

" Economia dell'Energia e dell'Ambiente."

a.a. 2019/20

Lezione 7:

Organizzazione ed evoluzione dell'Industria Elettrica: da Monopolio Nazionale Verticalmente Integrato a Mercato Elettrico

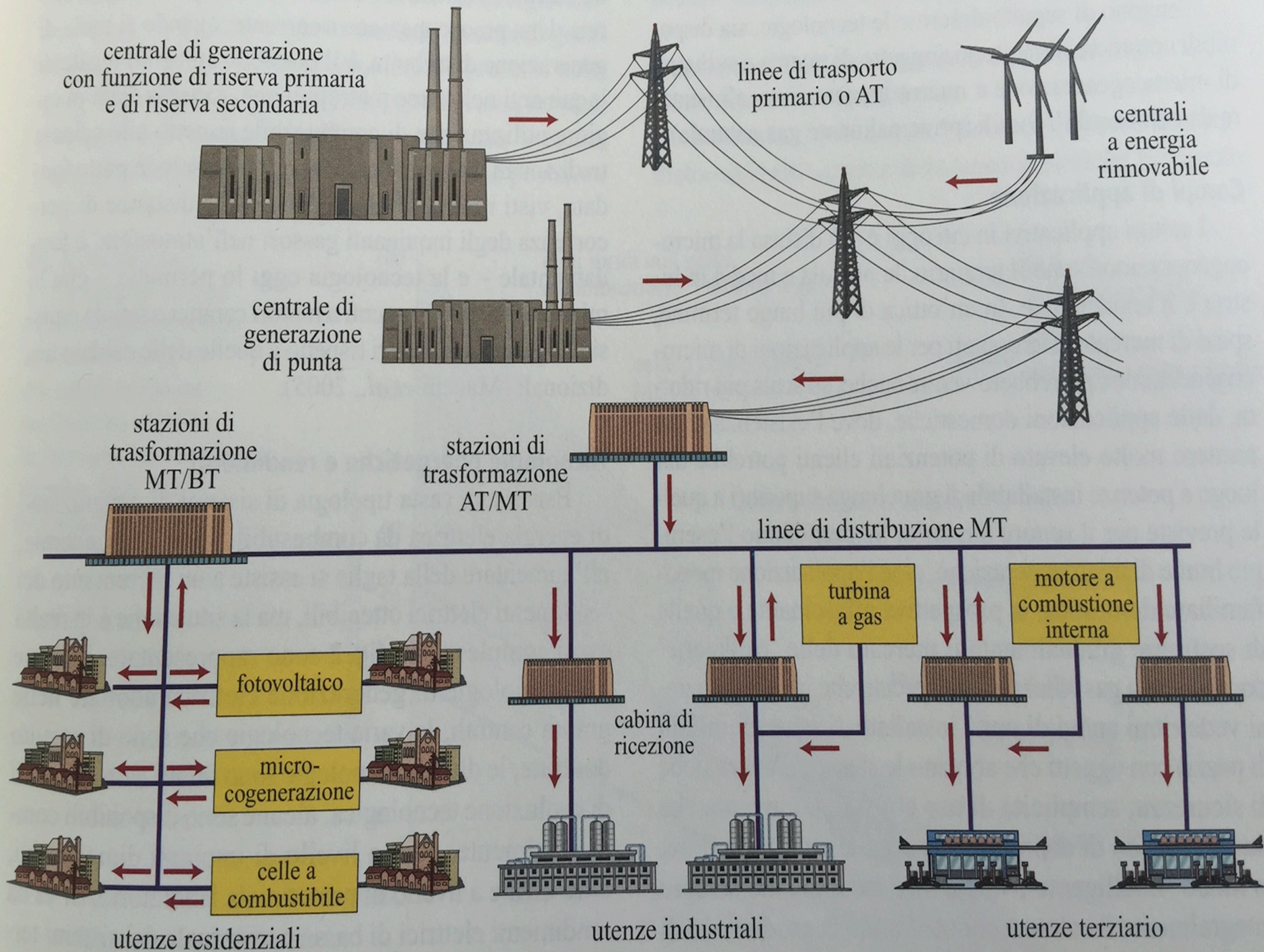
Roberto.Fazioli@unife.it

Dipartimento di Economia e Management,

Università di Ferrara

L'Industria Elettrica: caratteristiche tecniche

1. L'Industria Elettrica è composta da un complesso **Sistema di Generazione, Modulazione, Trasmissione, Dispacciamento, Distribuzione e Vendita di Energia Elettrica dall'Impianto di Generazione al Punto di Prelievo**. Si tratta, quindi, di un sistema articolato e complesso di Tecnologie interconnesse in reti e impianti che devono sempre garantire, istante per istante, l'equilibrio fra flussi di elettroni in immissione e prelievo, ovvero fra l'energia elettrica immessa nel sistema dai punti di allacciamento degli impianti di generazione dei flussi al punto di prelievo di quell'energia elettrica dagli utenti finali. L'equilibrio deve essere costante, anche perché l'eventuale stoccaggio è oggi del tutto marginale (salvo non voler considerare il possibile, seppur marginale, ruolo in tal senso degli impianti idroelettrici "a bacino").
2. Il **Network**, ovvero gli **impianti a rete**, è rappresentabile come un sistema di vasi comunicanti: tutta l'energia viene immessa e tutta l'energia viene prelevata, senza che sia possibile individuare da quale impianto provenga l'energia consumata (con evidenti difficoltà a delineare il percorso dell'energia, per cui ogni squilibrio locale, se non tempestivamente compensato, si diffonde su tutta la rete mediante variazioni di tensione e frequenza).
3. La **Domanda** (ovvero i "prelievi") è **variabile** (ogni minuto, ora, settimana, giorno), **istantanea** e difficilmente razionalizzabile, salvo l'implementazione di sistemi di Demand-Side Management parzialmente efficaci.
4. **Vincoli tecnici** influenzano l'organizzazione, la gestione, l'economicità del Servizio di Produzione&Erogazione dei flussi di elettroni (elettricità);
5. Le infrastrutture a rete (trasmissione, distribuzione) sono elementi strutturalmente **sunk**, ovvero presentano caratteristiche di *razionale* per **monopolio naturale**, con forti specificità tecniche caratterizzanti asimmetrie informative.
6. La massima efficienza tecnica la si potrebbe determinare con la massima perfezione gestionale del Modello Verticalmente Integrato, ma si ritiene, senza finora alcun riscontro empirico concludente in tal senso, che la massima efficienza allocativa sia perseguibile con logiche di de-verticalizzazione e apertura a logiche di concorrenza in alcuni segmenti della filiera industriale elettrica.
7. L'industria o Sistema Elettrico presentano importanti **spill-over effects**:
 - Esternalità negative sull'Ambiente Naturale (ambiente come bene pubblico)
 - Sicurezza nella Generazione-Erogazione (che richiede sovradimensionamento degli impianti di generazione o loro attivazione anche in stand-by);
 - Esternalità positive per lo sviluppo economico dei territori interconnessi





Storia: 50 anni di ENEL

1962-1992

- > Nascita di Enel nel dicembre 1962 come Ente di Stato con l'obiettivo di fornire elettricità a costi ottimali per sostenere lo sviluppo del Paese.
- > Nazionalizzazione e assorbimento di circa 1.250 imprese Elettriche.
- > Ottiene il secondo fatturato industriale italiano, dietro solo alla Fiat.
- > Opera in regime di monopolio nel mercato energetico italiano.

Nel pieno del boom economico italiano degli anni '60, anche in Italia, come in altri Paesi europei, ben si comprende la forte valenza di "fonte di esternalità positive" sul sistema economico, industriale e sociale derivante dal poter sviluppare un Sistema Elettrico efficiente, efficace e moderno. Fino al 1962 esisteva un variegato e inefficiente insieme di imprese di varia taglia e non interconnesse che Generava e Distribuiva energia elettrica. L'energia elettrica, fu ben chiaro, era un input fondamentale di quella fase di espansione industriale. Non ci si poteva permettere di avere inefficienze, discontinuità, ecc.... Si era di fronte ad un Fallimento di Mercato che fu risolto con la Nazionalizzazione dell'Industria elettrica: fu istituita la Riserva di Legge sull'intera filiera elettrica. Nacque, nel 1962, l'Ente Nazionale Energia Elettrica (ENEL). Era, in sostanza, una parte dello Stato-Produttore per la distribuzione efficiente, con continuità ed a condizioni economiche abbordabili, di energia elettrica. Gli investimenti che ancora oggi infrastrutturano il sistema elettrico italiano sono il derivato di più di trent'anni d'investimento pubblico.

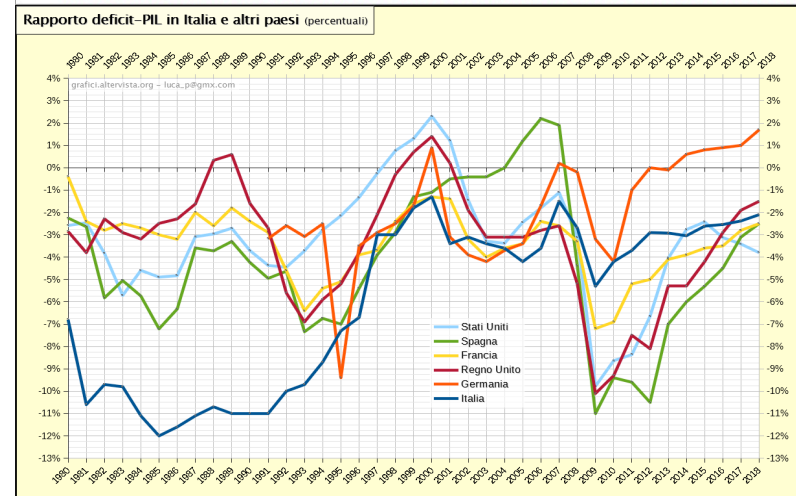
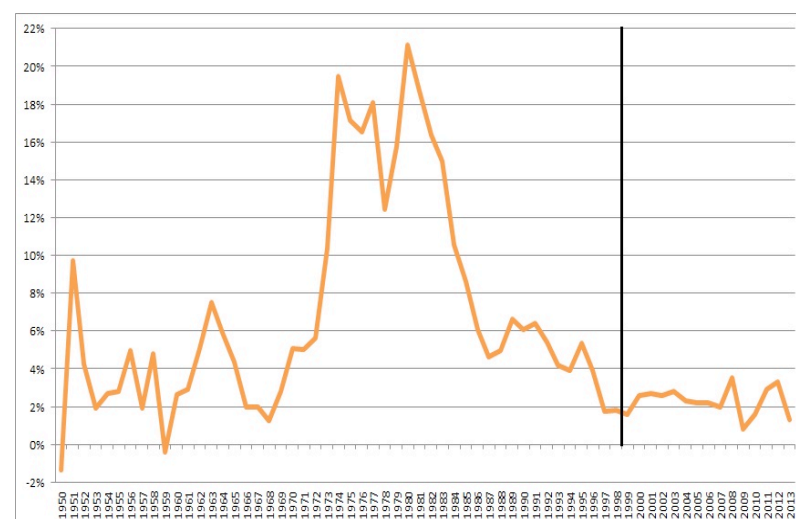
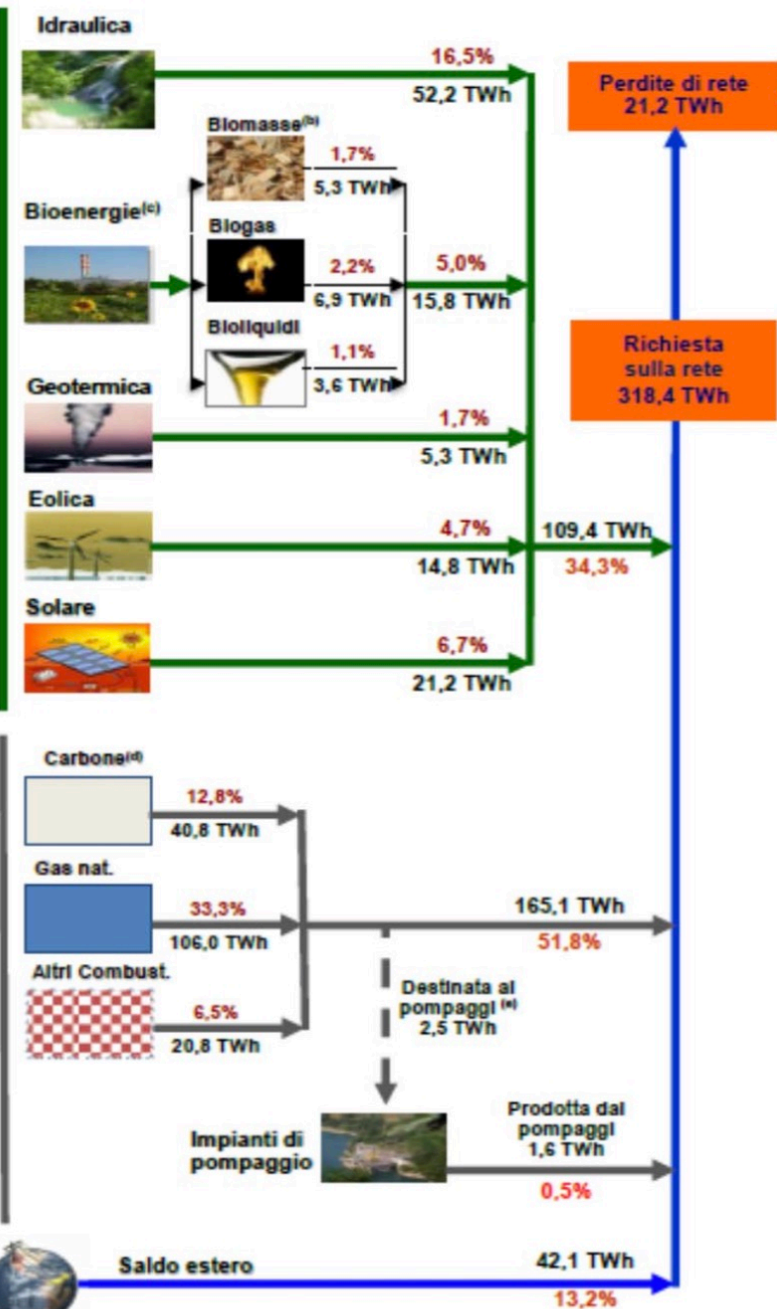
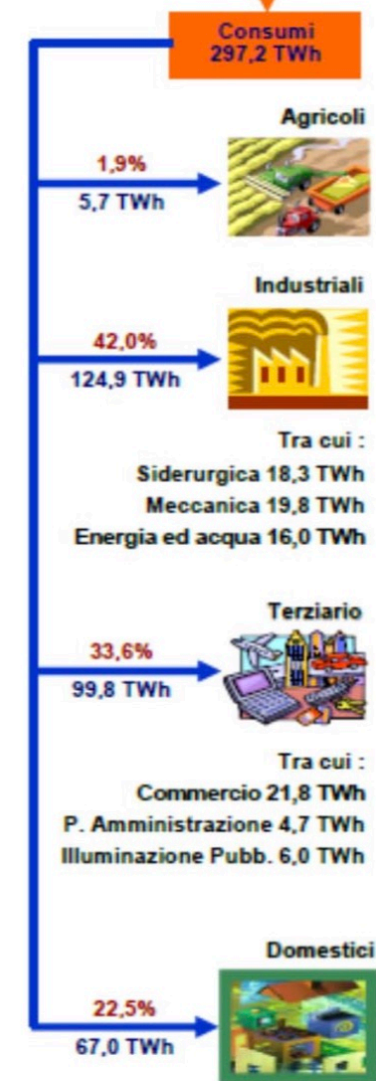


Figura 2.1 Sintesi storica dell'evoluzione del rapporto debito/PIL, 1900-2018, punti percentuali. Elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Banca d'Italia, 2019

Produzione netta^(a) + Saldo estero



Consumi



L'E.N.E.L., dal 1962 ha sviluppato una Pianificazione Nazionale dell'intera filiera elettrica: dalla progettazione ed esecuzione degli impianti e infrastrutture necessarie alla Generazione di Energia Elettrica secondo modalità coerenti con la stima della Domanda finale (consumi). Il Piano Elettrico Nazionale, quindi, corrispondeva alle "Linee d'Indirizzo" che la Proprietà (lo Stato) impartiva agli "esecutori" (il Board, gli "agents"). L'organizzazione era tecnocratica e l'efficienza del sistema era una missione implicita nella costituzione dell'Ente Pubblico. Il Profitto non era richiesto, piuttosto la massimizzazione del benessere sociale indotto. E' conseguente l'incentivo a sviluppare una grande mole di investimenti infrastrutturali: il basso IRR (*Internal rate of Return*) richiesto dalla proprietà (pubblica) rende sostenibili (economicamente) molti più investimenti di quanto determinerebbe una proprietà privata *profit-oriented*. Peraltro, l'assenza di concorrenza ha consentito di evitare la "concorrenza distruttiva".

Perché un mercato europeo dell'energia?

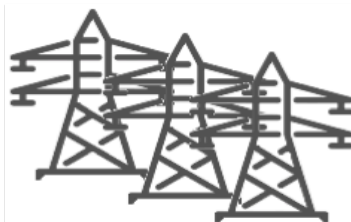
- ❑ La liberalizzazione non è possibile singolarmente nei vari paesi europei.
- ❑ Il mercato unico ha bisogno di regole comuni o almeno compatibili tra loro per l'accesso alla rete.
- ❑ Differenze tra i sistemi tariffari nazionali: non sono sempre un ostacolo al commercio transfrontaliero, ma regole e tariffe devono essere trasparenti, coerenti e non discriminatorie.
- ❑ Cooperazione internazionale tra i regolatori

La nuova regolazione di matrice europea

Il sistema di regolazione per il servizio di pubblica utilità della erogazione di energia elettrica ha registrato nell'ultimo ventennio forti cambiamenti finalizzati all'apertura del mercato nazionale per la creazione di un Unico Mercato Elettrico Europeo. Condizione necessaria era ed è la creazione di infrastrutture interconnesse (*Trans European Network – TEN*). La direttiva 92/96/CE ha liberalizzato il mercato delle attività di **generazione, importazione, vendita**. La **distribuzione** locale di EE, invece, sarà oggetto di periodiche “Gare per il Mercato”, essendo comunque un servizio di interesse pubblico non duplicabile soggetto a regolamentazione, - anche tariffaria - analogamente alle altre fasi infrastrutturali (**trasmissione e dispacciamento**) che rimangono quali “Common Carrier” accessibili a terzi (Third Party Access = TPA).

L'insieme delle infrastrutture nazionali funzionali agli scambi di energia elettrica costituisce quel Trans-European Common Network cui è garantita il TPA.

La filiera dell'energia elettrica



APPROVVIGIONAMENTO
Attività liberalizzata

INFRASTRUTTURA
Monopolio

VENDITA
Attività liberalizzata

Generazione

Importazione

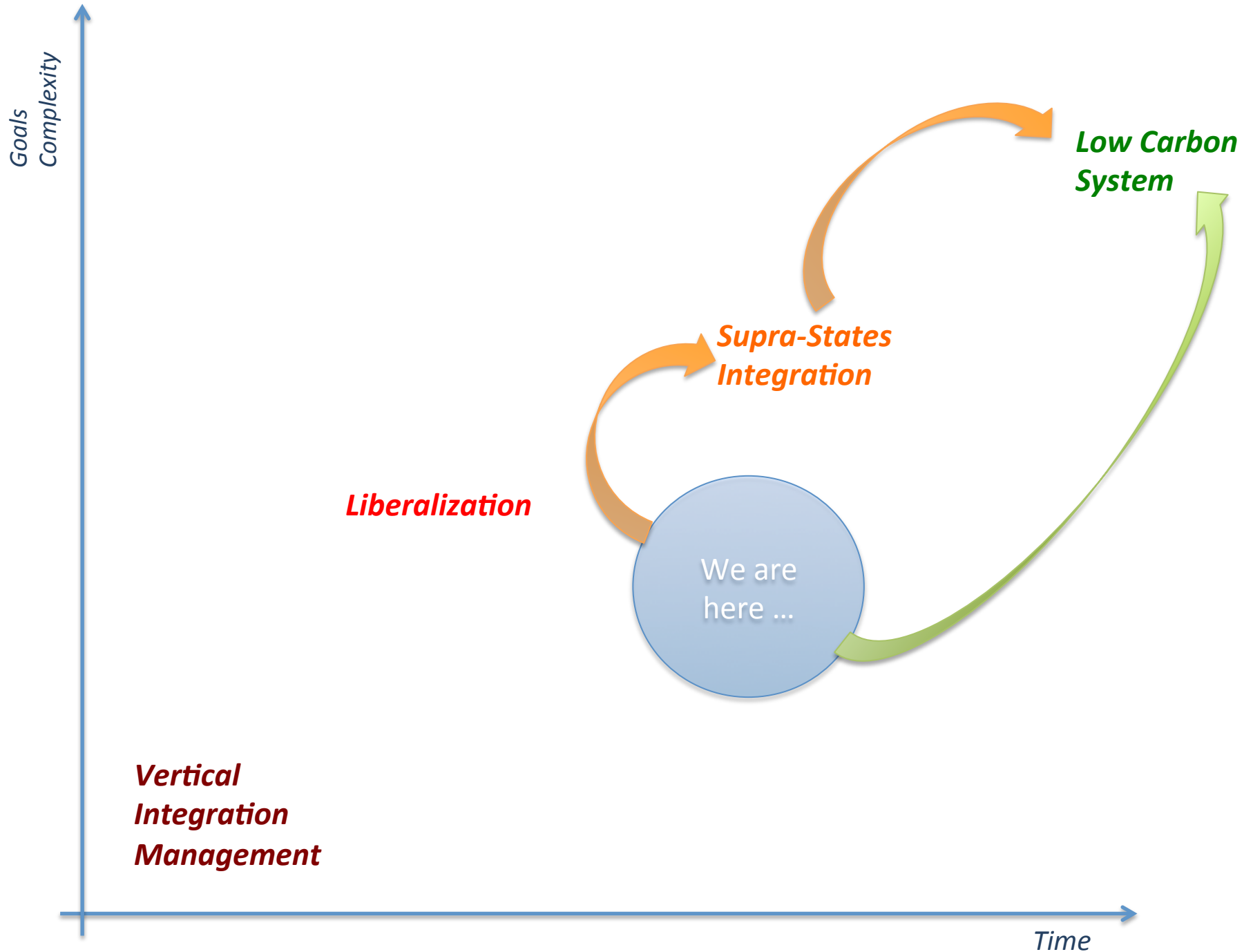
Borsa

Dispacciamento

Trasmissione

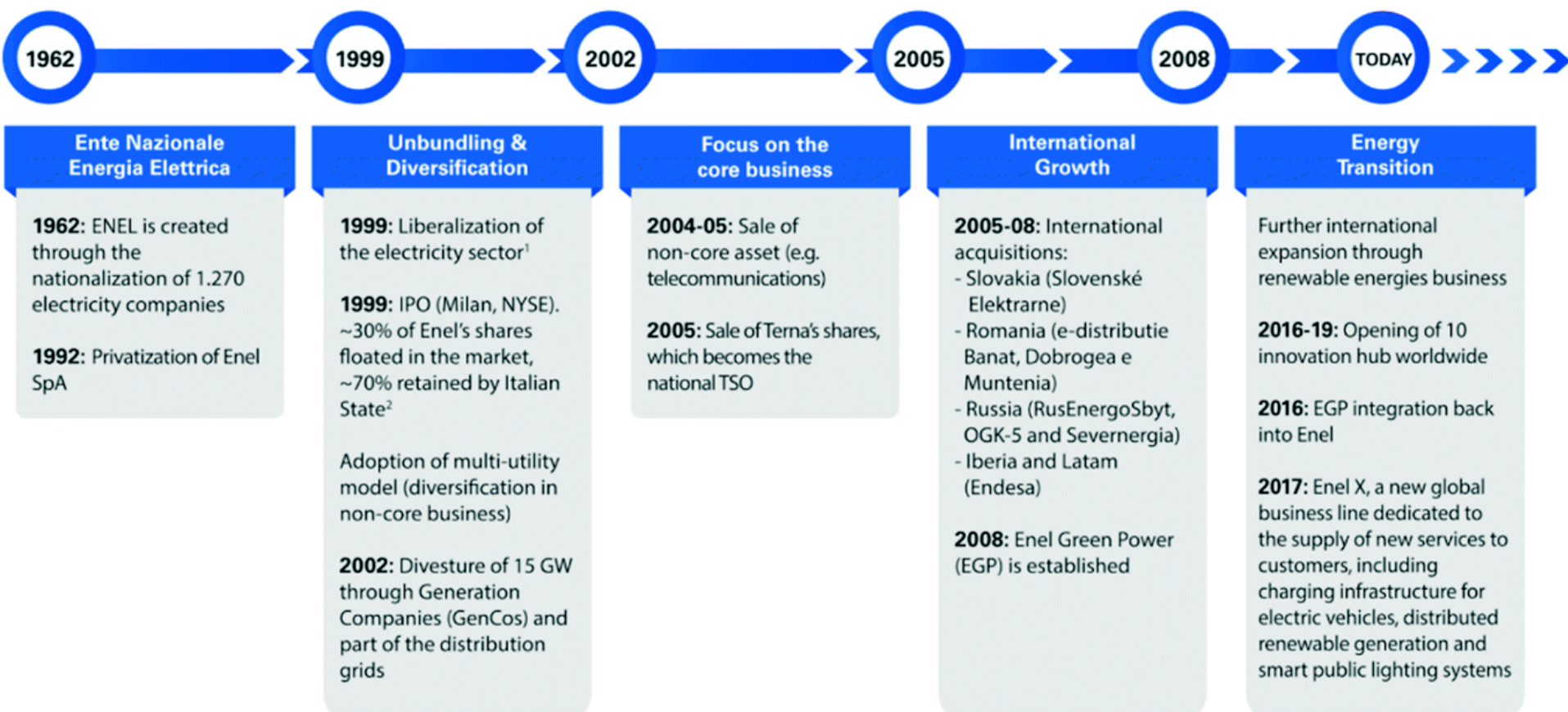
**Distribuzione e
Misura**

Vendita al dettaglio



The milestones in Italian power sector history

From nationalization to liberalization and privatization, now going through the energy transition



Storia: 50 anni di ENEL

ENEL 50 ANNI

1962-1992

- Nascita di Enel nel dicembre 1962 come Ente di Stato con l'obiettivo di fornire elettricità a costi ottimali per sostenere lo sviluppo del Paese.
- Nazionalizzazione e assorbimento di circa 1.250 imprese Elettriche.
- Ottiene il secondo fatturato industriale italiano, dietro solo alla Fiat.
- Opera in regime di monopolio nel mercato energetico italiano.

1992-1999

- Mutamento dell'assetto societario da Ente a Società per Azioni.
- Decreto Bersani (passaggio da un mercato fortemente regolato a un mercato liberalizzato).
- Termina il processo di nazionalizzazione: 1.270 imprese elettriche assorbite.
- Unbundling: creazione di nuove società separate e scorporo delle attività di spacciamento dell'energia elettrica (GRTN).
- 1999: quotazione in Borsa (collocamento sul mercato del 31,74% del capitale sociale).
- Diversificazione del mix di generazione elettrica (dal petrolio al carbone).



Dopo il Libro Bianco di Delors per lo sviluppo europeo tramite la creazione di Mercati Europei Integrati, si scommise sull'incremento di efficienza (Allocativa, non certo Tecnica) che sarebbe potuto derivare dall'apertura dei Mercati Nazionali ad un Sistema Europeo Interconnesso e Concorrenziale. Per creare un Mercato Unico dell'Elettricità, si dovette imporre la standardizzazione dei processi generativi e distributivi e, quindi, la progressiva interfacciabilità delle Reti Nazionali a formare un unico sistema a rete europeo. Lo sviluppo delle reti transeuropee nelle infrastrutture energetiche (RTE-E) costituisce senza dubbio la chiave di volta della politica comunitaria dell'energia e trova il suo fondamento normativo, come accade per il settore dei trasporti e per quello delle telecomunicazioni, nell'art. 170 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (da ora, TFUE). Ogni Impresa Nazionale verticalmente Integrata si dovette, quindi, de-verticalizzare (unbundling).

Dagli indirizzi europei al recepimento delle prime direttive europee:

aspetti fondamentali comuni (introdotti dalla prima direttiva, la 96/92/CE e rafforzati dalla seconda 2003/54/CE)

1. Apertura della concorrenza delle fasi non interessate dal monopolio naturale;
2. Obbligo del gestore delle reti di consentire l'accesso a terzi. Gli Stati membri possono però scegliere tra accesso regolato e negoziato
3. Separazione (unbundling) delle attività di gestione delle reti dalle attività a monte (produzione, importazione) e da quelle a valle (vendita);
4. Obblighi di servizio pubblico, che gli Stati Membri possono imporre alle imprese del settore.

	data	tipologia	contenuto
Origini	18/04/51	Trattato costitutivo della CEEA (Comunità europea del carbone e dell'acciaio)	Introduce la libera circolazione del carbone e dell'acciaio, senza diritti doganali né tasse, vietando pratiche discriminatorie, sovvenzioni o aiuti imposti dagli Stati.
	25/03/57	Trattato costitutivo della CEE (Comunità economica europea) cd. Trattato di Roma	Base legale delle decisioni delle istituzioni comunitarie.
	25/03/57	Trattato che istituisce l'EURATOM (Comunità europea dell'energia atomica)	Obiettivo: coordinare i programmi di ricerca degli Stati in vista di promuovere un uso pacifico dell'energia nucleare.
	17/02/86	Atto Unico Europeo	Revisione del Trattato di Roma al fine di rilanciare l'integrazione europea e portare a termine la realizzazione del mercato interno.
	02/05/88	Comunicazione della Commissione "Il mercato interno dell'energia" (COM (88) 238)	Analisi degli ostacoli alla realizzazione del mercato unico dell'elettricità e del gas.
	13/12/95	Libro Bianco "Una politica energetica per l'Unione europea"	Definizione obiettivi strategici della politica energetica: la concorrenza dei mercati energetici; la sicurezza degli approvvigionamenti e la protezione dell'ambiente.
I fase	30 gennaio 1997	Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Imposizione separazione contabile delle imprese integrate (unbundling contabile); accesso della rete a terzi; possibilità di scelta del fornitore per i "clienti idonei".
	22 giugno 1998	Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio recante norme comuni per il mercato interno del gas	Imposizione di un unbundling contabile delle società operanti nel settore del gas verticalmente integrate.
II fase	26 giugno 2003	Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE	Imposizione dell'unbundling legale delle società integrate, da realizzarsi entro il 1° luglio 2007. Riconoscimento a tutti i consumatori della libertà di scelta del fornitore di elettricità.
	26 giugno 2003	Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE	Imposizione di un unbundling societario e funzionale, in Italia già introdotto dal Decreto Letta, e l'obbligo per gli Stati Membri di istituire autorità di regolazione nazionali. liberalizzazione dal lato della domanda entro il 1° luglio 2007 per tutti gli Stati Membri.
III fase	13 luglio 2009	Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'elettricità e che abroga la direttiva 2003/55/CE	Imposizione di un unbundling proprietario, da recepire entro il 3 marzo 2012. Definizione di un'unica Autorità per il settore del gas e dell'elettricità. Allegato I per la tutela del consumatore.
	13 luglio 2009	Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE	Imposizione di un unbundling proprietario, da recepire entro il 3 marzo 2012. Obbligo per gli Stati Membri di separare i sistemi di trasporto ed i gestori dei sistemi stessi. Allegato I per la tutela del consumatore.
	13 luglio 2009	Regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia	Istituzione dell'ACER (Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali).

Italia: recepimento direttive comunitarie

	data	tipologia	contenuto
I fase	31 marzo 1999	Dlgs 79/1999 recante "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", cosiddetto Decreto Bersani	Attuazione del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. Separazione societaria tra attività di produzione e distribuzione. Basi per la creazione della Borsa Elettrica e dell'Acquirente Unico.
	23 maggio 2000	Dlgs 144/2000 recante "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999" cosiddetto Decreto Letta	Attuazione del processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale. A partire dal 1° gennaio 2003 completa liberalizzazione della domanda. Prevista una separazione societaria tra ciascuna attività di gestione delle infrastrutture di rete e l'insieme delle attività di vendita.
II fase	24 agosto 2004	Legge 239/2004 recante "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"	Attuazione della normativa comunitaria per completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi. Ripartizione delle competenze tra Stato e Regioni in materia energetica.
	3 agosto 2007	Legge 125/2007 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia"	Imposizione della separazione funzionale anche per lo stoccaggio di gas così come stabilito dalla direttiva europea 2003/55/CE.
III fase	28 giugno 2011	D.Lgs 93/2011 recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE"	Attuazione direttiva attraverso l'adozione del modello di separazione ITO per le imprese maggiori. Si amplia l'area di tutela dei clienti finali. Nuove regole per la priorità di conferimento e per gli stoccaggi strategici.

Processo di liberalizzazione del mercato elettrico

Indirizzi UE

Fasi della liberalizzazione
-Normativa UE

I Pacchetto *Dir. 1996/92*

II Pacchetto *Dir. 2003/54*

III Pacchetto *Dir. 2009/72*

Unbundling

- Liberalizzazione generazione e vendita
- Unbundling contabile del DSO/TSO da generazione/vendita

- Unbundling funzionale e gestionale del DSO/TSO da generazione/vendita

- Per TSO scelta tra 3 modelli alternativi: OU, ISO e ITO
- Codici di Rete europei e Piano di Sviluppo decennale a cura di ENTSO-E/G

Apertura mercato retail

- Progressiva per clienti con alti consumi

- Dal 1/07/04 tutti i clienti non domestici
- Dal 1/07/07 apertura completa

- Misure per la tutela dei consumatori
- Clienti vulnerabili

Autorità

- Nessuna previsione

- Creazione Autorità Nazionali indipendenti dalle imprese elettriche

- Costituzione di ACER a livello UE
- Maggiori poteri Autorità Nazionali

Con il III pacchetto la Commissione Europea ha inteso completare il processo di liberalizzazione con regole più stringenti sull'unbundling e più ampi poteri ai Regolatori

OU: unbundling proprietario
ISO: Independent System Operator
ITO: Independent Transmission Operator

TSO: Transmission System Operator
DSO: Distribution System Operator
ENTSO-E/G: European Network of Transmission System Operator of Electricity/Gas

Unbundling Contabile

Obbligo di contabilità separata e certificata (come si trattasse di “rami d’azienda” all’interno di un solo Soggetto Giuridico (ovvero nella stessa impresa). Ciò consente di avere formale contezza e rappresentazione della attività e delle transazioni economico-finanziarie fra le differenti attività societariamente integrate (ad esempio: distribuzione e vendita di energia, ecc...)

Unbundling Societario

Le differenti attività (ad esempio, quelle che devono rispondere agli obblighi di trasparente TPA e quelle di natura commerciale) sono allocate giuridicamente in due differenti Soggetti Giuridici, ognuno, quindi, con proprio bilancio, amministratori indipendenti, ecc..., pur ammettendo possano essere partecipate e controllate da una medesima proprietà.

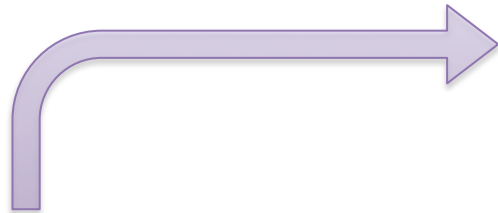
Unbundling Proprietario

Le differenti attività devono rispondere a differenti assetti proprietari.



Unbundling

- Indipendenza dei Gestori di Reti elettriche e gas di trasporto:
 - *Ownership Unbundling (OU): separazione proprietaria*
 - *Independent System Operator (ISO): gestione reti e programmazione investimenti separati dalla proprietà*
 - *Independent Transmission Operator (ITO): separazione societaria, funzionale e non proprietaria*
- Norme a garanzia dell’indipendenza del gestore dei sistemi di distribuzione



Il “terzo pacchetto di norme italiane di recepimento” delle Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE

Il Governo, attraverso il decreto di recepimento del Terzo Pacchetto, introduce misure importanti volte a garantire un assetto più concorrenziale dei mercati dell’energia elettrica e del gas

Obiettivi principali del decreto:

- **Accrescere la sicurezza degli approvvigionamenti**
- **Aumentare la concorrenza nel mercato interno dell’energia elettrica e del gas**
- **Tutelare i consumatori in termini di sicurezza delle forniture e prezzi dell’energia**
- **Promuovere l’integrazione a livello europeo dei mercati nazionali dell’energia**



Autorità nazionali

- **Indipendenza istituzionale, gestionale e finanziaria**
- **Nuove responsabilità e poteri relativamente a regolazione preventiva dei mercati, definizione tariffe di accesso alla rete, irrogazione sanzioni, certificazione modello Gestore di Rete**

Tariff Regulation

- ☐ cost reflectivity
- ☐ price cap regulation
- ☐ significativa remunerazione del capitale investito (per incentivare gli investimenti)

Fasi regolate = attività libera ma gravata da oneri di servizio pubblico

Sono le autorità a definire le tariffe per:

1. l’accesso alle reti
2. la trasmissione
3. la distribuzione

Dall'ENEL al mercato di oggi

Gli attori nel 1995 in regime di **MONOPOLIO**



CIPE (Comitato Interm, Prog. Econom)
CIP (Comitato Interministeriale Prezzi)
ENEL (Produzione, Trasmissione e Distribuzione)
Municipalizzate
Produttori CIP6
Autoproduttori

Gli attori di oggi in regime di **LIBERO MERCATO**



AEEG (Autorita per l'energia elettrica e il gas)
TERNA (Trasmissione)
GSE (Gestore servizi elettrici)
GME (Gestore mercato elettrico)
AU (Acquirente Unico)
Produttori
Distributori
Grossisti / Traders / Brokers
Venditori
Produttori CIP6
Autoproduttori

I players istituzionali del mercato italiano



AEEG

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.



Terna Rete Elettrica Nazionale è un grande operatore di reti per la trasmissione dell'energia.

Fornisce servizi in regime di concessione e ne garantisce la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo. Assicura parità di condizioni di accesso a tutti gli utenti delle reti.



Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a. ha un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero delle Attività Produttive. Il GSE è capogruppo delle due società controllate AU (Acquirente Unico) e GME (Gestore del Mercato Elettrico).



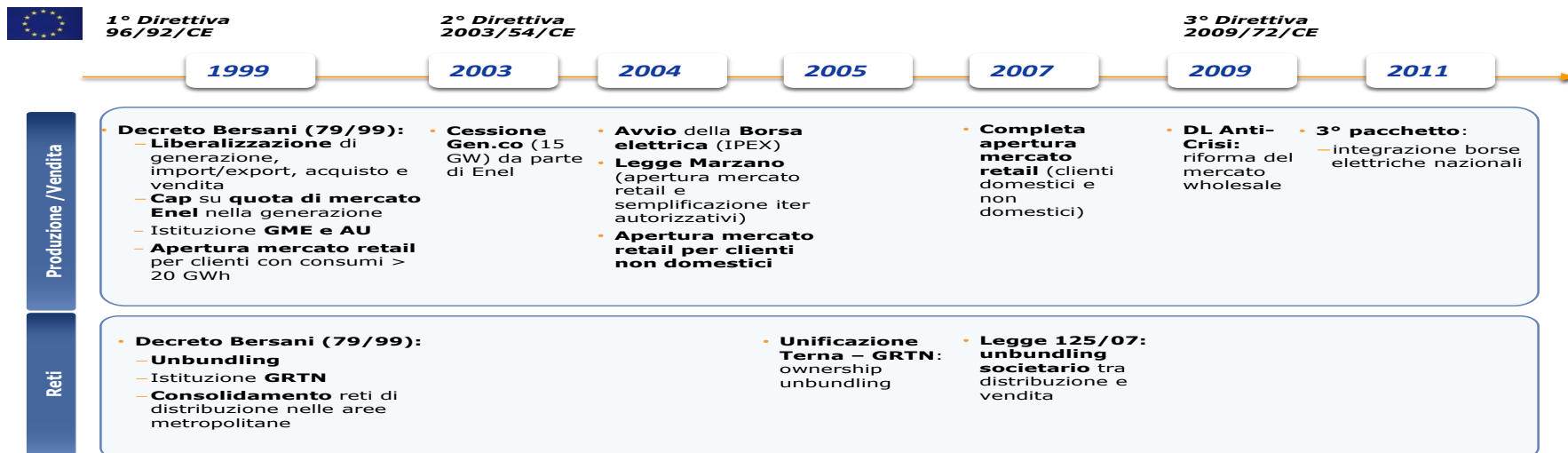
Il Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) è la società a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e che assicura, inoltre, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza



Acquirente Unico è la società per azioni, costituita dal GSE, cui è affidato il compito di assicurare la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, ai "clienti vincolati", in modo da consentire anche a tali consumatori di beneficiare dei vantaggi del processo di liberalizzazione del settore.

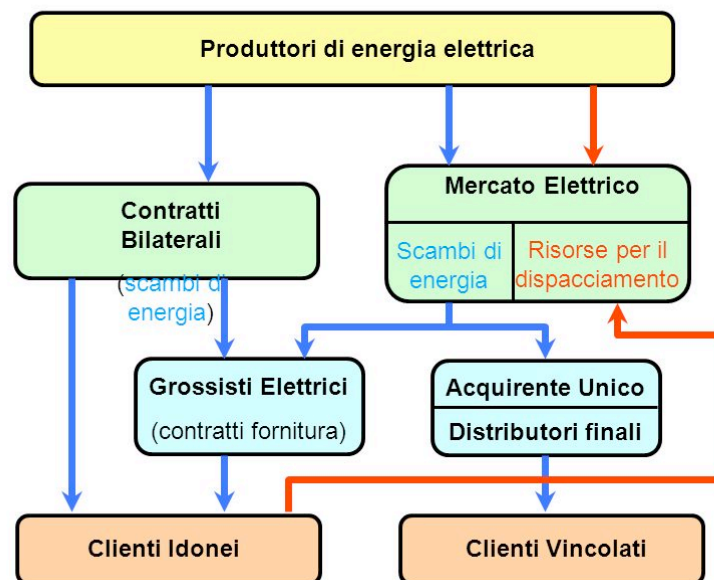
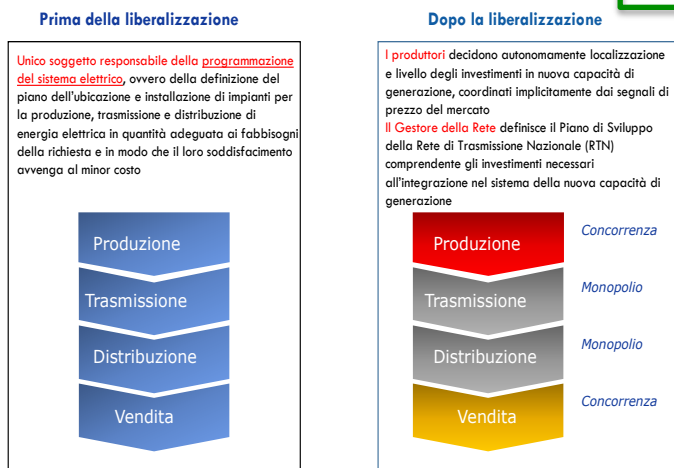
Italia - Processo di liberalizzazione settore elettrico

Principali provvedimenti



Settore elettrico: dal monopolio alla liberalizzazione

Il Mercato Elettrico in Italia

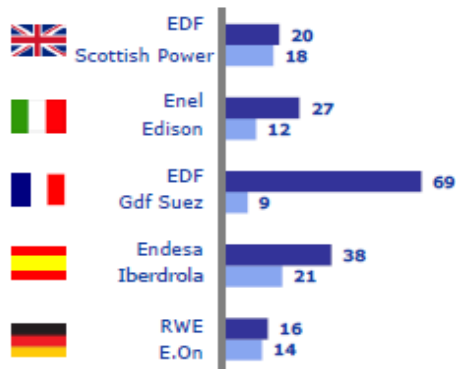


Con la liberalizzazione si passa da un sistema in cui ubicazione delle centrali e sviluppo delle reti sono garantiti da un unico soggetto ad un sistema in cui i produttori decidono gli investimenti in generazione e il Gestore adegua conseguentemente la rete

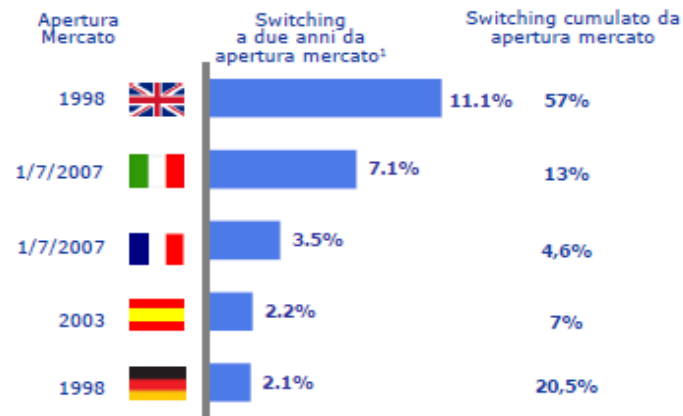
Mercato elettrico – Retail

Elevato livello di concorrenza

Market Share (% primi due operatori)

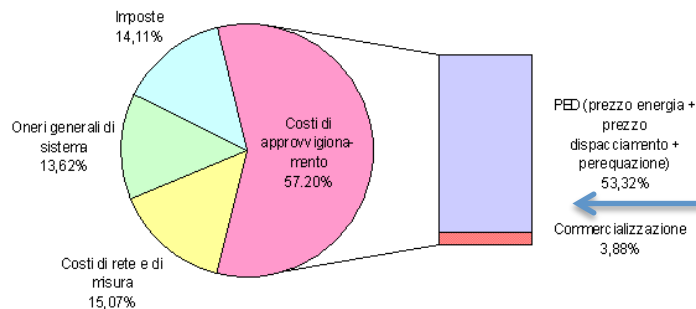


Switching clienti domestici (%)



- Analogamente al servizio gas, anche per il servizio di energia elettrica sono previste forme di:
 - Concorrenza nel mercato per le fasi libere
 - Concorrenza per il mercato, attraverso l'istituto della gara per l'affidamento del servizio, per le fasi a valle regolate

IV trimestre 2011
Prezzo lordo = 16,49 c€/kWh



PED (prezzo energia + prezzo dispacciamento + perequazione) 53,32%

Commercializzazione 3,88%

Mercato elettrico

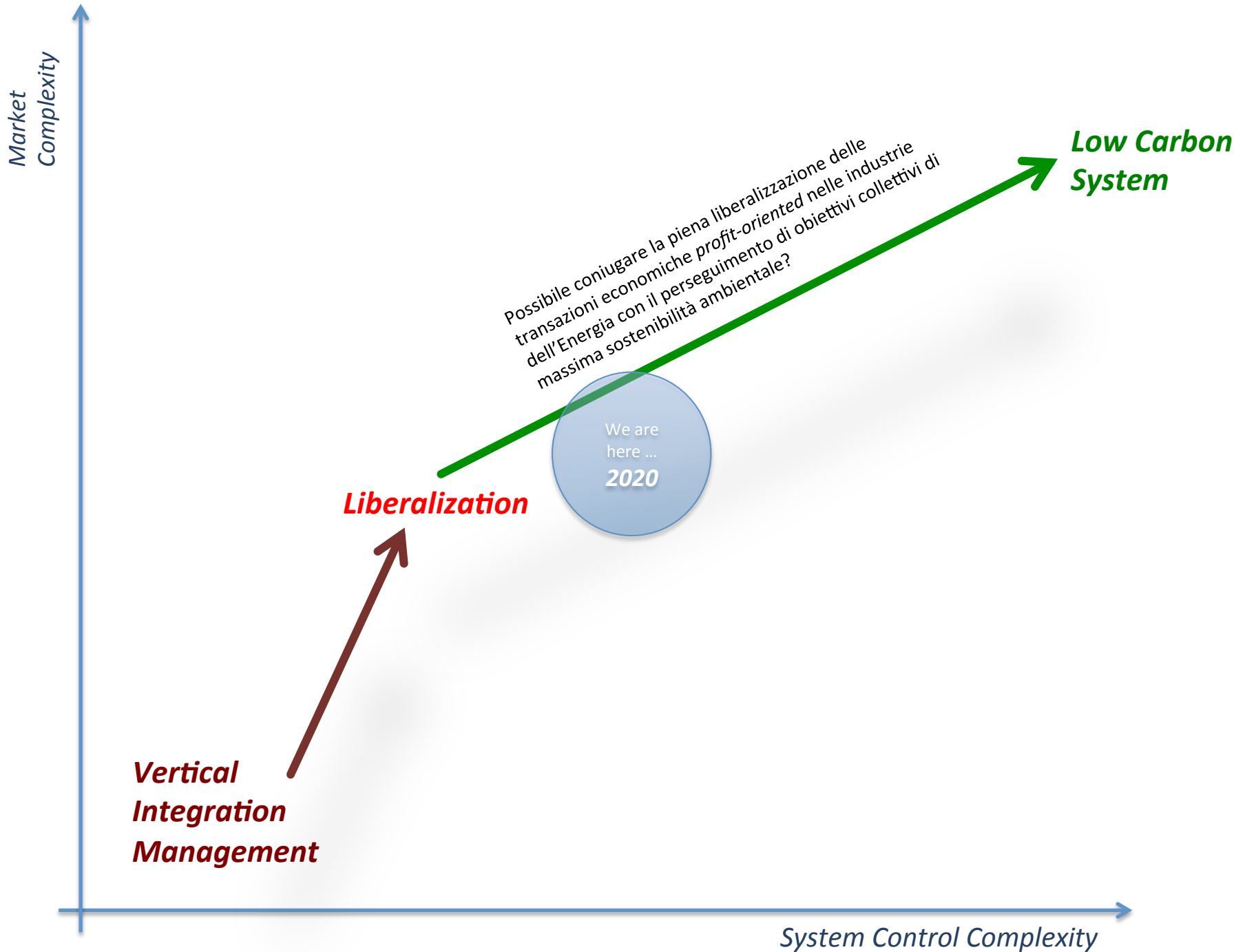
Stato della liberalizzazione al 2009 Italia vs EU

Alto¹
Medio²
Basso³



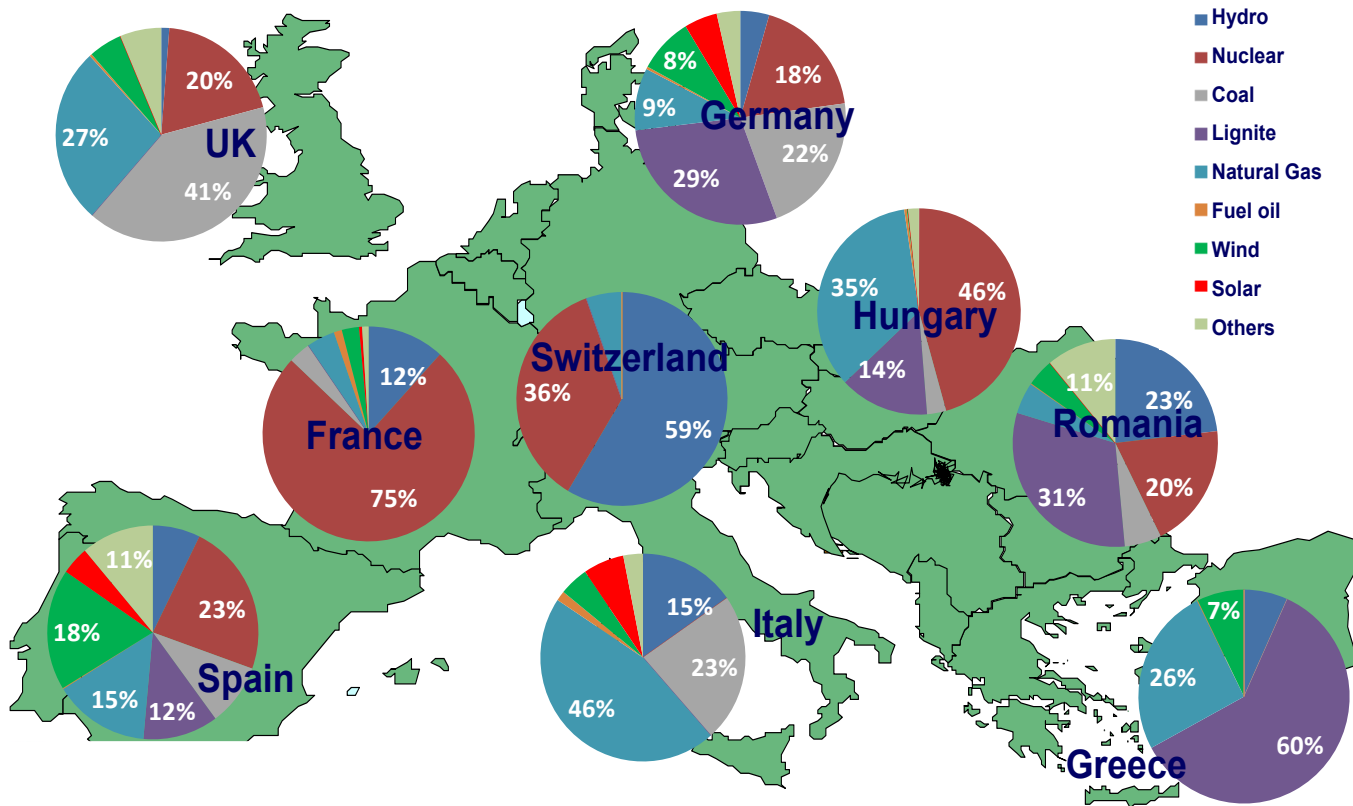
Criteri

- Autorità indipendente con poteri forti
- Gestore Rete Trasmissione indipendente
- Quota di mercato del primo operatore nella generazione < 50%
- Quota nel mercato *retail* dei primi 3 operatori < 50%

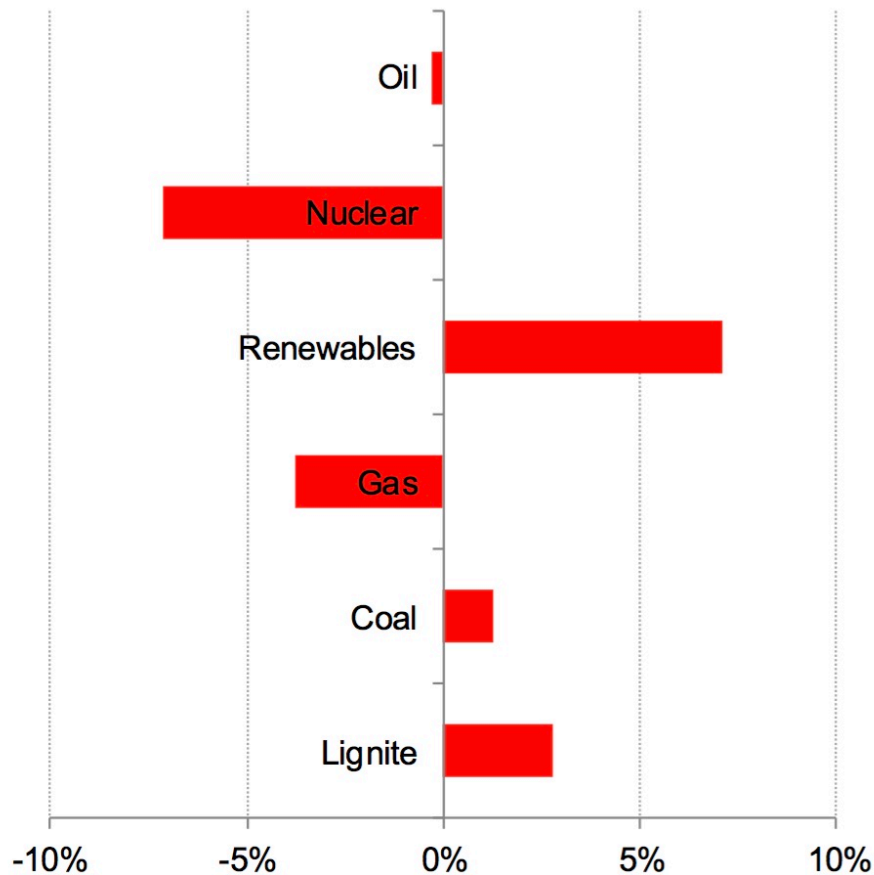


I mix energetici nazionali dopo le aperture alla concorrenza intra-europea.

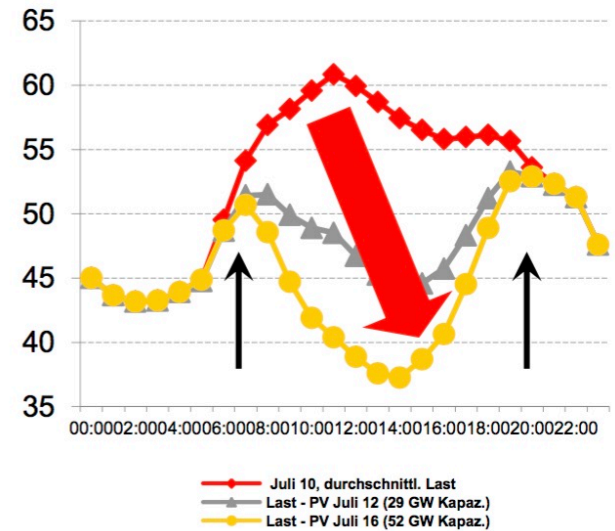
La struttura dei Prezzi Relativi ed il timing d'implementazione degli impianti di generazione, oltre che le attese di IRR, sono determinanti nella specificazione del Mix Energetico di riferimento. Sono sempre più chiaramente necessari sistemi d'intervento sui Prezzi Relativi delle fonti d'energia per condizionarne l'esito in termini di Mix Energetico risultante. L'enorme mole di incentivi, sussidi e contributi (oltre che incentivi non-monetari) alle cosiddette Fonti Rinnovabili d'Energia (FER) spiega l'importanza posta dal Policy-Maker sull'evoluzione del Mix Energetico; ovviamente, fondando il finanziamento dei sussidi e contributi anche sulla tassazione degli idrocarburi. Le accise, ad esempio, sono l'attuale versante contributivo di questo "disegno redistributivo fra Fonti". Peraltro, la scarsa programmabilità di alcune delle FER, il loro scarso rendimento, ecc.... Hanno indotto molti Paesi a perseguire l'importanza dell'indirizzo incentivante le FER trascurando, de facto, la necessità a ricorrere a fonti Carbon Intensive (con consistenti aumenti della CO₂) per far fronte sia alle lacune generative delle FER che, spesso, all'inefficacia, oltre che inefficienza delle FER.



German power production 2010 vs. 2013



Change in load curve



La corsa all'Incentivazione delle Fonti Rinnovabili d'Energia Elettrica

L'**Autorità per l'energia elettrica e il gas** (AEEG), presentando il rapporto sullo *Stato del mercato nazionale dell'elettricità e del gas*, ha lanciato un allarme che ha causato molta preoccupazione e polemiche sulle rinnovabili.

Secondo l'AEEG, infatti, per le bollette degli italiani si prospetterebbe una vera e propria **“stangata rinnovabili”**, a causa di incentivi fra i più generosi al mondo, che, negli ultimi anni, hanno avuto un impatto crescente in bolletta, dato che si è passati da 2,5 miliardi di euro del 2009 a 3,4 del 2010 e, nel 2011, si potrebbe arrivare, in assenza di interventi, fino a **5,7 miliardi di euro**. Per questo motivo sarebbe opportuno che, sempre secondo l'AEEG, gli incentivi fossero “definiti e dimensionati con criteri di massima efficienza e secondo livelli di sicura sostenibilità.”

Le incentivazioni sulle energie rinnovabili trovano infatti le proprie risorse direttamente nelle bollette elettriche che pagano gli italiani, attraverso il meccanismo degli **oneri di sistema**. Tali oneri, sono fissati per legge e vengono pagati da tutti i clienti finali del servizio elettrico e sono compresi all'interno della voce in bolletta “Servizi di rete”.

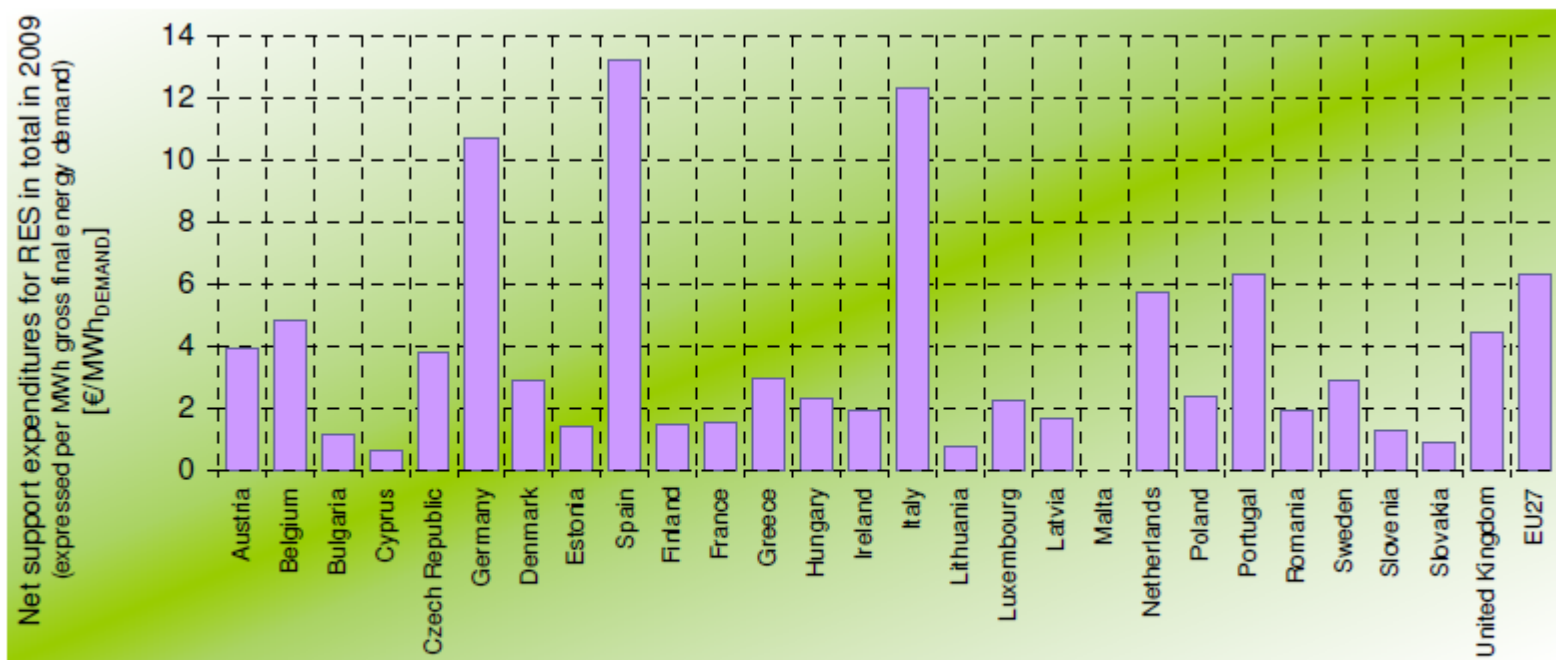


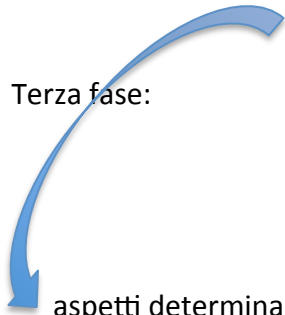
Figure 16: Net support expenditures for RES-E in total in 2009 in relative terms – expressed as RES-E support per unit of overall gross final electricity consumed.

Dall'industria elettrica Verticalmente Integrata allo spezzatino della de-verticalizzazione e liberalizzazione di alcuni segmenti della filiera: la creazione di Mercati dell'Energia Elettrica

1. **Output** del sistema elettrico = flusso di elettroni veicolato tramite un sistema a rete.
2. **Stoccabilità** = possibile con batterie, ma, oggi, assai costose e poco efficienti, certo determinanti indiretti danni ambientali di enorme rilevanza.
3. **Criticità dell'output** = deve esser pari al consumo e deve avvenire contestualmente al prelievo dalla rete di distribuzione, poiché l'energia elettrica può transitare solo se rimane sempre in tensione
4. **Stagionalità e ciclicità** annuale, mensile, giornaliera sia della Produzione/Generazione che del Consumo
5. **Limiti di rete** al transito dei flussi -> Limiti non superabili nel breve termine (per capacità di trasmissione limitata)

La filiera dell'energia elettrica può essere scomposta in tre fasi:

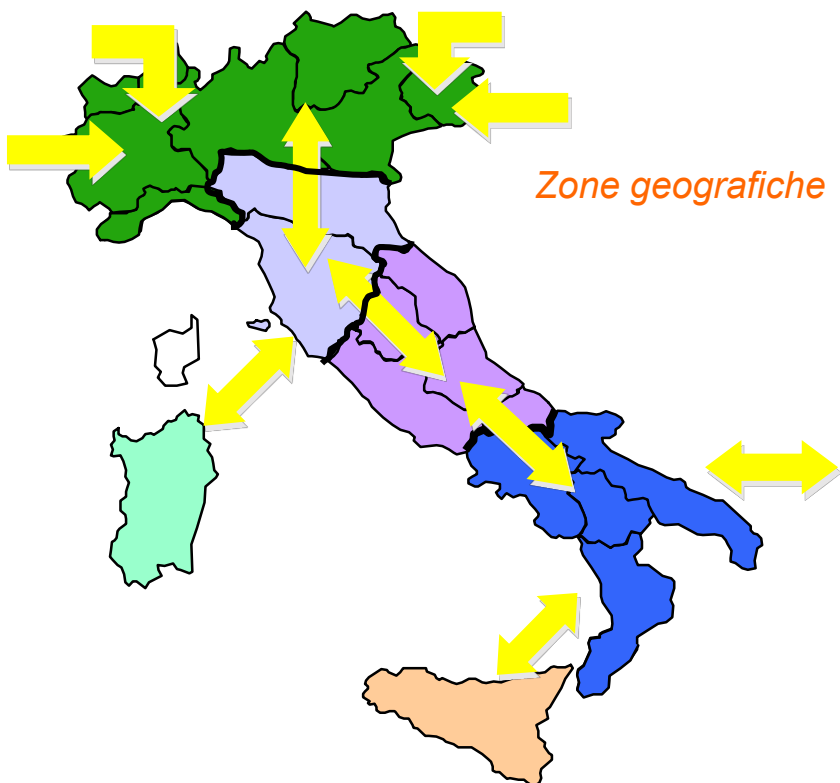
- Prima fase: Generazione o Produzione [*Fonti non rinnovabili e/o Fonti rinnovabili*]
- Seconda fase: Trasmissione [linee ad alta e altissima tensione]
Dispacciamento
- Terza fase: Distribuzione [linee a media e bassa tensione per la consegna agli utenti finali (industriali e privati)]



aspetti determinanti del dispacciamento sono:

1. Bilanciamento istantaneo e continuo dell'energia
2. Mantenimento della frequenza e della tensione elettrica
3. Necessità di non superare i **limiti di transito** sul singolo elettrodotto

La rete elettrica italiana: divisione principale in 6 macrozone geografiche



NORD

Val D'Aosta, Piemonte, Liguria,
Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli
Venezia Giulia, Emilia Romagna

CNOR

Toscana, Umbria, Marche

CSUD

Lazio, Abruzzo, Campania

SUD

Molise, Puglia, Basilicata, Calabria

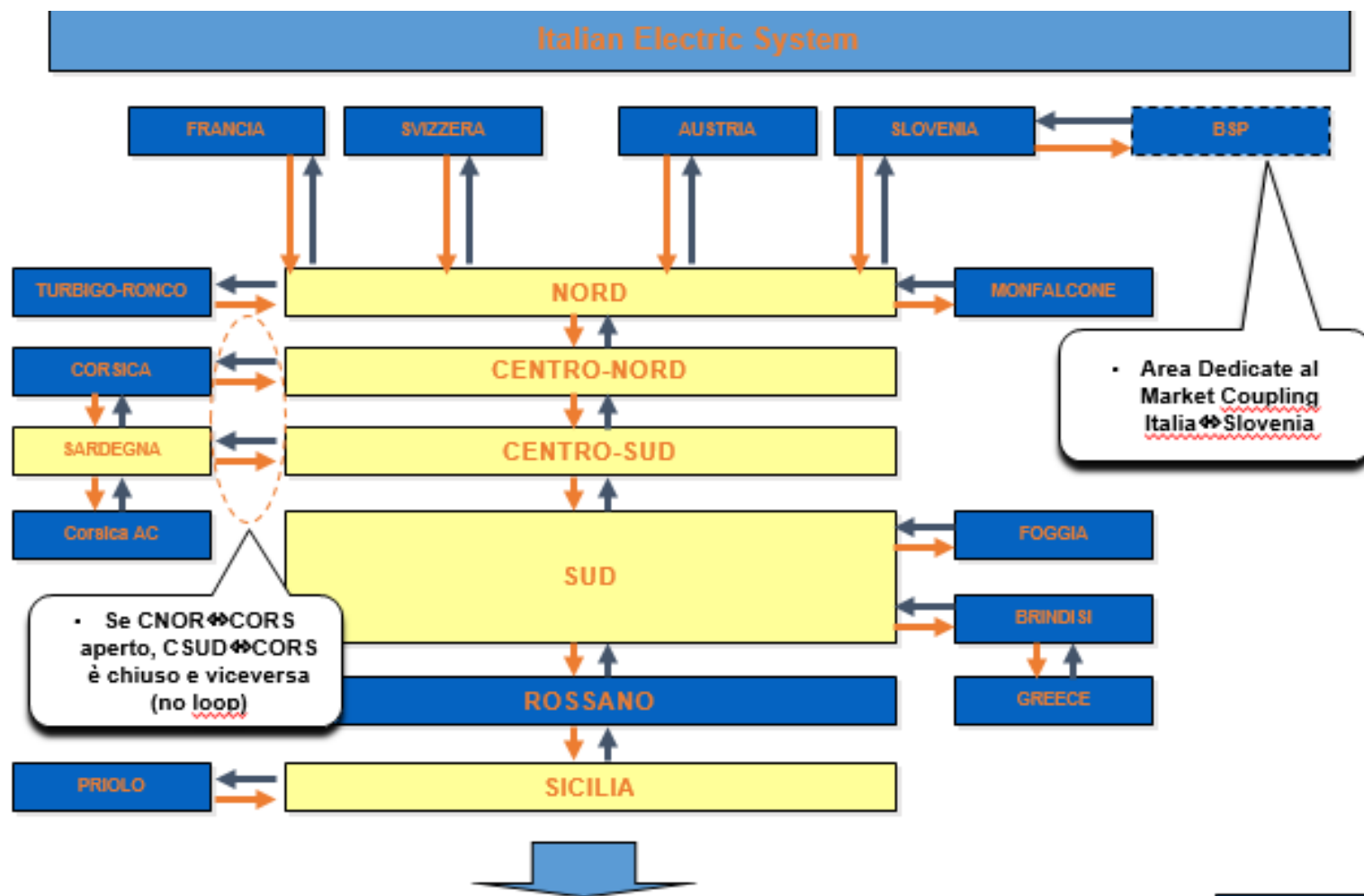
SARD

Sardegna

SICI

Sicilia

La rete elettrica italiana: le connessioni della rete

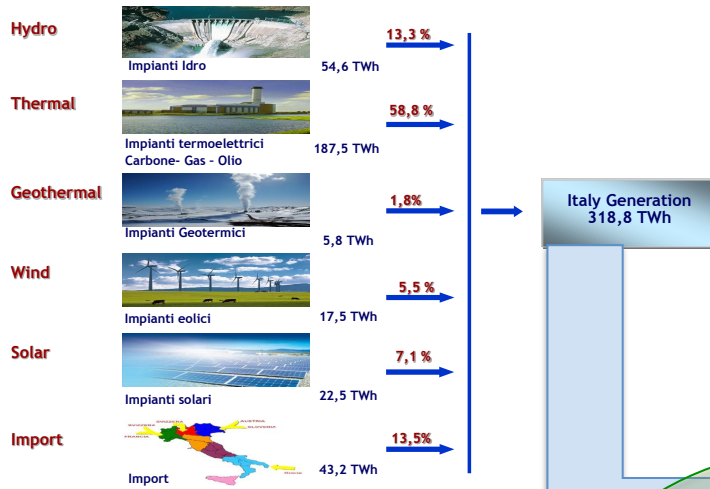


La rete elettrica italiana è suddivisa in zone Fisiche e virtuali

Virtual zone

Physical zone

Generazione: Bilancio energetico



**Domanda
(istantanea) di
Energia Elettrica
da Consumatori
Finali**

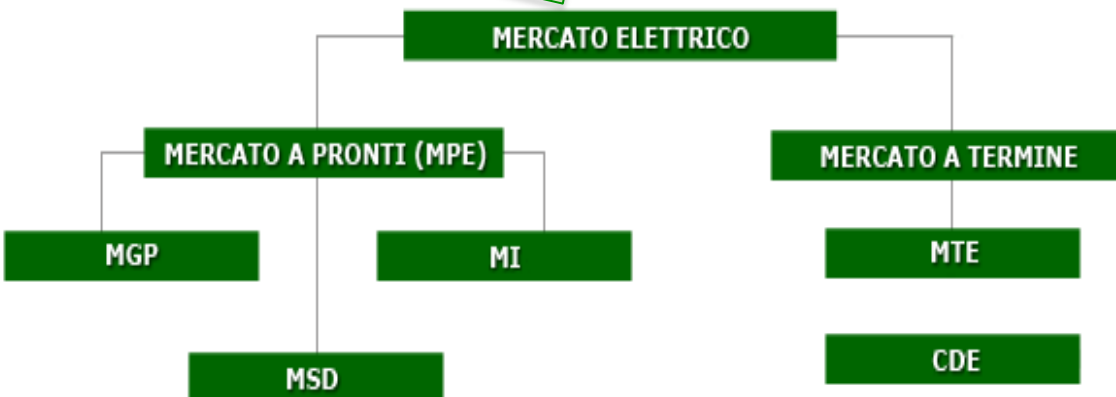
La **gestione della complessità**: il sistema elettrico nazionale e il **dispacciamento degli impianti di generazione** di Energia Elettrica da differenti "fonti" secondo criteri economici di Mercato

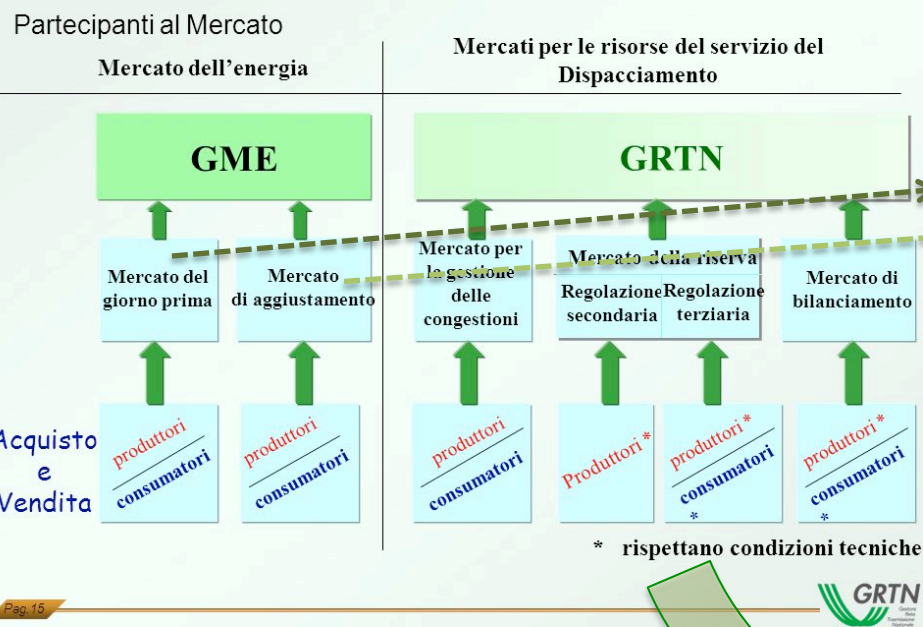
La **BORSA ELETTRICA** fu istituita in Italia a partire dal 1^a aprile 2004 sotto la gestione del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME).

Segue i principi di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza.

L'Italian Power exchange (con caratteristiche simili al nord pool scandinavo) è da considerarsi come un vero e proprio mercato fisico dell'energia elettrica.

Basata sul System Marginal Price





Piattaforma dei Conti Energia (PCE): si registrano tutti i contratti bilaterali negoziati *Over The Counter* o sul MTE dichiarandone i programmi di immissione e prelievo, per garantire la compatibilità con i limiti di trasporto. Le forniture sono liberamente stabilite dalle parti

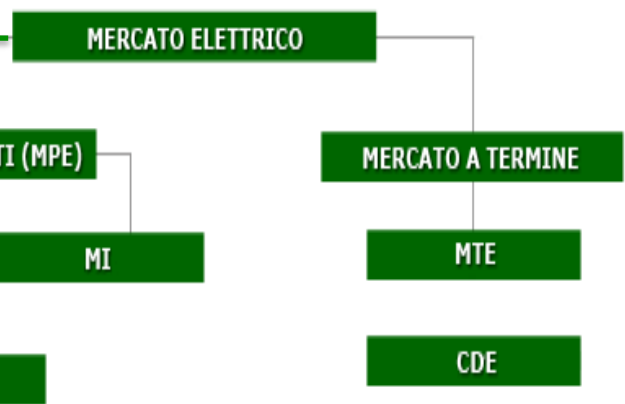
Il **GME** partecipa inoltre all'attuazione delle politiche ambientali, attraverso la gestione dei Mercati per l'ambiente. Gli è affidata l'organizzazione del:

- mercato dei certificati verdi
- mercato dei titoli di efficienza energetica
- mercato delle unità di emissione
- mercato delle certificazioni GO

Mercato Spot – Key Points



- **Mercato fisico:** possibilità di presentare offerte **orarie** di vendita/acquisto legata alla **disponibilità di unità di produzione/consumo** (Utente di dispacciamento; utente delegato; nessuna possibilità di registrare operazioni senza capacità di immissione/prelievo)
- **Diverse sessioni disponibili per una medesima data di flusso:**
 - Mercato del Giorno Prima (MGP)
 - Mercati intraday (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7)
 - Mercati dei servizi di dispacciamento/bilanciamento (**Terna controparte centrale**)
- **Asta implicita:** prezzo **orario** di clearing determinato dall'intersezione delle curve di domanda e di offerta
- Un unico prezzo orario di acquisto per consumatori nazionali su MGP: **PUN**
- **GME controparte centrale**



Mercato elettrico a Termine (MTE)

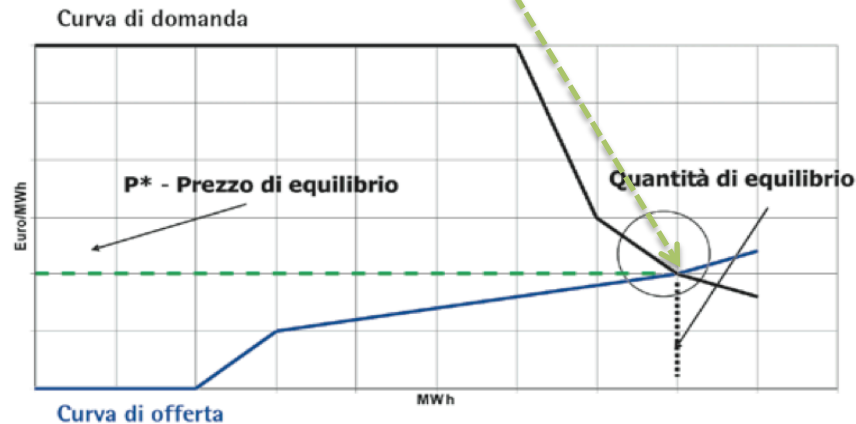
- mercato a contrattazione continua;
- si negoziano contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro della stessa.;
- il GME agisce come controparte centrale.
- vengono scambiati contratti *Baseload* e *Peakload*, durata 1M -3M -12M .

Consegna Derivati Energia (CDE):

- è la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati conclusi sull'IDEX;
- contrattazione degli strumenti derivati: *futures*

Mercato del giorno prima: il più importante dei mercati IPEX.

- Ospita il maggior numero di contrattazioni di acquisto e vendita di energia elettrica per il giorno successivo.
- Segue il meccanismo di asta implicita secondo criteri di **merito economico**.
- Segue l'algoritmo del mercato:
 - Max valore delle contrattazioni
 - Rispetto dei limiti di transito
- Il prezzo è determinato dall'intersezione delle curve di domanda e offerta



Quantità e prezzi di equilibrio: parametri di influenza



- ☐ Costo combustibili
- ☐ Strategie di offerta (teoria dei giochi e bidding strategico)



• Curva di offerta



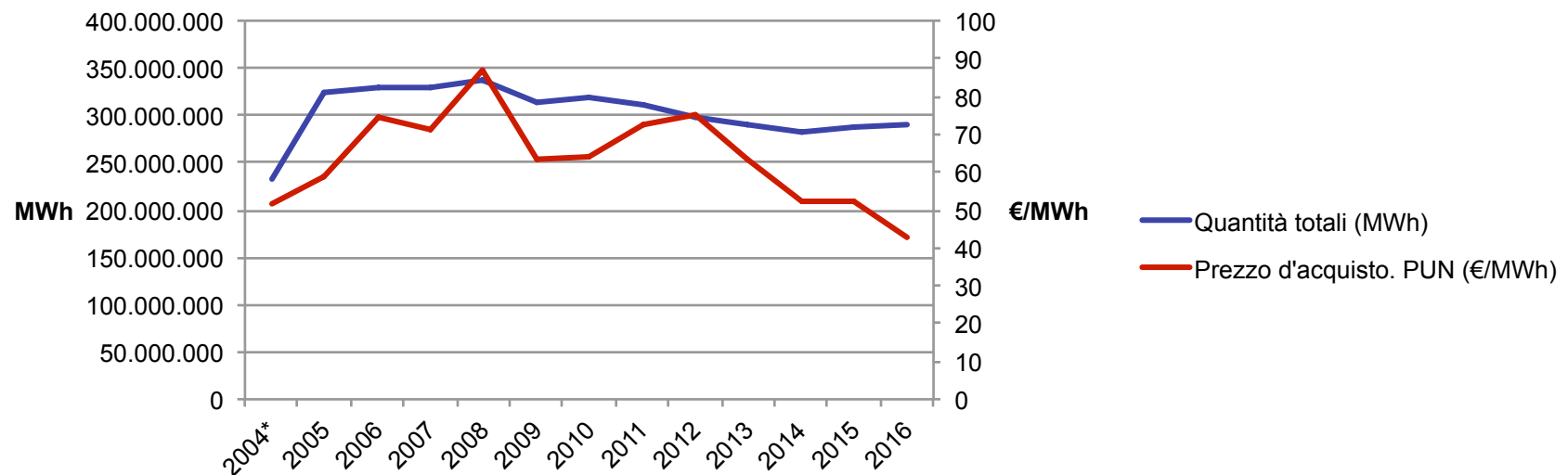
- ☐ Temperatura
- ☐ Festività



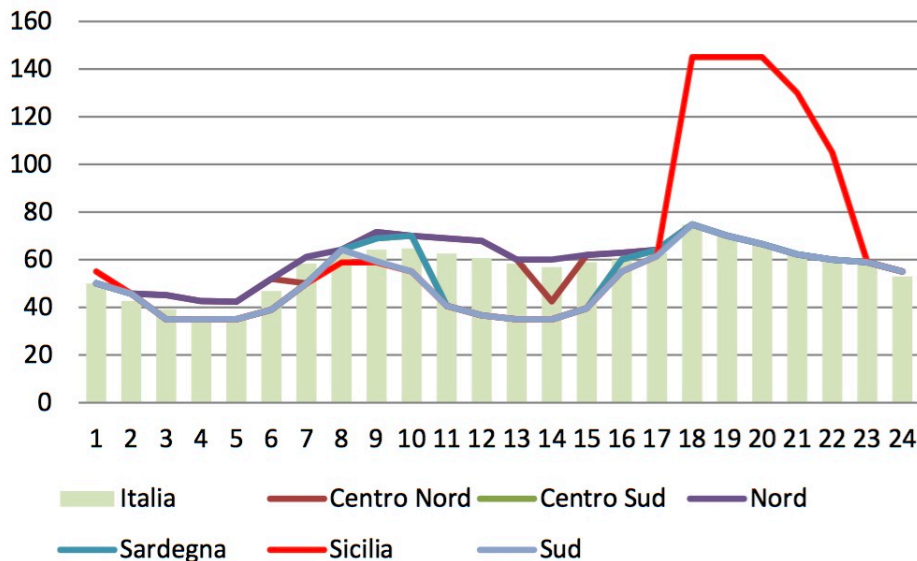
• Curva di domanda

Si individua il **PUN** per ogni ora ottenuto con media ponderata dei prezzi zonali marginali; quindi:

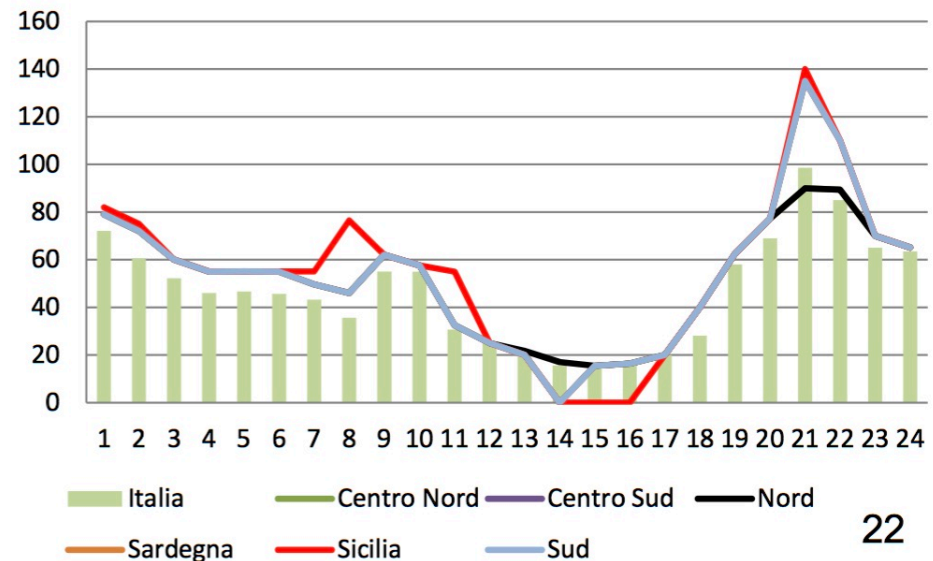
- i consumatori nazionali pagano il PUN
- gli altri players pagano/ricevono il prezzo zonale



Zonal Prices for Friday Jan, 17 2014
(in €/MWh)



Zonal prices for Sunday May, 18 2013
(in €/MWh)

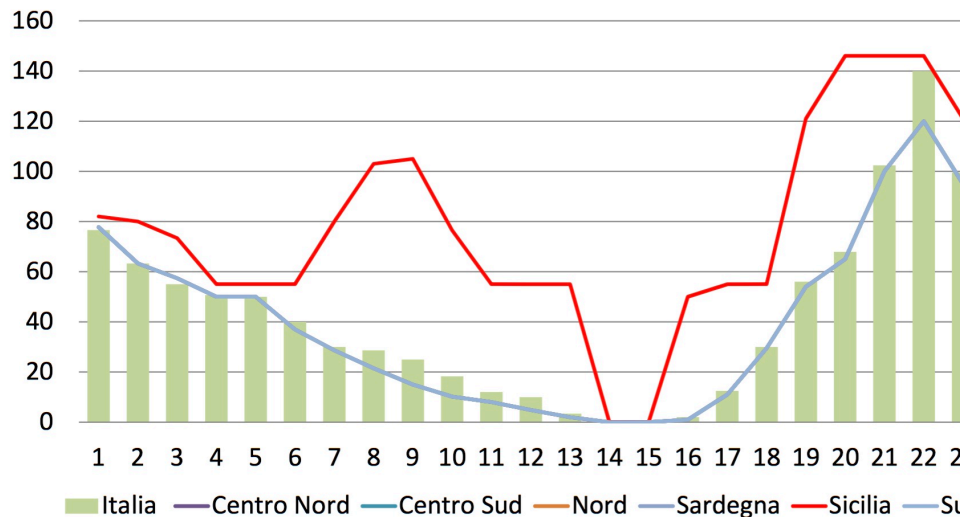


22

L'attenzione agli aspetti "non-discriminatori (ovvero il mantenimento del prerequisito della redistribuzione adeguata) consente di arrivare all'individuazione del **PUN** per ogni ora ottenuto con media ponderata dei prezzi zionali marginali. Ciò vale solo per i consumatori nazionali pagano il PUN.

Tuttavia, gli altri players pagano/ricevono il Prezzo Zonale (**PZ**); ciò è dovuto al fatto che si intende esplicitare le manifestazioni di prezzo determinanti diseguali "gap" o "colli di bottiglia nel sistema zonale. Se il $PUN > PZ$, allora, ad esempio, si segnala un'eccesso di Offerta,

Zonal prices for Sunday June, 16 2013 (in €/MWh)



Sistema ad asta implicita

Bids/Offers

Gli operatori di mercato presentano le proprie offerte, indicando, per ogni ora:

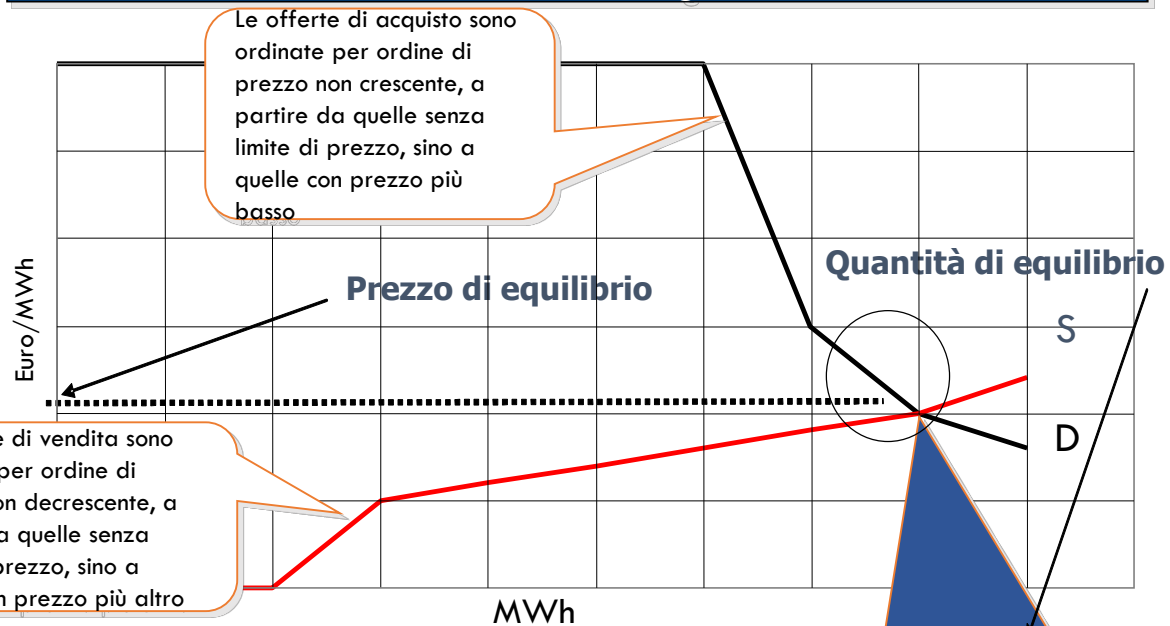
- La quantità da vendere/acquistare
- Il prezzo massimo (minimo) di acquisto (vendita) per MWh
- Le unità su cui comprare/vendere energia



Le offerte di vendita sono ordinate per ordine di prezzo non decrescente, a partire da quelle senza limite di prezzo, sino a quelle con prezzo più alto

- | | | |
|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Opening Time: <ul style="list-style-type: none"> • MGP: 8.00 D-9 • MI1: 10.45 D-1 • MI2: 10.45 D-1 • MSD: 15.10 D-1 • MI3: 16.00 D-1 • MI4: 16.00 D-1 | <ul style="list-style-type: none"> • Gate Closure Time: <ul style="list-style-type: none"> • MGP: 12.00 D-1 • MI1: 12.30 D-1 • MI2: 14.40 D-1 • MSD: 16.40 D-1 • MI3: 7.30 D* • MI4: 11.45 D** | <ul style="list-style-type: none"> • Pubblicazione risultati: <ul style="list-style-type: none"> • MGP: 12.45 D-1 • MI1: 13.00 D-1 • MI2: 15.10 D-1 • MSD: 20.40 D-1 • MI3: 8.00 D • MI4: 12.00 D |
|---|---|---|

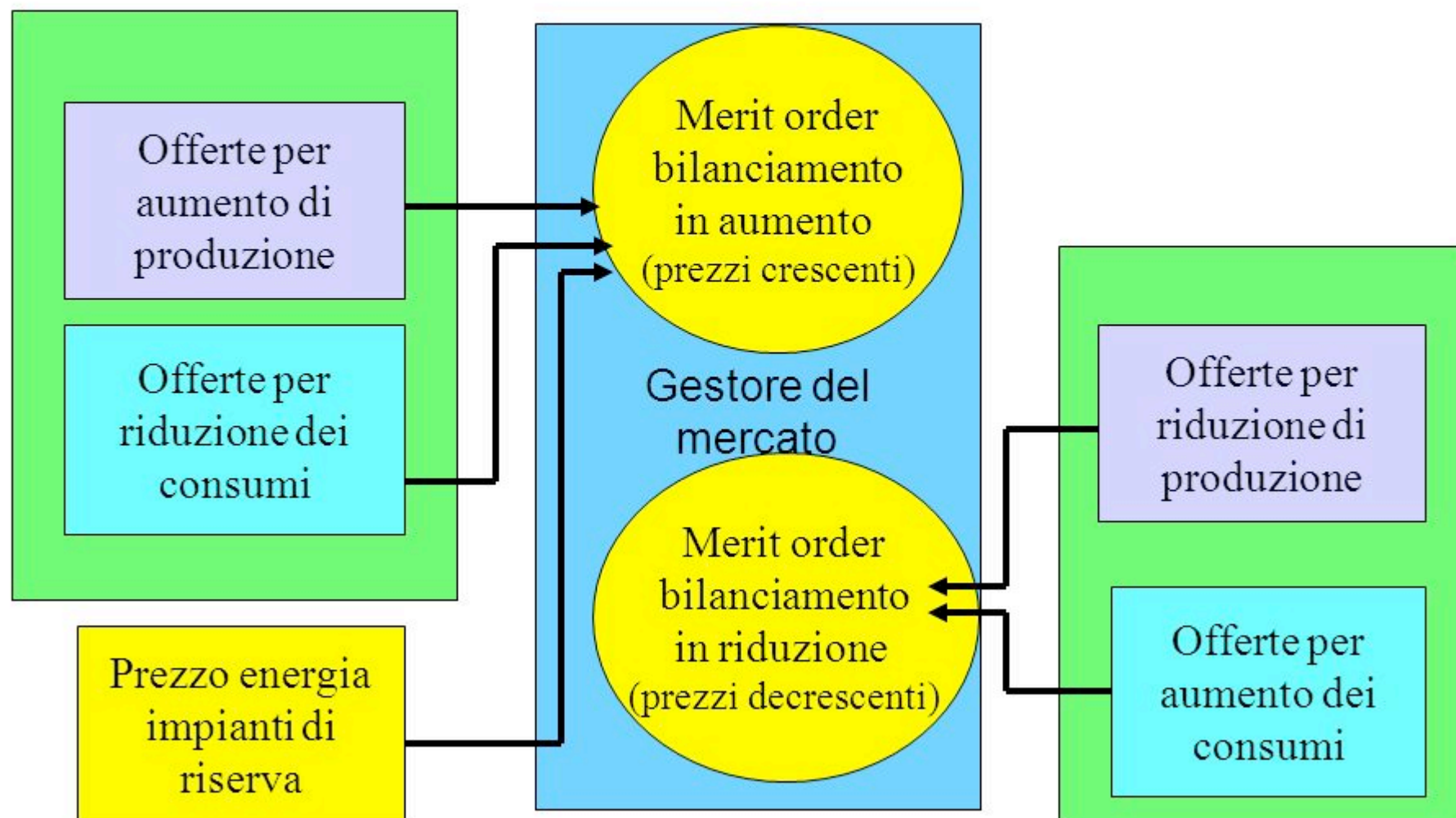
Market running



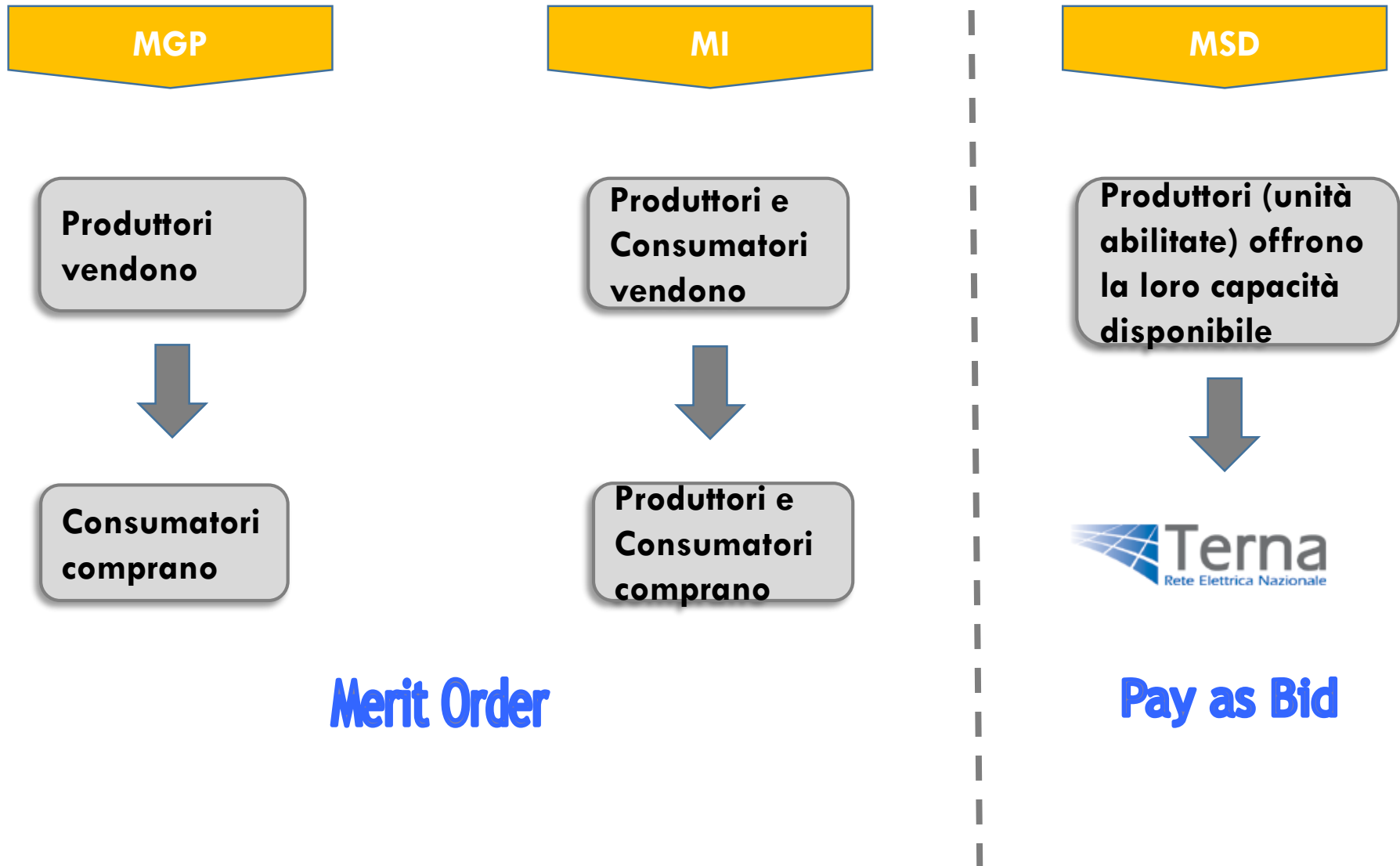
- Consumatori nazionali pagano il PUN: media ponderata dei prezzi zionali: (peso = quantità consumata zone nazionali, esclusi pompaggi)
- PUN applicato solo nel MGP
- Altri players (produttori, traders, titolari unità di pompaggio): pagano/ricevono prezzo zonale

Ipex, Italian Power Exchange, adotta un sistema di prezzo marginale: il prezzo è stabilito dall'intersezione di domanda e offerta (tutte le offerte alla sinistra del punto di equilibrio sono accettate; tutte quelle alla destra, rifiutate)

Merit order



Struttura del mercato a pronti

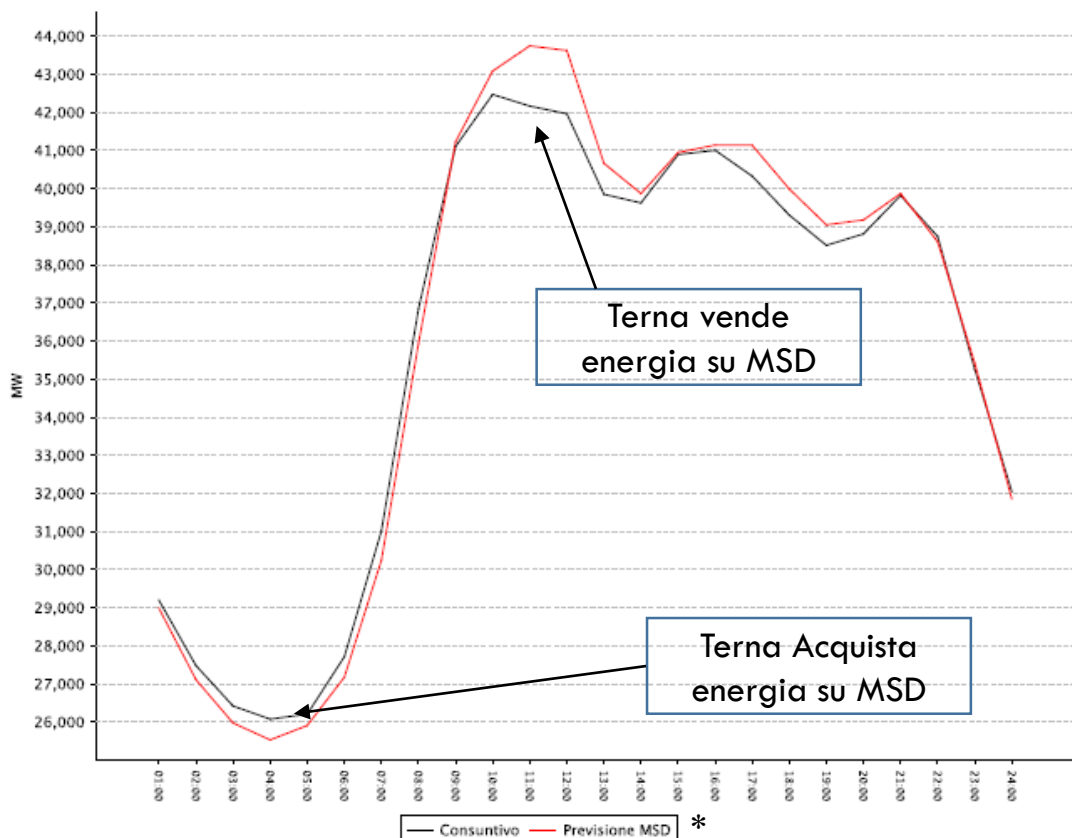


Il bilanciamento real time per mantenere in equilibrio la rete

□ Nell'MSD gli operatori possono presentare offerte di disponibilità di aumento e riduzione della potenza immessa o prelevata che Terna utilizza per:

- risoluzione delle congestioni intrazonali;
- creazioni della riserva;
- **bilanciamento in tempo reale.**

A fronte di scostamenti dai programmi, Terna bilancia il sistema elettrico in tempo reale

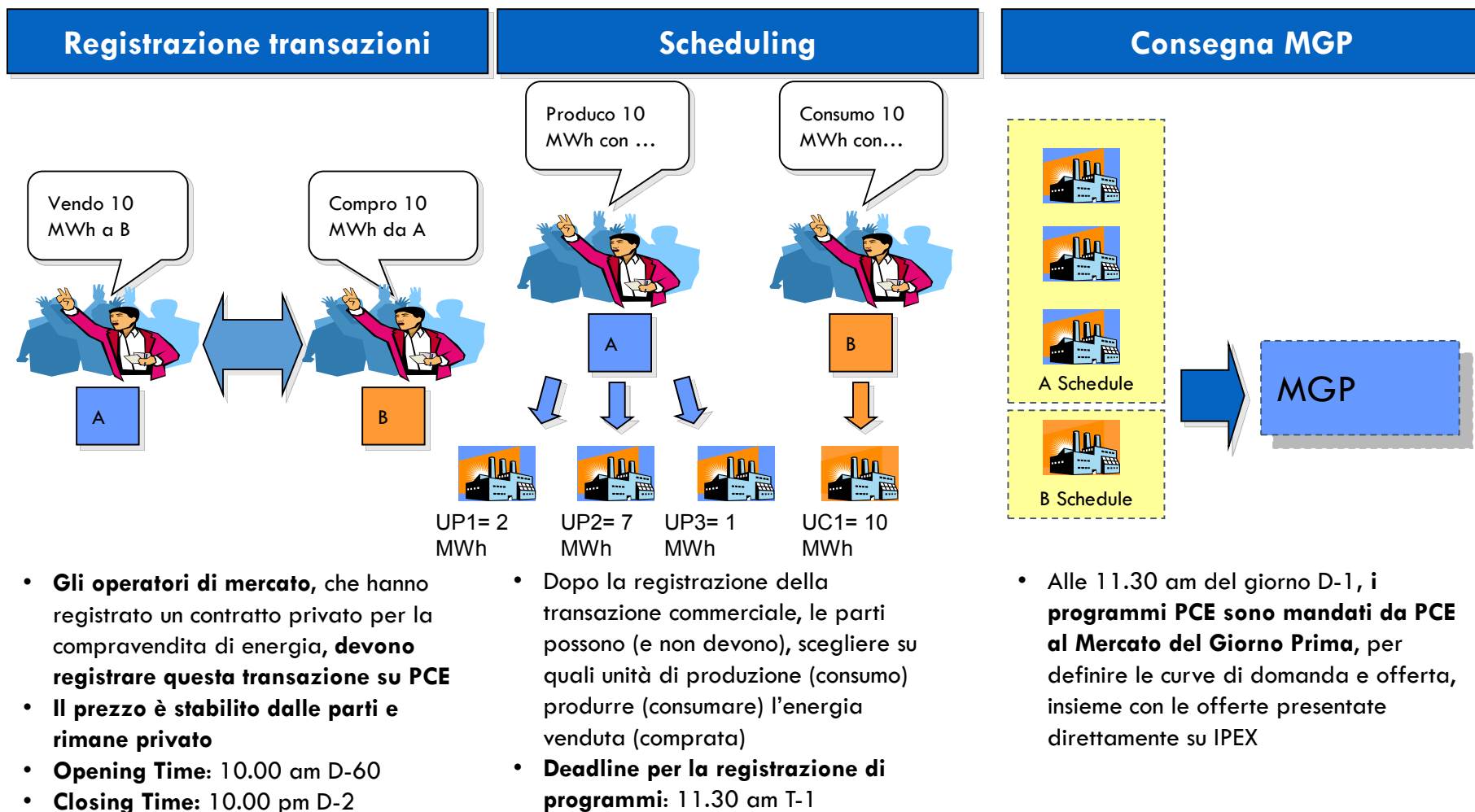


Gli operatori possono modificare le offerte presentate su MSD sul Mercato di Bilanciamento MB

Sistema di garanzie in IPEX: il GME non ha rischio di mercato

- GME controparte centrale delle operazioni sul mercato spot^{**}: riceve controvalore acquisto da chi compra energia elettrica sul mercato spot; paga controvalore vendita operatori che cedono energia elettrica sul mercato spot
- Operatori che vendono energia elettrica non devono essere coperti garanzia finanziaria
- Operatori che comprano energia elettrica devono essere coperti da garanzia finanziaria:
 - **Fidejussione bancaria a prima richiesta**, emessa da una banca che abbia un rating non inferiore ad: BBB- della scala Standard & Poor's e Fitch's o BAA3 della scala Moody's Investor Service.
 - **Deposito cauzionale infruttifero** di interessi
- Calcolo garanzia finanziaria:
 - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo: $(\text{Prezzo offerto} \times \text{volume}) \times (1 + \text{IVA})$
 - Offerte di acquisto senza indicazione di prezzo: $(\text{Prezzo convenzionale}^* \times \text{volume}) \times (1 + \text{IVA})$
- Pagamento settimanale

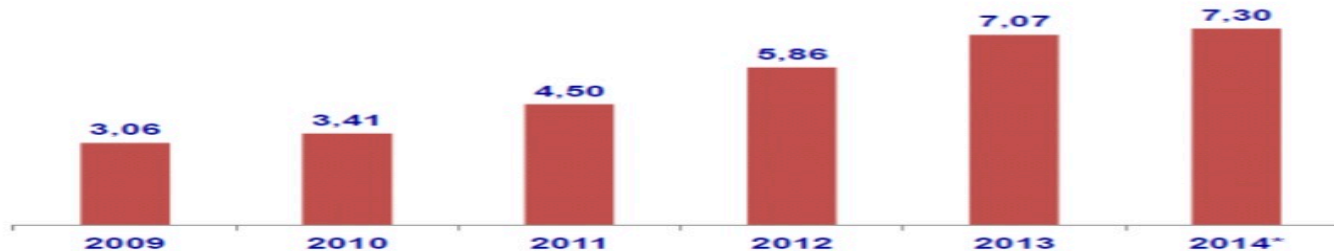
Negoziazioni bilaterali (PCE) – Transazioni commerciali e programmi



Sull PCE, gli operatori registrano le transazioni commerciali tramite cui hanno comprato/venduto energia elettrica ed hanno la possibilità di scegliere su quale unità consumare/produrre

Costi del servizio di dispacciamento

€/MWh



* media I e II trim. 2014

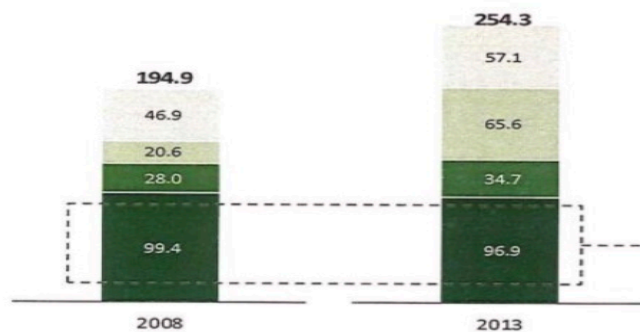
Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Terna

ref.
ricerche

In 5 anni la materia prima è scesa dell' 11% ma il costo della fornitura è cresciuto del 30%

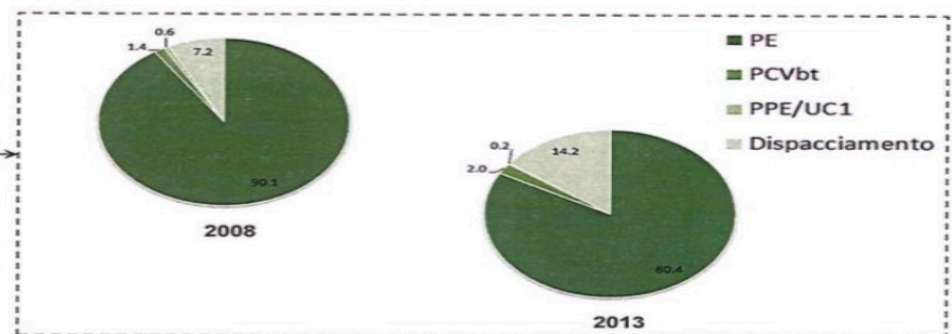
Composizione della bolletta per un profilo tipo del terziario
(contratto multiorario, valori assoluti €/MWh)

Profilo: consumo annuo di 35 MWh, Potenza installata di 30 KW, F1 34%, F2 30%, F3 36%



Fonte: elaborazioni REF Ricerche

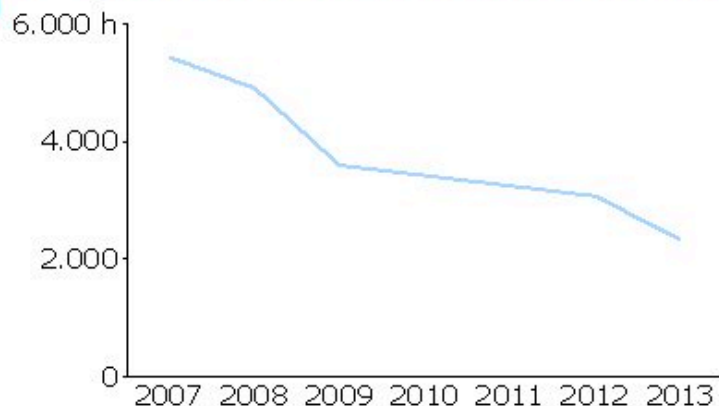
- Energia + Dispacciamento
- Infrastrutture
- Oneri di sistema ed impropri
- Imposte



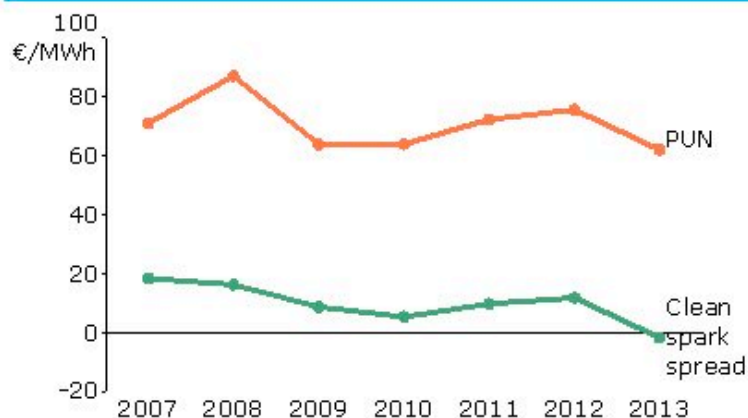
I risultati economici

Contesto recessivo e crisi settoriale: settore elettrico (2/2)

EVOLUZIONE ORE DI FUNZIONAMENTO EQUIVALENTI CICLI COMBINATI IN ITALIA



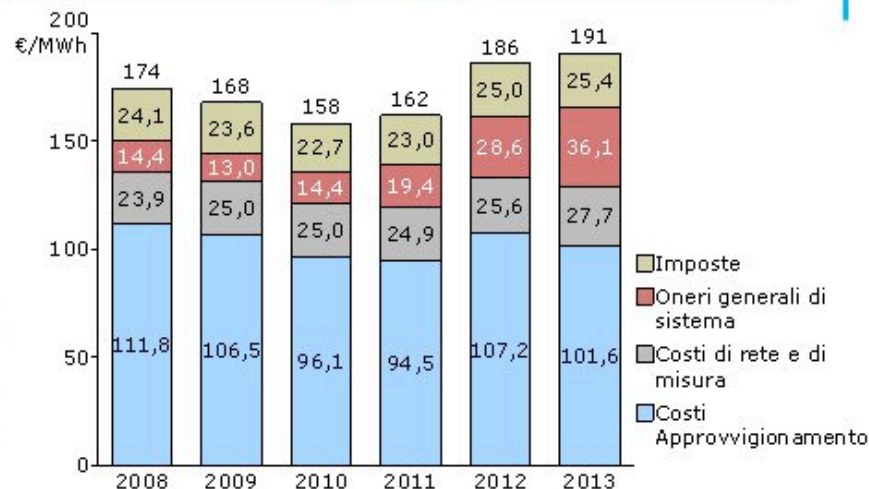
EVOLUZIONE PUN E CLEAN SPARK SPREAD



Il Clean Spark Spread è la differenza tra il prezzo nazionale dell'energia elettrica e il costo del combustibile utilizzato nelle centrali che la producono.

* fonte AEEG

EVOLUZIONE PREZZO AL CLIENTE FINALE* (€/MWh)



Il cliente finale non ha beneficiato della riduzione del costo dell'energia poiché:

- i prezzi dipendono sempre più da componenti extra-mercato, tasse e oneri pesano circa la metà delle bollette domestiche
- Gli Oneri generali di sistema sono aumentati molto nell'ultimo biennio