempio su un dettaglio regionale. A tale proposito, uno studio recente di Vajjhala e Fishbeck (2007)¹⁴ propone un insieme di quattro indicatori (economico, geografico, di realizzazione, di percezione), eventualmente da adattare alla realtà italiana, la cui aggregazione potrebbe fornire una metrica quantitativa congiunta sia della difficoltà sia dell'urgenza di realizzare nuovi elettrodotti nelle varie Regioni italiane. Questa mappatura avrebbe il vantaggio di individuare in maniera immediata e oggettiva le maggiori criticità a livello nazionale, con un focus almeno

¹⁴ Vajjhala S.P. e Fishbeck P.S., 2007. *Quantifying siting difficulties: A case study of US transmission line siting*, *Energy Policy*, 35, p. 650-671.

regionale, permettendo interventi mirati e assicurando una maggiore responsabilizzazione a livello istituzionale. In un approccio pro-attivo. Inoltre, tale metrica potrebbe far emergere spontaneamente “buone prassi” ed esperienze da diffondere e implementare anche in altri progetti o in contesti differenti. E’ probabilmente scontato, in realtà, che tale processo di condivisione già avvenga nell’attuale sistema, coordinato e guidato da Terna, tuttavia la costruzione di indicatori e l’utilizzo di una mappatura avrebbe il merito di evidenziare in maniera diretta, oggettiva ed esplicita le opere più vulnerabili e critiche, generando una maggiore consapevolezza anche da parte dell’opinione pubblica. In altri termini, rendere accessibile l’informazione sulla distribuzione geografica degli ostacoli e dei ritardi più consistenti fornirebbe un quadro oggettivo ed esauriente, confermando o smentendo percezioni e impressioni diffuse e informazioni per ora non codificate, e permettendo interventi mirati ed una maggiore responsabilizzazione.

Una seconda proposta riguarda la possibilità di formalizzare, secondo uno schema comune, le principali tappe che scandiscono il processo di concertazione e di iter autorizzativo e realizzativo delle opere, con indicazione dei colli di bottiglia più rilevanti e frequenti e dei possibili attori, istituzionali e non, potenzialmente coinvolti. Di anno in anno verrebbe aggiornato l’indicatore di avanzamento delle tappe del processo di realizzazione, da associare eventualmente ad una quantificazione, ad esempio in percentuale, dell’avanzamento dell’opera. La codifica di queste informazioni avrebbe il vantaggio duplice di poter confrontare l’esito e il progresso dei diversi progetti e di permettere una stima autonoma del grado di affidabilità delle nuove previsioni, sulla base ad esempio del criterio di avvenuto superamento di particolari “barriere” procedurali. In aggiunta, Terna potrebbe integrare tale aggiornamento con una formalizzazione delle ragioni di ritardo, classificandole sia per soggetto responsabile sia per tipologia. L’emergere di nuovi ostacoli e colli di bottiglia potrebbe alimentare una revisione continua delle principali cause di ritardo, di cui tenere contabilità sia per un monitoraggio della relativa frequenza tra i vari progetti sia per una misura di impatto in termini di tempi ed esito delle iniziative.

In sintesi, ciò che si propone è una codifica delle informazioni che già Terna attualmente fornisce in dettaglio nei Piani di Sviluppo annuali, in riferimento alle opere contenute nei Piani precedenti già approvati, al fine di facilitare: un confronto tra progetti in termini di avanzamento, una valutazione dell’affidabilità delle stime di completamento delle opere, l’identificazione delle cause ricorrenti di ritardo, l’individuazione di eventuali “*best practices*”, ad esempio a livello regionale, ed una maggiore responsabilizzazione sia dell’opinione pubblica sia dei soggetti istituzionali coinvolti. Tale attività, di formalizzazione e di monitoraggio, dovrebbe agevolare e favorire la realizzazione di tali infrastrutture particolarmente urgenti per il nostro Paese, ma tuttora frenate da inerzie ed ostacoli.

3.5.2 Ulteriore considerazione

L'emergere di fenomeni NIMBY è dovuto essenzialmente allo squilibrio tra costi e benefici dell'opera sostenuti dalla comunità locale coinvolta dalla realizzazione del progetto. E' il caso, questo, anche delle linee elettriche che, se consentono un incremento di efficienza e sicurezza dell'intero sistema elettrico, con ripercussioni dirette positive anche in termini di minore esborso per i consumatori, sono caratterizzate da un impatto ambientale non trascurabile, in termini principalmente di impatto visivo, sonoro e di inquinamento elettromagnetico. Il problema NIMBY, infatti, ha origine dal fatto che, mentre i benefici dell'opera si estendono su scala regionale se non nazionale, il costo ambientale è concentrato principalmente a livello locale. In questi termini, l'opposizione locale è legittima e del tutto razionale, anche se impedisce o rallenta la realizzazione di opere che complessivamente apporterebbero un beneficio netto al Paese. Gli Enti locali, pertanto, non hanno alcun interesse né a partecipare al processo di definizione del progetto con Terna, né tanto meno ad arrivare ad un accordo su un'opera la cui realizzazione comunque in generale li penalizzerebbe. Un modo per cercare di attenuare l'incentivo ad opporsi sarebbe ad esempio quello di prevedere compensazioni dirette al territorio coinvolto, in analogia con quanto previsto esplicitamente nel caso delle centrali nucleari secondo il ddl Manovra 1195 approvato recentemente al Senato. E' pur vero che Terna contestualmente alla costruzione di una nuova linea propone interventi di razionalizzazione (cioè di demolizione di linee obsolete spesso ormai limitrofe ai centri abitati), ma non sempre sono fattibili e non interessano in ugual misura tutti i territori coinvolti. D'altra parte l'utilizzo delle compensazioni potrebbe, se ben progettato e utilizzato, ridurre l'intensità delle opposizioni e avrebbe un costo del tutto limitato rispetto al costo derivante dai continui sistematici ritardi nella realizzazione di opere così rilevanti. Non solo, tale utilizzo si configurerebbe anche come strumento di equità, andando a ri-equilibrare un bilancio inizialmente sfavorevole nei confronti dei territori direttamente attraversati dalle linee.

3.6 L'orientamento del Governo e i nuovi indirizzi legislativi

Anche il ddl AS1192 "Manovra" si occupa di reti, nel tentativo di snellirne l'iter autorizzativo, probabilmente anche in vista dell'eventuale costruzione di centrali nucleari di grossa taglia.

A questo fine, il testo del ddl individua almeno cinque proposte per agevolare lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica.

Un primo intervento riguarda le iniziative di minore portata, poiché il ddl esenta da qualsiasi autorizzazione gli interventi di manutenzione su elettrodotti esistenti, mentre stabilisce la realizzabilità mediante solo la denuncia di inizio attività per tutti gli interventi sugli elettrodotti

che comportino varianti di lunghezza non superiore a 1.5 km lineari, precisando analoghe condizioni per interventi affini.

Una seconda norma dovrebbe impedire l'emergere di ulteriori ostacoli alla conclusione dell'iter che potrebbero emergere in maniera inopportuna anche successivamente al processo concertativo e durante l'iter autorizzativo, sospendendo ogni determinazione comunale in ordine alle domande di permesso di costruire nell'ambito delle aree potenzialmente impegnate fino alla conclusione del processo autorizzativo (la misura di salvaguardia perde efficacia decorsi tre anni dalla data della comunicazione dell'avvio del procedimento).

Terzo punto, al fine di evitare un possibile stallo nell'iter autorizzativo delle opere, il ddl interviene modificando la L.290/2003, prevedendo che in caso di mancata definizione dell'intesa con la Regione interessata per il rilascio dell'autorizzazione, si provveda al rilascio della stessa, entro 90 giorni, previa intesa da concludere in un apposito "comitato interistituzionale", i cui componenti assicurino una composizione paritaria, rispettivamente, dei Ministeri dello sviluppo economico, dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, e delle infrastrutture e dei trasporti e della regione interessata, probabilmente intesa da raggiungere a semplice maggioranza, in cui il parere della Regione cesserebbe pertanto di essere vincolante. In caso ancora di mancata definizione dell'intesa, entro i 60 giorni successivi, l'autorizzazione verrebbe rilasciata con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei ministri, integrato con la partecipazione del presidente della Regione coinvolta, su proposta del MSE, di concerto con il MATT e MIT.

Infine, il ddl contempla una nuova modalità di investimento nella rete di interconnessione con l'estero, al fine di stimolare lo sviluppo di tali progetti. Tale modalità, limitata ad una capacità massima di 2000 MW e riservata solamente ai consumatori finali con una potenza impegnata di almeno 10 MW ed un consumo medio annuo di almeno 35 TWh, prevede che i progetti siano selezionati e realizzati da Terna, ma i capitali siano forniti dai privati a seguito di operazioni di *open season*. In cambio del finanziamento i consumatori finanziatori ottengono il diritto pieno all'utilizzo in deroga ai principi di accesso a terzi per 20 anni. I 2000 MW dovranno essere effettivamente utilizzabili, dunque i progetti devono includere le "necessarie opere di decongestionamento interno", anche se non è chiaro se i privati saranno chiamati a finanziare anche tali progetti interni o se gli stessi rimarranno in capo a Terna. I consumatori che partecipano alle *open season* ottengono inoltre il diritto alla esecuzione dei loro contratti di importazione anche prima della realizzazione della nuova infrastruttura, e per un massimo di sei anni, a fronte del pagamento di un corrispettivo fisso determinato dall'AEEG (e reso noto nella *open season*) con i maggiori oneri eventuali pagati dagli altri consumatori. I clienti che accedono devono rinunciare al 20% dell'interrompibilità, restrizione che viene peraltro superata con il passaggio ad un meccanismo di mercato previsto nella stessa legge. Appare tuttavia

difficile inquadrare questa modalità nella legislazione esistente, visto che il richiamato decreto ministeriale del 21 ottobre 2005, che definisce la normativa per le esenzioni dall'accesso a terzi, escludeva dal diritto non solo gli elettrodotti realizzati da Terna ma anche quelli eventualmente realizzati da terzi ma già presenti nel piano di sviluppo di Terna.

Come si vede, tutte le proposte del Governo, con l'esclusione dell'ultima che ha l'obiettivo di stimolare la realizzazione dei progetti, si riferiscono alla fase autorizzativa vera e propria, che contempla fasi formali obbligatoriamente previste, mentre non interviene sulla fase concertativa, di natura opzionale e non rigorosamente codificata. L'effetto pertanto rischia di limitarsi solo all'iter, lasciando non risolte eventuali inefficienze della fase di concertazione.

Se è evidente poi l'obiettivo di snellire l'iter di tali opere, alcuni dubbi permangono sull'effettiva capacità di implementare tale volontà. E' fuor di dubbio come sia mancato negli anni scorsi il necessario raccordo, anche dal punto di vista procedurale, tra investimenti in generazione e in trasmissione, facenti capo nel nuovo regime a soggetti diversi e molteplici. Senza rimpiangere la vecchia organizzazione di pianificazione integrata all'interno di un unico soggetto, occorre ristabilire un indispensabile coordinamento tra le decisioni di investimento nei due ambiti e tra i diversi attori, istituzionali e di settore, anche a livello di consapevolezza e responsabilizzazione in tal senso. Qualche perplessità sull'effettiva praticabilità riguarda però la previsione di prevedere un'autorizzazione unica per la centrale e gli interventi di sviluppo della rete elettrica necessari all'immissione in rete dell'energia prodotta, dal momento che si tratta di opere realizzate da soggetti diversi, che richiedono tempi di raccordo con il territorio diversi, con il rischio che non si realizzi l'auspicato effetto traino, ma tutto il procedimento proceda al tempo del più lento.

La previsione di procedere al rilascio dell'autorizzazione, anche in mancanza della necessaria intesa regionale, attraverso una intesa raggiunta da un Comitato interistituzionale (composto dai rappresentanti di tre Ministeri e della Regione interessata) o, in mancanza anche di questa, attraverso decreto PdR, previa deliberazione del Consiglio dei ministri, integrato con la partecipazione del presidente della Regione coinvolta, pone qualche interrogativo dato l'attuale materia concorrente Stato-Regioni, senza comunque essere garanzia di un'accelerazione effettiva dei tempi dell'iter, influenzata dall'esistenza di opposizioni locali che verrebbero forse esasperate da un'attenuazione del potere di veto regionale.

3.7 Sintesi e discussione delle principali evidenze

Nel seguito, si riprendono e si discutono le principali evidenze già emerse nei precedenti paragrafi. Il primo aspetto si riferisce alla fase concertativa, che assume un ruolo imprescindibile nel creare il necessario consenso attorno ad opere così rilevanti, ma che

rappresenta lo stadio più complesso e difficilmente governabile dell'intero iter. Il secondo elemento di riflessione riguarda il processo decisionale di definizione degli interventi di sviluppo di rete. Infine, terzo aspetto, alla luce di queste considerazioni, si formula un commento agli indirizzi che il Governo sta attualmente predisponendo.

Nella ricostruzione dell'iter autorizzativo dei nuovi elettrodotti, la fase concertativa che precede la richiesta formale di autorizzazione sembra configurarsi come lo stadio più complesso ed esteso nei tempi, oltre che causa principale dei frequenti slittamenti nella realizzazione di opere prioritarie, mentre la durata dell'iter in sé sembra attestarsi su tempi medi di due anni, analoghi o comparabili a quelli delle centrali termoelettriche autorizzate ai sensi della L.55/02. Già nel primo *step*, pertanto, debbono concentrarsi gli sforzi maggiori per snellire ed agevolare il procedimento delle linee. In quest'ottica, la tentazione, da alcune voci recentemente abbozzata, di eliminare *tout court* tale fase appare per lo meno ingenua se non addirittura pericolosa. E' durante la fase concertativa, infatti, che l'esigenza generica di rete si contestualizza, trovando la sua specifica localizzazione nel territorio. La fase concertativa, difatti, consiste principalmente in un confronto serrato e una intensa negoziazione con gli Enti locali, le Regioni e le Autorità pubbliche coinvolte, dalla cui interazione origina la definizione di un progetto condiviso di linea elettrica nel suo particolare tracciato e nelle sue determinate caratteristiche. Solo a questo punto, quindi, Terna può attivare l'iter autorizzativo, presentando la relativa domanda al MSE, in riferimento ad uno specifico progetto, da sottoporre nelle sue implicazioni ambientali anche alla procedura di VIA. D'altra parte, eliminare o anche ridurre questa fase preliminare comporterebbe per Terna la necessità di delineare unilateralmente il progetto anche nei dettagli e nelle scelte di tracciato. Questa attività, svolta da un unico soggetto, porterebbe a due tipi di inefficienze. In primo luogo, posticipare ad una fase più avanzata il confronto con Regioni ed Enti locali non farebbe che inasprire i conflitti, trascurando partecipazione e coinvolgimento nelle fasi preliminari di scelta delle caratteristiche localizzative, con ripercussioni sulla durata complessiva dell'iter e della procedura di VIA, a cui aggiungere il rischio concreto di un irrigidimento delle Regioni, deputate a dare l'Intesa necessaria all'autorizzazione dei progetti. La presunzione di realizzare una grande opera senza aver costruito il necessario preliminare consenso è destinata a rivelarsi nei fatti un *boomerang*; d'altra parte, è probabile che tale approccio tenda a precluderlo anche nelle fasi successive: convincere Enti locali e Regioni sulla necessità di un progetto già deciso nelle sue caratteristiche di dettaglio, impedendo di fatto un'influenza nella valutazione delle varie alternative, crea i presupposti per creare e alimentare aspri conflitti. In secondo luogo, l'interazione con gli Enti locali non è solo necessaria per creare una base di consenso fondamentale per la realizzazione di opere così rilevanti, ma rappresenta un confronto irrinunciabile proprio per giungere ad una scelta localizzativa finale che minimizzi l'impatto sul territorio: solo la conoscenza profonda del territorio propria degli Enti locali, che sono portavoce delle istanze della comunità, e l'opera di mediazione e composizione a livello

regionale delle varie esigenze possono condurre ad una localizzazione efficiente del tracciato che tenga conto e tenti di minimizzare gli inevitabili impatti a livello ambientale, paesaggistico e di vocazione e peculiarità del territorio attraversato, evitando il riproporsi di esperienze infelici e tribolate quali il caso della linea Matera - S.Sofia.

Il rischio che si rileva, piuttosto, è la mancanza di un'adeguata responsabilizzazione in questa fase da parte sia degli Enti locali sia delle Regioni sia di Terna stessa, la cui possibile inerzia, consapevole o involontaria, è causa di inevitabili slittamenti. Infatti, una prassi consolidata ed efficace è quella di non esporre un rapido e chiaro diniego (probabilmente non sempre giustificabile), ma rallentare *sine die* le procedure, lasciandole in una situazione di stallo indefinito o comunque molto rallentato, nella speranza, a volte, di una morte dolce e prolungata dei progetti più complessi e avversati. Come fare dunque a esortare in primo luogo le istituzioni (regionali e locali) a mantenere il doveroso ritmo e il necessario impegno nell'avanzamento del progetto. Non vi sono, infatti, incentivi diretti per le regioni o gli Enti locali a promuovere e sostenere tali progetti: il beneficio sul sistema elettrico, infatti, seppur elevato in alcuni casi, è spalmato su zone ampie al di là dei confini regionali, spesso distribuito a livello nazionale, mentre l'impatto dell'opera (il costo ambientale) è interamente sostenuto dai territori direttamente attraversati, in maniera tale che localmente il bilancio netto risulti spesso negativo. Ad attenuare l'impatto vi possono altresì essere interventi contestuali di razionalizzazione proposti e realizzati da Terna anche in cambio del consenso, che tuttavia non interessano in maniera uniforme tutti i Comuni coinvolti dalla realizzazione della nuova opera. In mancanza di interessi, dunque, che stimolino direttamente gli Enti locali ad una maggiore efficienza nell'avanzamento della fase di concertazione, occorre scoraggiare la pratica strumentale della "resistenza passiva" attraverso la non partecipazione o l'ostruzionismo. D'altra parte, la fase concertativa non è attualmente disciplinata in questi termini, dal momento che si tratta di uno strumento opzionale previsto dalla VAS, applicata volontariamente da Terna, ma non soggetto a vincoli di tempo né tanto meno comprendenti momenti formali vincolanti per il proseguimento del progetto. Pertanto, l'ostruzionismo da parte di un Comune (potenzialmente danneggiato dall'opera e pertanto contrario) può rivelarsi non solo una pratica perseguibile, ma anche una strategia opportuna. Lo stesso atteggiamento, ad esempio, sarebbe del tutto controproducente nella fase successiva di iter vero e proprio, dove le decisioni, prese a maggioranza sono effettivamente vincolanti per la successiva realizzazione dell'opera. Tale comportamento però è implicitamente consentito e facilitato dal fatto che difficilmente viene alla luce chiaramente: renderlo manifesto ed evidente anche all'attenzione nazionale o dei principali *stakeholders* potrebbe forse almeno in parte contrastarlo. I canali informativi generalmente disponibili, infatti, non evidenziano affatto le responsabilità di ritardo a livello di istituzioni locali e regionali durante la fase concertativa, per sua natura non condizionata da tappe formali e pubbliche di avanzamento. In questi termini, si avanza la proposta a Terna di dettagliare, almeno per le

opere più complesse e rilevanti, le singole sotto-fasi della concertazione, evidenziando gli specifici passaggi e precisando gli eventuali stalli e i soggetti coinvolti, in modo sia di consentire una valutazione del reale avanzamento dell'opera, sia di responsabilizzare le istituzioni coinvolte. Anche la costruzione di indicatori che aggregino diverse misure, da raccogliere per singolo progetto, sia a livello di esigenza ed impatto sul sistema elettrico sia di difficoltà autorizzativa (potenziale o effettiva) consentirebbero di effettuare una mappatura utile a identificare chiaramente e univocamente le opere prioritarie che incontrano, in aggiunta, maggiori difficoltà e ostacoli di realizzazione. A titolo esemplificativo, si potrebbe procedere caratterizzando i principali progetti sia in termini di beneficio atteso sul funzionamento del sistema elettrico (indicatori "economici") sia in termini di complessità dell'iter (ad esempio indicandone la lunghezza, la numerosità degli Enti locali coinvolti, altre caratteristiche geografiche rilevanti). In sintesi, si propone di organizzare in maniera più sistematica le informazioni che già Terna attualmente raccoglie ed elabora, per formalizzare in maniera puntuale le varie tappe del processo di realizzazione, affiancando ad indicatori di difficoltà autorizzativa, il costo dei ritardi, e categorizzando i principali colli di bottiglia e le tipologie di ritardo. Questo avrebbe il vantaggio di consentire agli investitori in generazione di valutare i rischi con una stima autonoma del grado di affidabilità del piano e un confronto dell'esito ed il progresso dei vari progetti, oltre a responsabilizzare le istituzioni sul costo del non decidere per la collettività e per le comunità ospitanti l'investimento.

A scanso di equivoci, è opportuno, tuttavia, ricordare come la fase concertativa sia solo una delle tre fasi (la prima) di cui si compone l'intero iter del progetto: inefficienze sono rilevabili anche nella fase autorizzativa vera e propria, con il manifestarsi di ritardi nell'espressione del parere di compatibilità ambientale da parte della Commissione Via preposta, piuttosto che nella successiva convocazione da parte del MSE della Conferenza dei servizi conclusiva del procedimento (tanto è vero che i 180 giorni previsti dalla normativa per il rilascio dell'autorizzazione non sono mai rispettati, nei fatti, neppure per le opere minori). Tuttavia, ci sembra che la fase concertativa sia quella soggetta ad un più ampio margine di incertezza e inaffidabilità nelle previsioni, proprio perché non scandita da momenti formali e caratterizzata dalla necessità di arrivare ad un accordo finale con una molteplicità di soggetti, in maggior parte però assolutamente non interessati a giungervi.

Il secondo elemento su cui porre l'attenzione riguarda i *driver* che guidano lo sviluppo della rete. Come dichiarato da Terna nel Piano di sviluppo, gli interventi sulla rete emergono come risposta ad esigenze del sistema elettrico, dato un certo scenario previsionale di domanda e lo sviluppo atteso del parco di generazione, in termini di tecnologie adottate e di scelte localizzazione. Dato, quindi, l'inevitabile sfasamento nei tempi di autorizzazione e realizzazione di una centrale elettrica e di un elettrodotto, l'interrogativo che sorge è relativo alla convenienza

di questo approccio. Si possono infatti individuare due elementi di vulnerabilità sia per quanto riguarda la tempestività dello sviluppo della rete in risposta all'evoluzione del parco di generazione, sia in termini di pianificazione ottimale del sistema elettrico. La prima conseguenza, infatti, è sicuramente il perdurare anche in ottica futura, di medio-lungo termine, di una situazione di perenne rincorsa della rete per adeguarla ex post allo sviluppo del parco, con periodi transitori di inefficienza quale quello attualmente riscontrato nel funzionamento del sistema elettrico (dispacciamento non ottimale degli impianti più efficienti e segmentazione del mercato a detrimento della concorrenza). Inoltre, ci si chiede se sia corretto e ottimale per il sistema elettrico uno sviluppo della rete che si adatti passivamente alle scelte di localizzazione e di tecnologia degli investitori della generazione, rinunciando a svolgere una funzione di guida e di governo, o almeno adottando una gestione il più possibile coordinata tra i due stadi. Tanto più che alcune evidenze sperimentali mostrano come le stesse scelte di localizzazione della recente ondata di investimenti in generazione solo in minima parte abbiano seguito segnali di prezzo o criteri di efficienza economica di mercato. Anche in questo ambito, l'utilizzo di indicatori sui benefici dell'investimento aumenterebbe vantaggiosamente l'informazione disponibile. Ad esempio, si potrebbe mostrare nel Piano di sviluppo il disegno ottimale di sviluppo ed il ruolo dell'investimento in oggetto con indicatori anche quantitativi sul benessere (calcolo del *welfare* in concorrenza perfetta ed indicatori di cambiamento nella struttura di mercato, benefici ambientali).

Il terzo elemento, infine, su cui vale la pena riflettere sono le indicazioni recentemente espresse dal Governo sia in tema di riforma del mercato sia in tema di snellimento e semplificazione delle procedure di autorizzazione. L'elemento più significativo contenuto nel ddl 1195 è la modifica alla L.55/02 che disciplina l'iter autorizzativo per le centrali termoelettriche di grossa taglia, che prevede un'autorizzazione "onnicomprensiva", non solo per le necessarie opere connesse, come attualmente previsto, ma anche estesa agli interventi di sviluppo che si rendessero necessari per un dispacciamento ottimale del nuovo impianto. Se l'articolo di legge pone l'attenzione su un aspetto fondamentale, cioè la necessità di un raccordo tra investimenti in generazione e in rete, di cui rendere consapevoli in primis le istituzioni locali, aspetto sicuramente trascurato negli anni scorsi (quando si è assistito ad un decennio di frenetiche iniziative di investimento in nuovi impianti a fronte di un sostanziale stallo nello sviluppo della rete), non sono assolutamente chiari i termini per una sua effettiva implementazione, che andranno pertanto precisati concretamente. Un aspetto controverso, invece, è la percezione di un tentativo di attenuare il potere delle Regioni, attualmente dotate di potere di veto, che, ad esempio, nel medesimo ddl vengono completamente esautorate nel caso delle centrali nucleari. Anche per quanto riguarda le reti, si intravede un'indicazione in tal senso, dal momento che, sempre nel ddl Manovra, si ravvisa la possibilità, in caso di mancata intesa della Regione, di rinvio ad un Comitato interistituzionale che prenderebbe presumibilmente la decisione a

semplice maggioranza, anche a fronte di un diniego della Regione stessa. Questo approccio, oltre a contraddire lo spirito dell'attuale Titolo V della Costituzione, sembra individuare nelle Regioni e nelle istituzioni locali il principale ostacolo alla realizzazione degli investimenti, da contrastare accentrando le decisioni a livello centrale, nella presunzione di azzerare in tal modo l'emergere di opposizioni locali. Resta peraltro incerto l'esito di un tale intervento semplificativo, in termini di effettiva accelerazione dei tempi, data l'attuale materia concorrente.

A margine, infine, si vuole rilevare come il Governo, mentre annuncia espliciti interventi di compensazione per i territori sede di future centrali nucleari, non preveda analoghi utilizzi anche per le grandi linee elettriche ad alta tensione, che potrebbero invece favorire la costruzione del necessario consenso, accostandosi alle esperienze o alle proposte suggerite in altri Paesi, quali gli USA.

3.7.1 Una proposta di indicatori

Come sintesi conclusiva, si riporta nella **Tabella 7** la proposta di possibili indicatori, precisando per ognuno l'effetto e il significato del loro utilizzo, in termini o di maggiore responsabilizzazione dei soggetti istituzionali, o di migliore trasparenza e incremento delle informazioni disponibili o, ancora, per una stima più affidabile, sia a priori sia contestuale all'iter vero e proprio, delle potenziali difficoltà di insediamento ("*siting*"). Si tratta di una serie di indicatori ascrivibili a quattro macro-categorie così sintetizzabili:

1. Indicatori economici
2. Indicatori ambientali
3. Indicatori di localizzazione
4. Indicatori procedurali

In particolare, la prima classe di indicatori ha lo scopo di valutare l'impatto sul benessere collettivo (calcolandolo nell'ipotesi di concorrenza perfetta) e di stimare l'effetto sulla struttura di mercato, in termini di mitigazione del rischio di esercizio di potere di mercato. La seconda classe di indicatori dovrebbe valutare il beneficio ambientale di una nuova linea, stimando la riduzione di emissioni ottenuto attraverso il dispacciamento di impianti più efficienti o l'incremento atteso di produzione da fonte rinnovabile. La terza classe dovrebbe caratterizzare il progetto dal punto di vista del suo impatto ambientale e di localizzazione, e dunque di potenziale rischio di suscitare opposizioni locali più o meno intense o agguerrite. Infine, l'ultima classe si riferisce in dettaglio alle singole tappe che scandiscono l'intero processo di realizzazione dei progetti, sia prevedendo un maggiore dettaglio e formalizzazione dei singoli *step*, sia introducendo una caratterizzazione dei ritardi più frequenti.

Tali indicatori verrebbero misurati per i principali progetti, in modo da costruire una “mappa” degli interventi “critici” in termini sia di maggiore impatto sul *welfare* (e quindi di maggiori costi associati ad eventuali ritardi nella realizzazione) sia di maggiore potenziale difficoltà di insediamento (cioè probabilità di effettivo ritardo), valutata a priori e aggiornata in itinere. L’impiego di tecniche di aggregazione delle misure per indicatori afferenti alla stessa categoria e il successivo incrocio potrebbe ad esempio consentire un utilizzo molto semplice ma di immediata percezione: si tratterebbe di caratterizzare in modo sintetico ciascun progetto, posizionandolo in uno dei quadranti indicati in **Figura 14**, in modo da segnalare prontamente e monitorare gli interventi più critici come quelli posizionati nel II quadrante.

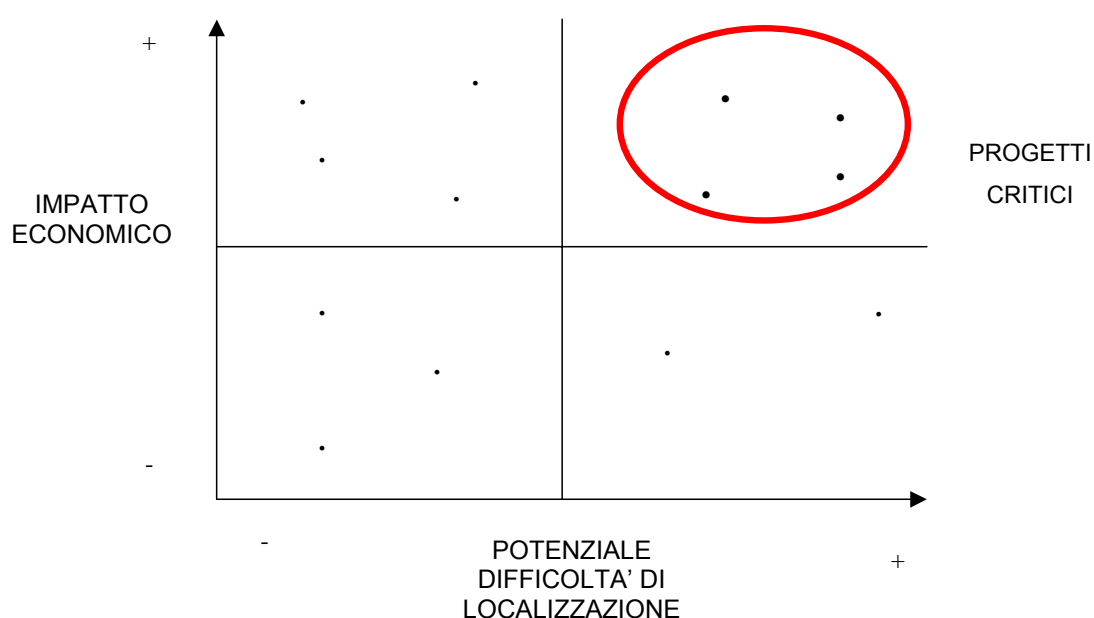


Figura 15. Esempio di mappa dei progetti

Tempistica	INDICATORI	SIGNIFICATO/MESSAGGIO
	ECONOMICI	
Valutazione a priori	Impatto sul benessere collettivo (<i>Welfare</i>) in concorrenza perfetta: <ol style="list-style-type: none"> 1. efficienza produttiva (MGP) 2. <i>System Marginal Price</i> (MGP) 3. riduzione oneri MSD <ol style="list-style-type: none"> a. congestioni b. sicurezza 4. riduzione perdite di rete 	<ol style="list-style-type: none"> 1. maggiore responsabilizzazione Regioni ed Enti locali coinvolti 2. trasparenza e incremento contenuto informativo
	Impatto sulla struttura di mercato (mitigazione esercizio potere di mercato): <ol style="list-style-type: none"> 1. indispensabilità operatori dominanti 2. ore/frequenza di congestione 	<ol style="list-style-type: none"> 1. maggiore responsabilizzazione Regioni ed Enti locali coinvolti 2. trasparenza e incremento contenuto informativo
	AMBIENTALI	
Valutazione a priori	Impatto ambientale: <ol style="list-style-type: none"> 1. riduzione emissioni 2. incremento produzione da fonte rinnovabile 	<ol style="list-style-type: none"> 1. maggiore responsabilizzazione Regioni ed Enti locali coinvolti 2. trasparenza e incremento contenuto informativo
	di LOCALIZZAZIONE	
Valutazione a priori / aggiornamento in corso	Caratteristiche tecniche progetto: <ol style="list-style-type: none"> 1. tipologia elettrodotto: aereo, in cavo, misto 2. km lunghezza linea 	<ol style="list-style-type: none"> 2. trasparenza e incremento contenuto informativo 3. stima difficoltà <i>siting</i>: <ol style="list-style-type: none"> a. migliore affidabilità previsioni b. possibilità valutazione autonoma da parte <i>stakeholders</i> e confronto tra progetti
	Caratteristiche localizzative progetto: <ol style="list-style-type: none"> 1. numero Regioni coinvolte 2. numero Province coinvolte 3. numero Comuni coinvolti 4. numero Enti coinvolti 5. possibilità interventi razionalizzazione linee esistenti 6. densità popolazione 7. vocazione territorio 8. attraversamento Riserve naturalistiche / Parchi / zone di pregio paesaggistico 9. cfr. Criteri "ERPA" 	<ol style="list-style-type: none"> 1. maggiore responsabilizzazione Regioni ed Enti locali coinvolti 2. trasparenza e incremento contenuto informativo 3. stima difficoltà <i>siting</i> <ol style="list-style-type: none"> a. migliore affidabilità previsioni b. possibilità valutazione autonoma da parte <i>stakeholders</i> e confronto tra progetti

Tempistica	INDICATORI	SIGNIFICATO/MESSAGGIO
	PROCEDURALI	
Aggiornamento in corso	Formalizzazione, dettaglio e aggiornamento tappe iter del singolo progetto <ol style="list-style-type: none"> 1. fase concertativa <ol style="list-style-type: none"> a. condivisione criteri ERPA b. definizione corridoi c. definizione fascia fattibilità d. definizione tracciato e. sottoscrizione Procolo d'intesa 2. fase autorizzativa <ol style="list-style-type: none"> a. presentazione domanda autorizzazione b. parere Commissione VIA c. convocazione Conferenza dei servizi d. espressione intesa Regione e. decreto autorizzazione MSE 3. fase di cantiere 	<ol style="list-style-type: none"> 1. maggiore responsabilizzazione Regioni ed Enti locali coinvolti 2. trasparenza e incremento contenuto informativo 3. stima difficoltà <i>siting</i> <ol style="list-style-type: none"> a. migliore affidabilità previsioni b. possibilità valutazione autonoma da parte <i>stakeholders</i> e confronto tra progetti
	Tipologia ritardi e colli bottiglia più frequenti/soggetti coinvolti <ol style="list-style-type: none"> 1. fase concertativa <ol style="list-style-type: none"> a. definizione fascia fattibilità b. sottoscrizione Protocollo d'intesa 2. fase autorizzativa <ol style="list-style-type: none"> a. parere Commissione VIA b. convocazione Conferenza dei servizi 3. fase di cantiere <ol style="list-style-type: none"> a. contenzioso b. opposizioni locali 	<ol style="list-style-type: none"> 1. maggiore responsabilizzazione Regioni ed Enti locali coinvolti 2. trasparenza e incremento contenuto informativo 3. stima difficoltà <i>siting</i> <ol style="list-style-type: none"> a. migliore affidabilità previsioni b. possibilità valutazione autonoma da parte <i>stakeholders</i> e confronto tra progetti

Tabella 7. Proposta di potenziali indicatori e loro effetti.

4. CASO DI STUDIO: LA LINEA SORGENTE-RIZZICONI

I precedenti capitoli hanno, da un lato, discusso il beneficio connesso agli investimenti in nuova capacità di trasmissione, dall'altro, illustrato lo stato attuale di avanzamento nella realizzazione dei principali progetti previsti nel Piano di sviluppo da Terna, peraltro caratterizzati nella quasi totalità da sistematici ritardi. Si è quindi tentato di individuare le cause ricorrenti e i colli di bottiglia più rilevanti, provando anche a suggerire alcune possibili proposte per un migliore monitoraggio del relativo avanzamento. Il presente capitolo, proseguendo pertanto nell'analisi, ha l'obiettivo di provare a quantificare il costo dei ritardi, precedentemente evidenziati, per un caso specifico: il cavo Sorgente - Rizziconi. L'esercizio è stato svolto simulando per il 2008, in regime di concorrenza perfetta, il sistema elettrico nei due scenari, in assenza e in presenza del cavo, confrontando l'esito in termini di prezzo dell'energia elettrica, esborso per i consumatori e surplus dei produttori. Questa simulazione fornisce una prima indicazione degli effetti di tale investimento, ma per una valutazione complessiva occorre rilassare le ipotesi di concorrenza perfetta e di rigidità della domanda, ed includere la molteplicità dei benefici connessi all'incremento di capacità di trasmissione, illustrati nel Capitolo 2. Si procede pertanto a discutere, in termini qualitativi, l'effetto potenziale complessivo del raddoppio del cavo, per stimare un ipotetico "costo del non fare". Nonostante l'ampio beneficio associato alla realizzazione di tale linea, è opportuno sottolineare come questo intervento da solo non sia in grado ovviamente di risolvere tutte le attuali congestioni di rete e tanto meno possa modificare una struttura di mercato, quale quella attuale, solo parzialmente concorrenziale e tuttora caratterizzata dalla presenza di pochi operatori dominanti, con una frangia competitiva di operatori di piccole dimensioni.

4.1 Il caso di studio: la linea Sorgente Rizziconi

L'obiettivo del caso di studio consiste nella quantificazione dell'effetto della mancata realizzazione di questa linea (in altri termini la quantificazione del mancato beneficio), attraverso la simulazione al 2008 dello scenario con e senza il raddoppio del cavo tra Sicilia e Calabria. In particolare, il Piano di sviluppo del 2003 prevedeva il suo completamento per dicembre 2006, sistematicamente posticipato negli anni successivi: effettivamente la domanda di autorizzazione è stata depositata da Terna solo a dicembre 2006, mentre le ultime previsioni indicano nel 2013 la data di completamento (si rimanda per un maggiore dettaglio alla Tabella 4). L'esercizio prevede di valutare l'impatto di questo intervento sul sistema elettrico, nell'ipotesi di messa in esercizio entro dicembre 2007, per una piena operatività da gennaio 2008. Le ragioni per questa specifica scelta sono dettagliate nel seguito.

4.1.1 Le motivazioni della scelta

Un primo criterio per la scelta dello studio di caso suggerisce di considerare solo progetti atti a decongestionare i flussi tra due zone distinte del mercato elettrico (congestioni inter-zonali) e non il flusso all'interno di una singola zona. Nel secondo caso, infatti, non si riuscirebbe agilmente a valutare l'impatto economico della nuova linea, non essendo già disponibili informazioni trasparenti e di dettaglio sul costo delle risorse per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, tra cui le risorse necessarie per decongestionare le linee interne ad ogni zona. Limitandosi, pertanto, al primo ambito, tra gli interventi prioritari, si è scelto nello specifico di analizzare il caso "Sorgente-Rizziconi", per una serie di motivazioni nel seguito brevemente illustrate, legate principalmente a fattori quali la frequente separazione in esito al mercato MGP della zona Sicilia dal resto del Paese, la struttura di mercato molto poco concorrenziale, insieme al dibattito politico sulla recente riforma del mercato elettrico, discussione generata e alimentata dall'evidenza del forte e persistente differenziale di prezzo della zona Sicilia, significativamente e stabilmente più alto nella seconda metà del 2008.

- L'ultima relazione annuale del Gestore del Mercato Elettrico (GME) segnala come la configurazione di mercato più frequente sia proprio quella che vede la Sicilia separata dal resto d'Italia (per un totale di complessive due zone). Infatti, la zona si è separata tra il 2007 e il 2008 nel 34% delle ore e ha pesato per l'8% della rendita di congestione. Nel 2008 le ore di separazione sono quasi raddoppiate (66% delle ore). In aggiunta, entrambe le isole hanno visto crescere la frequenza delle importazioni dal continente, passate dal 62% al 70% in Sicilia e dal 43% al 70% in Sardegna, con un conseguente aumento della frequenza delle saturazioni del cavo, rispettivamente al 63% e al 20% delle ore (Relazione annuale GME 2009).
- Il differenziale dei prezzi zonale in *baseload* è stato in media di oltre 30 Euro/MWh nel 2008 sceso a 20 Euro/MWh nei primi mesi del 2009, con una crescente ed elevata variabilità dei differenziali.
- Nonostante la riduzione della frammentazione del mercato, la rendita da congestione raccolta dal GME sulle zone nazionali, e restituita, tramite Terna, ai consumatori finali in termini di minori oneri di dispacciamento, ha raggiunto il suo massimo storico di 156 milioni di euro, in crescita del 29% sul 2007 e quasi quadruplicata rispetto al 2005. Ma se rispetto al passato si conferma che la rendita viene raccolta prevalentemente nei mesi di alta domanda, si deve registrare un forte calo della rendita raccolta sul transito Nord-Centro Nord (scesa dall'81% al 36% del totale) a fronte di un'esplosione della rendita raccolta proprio sui transiti Sicilia-Calabria (dal 3% al 20%) e Centro Nord-Centro Sud (dal 3% al 16%) (Relazione annuale GME 2009).

- Per ciò che concerne la struttura di mercato, la macrozona Sicilia è quella che presenta le condizioni più critiche in termini di concentrazione: anzitutto è l'unica macrozona in cui la quota di mercato di un operatore supera il 50%, determinando un HHI massimo di 3696 e mai inferiore alla soglia di 1800 (si veda anche la **Figura 16** in relazione alla capacità termoelettrica installata)¹⁵. In secondo luogo, la forte dipendenza della zona da un numero limitato di operatori fa sì che almeno uno di questi sia risultato necessario per l'equilibrio del mercato nel 97% delle ore e su una quota di volumi relativamente alta, pari al 22%. Infine, la Mz Sicilia risulta l'unica macrozona in cui il ciclo combinato gioca un ruolo determinante nel fissare il prezzo solo nelle ore fuori picco (50%), quando la Sicilia è spesso non separata dal continente in termini di prezzo, mentre tale contributo scende al 38% nelle ore festive e addirittura sotto il 20% nelle ore di picco, in controtendenza con tutte le altre zone. Si sottolinea, infatti, la scarsa efficienza del parco termoelettrico siculo, con impianti vetusti a olio combustibile, spesso chiamati a produrre energia elettrica per coprire il fabbisogno dell'isola in condizioni di sicurezza del sistema complessivo (**Figura 17**). Questi dati, peraltro, riflettono anche la generale riduzione del margine di riserva registrato in corso d'anno sull'isola, soprattutto a partire dal mese di maggio (Relazione annuale GME 2009).

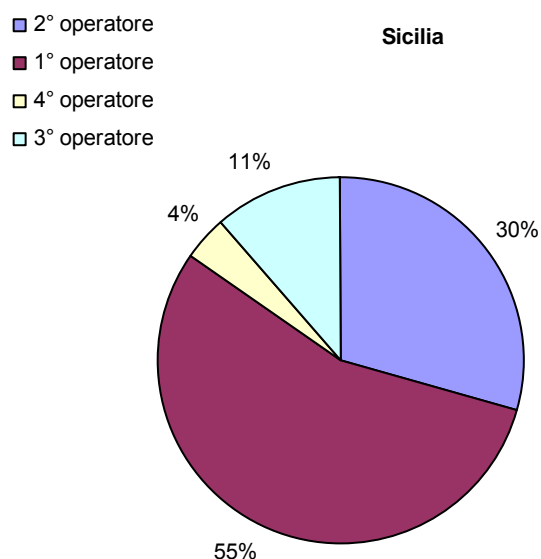


Figura 16. Il parco termoelettrico in Sicilia: la capacità installata per operatore.

¹⁵ L'indice HHI, Herfindhal – Hirschmann Index, è una misura del grado di concentrazione del mercato. La soglia per un mercato concentrato è stabilita a 1800.

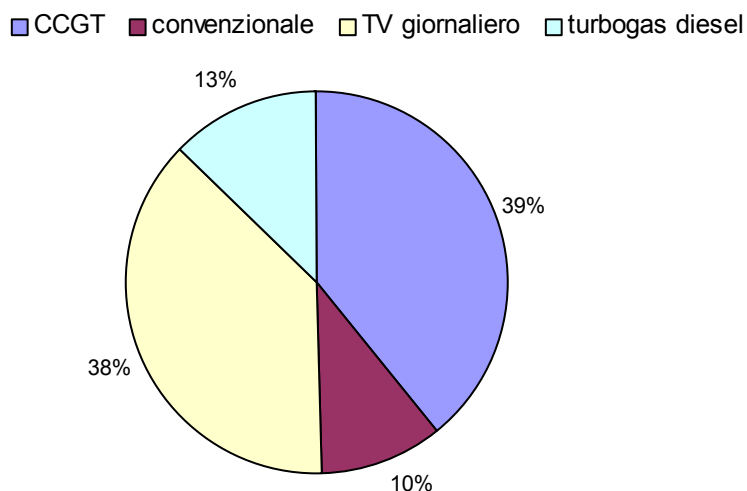


Figura 17. Parco termoelettrico siciliano: tecnologie degli impianti

Fonte: elaborazione REF.

- Con riferimento al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), la Sicilia ha determinato il 19% degli oneri con solo il 6% dei consumi, tra il 2007 ed il 2008, per complessivi 320 milioni circa di euro. Se complessivamente nel 2008 su MSD ex ante a salire Terna ha acquistato 11.6 milioni di MWh in flessione del 20.8% rispetto al 2007 e pari al 3.5% degli acquisti su MGP (era il 4.4% l'anno precedente), a livello macrozonale gli acquisti di Terna hanno evidenziato una dinamica opposta tra zone continentali e insulari; in notevole riduzione le prime (-32.3% nella macrozona Sud; -28.3% nella macrozona Nord), in aumento le seconde (+4.5% per la macrozona Sicilia e +56.1% per la macrozona Sardegna).
- Si segnala inoltre la perdurante situazione critica della rete interna siciliana che rischia di aggravarsi per via delle richieste di allacciamento di nuovi impianti eolici (Terna prevede nuova potenza eolica per il quinquennio 2010-2014 pari 3900 MW nella sola Sicilia). A questo proposito, nell'ultimo Piano di sviluppo, Terna evidenzia come la Sicilia sia attualmente interconnessa con il continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e disponga di un sistema di trasmissione primario con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola, segnalando come prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione previsto sia in Sicilia (da fonti convenzionali e soprattutto rinnovabili), sia in Calabria (**Figura 18**).

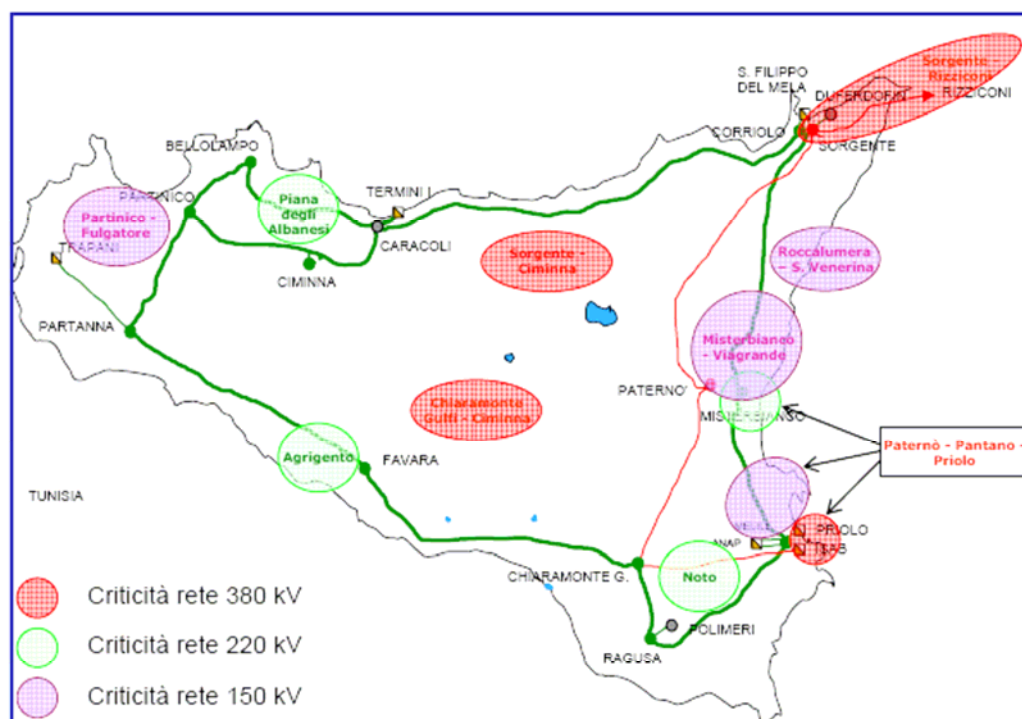


Figura 18. Criticità della rete interna e di collegamento con il continente della Sicilia

Fonte: Terna, 2009

- Infine, si ricorda come anche l'attenzione politica si sia recentemente interessata al caso Sicilia, influenzando peraltro il disegno della riforma del mercato elettrico (con l'opzione di riduzione delle zone del mercato a non più di tre prevista dal Decreto-Legge 185/2008, convertito con modifiche nella L. 2/2009) e determinando l'avvio dell'Istruttoria conoscitiva da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera VIS 3/09 del 22 gennaio 2009) inerente proprio le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, non ancora conclusa. Fra l'altro, anche l'estate scorsa, l'Autorità di regolazione si era occupata del caso Sicilia, attraverso la delibera ARG/elt 97/08 ("Disposizioni urgenti per l'esercizio del servizio di dispacciamento e avvio di procedimento per la modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06"), sulla base della quale tutte le unità abilitate connesse con la rete elettrica in Sicilia e in Sardegna diventavano unità essenziali¹⁶.
- Da ultimo, la priorità e la criticità di questa opera è stata ulteriormente ribadita dalla scelta di includerla nella lista delle opere strategiche del Piano UE "anticrisi" di 4 miliardi di euro

¹⁶ Tale delibera è stata successivamente bocciata dal Tribunale Amministrativo Regionale che si è pronunciato in merito lo scorso ottobre 2008 su ricorso delle società Enel, Edipower, Ottana.

complessivi, con il riconoscimento di un finanziamento di 110 milioni di euro a Terna per la realizzazione di questo progetto.

4.1.2 Caratteristiche del progetto

Il nuovo elettrodotto a 380kV in doppia terna, che si aggiunge all'unico collegamento attualmente esistente tra Sicilia e Calabria, costituito parte in linea aerea, parte in cavo sottomarino e parte in cavo terrestre, conetterà l'esistente stazione elettrica di Sorgente, ubicata nel territorio del Comune di San Filippo del Mela (ME), con l'esistente stazione elettrica di Rizziconi (RC) nel Comune omonimo. Il costo indicativo dell'opera è stimato intorno ai 400 milioni di euro.

Questo cavo dovrebbe permettere, una volta a regime, una serie di benefici, che Terna sintetizza nel modo seguente:

- riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico, garantendo una maggiore concorrenza nel mercato dell'energia;
- miglioramento dell'efficienza del sistema elettrico dell'Italia meridionale, diminuendo i costi di produzione legati al rispetto dei vincoli d'esercizio degli impianti esistenti e favorendo l'esportazione dell'energia prodotta dagli impianti di produzione nell'isola;
- aumento dell'esportazione in condizioni di sicurezza della produzione di energia da fonte rinnovabile situata nella regione Sicilia;
- miglioramento della qualità dell'alimentazione;
- razionalizzazione delle reti di alta tensione nelle aree delle province di Messina e di Reggio Calabria;
- connessione alla rete sicula di un maggior numero di centrali eoliche;

Insieme al nuovo elettrodotto a 380 kV "Rizziconi-Feroletto-Laino" che attraversa l'intera Calabria, sarà infine possibile eliminare l'attuale congestione di rete tra Sicilia e Calabria, offrendo al contempo alla Sicilia la possibilità di partecipare maggiormente al processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica.

Scopo della simulazione sarà di quantificare l'effetto legato al miglioramento di benessere complessivo derivante dall'incremento dell'efficienza produttiva nella Mz Sicilia: il raddoppio del cavo, infatti, permetterà di incrementare le importazioni di energia elettrica dalla zona Sud, disacciando impianti CCGT più efficienti, ridimensionando la produzione degli impianti siciliani meno efficienti, ma riducendo al contempo la frequenza delle congestioni lungo la connessione Sicilia - Calabria.

4.2 I benefici del nuovo cavo in concorrenza perfetta

Scopo della simulazione è di valutare come sarebbero stati i prezzi dell'energia elettrica del mercato all'ingrosso (IPEX) nel 2008, se fosse entrato in funzione il raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi, nell'assunzione di concorrenza perfetta e di domanda rigida, trascurando pertanto il comportamento strategico degli operatori ed eventuali reazioni della domanda al prezzo. In particolare, verrà stimato il prezzo nella nuova condizione, rilassando cioè il vincolo sulla capacità di trasmissione tra Sicilia e Calabria, valutando l'effetto in termini di benessere complessivo ed esborso per i consumatori. Un incremento del benessere complessivo legato al raddoppio del cavo implica un miglioramento netto dell'efficienza allocativa, ma la notevole riduzione di esborso per i consumatori che, come verrà illustrato, si ottiene in questo scenario è dovuta in larga misura al trasferimento di benessere dai produttori ai consumatori, come verrà evidenziato nel seguito.

4.2.1 Gli scenari di analisi

La quantificazione dell'effetto della mancata realizzazione del cavo Sorgente- Rizziconi sui consumatori è stata effettuata simulando ex-post l'anno 2008 in due situazioni:

1. situazione con vincolo attuale;
2. situazione con vincolo rilasciato (cioè con simulazione dell'esercizio della nuova linea).

La simulazione è stata condotta a minimi costi (cioè nell'ipotesi di concorrenza perfetta) per quantificare l'effetto della maggiore efficienza produttiva, e imponendo una domanda rigida (fabbisogno dato, pari al consuntivo 2008).

L'effetto dovuto alla maggiore concorrenza non può essere simulato, perché non si saprebbe che *mark-up* imporre nella configurazione in presenza del nuovo cavo Sorgente-Rizziconi, non potendo conoscere le strategie adottate dalle imprese nel nuovo scenario.

Conviene quindi quantificare l'effetto nell'ipotesi di concorrenza perfetta e fare considerazioni solo qualitative sul beneficio aggiuntivo derivante dalla mitigazione del potere di mercato, per effetto del miglioramento di indicatori quali la riduzione dell'indispensabilità, l'incremento dell'indice HHI, la re-distribuzione di quote di mercato tra diversi operatori. A questo, si aggiunge il beneficio derivante dalla riduzione degli oneri del servizio di dispacciamento, anch'esso, fra l'altro, potenzialmente soggetto ad esercizio di potere di mercato. Nel seguito, pertanto, si procederà a calcolare anche un indice di potere di mercato, come l'indispensabilità,

cioè il *Residual Supply Index* (RSI) come indicatore di riduzione del potere di mercato, e dunque di ulteriore beneficio atteso sui consumatori)¹⁷.

4.2.2 Il modello di simulazione

Le simulazioni degli scenari di mercato 2008 ricostruiti ex-post sono state condotte tramite l'utilizzo di ELFO++, il nuovo modello di REF per la simulazione del mercato elettrico del giorno prima su un orizzonte temporale di medio termine (un anno). Nell'ambito del presente studio, ELFO++ è stato utilizzato con l'obiettivo di valutare l'influenza di un determinato scenario di mercato, costituito dall'insieme dei parametri e dei vincoli del sistema elettrico, sui costi e sulla struttura del mercato elettrico (approccio deterministico).

In particolare, nel presente studio, la simulazione di ELFO++ è condotta a “minimi costi”, ossia ipotizzando che i vari competitori offrano sul mercato del giorno prima i loro impianti al costo marginale (ipotesi di concorrenza perfetta). In questo modo viene ad essere simulato un dispacciamento del parco di generazione che rappresenta la programmazione più efficiente, ossia al minor costo, degli impianti di produzione.

4.2.3 La ricostruzione ex-post degli scenari di mercato per l'anno 2008

Allo scopo di quantificare il beneficio per i consumatori derivante dal raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi, sono stati simulati, per l'anno 2008, due scenari di mercato elettrico alternativi:

1. un primo scenario in cui l'opera non è presente come nelle effettive condizioni 2008;
2. un secondo scenario che considera la presenza in servizio del nuovo cavo. In particolare, per la modellizzazione di quest'opera di rinforzo della rete si è previsto che il limite di scambio tra le zone Calabria e Sicilia diventi pari a 800 MW in entrambe le direzioni (a fronte di limiti attuali pari a 600 MW in direzione Sicilia vs. Calabria e 300 MW in direzione opposta).

Entrambi gli scenari di mercato sono stati ricostruiti a posteriori utilizzando i dati a consuntivo 2008 resi disponibili dal GME, in particolare:

1. i dati di fabbisogno orario zonale di energia elettrica in esito da MGP;
2. i limiti di transito orario sulle interconnessioni interzonali utilizzati come dati preliminari ad MGP;
3. i dati dei flussi commerciali con l'estero in esito da MGP;

¹⁷ Il RSI è definito dalla seguente formula: $RSI = (offerta\ totale\ della\ zona + import\ netto - offerta\ operatore) / Domanda\ zona$.

I prezzi dei combustibili utilizzati dalla generazione termoelettrica sono stati modellati utilizzando le quotazioni Platts¹⁸.

4.2.4 Risultati

I risultati delle simulazioni a minimi costi sono riportati nelle tabelle che seguono. In particolare, si vuole simulare i benefici sia in termini di efficienza produttiva sia di impatto sulla struttura di mercato e di concorrenza. Tali effetti sono misurati nell'ipotesi di concorrenza perfetta.

Con il raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi, il costo marginale nella zona Sicilia (**Tabella 8**) subisce in media una riduzione di 7.31 €/MWh. Dall'analisi delle medie per fascia oraria emerge che le ore di pieno carico dei giorni feriali e tutte quelle dei giorni festivi evidenziano una riduzione maggiore rispetto alle ore vuote dei giorni feriali (ore effettivamente di minore importazione come rilevato nell'ultima relazione del GME)¹⁹.

	media costo marginale €/MWh			
	Fascia			
	1	2	3	Baseload
Costo marginale SICILIA senza raddoppio cavo €/MWh	68.43	64.70	66.77	66.73
Costo marginale SICILIA con raddoppio cavo €/MWh	60.37	59.43	58.24	59.43
Differenza costi marginali €/MWh	-8.05	-5.27	-8.52	-7.31

Tabella 8: Media dei costi marginali per fascia e *baseload* nella Zona Sicilia
Fonte: elaborazioni REF

La variazione del costo marginale nazionale derivante dall'esercizio dell'opera di rinforzo della rete è invece inferiore ad 1 euro/MWh (**Tabella 9**). Il costo marginale orario nazionale è calcolato come media dei costi marginali orari zionali ponderata sui rispettivi fabbisogni. La media annua del costo marginale orario nazionale è quella aritmetica. Poiché la zona che esprime il maggiore fabbisogno, il Nord (55% del fabbisogno totale MGP), presenta costi marginali che diminuiscono in modo contenuto (in media di 0.40 €/MWh), anche la riduzione del costo marginale nazionale risulta limitata.

¹⁸ I combustibili utilizzati nella simulazione sono i sottostanti l'indice ITEC di REF-Morgan Stanley.

¹⁹ Da qui in avanti con "1" si considerano le ore *peakload*, con "2" le ore *off-peak*, con "3" le ore dei giorni festivi.

	media costo marginale €/MWh			
	Fascia			
	1	2	3	Baseload
Costo marginale nazionale senza raddoppio cavo €/MWh	60.62	59.94	58.33	59.71
Costo marginale nazionale con raddoppio cavo €/MWh	59.78	59.28	57.52	58.93
Differenza costi marginali €/MWh	-0.84	-0.67	-0.82	-0.78

Tabella 9. Media dei costi marginali nazionali per fascia e baseload

Fonte: elaborazioni REF

Le ore di congestione sull'interconnessione tra Sicilia e Calabria, nella situazione di mancata realizzazione dell'elettrodotto, indicano un'elevata frequenza di saturazione dei limiti di scambio tra le due zone. Questa saturazione è particolarmente evidente nelle ore in cui la Sicilia si trova ad importare energia elettrica (**Tabella 10**).

		N°ore congestione	N° ore annue	%
Baseload	Ore di congestione totale	6340	8784	72%
	di cui:			
	da Sicilia a Calabria	1131	2144	53%
	da Calabria a Sicilia	5209	6640	78%
Fascia 1	da Sicilia a Calabria	477	1100	43%
	da Calabria a Sicilia	1771	2215	80%
Fascia 2	da Sicilia a Calabria	446	664	67%
	da Calabria a Sicilia	1573	2141	73%
Fascia 3	da Sicilia a Calabria	208	380	55%
	da Calabria a Sicilia	1865	2284	82%
Flusso netto annuo da Calabria a Sicilia		0.6 TWh		

Tabella 10. Ore di congestione sull'interconnessione tra Sicilia e Calabria nel caso di mancata realizzazione del raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

Osservando i risultati della simulazione con il rilascio dei vincoli attuali, emerge che il numero di ore di congestione totali sulla interconnessione di interesse diminuisce dell'85%, passando da 6340 a 979 (**Tabella 11**). In particolare si osserva che il numero di ore di congestione dalla Calabria alla Sicilia cala considerevolmente mentre quello delle ore di congestione dalla Sicilia alla Calabria si azzerava. Allo stesso tempo il flusso netto da Calabria a Sicilia si incrementa in maniera significativa, da 0.6 a 3.26 TWh annui.

		N° ore congestione	N° ore annue	%
Baseload	Ore di congestione totale di cui:	979	8784	11%
	da Sicilia a Calabria	3	1390	0%
	da Calabria a Sicilia	976	7394	13%
Fascia 1	da Sicilia a Calabria	0	667	0%
	da Calabria a Sicilia	79	2648	3%
Fascia 2	da Sicilia a Calabria	0	533	0%
	da Calabria a Sicilia	83	2272	4%
Fascia 3	da Sicilia a Calabria	0	190	0%
	da Calabria a Sicilia	83	2474	3%
	Flusso netto annuo da Calabria a Sicilia		3.26 TWh	

Tabella 11. Ore di congestione sull'interconnessione tra Sicilia e Calabria nel caso del raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

Con riferimento alla struttura di mercato, il livello di concentrazione attuale in Sicilia determina, nella situazione attuale, un elevato grado di indispensabilità dei due operatori dominanti, che potenzialmente sono in grado di esercitare potere di mercato, come rappresentato in **Tabella 12** dagli indici di indispensabilità effettiva ed assoluta monitorati in esito alle simulazioni²⁰. Nei casi in esame, i due indici di indispensabilità assoluta ed effettiva non differiscono di molto perché la Sicilia è una zona in cui la potenza effettiva importata dalle zone adiacenti è dello stesso ordine della potenza massima importabile in base ai limiti di scambio.

²⁰ Gli indici di indispensabilità assoluta ed effettiva sono stati calcolati nel modo seguente:

si calcola il Fabbisogno Residuo di Aggregato di zone come:

$FR = FA + PHP - GEQ - IEFF - TMAX$ (per indispensabilità assoluta)

$F'R = FA + PHP - GEQ - IEFF - TEFF$ (per indispensabilità effettiva)

dove:

FA: è il fabbisogno di Aggregato

PHP: è la potenza di pompaggio assorbita

GEQ: è la Generazione Equivalente

IEFF: è il valore effettivo (\pm) dell'importazione da Estero

TMAX: è la potenza massima importabile da tutti gli altri Aggregati interconnessi. Per l'indispensabilità effettiva il termine è sostituito da TEFF che è la potenza effettiva importata da tutti gli altri Aggregati interconnessi;

s calcola la totale potenza disponibile in Aggregato dalle altre società come:

$PD = PTMAX + PH$

dove:

PTMAX è la potenza massima generabile da tutti i gruppi termici in servizio delle altre società presenti in Aggregato

PH è la potenza idrica generata da tutte le centrali idriche delle altre società presenti in Aggregato

Se la differenza $FR - PD$ (oppure $F'R - PD$) è positiva, in quell'ora la società considerata risulterà indispensabile a coprire il carico della zona.

Operatore	Fascia						Totale ore	%
	1		2		3			
	ore	%sulla fascia	ore	%sulla fascia	ore	%sulla fascia		
Indispensabilità assoluta 1° Operatore	2135	64.40%	937	33.40%	1685	63.25%	4757	54.16%
Indispensabilità effettiva 1° Operatore	2639	79.61%	1367	48.73%	1853	69.56%	5859	66.70%
Indispensabilità assoluta 2° Operatore	242	7.30%	22	0.78%	75	2.82%	339	3.86%
Indispensabilità effettiva 2° Operatore	256	7.72%	40	1.43%	75	2.82%	371	4.22%

Tabella 12. Ore di indispensabilità assoluta ed effettiva dei primi due operatori presenti in Sicilia senza raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

Con il raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi si assiste ad una marcata riduzione delle ore di indispensabilità di entrambi gli operatori pivotali in Sicilia, con conseguente diminuzione della possibilità di esercizio di potere di mercato (**Tabella 13**). Tuttavia, parallelamente a ciò, si assiste ad un aumento del numero di ore di indispensabilità effettiva del primo operatore nelle altre macro-zone²¹ con il risultato che il miglioramento della concorrenza in Sicilia penalizza in parte il livello di competitività delle altre zone (**Tabella 14**). Facendo, tuttavia, riferimento al dato forse più oggettivo dell'indispensabilità assoluta, a fronte del marcato miglioramento in Sicilia, si assiste ad una sostanziale stabilità di questo indicatore nelle altre zone.

	Fascia						Totale ore	%
	1		2		3			
	ore	% sulla fascia	ore	% sulla fascia	ore	% sulla fascia		
Indispensabilità assoluta 1° Operatore	150	4.52%	9	0.32%	46	1.73%	205	2.33%
Indispensabilità effettiva 1° Operatore	1627	49.08%	611	21.78%	661	24.81%	2899	33.00%
Indispensabilità assoluta 2° Operatore	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
Indispensabilità effettiva 2° Operatore	413	12.46%	95	3.39%	0	0.00%	508	5.78%

Tabella 13. Ore di indispensabilità assoluta ed effettiva dei primi due operatori presenti in Sicilia nel caso di raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

²¹ Una macro zona è un'aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. La definizione delle macrozone è specificata nella delibera dell'AEEG 50/05 e successive modifiche. Per il 2008 le macrozone sono: Mz Nord (comprendente Nord e Monfalcone); Mz Sicilia (comprendente Sicilia e Priolo), Mz Sardegna (comprendente la zona Sardegna) e Mz Sud (comprendente le rimanenti zone)

Macro Zona	Caso senza raddoppio cavo Sorgente-Rizziconi				Caso con raddoppio cavo Sorgente-Rizziconi			
	N° ore indispensabilità assoluta	%	N° ore indispensabilità effettiva	%	N° ore indispensabilità assoluta	%	N° ore indispensabilità effettiva	%
MNORD	1689	19%	3422	39%	1707	19%	3823	44%
MSAR	80	1%	4618	53%	80	1%	4072	46%
MSIC	4757	54%	5859	67%	205	2%	2899	33%
MSUD	161	2%	7498	85%	57	1%	7778	89%
TOTALE ZONE	4249	48%	4249	48%	4271	49%	4271	49%

Tabella 14. Indispensabilità del I° Operatore nelle macro zone

Fonte: elaborazioni REF

Dai risultati delle simulazioni è possibile calcolare come si modificano l'esborso complessivo dei consumatori e la rendita da congestione nei casi investigati (**Tabella 15 e Tabella 16**).

<i>Caso senza raddoppio cavo Sorgente-Rizziconi</i>	<i>mln €</i>
<i>Esborso lordo</i>	19453
<i>Rendita da congestione</i>	51
<i>Esborso netto</i>	19402

Tabella 15. Esborso su MGP dei consumatori con redistribuzione della rendita da congestione nel caso di mancata realizzazione del raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

<i>Caso con raddoppio cavo Sorgente-Rizziconi</i>	<i>mln €</i>
<i>Esborso lordo</i>	19180
<i>Rendita da congestione</i>	33
<i>Esborso netto</i>	19147

Tabella 16. Esborso su MGP dei consumatori con redistribuzione della rendita da congestione nel caso di raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

Considerando che l'esborso lordo si riduce, passando dal caso senza rinforzo di rete al caso con cavo in servizio, di 273 milioni di euro e la rendita da congestione di 18 milioni di euro, il risultato netto per i consumatori si traduce in un risparmio di 255 milioni di euro, del tutto confrontabile con il costo dell'investimento. .

Analizzando l'incremento di efficienza produttiva, misurato dalla diminuzione dei costi variabili di generazione termoelettrica, derivante dal confronto tra gli esiti della due simulazioni, si osserva

come il raddoppio del cavo tra Sicilia e Calabria porti ad un considerevole risparmio di costi in Sicilia e ad un significativo decremento dei medesimi anche a livello di intero sistema, nonostante un incremento nel resto di Italia (**Tabella 17**).

Costi di generazione	Macro Zona Nord	Macro Zona Centro	Macro Zona Sud	Macro Zona Sardegna	Macro Zona Sicilia	Totale Italia
Costo senza cavo mln €	6387	986	3467	301	441	11582
Costo con cavo mln €	6525	1011	3490	297	223	11546
Differenza mln €	137	25	23	-4	-218	-36

Tabella 17. Costi di generazione termoelettrica nei casi simulati

Fonte: elaborazioni REF

Il risparmio di costo è imputabile ad un diverso e più efficiente dispacciamento del parco di generazione termoelettrica; come si evince dalla **Tabella 18**, le produzioni degli impianti ad olio diminuiscono di 1.4 TWh lungo tutto il 2008, mentre quelle degli impianti a gas, che hanno un rendimento superiore a quelli ad olio, aumentano della medesima entità.

TWh	Produzione CCGT	Produzione Olio	Produzione Carbone
Caso senza raddoppio cavo Sorgente-Rizziconi	95.2	11.0	48.7
Caso con raddoppio cavo Sorgente-Rizziconi	96.6	9.6	48.7

Tabella 18: Bilancio delle produzioni termoelettriche nei casi con e senza raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

La variazione della rendita dei produttori (calcolata come differenza fra i ricavi ed i costi variabili di produzione), così come indicata in **Tabella 19**, quando si confrontano gli esiti delle due simulazioni, evidenzia una riduzione di 219 milioni di euro. Ciò significa che gran parte del risparmio di esborso per i consumatori deriva dal trasferimento di surplus dai produttori che vedono ridursi una quota rilevante di rendita infra-marginale.

	senza raddoppio del cavo Sorgente- Rizziconi	con raddoppio del cavo Sorgente- Rizziconi	variazione
Esborso netto dei consumatori mln €	19402	19147	-255
Costi di produzione: efficienza produttiva mln €	11582	11546	-36
Rendita dei produttori mln €	7820	7601	-219

Tabella 19. Confronto tra la rendita dei produttori nei casi senza e con raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi

Fonte: elaborazioni REF

Pertanto, si può concludere come, nell'assunzione di concorrenza perfetta trascurando eventuali comportamenti strategici degli operatori, si abbia un miglioramento del benessere complessivo di 36 milioni di euro, interamente imputabile al miglioramento di efficienza produttiva. In aggiunta, si ha un effetto re-distributivo, di trasferimento di ricchezza verso i consumatori dai produttori, che devono rinunciare ad una quota di rendita infra-marginale. A questo proposito, dai risultati delle simulazioni dei due scenari è possibile valutare come si modificano i margini economici sui costi variabili ottenuti su MGP dai primi sei operatori di mercato²² (**Tabella 20**). Come si osserva, i margini di tutti gli operatori eccetto uno si riducono nell'ipotesi di rilascio dell'attuale vincolo di trasporto sulla rete tra Sicilia e Calabria²³.

Società	Var % margini sui costi variabili anno 2008
1° Operatore	-4.1%
2° Operatore	-19.4%
3° Operatore	-2.3%
4° Operatore	-1.2%
5° Operatore	7.3%
6° Operatore	-11.0%

Tabella 20. Variazione percentuale dei margini sui costi variabili dei primi sei operatori di mercato
Fonte: elaborazioni REF

Per sintetizzare, la **Figura 19** riporta una schematizzazione dei risultati dell'esercizio, con riferimento in particolare alla riduzione dei costi di sistema e del *System Marginal Price* nella zona congestionata, con possibile aumento nella zona esportatrice.

²² I primi sei operatori di mercato fanno riferimento alla "Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" dell'AEEG di luglio 2008.

²³ Dai risultati delle simulazioni si evince che, con raddoppio del cavo fra Sicilia e Calabria, l'import netto dalla Calabria in Sicilia aumenta di circa 2.7TWh; di conseguenza le quote di produzione degli operatori in Sicilia si riducono in quanto l'import dalla Calabria sostituisce la costosa produzione ad olio delle unità in Sicilia. Tuttavia, per il 2° operatore siciliano, 5° operatore a livello nazionale, il dispacciamento degli impianti in Sicilia risulta essere maggiormente ottimizzato in quanto, essendo spenti gli impianti concorrenti, nelle ore in cui le sue unità sono in esercizio, queste funzionano a pieno carico; tale configurazione favorisce una riduzione dei costi variabili di generazione e in generale un incremento dei margini economici di tale operatore. Si ribadisce, comunque, come questo risultato sia del tutto ipotetico, perché condizionato dall'ipotesi di offerte poste pari al costo marginale degli impianti, in regime di concorrenza perfetta.

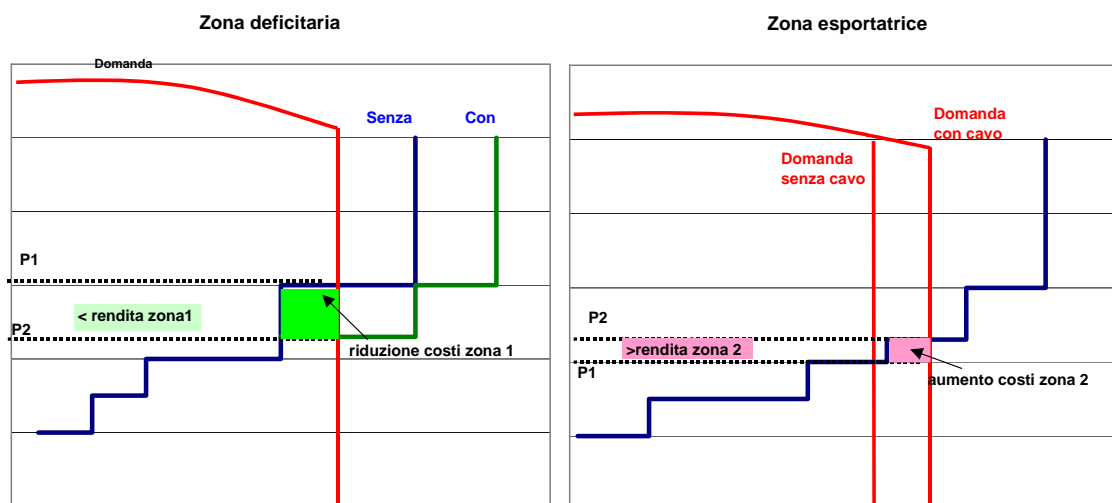


Figura 19. Equilibrio del mercato nei due scenari con e senza nuovo cavo nella zona deficitaria e in quella esportatrice.

In dettaglio, con riferimento alla zona deficitaria, il flusso netto da Calabria a Sicilia passerebbe, in presenza del nuovo cavo, da 0.4 TWh a 3.26 TWh, ma ore di congestione scenderebbero da circa 6000 a meno di 1000. La riduzione netta dei costi di sistema, cioè l'incremento del benessere sociale (imputabile interamente alla migliore efficienza produttiva) è quantificata in 36 milioni di euro, mentre l'esborso dei consumatori si riduce di ben 255 milioni di euro, grazie principalmente al trasferimento di 219 milioni di euro di riduzione netta della rendita infra-marginale dei produttori.

Per quanto riguarda l'impatto stimato sulla concorrenza, le conseguenze sono più problematiche. E' vero, come mostrato nelle figure precedenti, che migliorano tutti gli indicatori di concorrenza in Sicilia, tuttavia aumenta il numero di ore di indispensabilità effettiva del primo operatore in altre aree del mercato (**Figura 20**), anche se l'efficienza assoluta resta sostanzialmente stabile (**Tabella 14**).

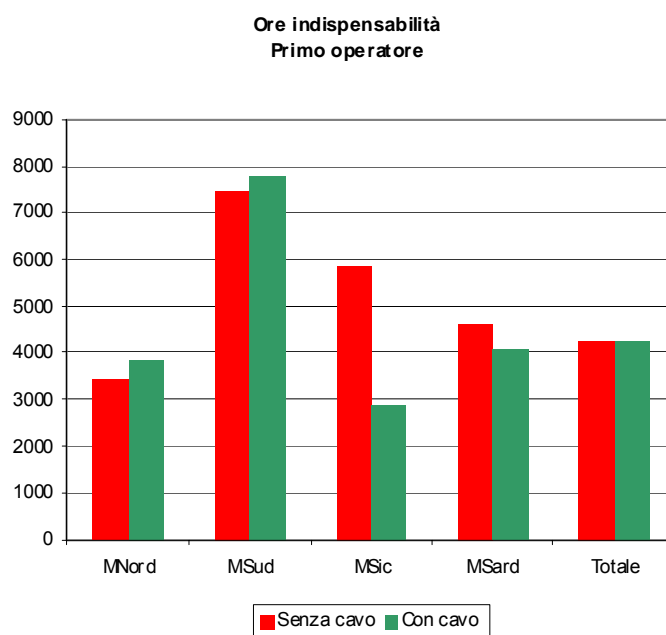


Figura 20. Indispensabilità effettiva del 1° operatore nelle zone del mercato elettrico: confronto tra i due scenari in assenza e in presenza del nuovo cavo.

In conclusione, è opportuno sottolineare come ovviamente la risoluzione di una strozzatura di rete non comporti la modifica della struttura di mercato complessiva che, se concentrata, può comunque consentire l'esercizio di potere di mercato in altre aree.

Di conseguenza, gli effetti della riduzione della rendita infra-marginale dei produttori potrebbero essere mitigati dall'aumento dei margini nelle altre aree, dove fra l'altro è maggiormente concentrata la domanda. In particolare, nel regime simulato di concorrenza perfetta, sarebbe proprio il 1° operatore ad assorbire per oltre il 50% la riduzione complessiva dei margini dei produttori, valutata in assenza di qualunque possibile strategia di recupero (**Figura 21**).

Distribuzione riduzione margini

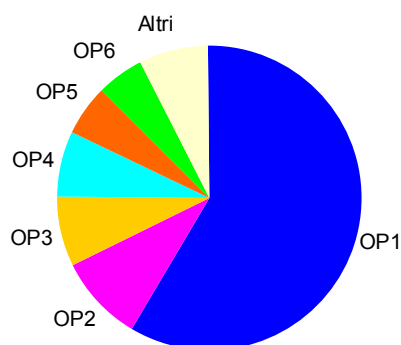


Figura 21. Distribuzione tra i maggiori operatori della riduzione dei margini nello scenario simulato di concorrenza perfetta per effetto del nuovo cavo.

4.3 Benefici in concorrenza imperfetta e altri effetti

Il caso appena esposto si basa su una serie di assunzioni tra cui: concorrenza perfetta (prezzo pari al costo marginale) e rigidità della domanda. Occorre pertanto discutere, anche se solo a livello qualitativo, le conseguenze del rilascio delle due ipotesi.

In primo luogo, supponendo di consentire nel breve-medio termine un'elasticità seppur limitata della domanda elettrica, è lecito attendersi un incremento del benessere complessivo, distribuito sia tra i consumatori che tra i produttori (per via dell'aumento di quantità di energia elettrica approvvigionata grazie alla riduzione del prezzo). In un ambito, tuttavia, di obiettivi europei e di sforzi tesi all'efficienza energetica, l'ipotesi di rigidità della domanda è in qualche misura accettabile e giustificabile. Ben più rilevante l'effetto in presenza di comportamenti strategici da parte delle imprese, derivante dalla mitigazione del potere di mercato in Sicilia. Infatti, attualmente, la struttura di mercato si presenta solo parzialmente concorrenziale e si evidenziano comportamenti strategici delle imprese che incidono sul livello di prezzo, enfatizzando ad esempio la separazione zonale, consentendo però un recupero anche della componente costi fissi sostenuti per la realizzazione dei nuovi impianti. . A questo proposito, risulta esemplificativa la differenza tra il valor medio del PUN simulato nell'ipotesi di concorrenza perfetta (nello scenario in assenza di raddoppio del cavo) e il valore a consuntivo (ovviamente in assenza del raddoppio), pari a circa 20 €/MWh, con una differenza di esborso per i consumatori nei due casi pari a più del 50% (10.500 milioni di euro), come mostrato in **Tabella 21**, e un incremento di rendita per i produttori quasi triplicata.

	<i>Caso simulato in assenza di raddoppio di cavo in regime di concorrenza perfetta</i>	<i>Consuntivo 2008 (assenza di raddoppio del cavo)</i>	<i>Differenza nei due casi</i>
Esborso lordo	19453	30016	10563
Rendita da congestione	51	156	105
Esborso netto	19402	29860	10458
<i>Fonte: Ref</i>			

Tabella 21. Differenza di PUN e di esborso per i consumatori nel caso simulato in regime di concorrenza perfetta rispetto al consuntivo 2008 (in assenza per entrambi del raddoppio del cavo).

La struttura di mercato attuale permette dunque l'esercizio di potere di mercato e l'adozione di opportune condotte strategiche, al fine di massimizzare il profitto a scapito dei consumatori. D'altra parte, la simulazione condotta nei due scenari (con e senza cavo) nell'ipotesi di concorrenza perfetta ha evidenziato una significativa diminuzione dell'indice di indispensabilità del 1° operatore in Sicilia, che dovrebbe ostacolare e ridurre l'esercizio di potere di mercato. Anche se non è possibile stimare esattamente tale effetto di mitigazione, è comunque valutabile (anche da studi internazionali quali *Borenstein et al.*, 2000) un beneficio di gran lunga superiore (in alcuni casi anche di un ordine di grandezza) a quello derivante dal solo miglioramento dell'efficienza produttiva. In questi termini, anche il beneficio netto (cioè l'incremento di efficienza allocativa) in un regime di oligopolio sarebbe pertanto del tutto confrontabile con il costo dell'investimento.

Conviene ricordare ancora una volta, tuttavia, come l'intervento singolo non risolva le altre strozzature della rete, tanto meno modifichi la struttura di mercato esistente: in questa situazione resta ancora possibile, per l'eventuale operatore dominante, esercitare potere di mercato in altre aree, per recuperare parte della rendita sottratta in Sicilia. D'altra parte, l'interconnessione tra Sicilia e Calabria è solo una delle opere prioritarie previste nel Piano di sviluppo di Terna, per cui il beneficio andrebbe valutato nel complesso una volta che siano stati ultimati tutti i progetti. Vi sono comunque altri benefici, minori, forse, ma da non sottovalutare, in un'analisi costi-benefici complessiva dell'investimento, quali:

- riduzione degli oneri di dispacciamento (dal momento che la riserva operativa in rispetto al criterio di sicurezza n-1 non deve più necessariamente essere costituita dai costosi impianti siciliani) e mitigazione di potere di mercato anche nel MSD
- benefici ambientali (possibilità di connessione e di dispacciamento di impianti eolici, ma anche riduzione delle ore di funzionamento degli impianti ad olio a favore di impianti CCGT più efficienti e caratterizzati da minori emissioni);
- incremento dell'affidabilità e della sicurezza e maggiore diversificazione del mix combustibili (grazie alla riduzione delle ore di funzionamento degli impianti ad olio a favore di impianti CCGT alimentati a gas naturale);

- riduzione delle interruzioni di rete e aumento dell'affidabilità/qualità del servizio di trasmissione.

Tra tutti, il più significativo è senz'altro il risparmio ottenibile sul fronte dell'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, particolarmente oneroso, come già ricordato, proprio in Sicilia, e imputabile più precisamente ai seguenti elementi:

- minori congestioni intra-zonali
- ricorso ad impianti più efficienti per la loro soluzione
- contributo alla costituzione della riserva della zona SUD
- minore possibilità di esercizio di potere di mercato su MSD.

Dei 320 milioni di euro spesi tra il 2007 e il 2008, più della metà forse potrebbero essere risparmiati anche su questo fronte.

4.4 Sintesi delle principali evidenze

L'obiettivo di questo capitolo era il tentativo di quantificare il costo dei ritardi, evidenziati dall'analisi contenuta nel capitolo 3, che caratterizzano la realizzazione di nuove linee di trasmissione. In particolare, lo studio di caso ha riguardato il nuovo cavo Sorgente - Rizziconi, evidenziando come il suo completamento avrebbe generato un miglioramento di benessere sociale comparabile al costo stesso dell'investimento. In realtà, la realizzazione di questa linea genera una molteplicità di benefici, di cui forse il più rilevante è quello associato alla mitigazione del potere di mercato. Tuttavia, in questo esercizio, è stato misurato precisamente il solo effetto derivante dall'incremento dell'efficienza produttiva, comunque quantificato in 36 milioni di euro, mentre gli altri effetti sono stati discussi solo a livello qualitativo. Inoltre, il beneficio andrebbe valutato nel complesso, rilasciando tutte le attuali strozzature di rete, cioè a valle del completamento di tutta la lista delle opere prioritarie previste da Terna, in modo che finalmente il sistema elettrico possa giovare appieno del rinnovamento del parco termoelettrico italiano, avvenuto negli ultimi 10 anni, e delle forti opportunità di sviluppo delle fonti rinnovabili, in specie al Sud della penisola.

5. CONCLUSIONI

Con l'avvio della liberalizzazione, sancita con l'emanazione del Decreto Bersani del marzo '99, il sistema elettrico nazionale ha subito una serie di profonde modifiche strutturali, con in primis la separazione nei diversi stadi della filiera industriale e l'ingresso di nuovi operatori. Anche nella nuova organizzazione, l'infrastruttura di rete resta comunque l'elemento cruciale per il funzionamento in efficienza e sicurezza dell'intero sistema elettrico. In generale, interventi di potenziamento e di incremento della capacità di trasmissione comportano una serie di benefici, principalmente di tipo economico, a livello di incremento dell'efficienza produttiva e di benessere collettivo, ma anche specificatamente in tema di sicurezza e miglioramento ambientale (Capitolo 2). Tuttavia, nel nuovo assetto in cui gli investimenti non sono più decisi all'interno di un unico soggetto verticalmente integrato, lo sviluppo della rete è soggetto ad una serie di incertezze che rendono ancora più problematica la definizione e la realizzazione dei nuovi investimenti. In aggiunta, in Italia, negli ultimi anni, a fronte di un forte rinnovamento del parco di generazione, lo sviluppo della rete di trasmissione ha seguito un tasso più rallentato, accumulando un sostanziale ritardo nell'adeguamento della rete alle nuove esigenze di parco e di nuova organizzazione industriale. A questo proposito, diversi elementi quali la frequente occorrenza di congestioni tra diverse zone del mercato elettrico, il dispacciamento non ottimale del parco, sia delle nuove centrali più efficienti, CCGT, sia degli impianti eolici, la sostanziale non integrazione del mercato italiano all'interno del mercato europeo, testimoniata dal differenziale di prezzo stabilmente positivo dell'Italia rispetto ai Paesi confinanti, confermano l'esistenza di sostanziali strozzature nella rete e l'esigenza di rafforzare le interconnessioni con l'estero. A fronte di queste necessità, Terna ogni anno predispone un Piano di sviluppo triennale della rete di trasmissione, sottoposto alla preventiva discussione dei vari *stakeholders* coinvolti e alla approvazione finale del Ministero dello Sviluppo Economico, che ormai da alcuni anni contiene e ripropone una serie di opere prioritarie, atte proprio a rimuovere le attuali limitazioni e criticità. In realtà, da una lettura attenta dei Piani di sviluppo degli ultimi anni, si osserva una sostanziale difficoltà nella realizzazione di tali opere, caratterizzate, nel tempo, da sistematici ritardi nella data di completamento, rendendo via via sempre più pressanti le esigenze di adeguamento dell'infrastruttura di rete al sistema e poco affidabili le previsioni fornite da Terna sulla data di completamento. A tale proposito, nel corso di questo studio, si è cercato di quantificare, in prima istanza e sotto alcune ipotesi esemplificative, una stima di costo imputabile a tali ritardi. L'esercizio è stato condotto relativamente al caso della linea Sorgente-Rizziconi, di collegamento tra Sicilia e Calabria, attualmente connesse da un unico collegamento. Il costo del ritardo è stato calcolato per l'anno 2008 dal guadagno di benessere sociale ottenibile confrontando i due scenari, in assenza e in presenza del raddoppio. Assumendo un regime di concorrenza perfetta e di rigidità della domanda (in modo tale da

imporre rispettivamente offerte sul mercato all'ingrosso pari al costo marginale degli impianti e un fabbisogno orario pari esattamente al consuntivo registrato dal GME nel corso dell'anno per entrambi gli scenari), si ottiene un incremento di benessere collettivo pari a 36 milioni di euro ed un effetto re-distributivo di trasferimento di surplus dai produttori ai consumatori pari a 219 milioni di euro, per effetto della riduzione della rendita infra-marginale (il PUN medio annuale diminuirebbe infatti di circa 0.8 €/MWh). In particolare, almeno due considerazioni emergono a commento di questo risultato. In primo luogo, si tratta di una stima assolutamente per difetto, perché quantifica il beneficio solo in relazione al miglioramento di efficienza produttiva, trascurando in primis l'impatto positivo sulla struttura concorrenziale e quindi di mitigazione del potere di mercato (effetto, secondo alcuni studi internazionali, preponderante rispetto al precedente in un mercato oligopolista come quello italiano attuale) e, in seconda battuta, i benefici, non trascurabili, sul mercato dei servizi di dispacciamento e in termini ambientali. In secondo luogo, tuttavia, va precisato come un'opera da sola, pur importante, non possa stravolgere l'architettura complessiva del mercato di generazione: la concentrazione del mercato renderebbe ancora possibili eventuali comportamenti strategici finalizzati ad un recupero dei profitti in altre zone del mercato elettrico. Il beneficio, pertanto, andrebbe valutato in un'ottica complessiva, in cui rilassare tutte le attuali strozzature di rete, portando a compimento l'intera lista di opere prioritarie indicate da Terna. Lo sforzo, pertanto, deve essere globale su tutti questi fronti.

Appurata l'esistenza di sistematici ritardi nella realizzazione dei necessari rinforzi della rete e quantificato, in prima approssimazione e a titolo esemplificativo, il costo dei ritardi per una specifica opera (con metodologia e ordine di grandezza dei risultati estendibili agli altri progetti) diventa rilevante cercare di individuare le principali cause a cui imputare più frequentemente questi ritardi. A questo scopo, nel corso dello studio (Capitolo 3), si è dapprima ricostruito l'iter autorizzativo degli interventi nelle nuove linee, suddividendolo in tre macro-fasi (concertativa, autorizzativa e realizzativa in senso proprio) e stimando i tempi medi per ognuna. Dall'analisi eseguita è emerso come i principali colli di bottiglia si concentrino durante la fase concertativa, determinando gran parte dei frequenti ritardi. D'altra parte, si tratta di una fase sì opzionale (applicata da Terna volontariamente in accordo alla normativa VAS), e dunque non codificata formalmente, con ruoli, tappe e tempi non precisamente definiti, ma assolutamente non eliminabile, perché necessaria e critica nel processo di costruzione dell'indispensabile consenso da parte delle comunità locali. A fronte di questa evidenza, questo studio ha elaborato una serie di proposte, allo scopo sia di aumentare il livello di responsabilizzazione delle istituzioni coinvolte (Regioni ma anche Comuni e Province), sia di far emergere eventuali pratiche di ostruzionismo da parte di Enti locali, non immediatamente individuabili nella fase concertativa, sia di migliorare l'efficacia e la trasparenza delle informazioni, fornite da Terna nei Piani di sviluppo, sul reale stato di avanzamento delle opere, sia di aumentare il grado di

affidabilità delle previsioni di Terna, permettendo una stima autonoma da parte dei vari soggetti interessati alla realizzazione delle opere. In particolare, si propone a Terna di corredare le informazioni attuali di progetto, dettagliando più finemente e formalizzando le singole sotto-fasi della fase concertativa, al fine o di evidenziare un concreto avanzamento di anno in anno o di segnalare effettivi intoppi e rallentamenti. Inoltre, si suggerisce la creazione di un set opportuno di indicatori, sia di tipo economico (in termini di incremento del benessere complessivo), sia ambientale (in termini di minori emissioni inquinanti), sia di localizzazione (km di linea; tipologia, cavo aereo o sottomarino; numero di Enti locali coinvolti; numero di Regioni coinvolte; densità di popolazione; possibilità di interventi di mitigazione e razionalizzazione su linee esistenti; presenza e numero riserve naturalistiche/aree di rispetto) attraverso cui caratterizzare ogni progetto fin dall'avvio del procedimento, costruendo in tal modo una mappatura da aggiornare periodicamente. Questo approccio avrebbe il merito di evidenziare da subito e direttamente le opere sia potenzialmente più critiche (come impatto sul funzionamento del sistema elettrico, misurato in termini di incremento atteso del *welfare*) sia più a rischio di intoppi e ritardi (per un dettaglio si rimanda alla Tabella 7 e alla Figura 15). Si suggerisce, inoltre, per agevolare l'iter, di prendere in considerazione l'utilizzo di compensazioni: si tratta di una pratica ampiamente utilizzata in altri settori (ma anche per gli impianti di generazione elettrica) assolutamente non prevista e adottata nel caso della realizzazione di linee di trasmissione ad alta tensione. Dal momento che le comunità locali godono solo in minima parte e in maniera indiretta dei benefici associati alla realizzazione di un elettrodotto, mentre sostengono interamente il costo ambientale (in termini sia di inquinamento elettromagnetico sia di impatto estetico), sarebbe oltremodo equo ri-equilibrare il bilancio locale costi-benefici, prevedendo "risarcimenti", in modo analogo a quanto la normativa in corso di predisposizione prevede ad esempio per il nucleare.

Un ultimo aspetto che si vuole sottoporre all'attenzione, infine, riguarda il processo di pianificazione dello sviluppo della rete, che la normativa attuale stabilisce debba seguire e adattarsi alle decisioni di investimento del parco di generazione, per loro natura incerte e non coordinate. In particolare, seguendo questo approccio, gli attuali problemi di congestione e strozzature della rete, anche una volta risolti nel caso specifico, tenderebbero a riproporsi periodicamente in occasione dei futuri cicli di investimento in nuove centrali. Vale la pena, forse, ormai a valle del transitorio seguito alla ristrutturazione e liberalizzazione del settore e del necessario assestamento, riflettere e valutare modalità di più stretto raccordo tra investimenti in generazione e in rete di trasmissione, in cui le decisioni sullo sviluppo della rete possano anche assumere un ruolo di guida delle scelte di localizzazione in generazione, e non esserne semplicemente solo condizionate.

6. BIBLIOGRAFIA

Borenstein S., Bushnell J. e Stoft S., 2000. The Competitive Effects of Transmission Capacity in A Deregulated Electricity Industry, *RAND Journal of Economics*, The RAND Corporation, vol. 31(2), p. 294-325, Summer.

Budhreja V.S., Mobasher F., Ballance J., Dyer J., Silverstein A., Eto J. H., 2009. Improving Electricity Resource-Planning process by Considering the Strategic Benefits of Transmission, *The Electricity Journal*, Vol. 22, Issue 2, March.

Gestore del Mercato Elettrico, 2009. *Relazione annuale 2008*, disponibile sul sito www.mercatoelettrico.org.

Groppi A, 2008. Investimenti nel settore della produzione elettrica: un'analisi empirica delle politiche di siting, Politecnico di Milano, tesi di dottorato.

Meyer D. e Sedano R., 2002. *Transmission Siting and Permitting*, National Transmission Grid Study, DOE USA.

Terna, dal 2002 al 2009, *Piani di sviluppo della rete di trasmissione*, disponibili sul sito www.terna.it

Vajjhala S.P. e Fishbeck P.S., 2007. Quantifying siting difficulties: A case study of US transmission line siting, *Energy Policy*, 35, p. 650-671.

7. APPENDICE

Il modello di simulazione

Le simulazioni degli scenari di mercato 2008 ricostruiti ex-post sono state condotte tramite l'utilizzo di ELFO++, il nuovo modello di REF per la simulazione del mercato elettrico del giorno prima su un orizzonte temporale di medio termine (un anno). Nell'ambito del presente studio, ELFO++ è stato utilizzato con l'obiettivo di valutare l'influenza di un determinato scenario di mercato, costituito dall'insieme dei parametri e vincoli del sistema elettrico, sui costi e sulla struttura del mercato elettrico (approccio deterministico).

Funzionalità di ELFO++

ELFO++ simula un mercato liberalizzato in cui le società di produzione competono offrendo la propria produzione di energia elettrica direttamente in borsa o stipulando contratti bilaterali con i consumatori. A tal fine, ELFO++ implementa, su un orizzonte annuale e con dettaglio orario, il mercato elettrico del giorno prima, caratterizzato da un *system marginal price* e da un sistema zonale di risoluzione delle congestioni sulla rete di trasmissione.

ELFO++ effettua una programmazione ottima, con l'obiettivo di minimizzare il costo per l'intero sistema per coprire la domanda di energia elettrica, su base oraria del parco di generazione idro-termoelettrico attraverso due fondamentali *step* di calcolo:

1. **Unit Commitment:** durante questa fase, ELFO++ determina lo stato orario ON/OFF di ciascuna unità termoelettrica sulla base di un ordine di merito (basato sui costi variabili medi di produzione o sulle offerte) delle unità di produzione e rispettando i vincoli del sistema elettrico. La soluzione tiene in considerazione i costi di accensione e spegnimento delle unità termoelettriche e ne rispetta la flessibilità (frequenza delle manovre di accensione e spegnimento, in modo dipendente dalla tecnologia impiantistica).
2. **Dispacciamento:** durante questa fase, ELFO++ determina il diagramma di produzione orario di ciascuna unità termoelettrica in coordinamento con il dispacciamento idroelettrico e nel rispetto dei vincoli del sistema. La fase di dispacciamento tiene in considerazione i vincoli di rampa, a salire ed a scendere di carico, delle unità termoelettriche.

La costruzione delle offerte potenza/prezzo da sottoporre al mercato spot per tutti i gruppi termoelettrici è affrontata partendo dai risultati dello *unit commitment* sul medio periodo, che determina uno scenario di base da cui, differenziando le tattiche d'offerta ipotizzate per ciascun produttore, si innesca la formulazione delle offerte. Quindi, al mercato spot sono presentate le

offerte orarie potenza/prezzo dei gruppi termici, in funzione della tattica adottata da ciascun produttore e dell'economicità degli impianti.

L'energia idroelettrica è offerta a prezzo nullo secondo le quantità fissate dal dispacciamento idroelettrico eseguito attraverso la procedura di programmazione a minimi costi (il che è equivalente ad una allocazione delle produzioni idriche di tipo *peak shaving* compatibilmente con i vincoli di minimo e massimo accumulo dei serbatoi idrici).

La determinazione del prezzo orario avviene attraverso un *matching* di borsa, che riproduce il ruolo svolto dal Gestore del Mercato Elettrico relativamente al mercato spot, secondo quanto previsto dalle istruzioni del mercato.

Modellizzazione del sistema elettrico

Il sistema elettrico è configurabile con un elevato dettaglio di informazioni.

1. Sistema di generazione termoelettrico. Per ogni gruppo termico sono specificati:

- Dati anagrafici:
 - Zona e società di appartenenza
 - Tecnologia di produzione
 - Flessibilità
 - Data di entrata in servizio e data di dismissione
- Dati tecnici (uno o più assetti, assegnabili con dettaglio giornaliero):
 - Potenza minima e massima efficiente netta
 - Tasso di indisponibilità accidentale
 - Mix di combustibili
 - Curve quadratiche di consumo
 - Piano di manutenzione
 - Contratti di fornitura di combustibile
- Costo dei combustibili (differenziabili a livello di singolo impianto).
 - Costo di base con variazioni mensili
 - Costi locali (trasporto e logistici)
 - Tasse nazionali o locali

2. Sistema di generazione idrico gestito ad equivalenti stagionali ed equivalenti ad acqua fluente (per zona e per società) e a singole centrali di pompaggio. Per ogni serbatoio stagionale e per ogni centrale di pompaggio sono specificati con dettaglio settimanale:

- Zona e società di appartenenza
 - Potenza minima e massima efficiente netta
 - Piano di manutenzione
 - Coefficienti energetici in generazione e in pompaggio
 - Invaso iniziale e finale
 - Apporti naturali (profilo giornaliero)
- 3. Topologia della rete elettrica.
 - Modello a zone equivalenti interconnesse radialmente
 - Vincoli di massimo transito attivo nelle due direzioni sulle interconnessioni equivalenti (dettaglio orario)
- 4. Diagramma di carico orario per zona, ossia fabbisogno coperto dai produttori che partecipano direttamente al mercato libero al netto dell'autoproduzione
- 5. Generatori equivalenti nelle varie zone, con profilo di produzione predefinito per modellare le produzioni con priorità di dispacciamento: produzione CIP6, importazioni da estero, produzione IAFR

Modellizzazione del mercato

Nel presente studio, la simulazione di ELFO++ è condotta a “minimi costi”, ossia ipotizzando che i vari competitori offrano sul mercato del giorno prima i loro impianti al costo marginale (ipotesi di concorrenza perfetta). In questo modo viene ad essere simulato un dispacciamento del parco di generazione che rappresenta la programmazione più efficiente, ossia al minor costo, degli impianti di produzione.

Risultati di ELFO++

I principali risultati prodotti in esito alla simulazione di scenario sono i seguenti:

- Dispacciamento idro-termico orario
- Quote di mercato per produttore
- Ricavi, costi di produzione, margini economici sui costi variabili di produzione per società
- Transiti di potenza attiva sulle interconnessioni equivalenti
- Indicatori della struttura del mercato (indispensabilità dei concorrenti).