

Quaderni di ricerca ref.
n. 34 / Febbraio 2007

**INCENTIVI AGLI INVESTIMENTI IN UNA
NUOVA CAPACITA' DI TRASMISSIONE:
OBIETTIVI, POLITICHE E STRUMENTI**

A cura di Arturo Lorenzoni e Pia Saraceno

ref.

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

Via Gioberti 5 - 20123 Milano
Tel. +39 02 4344101 - Fax +39 02 43441027
Info@ref-online.it - www.ref-online.it

INDICE

SUMMARY AND CONCLUSIONS	I
CAPITOLO 1 – UN’ANALISI CRITICA DELLA LETTERATURA RILEVANTE ED UNA PANORAMICA SULLE ESPERIENZE INTERNAZIONALI DI REGOLAMENTAZIONE	1
1.1. Introduzione	1
1.2. La letteratura internazionale	2
1.3. Prezzi nodali e segnali per gli investimenti	5
1.3.1. Prezzi nodali: derivazione e calcolo	7
1.3.2. I prezzi nodali in pratica: il benchmark del pianificatore “onnisciente”	8
1.3.3. Prezzi nodali e potere di mercato.....	9
1.3.4. Prezzi nodali e borsa obbligatoria	10
1.3.5. Prezzi nodali e copertura dei costi di investimento	10
1.4. Come garantire ricavi adeguati all’operatore di rete?	11
1.5. Risoluzione delle congestioni tra sistemi: possibili soluzioni, in teoria e in pratica.....	12
1.5.1. La situazione europea	15
1.5.2. Coordinated Auction	16
1.5.3. Un esempio di asta coordinata	17
1.5.4. Market Coupling	21
1.5.5. Un esempio di “Market Coupling”	23
1.6. L’investimento in nuova capacità di trasmissione: l’opzione <i>merchant</i>	26
1.7. La definizione di incentivi per i TSOs: un quadro regolamentare	27
CAPITOLO 2 – IL QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE IN EUROPA ED IN ITALIA	29
2.1. La regolamentazione in Europa	29
2.2. Il quadro normativo e regolamentare Italiano.....	33
2.2.1. Il costo di investimento nelle linee in Italia.....	41
CAPITOLO 3 - INVESTIMENTI MERCHANT E QUADRO REGOLATORIO	43
3.1. Introduzione	43
3.2. <i>Overview</i> delle scelte europee.....	43
3.2.1. Effetto pro-competitivo della nuova interconnessione.....	44
3.2.2. Separazione societaria dai TSO connessi	46
3.2.3. Rischiosità del progetto.....	47
3.2.4. Interconnessioni DC versus AC.....	49
3.2. Quadro istituzionale	53
3.3.1. Verifica sulla capacità	53
3.3.2. Ricavi regolati	55
3.4. Ulteriori questioni regolatorie	55
3.4.1. Proprietà.....	55
3.4.2. Accesso e uso	56
3.5. Diritti di trasmissione	59
CAPITOLO 4 - ALCUNE SIMULAZIONI DI NUOVI INVESTIMENTI SUL MODELLO DELLA RETE ITALIANA AL 2008	63
4.1. Introduzione	63

4.2. Modelli adottati	65
4.2.1. Modello di rete	65
4.3. Gli esiti delle simulazioni	66
4.3.1. PPL di Turbigo – Roncovalgrande	66
4.3.2. PPL di Foggia	68
4.3.3. Valutazione dei vantaggi ottenibili dagli interventi proposti.....	72
4.3.4. Interfaccia Nord – Centro Nord.....	73
4.4. Alcune considerazioni economiche sulle simulazioni svolte	75
CAPITOLO 5 – I BENEFICI ECONOMICI DELL’INVESTIMENTO IN CAPACITÀ DI TRASMISSIONE NEL 2008	78
5.1. Obiettivi del capitolo	78
5.2. Il valore della rete elettrica	79
5.3. La rete come elemento essenziale nel contesto del mercato elettrico	81
5.4. L’analisi costi-benefici	83
5.4.1. Il surplus totale come misura del valore della rete	83
5.4.2. Ipotesi sull’elasticità della domanda	85
5.5. La descrizione del mercato	87
5.5.1. L’evoluzione della capacità di generazione installata 2005-2008.....	87
5.5.2. L’assetto proprietario	89
5.5.3. La crescita della domanda e il matching tra domanda e offerta	90
5.5.4. I costi di generazione e la struttura della curva d’offerta 2005-2008	91
5.5.5. Una misura del potere di mercato: gli indici di indispensabilità	93
5.5.6. L’evoluzione della capacità di rete al 2008.....	95
5.6. Il modello	95
5.6.1. Capacità di trasmissione e interazioni strategiche nel 2005.....	96
5.6.2. Il modello di stima della struttura della concorrenza	99
5.6.3. La simulazione riferita al 2008.....	103
5.6.4. La simulazione del mercato al 2008: metodologia di computo dei risultati di benessere.....	107
5.7. Discussione dei risultati	111
CAPITOLO 6 – STRUMENTI E POLITICHE PER GLI INVESTIMENTI NELLA TRASMISSIONE: ALCUNE INDICAZIONI DI SINTESI	114
6.1. Investimenti, remunerazione, controllo	114
6.1.1. I benefici di un nuovo investimento	115
Box - La scelta degli investimenti in altri paesi	116
6.2. Alcune proposte per il caso Italiano	118
6.2.1. Un’analisi costi-benefici “standardizzata” per valutare le opportunità d’investimento in trasmissione	118
6.2.2. Proposta di uno schema di regolamentazione per il TSO basato su incentivi economici (performance-based regulation).....	119
6.2.3. Proposta di adozione di uno schema di network pricing efficiente e differenziato su base geografica	122
Appendice 1 - Descrizione della metodologia per la simulazione sulla rete	123
Appendice 2 - Calcolo dei coefficienti di riporto αhk,rs	136
Bibliografia	143

Summary and conclusions

Lo studio* ha l'obiettivo di analizzare come la politica di liberalizzazione possa considerare i benefici degli investimenti in reti di trasmissione in rapporto ai costi della loro realizzazione nel particolare contesto del mercato elettrico italiano.

I benefici dello sviluppo della rete di trasmissione possono essere molteplici sia che si considerino quelli di natura squisitamente economica sia che si includano quelli di altro tipo. Il problema è che essi non sono sempre di facile quantificazione, e del resto anche i costi devono tener conto degli elementi propriamente attinenti alle caratteristiche tecniche come anche dei costi sociali ed ambientali. L'analisi del beneficio complessivo dell'investimento per la collettività deve poi fornire un valido riferimento in termini di alternative in un contesto dinamico di medio/lungo periodo e quindi parte da possibili scenari di sviluppo della domanda e dell'offerta localizzata su un determinato territorio, a sua volta inevitabilmente interconnesso con altre aree territoriali.

Gli effetti sul benessere sociale di un'espansione della rete dipendono dal peso attribuito ai profitti dei generatori relativamente all'utilità dei consumatori nella funzione di benessere. Il tema è centrale nel dibattito teorico ed istituzionale per una serie di ragioni tra cui i preoccupanti bassi livelli degli investimenti in rete sperimentati in alcuni mercati negli anni iniziali delle liberalizzazioni.

Il lavoro svolto, molto parziale, tenta nel capitolo 4 e nel capitolo 5 una esemplificazione dei costi e dei benefici dei tre tratti di rete, che risolvono problemi di congestione intrazonale e tra zone. Nel caso della soluzione intrazonale, attraverso l'utilizzo di un modello di rete elaborato dal Politecnico di Milano, si valutano le ricadute sul funzionamento dell'intero sistema. Nel caso dell'ampliamento della capacità di trasmissione fra le zone Nord e Centro Nord del mercato italiano si valutano i benefici della maggior competizione. L'analisi applicata è preceduta: nel capitolo 1 da una rassegna dei modelli di analisi teorici presenti in letteratura che affrontano il problema di come attrarre gli investimenti necessari a finanziare una espansione di lungo periodo della rete; nel capitolo 2 si presenta il quadro normativo e regolamentare dal mercato europeo ed italiano in particolare; nel capitolo 3 la questione delle *merchant line* è affrontata a livello teorico e se ne studiano i tentativi di applicazione. Il lavoro si conclude con alcuni suggerimenti e riflessioni sulle politiche per l'Italia.

1. Le reti di trasmissione sono uno dei fattori maggiormente critici del successo dei processi di liberalizzazione, ma anche a livello teorico l'analisi della struttura degli incentivi presenti nei diversi assetti organizzativi per giungere all'espansione della rete ottimale è tutt'altro che facile.

* Il presente studio è stato realizzato da REF e IEFE.

Coordinatori del progetto: Pia Saraceno e Arturo Lorenzoni.

Gruppo di lavoro: Arturo Lorenzoni e Laura Segafredo (capitolo 1), Laura Segafredo (capitolo 2), Francesca Sala (capitolo 3), Cristian Bovo, Maurizio Delfanti, Andrea Silvestri (capitolo 4), Federico Boffa e Edoardo Settimio (capitolo 5), Arturo Lorenzoni e Laura Segafredo (capitolo 6)

Editing e grafici a cura di Dalia Imperatori

Lo studio è stato realizzato con il contributo di: Asm Brescia, Atel Energia, Edison, Energia, Endesa Italia, Enel Affari Istituzionali e Internazionali, Rezia Energia Italia, Terna.

Al di là delle economie di scala e della subattività delle funzioni di costo uno dei principali problemi da risolvere rimane quello delle esternalità negative legate alla complessità delle interazioni tra flussi dell'energia elettrica nella rete.

Nel primo capitolo si illustra come non esista una soluzione teorica condivisa tale da rendere compatibili gli opposti incentivi esistenti per l'operatore del sistema tra i benefici potenziali delle congestioni della rete nel breve e il ritorno degli investimenti derivante dall'espansione nel lungo. I modelli che indicano nei prezzi nodali il risultato di dispacciamento ottimale, come un equilibrio decentrato, si fondano sull'ipotesi di struttura dell'offerta concorrenziale; essi sono considerati nel breve periodo i meno distortivi anche nel caso in cui gli operatori possano agire in modo strategico. Anche nell'ipotesi di concorrenza perfetta non sono però in grado di fornire simultaneamente i corretti segnali per gli investimenti nella generazione e nella trasmissione: la percentuale di recupero dei costi che il meccanismo sarebbe in grado di garantire è stato stimato si aggiri infatti al massimo intorno solo al 20-30%.

Nella teoria sono riscontrabili tre approcci al problema: il primo calcola il *Net present Value* di investimenti congiunti in generazione e trasmissione, questi sono strettamente dipendenti dalla struttura di mercato del segmento della generazione; il secondo approccio è basato su meccanismi di *Incentive Regulation* delle "Transmission Company" che operano sotto stretto controllo regolamentare; il terzo approccio di tipo *Merchant* fa riferimento all'assegnazione di LTFTR (diritti finanziari di transito di lungo periodo) da parte di un *Independent System Operator* (ISO). In nessuna famiglia di modelli il problema delle esternalità trova una soluzione soddisfacente. Le semplificazioni cui la teoria si affida per la rappresentazione dei diversi approcci consentono infine di tenere conto alternativamente solo di alcuni aspetti dei problemi.

2. Nel secondo capitolo si dà un breve resoconto del quadro regolamentare scelto in Europa e in Italia. Il regolamento europeo 1228/2003 richiede che le tariffe per l'accesso e l'utilizzo della rete siano definite in modo da contenere segnali differenziati a seconda del punto di immissione e di prelievo dell'elettricità nella rete e allo stesso tempo siano efficienti e riflettano i costi sostenuti dal gestore della rete per effetto di quell'immissione e quel prelievo. Al momento però, come è stato messo in luce dall'analisi teorica, non esiste una soluzione al problema della costruzione di segnali di lungo periodo che rispecchino i requisiti richiesti dal regolamento.

Il criterio della *cost reflectiveness* è in altri termini di difficile applicazione pratica. La varietà di soluzioni trovate dai diversi gestori nazionali rende complesso il raggiungimento di un effettivo mercato europeo dell'energia. In Italia un gran numero di principi, regole e criteri pesano sulle decisioni d'investimento della rete. Si va dalla regolazione tariffaria al funzionamento del mercato di dispacciamento, alle normative sui processi autorizzativi, alla normativa sulle *merchant line*, ecc.. Il quadro regolamentare italiano in particolare sembra poi caratterizzato da un approccio contabile, ma poco "causale". L'analisi da noi condotta ha portato all'individuazione di alcuni punti critici: - l'obiettivo di promozione dell'efficienza viene interpretato solo in termini di produttività da incorporare nel meccanismo del *price-cap* mentre manca un riferimento alla relazione tra una gestione efficiente della rete e soluzione delle congestioni; - il principio di uniformità nell'applicazione delle tariffe di accesso alla rete viene interpretato poi in modo restrittivo e non consente di evidenziare gli opportuni segnali di

localizzazione, dando invece luogo all'introduzione di meccanismi perequativi; - il meccanismo di remunerazione del capitale dei nuovi investimenti in capacità di trasporto non risponde all'obiettivo di giungere ad un efficiente sviluppo ed uso della rete, essendo semplicemente orientato ad aumentare in modo indifferenziato lo stock di capitale con un rendimento generoso; - anche la normativa che si riferisce alle *merchant line*, si discosta in modo significativo dalle indicazioni europee e non prevede che l'esenzione dell'obbligo di accesso di terzi sia realizzato solo alle linee a corrente continua e solo se la porzione di rete contribuisce a rafforzare la concorrenza nella fornitura e se allo stesso tempo il rischio connesso all'investimento sia tale che gli investimenti non avrebbero altrimenti luogo.

3. Un approfondimento dunque è stato proposto sul tema delle *merchant line* (MTI) nel terzo capitolo. Tali investimenti, pur non avendo ancora sostanzialmente trovato applicazione, sono oggi contemplati dalle regolazioni in numerosi paesi, negli Stati Uniti, in America Latina, Australia e Europa. Se in prima approssimazione si può affermare che i MTI si finanziano attraverso l'arbitraggio sui differenziali di prezzo esistenti tra i due mercati collegati (i.e. svolgendo attività di trading), le specifiche caratteristiche dei MTI, nonché le loro prestazioni, dipendono crucialmente dal quadro istituzionale e regolatorio di riferimento. Le questioni aperte sono numerose: come e chi deve identificare le necessità di investimenti nella rete di trasmissione; chi può/deve rispondere a tali necessità sviluppando le infrastrutture; come devono essere remunerate tali infrastrutture; quale regime di accesso è previsto, etc. L'approfondimento esamina alcune delle suddette questioni regolatorie, richiamando i principali contributi teorici sull'argomento e tenendo soprattutto presente i possibili sviluppi dei MTI in Europa.

La disciplina dei MTI, prevista a livello europeo è ancora piuttosto scarna. Le caratteristiche dell'investimento richieste dal Regolamento Europeo per accordare il regime di esenzione (ai ricavi e al TPA regolati) previsto per i MTI contemplano: effetto pro-competitivo, separazione societaria della nuova interconnessione dai TSO connessi, elevata rischiosità del progetto, tecnologia DC. Poiché l'Australia annovera i primi, e fino ad ora gli unici, due esempi di MTI costruite con l'obiettivo di recuperare i costi tramite le rendite di congestione si è ritenuto utile un piccolo approfondimento con quella esperienza. Essa è apparsa deludente sotto molti punti di vista: si sono rivelati ex post non profittevoli; hanno successivamente richiesto la conversione ad investimenti regolati; la coesistenza di linee d'interconnessione regolate e MTI ha generato numerose controversie. L'analisi teorica in effetti sottolinea l'importanza del quadro istituzionale all'interno del quale possono essere effettuati MTI, deve porsi il problema della scelta della capacità della nuova infrastruttura (i.e. chi decide dimensioni e/o tempistica dell'investimento).

In un regime integralmente "non-regolato", tale scelta viene demandata al mercato, cioè all'investitore. Tuttavia, è possibile anche prevedere una verifica ex-ante sulla capacità, sotto forma di analisi costi-benefici o di gara sulla capacità per ottenere il diritto a costruire e gestire la linea. Quanto al finanziamento dell'infrastruttura, può essere di mercato, in parte regolato, o, come nel caso australiano, "convertibile" da totalmente *market-based* a regolato. Si pongono poi due ulteriori questioni regolatorie: la proprietà delle nuove infrastrutture e il regime di accesso e uso. Per quanto riguarda il primo tema, potrebbe risultare opportuno introdurre alcune restrizioni ex-ante nell'accesso ai MTI (i.e. chi può investire e chi no), con riferimento in

particolare ai TSO regolati connessi ai due estremi della linea e al generatore dominante nella zona che tendenzialmente importa energia. Il secondo tema viene analizzato separando il problema dell'accesso di terzi alla nuova infrastruttura da quello dell'uso efficiente della stessa. In relazione all'uso, regole come la "must-offer" della capacità dei MTI non sempre hanno un effetto positivo in termini di benessere sociale.

Da ultimo è essenziale analizzare le principali tipologie di diritti di trasmissione, fisici e finanziari, che possono essere definite sulla nuova infrastruttura. Dalla specifica definizione di diritto di trasmissione e dalla regola di allocazione adottata (i.e. quali e quanti diritti spettano alla nuova infrastruttura) dipende la remunerazione del MTI e, quindi, gli incentivi ad investire per l'operatore *merchant*.

4. Il beneficio del potenziamento di tratti di rete in Italia è stato poi analizzato nel quarto capitolo. La presenza di una rete già estesa e magliata rende complesso valutare il contributo sul piano economico anche per le diverse modalità con cui la rete può essere gestita. Il Politecnico di Milano, a partire dagli scenari REF di sviluppo del parco e della domanda elettrica a livello zonale fino al 2008, ha simulato l'impatto di tre interventi sulla rete: i primi due risolvono i problemi di congestione intrazonali per incrementare la produzione del PPL di Turbino- Roncovalgrande e di PPL di Foggia; il terzo interviene a massimizzare il flusso di potenza tra l'area Nord e Centro Nord.

Le simulazioni hanno riguardato il calcolo di Optimal Power Flow in assenza dell'intervento e in sua presenza, e hanno messo in luce che: gli investimenti in rete hanno effetti modesti sulle perdite del sistema; è importante la ricaduta economica nel caso dell'intervento su Turbigio perché libera capacità produttiva nelle ore di punta; l'effetto economico non è tanto sulla riduzione dei costi quanto sulla concorrenza e la struttura di mercato; gli interventi hanno un impatto importante sulla riduzione dei costi di dispacciamento anche se è difficile misurarne i benefici; sono sicuri i benefici sulla sicurezza e affidabilità della rete anche se una quantificazione del loro valore economico non è facile e comunque una remunerazione basata sul valore della trasmissione (*Financial Transmission Right o Merchant*) non sarebbero in grado di assicurarla; non vi è differenza tra valore degli investimenti intrazonali o infrazonali, cioè la configurazione zonale non ha ragione economica e potrebbe rappresentare un elemento distorto nelle scelte d'investimento; vi sono effetti congiunti di grande importanza che portano ad una non linearità delle valutazioni, questo rende difficile apprezzare compiutamente il valore di un nuovo investimento ed impone la necessità di un coordinamento delle decisioni per evitare duplicazioni.

5. I benefici economici dell'investimento in rete ed una quantificazione del suo effetto sul benessere della collettività sono infine oggetto del quinto capitolo. Un incremento della capacità di trasmissione, superiore all'aumento della domanda, contribuisce a ridurre la possibilità di strozzature del mercato e consente agli impianti più economici di raggiungere un maggior numero di consumatori ed aumenta la concorrenza tra i produttori. Il calcolo è stato effettuato applicando un modello di stima comportamentale degli operatori che tiene conto della struttura del parco produttivo e del funzionamento zonale del mercato italiano. L'esercizio svolto per il

2008 simula l'impatto sul benessere della collettività della soluzione della congestione tra Nord e Centro Nord già ipotizzata nel capitolo precedente con il prolungamento della linea Colunga-Calenzano. Il valore economico della rete viene calcolato in altri termini come una misura del valore sociale dell'investimento derivante dall'aggregazione del valore aggiunto creato per i produttori, per i consumatori, e per gli investitori stessi. In questo modo due sono le componenti del valore economico della rete: il beneficio sui costi di generazione (efficienza produttiva) e il beneficio sulla concorrenza, che non dipende dal transito effettivo sulla linea, ma soltanto dalla configurazione del potere di mercato prima e dopo la costruzione della linea.

L'applicazione di modelli teorici di riferimento alla realtà italiana ha dovuto basarsi su alcune ipotesi di lavoro con riferimento all'evoluzione del parco e della domanda al 2008, in coerenza con quanto analizzato nel capitolo 4, ma anche all'estendibilità al 2008 di modelli comportamentali degli operatori principali e della frangia competitiva simili a quelli che sono stati rilevati al 2005. In altri termini l'esercizio ha cercato di rappresentare al meglio il comportamento degli operatori italiani in funzione della struttura di mercato prevalente. Il modello è stato regolato alla struttura di mercato del 2008. Le ipotesi, descritte nel dettaglio, portano ad un calcolo dell'incremento del benessere, per il consumatore, scontato al 2005 derivante dall'introduzione del tratto di rete che oscilla tra i 120 e i 300 milioni di euro a seconda delle ipotesi dell'elasticità della domanda.

Al calcolo del beneficio contribuisce significativamente l'ipotesi di comportamento dell'operatore dominante che non massimizza il profitto nella misura che sarebbe consentita dalla struttura di mercato prevalente, ma che assume una funzione obiettivo autolimitante come verificatosi appunto anche nel 2005. Si calcola dunque un beneficio inferiore a quello teoricamente possibile perché i prezzi di mercato sono nei fatti stimati essere inferiori a quelli che massimizzano il profitto dei *market makers*.

Il valore calcolato anche nella soglia inferiore (elasticità della domanda 0.2) supera di molto il costo stimato in 40 milioni di euro della costruzione del tratto di rete. I risultati dell'esercizio condotto possono essere confrontati con il lavoro di Borenstein Bushnell e Stoft (BBS) che hanno stimato il beneficio derivante dalla rimozione del collo di bottiglia del mercato californiano nel 1992. Le ipotesi scelte per rappresentare la realtà italiana portano ad un valore di 40 volte inferiore a quello stimato dalle simulazioni di BBS. La differenza nei risultati si spiega essenzialmente con l'ipotesi di comportamenti autolimitanti che riducono il valore della rete. Inoltre l'elasticità della domanda di breve periodo dopo la liberalizzazione in California risulta superiore a quella ipotizzabile per la realtà italiana.

6. L'ultimo capitolo tenta di trarre alcune considerazioni di *policy* per la realtà italiana. Le regole attualmente in vigore in Italia pongono una funzione obiettivo su TERNA non necessariamente coerente con la massimizzazione del benessere collettivo. Inoltre la fase di controllo diviene estremamente delicata in presenza di un TSO che decide in autonomia se il regolatore non ha possibilità d'interagire sul processo decisionale. Il rischio evidente è che la poca trasparenza possa portare a decisioni d'investimento non ottimali sia in termini di volumi che di localizzazione che di tempistica degli investimenti.

Nell'ambito della remunerazione basata sui costi un possibile superamento delle difficoltà potrebbe essere rappresentato da un "*regulatory test*" sul modello messo a punto dal mercato australiano, che mette a confronto analisi costi benefici di scelte alternative sulla base di criteri definiti a priori. Vi è inoltre la possibilità di un cambiamento radicale dello spirito della regolazione attualmente in vigore con il passaggio a meccanismi di regolazione incentivante come è previsto in Inghilterra. Secondo i calcoli dell'OFGEM i benefici di tale meccanismo sono significativi. Prima una sua implementazione al sistema italiano è però necessaria in fase preliminare di studio, vanno in altri termini chiaramente individuati i pro ed i contro, tenendo conto della struttura del mercato e della rete italiana nonché della diversità di incentivi derivanti dalla differente struttura proprietaria dei TSO italiano e inglese.

Risulta evidente, infine, che una struttura di prezzi di tipo nodale può portare un significativo miglioramento dell'efficienza del sistema, con maggior trasparenza dei segnali di prezzo per gli operatori e una maggior aderenza dei prezzi ai costi, portando dei benefici non solo a livello di generazione, ma anche di sviluppo della rete.