

Stefano Grotto

The seal of the University of Padua is a large, circular emblem in a light purple color. It features a central shield with two figures: on the left, a woman (likely the personification of Justice or Wisdom) holding a scale and a sword; on the right, a man (likely the personification of Reason or Philosophy) holding a book and a torch. The shield is flanked by two stars. Above the shield is a banner with the text "UNIVERSITAS STUDII PADUANI". Below the shield is the year "MCCXXII".

**MODELLO PREVISIONALE PER L'ANALISI DI SCENARI
DELLA GENERAZIONE ELETTRICA**

Tesi di Laurea Magistrale

Università degli Studi di Padova



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
Facoltà di Ingegneria
Dipartimento di Ingegneria Elettrica

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Indirizzo SISTEMI PER L'ENERGIA ELETTRICA

MODELLO PREVISIONALE PER L'ANALISI DI SCENARI DELLA GENERAZIONE ELETTRICA

Relatore

Prof. Arturo Lorenzoni

Correlatore

Fabio Disconzi

Laureando

Stefano Grotto

Anno Accademico 2010/2011
Consultazione consentita

SOMMARIO

Si descrive lo sviluppo di un modello software per la creazione di scenari di generazione di energia elettrica. Dopo l'analisi delle dinamiche di mercato del settore, si rappresenta in generale il funzionamento del modello, la gestione dei dati in ingresso e la comprensione delle variabili in uscita, tra le quali energia prodotta, costo totale di generazione e produzione di CO_{2eq}.

Successivamente si è studiata la situazione della produzione di energia elettrica in Italia, in particolare si sono ricavate le funzioni di costo, la potenza installata e l'energia generata delle varie tecnologie di generazione; i dati ottenuti sono utilizzati con il modello per la realizzazione di alcuni scenari di generazione riferiti al periodo 2010-2030, ponendo attenzione soprattutto all'eventuale introduzione dell'energia elettronucleare nel parco elettrico.

INDICE

I	Analisi del mercato e della produzione di energia elettrica	xi
1	Il Mercato dell'Energia Elettrica	1
1.1	La produzione dell'energia elettrica	1
1.2	Il Mercato Elettrico	3
1.2.1	Concetti di Economia dell'Energia	3
1.2.2	Tipi di Mercato	6
1.3	Effetto serra e politiche ambientali	8
2	Il sistema elettrico italiano	11
2.1	Evoluzione ed organizzazione	11
2.2	Il parco di produzione elettrica	13
2.3	L'energia nucleare: tra passato e futuro	13
II	Modello previsionale della generazione elettrica	15
3	Modello previsionale	17
3.1	Significato ed Ipotesi di modello	17
3.1.1	Input e Output	19
3.2	Descrizione del modello	21
3.2.1	Dati in ingresso	21
3.2.2	Flusso dei dati	21
3.2.3	Domanda di energia	22
3.2.4	Ordinamento delle funzioni di costo	23
3.2.5	Potenza installata	25
3.2.6	Tempo di utilizzazione	28
3.2.7	Produzione di energia	28
3.2.8	Gas serra e costo totale	30
4	Il sistema elettrico italiano	33
4.1	Scelta delle tipologie di produzione	33
4.2	Funzioni di costo	34
4.2.1	Costo dei combustibili fossili	34
4.2.2	Costi delle tecnologie	36
4.2.3	Costi fissi e variabili	36
4.3	Domanda	37
4.4	Potenza installata	38
4.5	Energia prodotta e fattori di utilizzazione	39
5	Scenari di produzione di energia elettrica	41
5.1	Risultati Ottenuti	41

6 Conclusioni 45

III Appendici

47

Bibliografia 69

INTRODUZIONE

Il settore elettrico ha subito grandi cambiamenti nell'ultimo decennio; la liberalizzazione della generazione, l'introduzione della borsa elettrica dove l'energia è trattata come un prodotto, l'utilizzo sempre più diffuso di tecnologie che sfruttano le energie rinnovabili hanno portato un cambiamento radicale nelle dinamiche di generazione elettrica.

L'obiettivo del lavoro di tesi è stato quello di sviluppare un modello di simulazione volto alla creazione di scenari di generazione di lungo periodo, ponendo attenzione non solo alla produzione di energia, ma anche alla questione economica ed ambientale che tale scelte comportano. Per analisi degli scenari si intende *un metodo di analisi e previsione economica qualitativa e quantitativa a medio-lungo periodo, che consiste nell'ipotizzare una serie di alternative future per un gruppo di variabili economico finanziarie, attribuendo a ciascuna di esse una probabilità per trarre conclusioni previsive dalle informazione raccolte* (glossario di economia di A. Lerneti), quindi si deve considerare il modello come uno strumento che non ha la pretesa di fornire una previsione dell'evoluzione delle dinamiche del mercato, ma che permette di osservare le conseguenze che derivano da diverse scelte e situazioni.

Il documento si divide in due parti: nella prima sono esposti alcuni concetti generali di economia dell'energia ed è descritta l'organizzazione del settore di produzione di energia elettrica, dei relativi mercati che nel tempo sono stati creati e in particolare di quelli relativi alle problematiche ambientali (cap.1), ripercorrendo in particolare lo sviluppo storico della produzione in Italia, l'attuale assetto e i progetti per il futuro (cap.2).

La seconda parte è interamente dedicata alla spiegazione del funzionamento del modello e al suo utilizzo per la creazione di scenari relativi alla situazione italiana. Nel capitolo 3 si descrive come le dinamiche del mercato elettrico sono rappresentate nel modello, nel quarto sono riportate le analisi effettuate per ottenere i dati utili alle simulazioni riportate nel quinto.

Parte I.

Analisi del mercato e della produzione di energia elettrica

IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

1.1 LA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'elettricità è il più importante vettore energetico disponibile ed ha contribuito allo sviluppo industriale del Novecento e al miglioramento delle condizioni di vita degli esseri umani; essa però non è disponibile in natura e deve quindi essere ottenuta dalla trasformazione di altre forme di energia provenienti da fonti naturali (definite *energia primaria*) che possono essere suddivise in:

- fonti non rinnovabili: costituite essenzialmente da depositi, di dimensioni finite, di materie prime energetiche (carbone, idrocarburi, uranio), localizzati in un numero limitato di aree ma che possono essere trasportate ed utilizzate altrove;
- fonti rinnovabili: l'energia idraulica dei corsi d'acqua, l'energia solare, del vento, delle maree, l'energia geotermica, le biomasse, ecc. Queste fonti sono generalmente vincolate nello spazio e discontinue nel tempo;
- altre forme di energia secondaria: tipicamente sono i derivati del petrolio (benzine, nafta, oli combustibili) e del carbone (coke e gas di cokeria).

L'energia elettrica è la principale energia secondaria disponibile, ma di essa non è possibile l'accumulo in grande scala; ciò comporta che la produzione deve in ogni momento soddisfare completamente la domanda, variabile durante il giorno, le settimane e i mesi. Proprio questa estrema variabilità è rappresentata dalla curva di carico giornaliero (figura 1.1) che riporta la potenza P richiesta dal sistema elettrico durante le varie ore del giorno; dall'aggregato annuale di queste curve si possono dedurre le curve di durata dei carichi (figura 1.2), che riportano in ascissa il numero di ore durante le quali si verifica un valore del carico maggiore della corrispondente ordinata. Questa rappresentazione grafica permette di rilevare il massimo carico di punta P_{MC} del periodo considerato e la potenza base P_B che ha una durata pari all'intero periodo T considerato (solitamente un anno, 8760 ore). Ulteriori informazioni che si possono ricavare dalla curva di durata dei carichi è l'energia totale W che deve essere fornita nell'intero periodo al sistema elettrico, data dall'area sottesa alla curva, e la potenza media nel tempo T fornita dal rapporto W/T .

Compito di ogni gestore di un sistema elettrico è disporre di un parco di generazione di energia elettrica che garantisca in ogni momento il soddisfacimento della domanda; per far fronte alla richiesta di energia, si deve disporre in generale di più impianti di caratteristiche diverse, sia dal punto di vista tecnico che da quello economico.

Si distinguono:

- impianti termoelettrici la cui potenza può essere sfruttata nel momento voluto, ma anch'essi hanno periodi in cui non producono energia per la necessaria manutenzione periodica. A seconda della tecnologia di generazione utilizzata vi possono essere diversi parametri tecnici, come il campo di carico ammissibile per

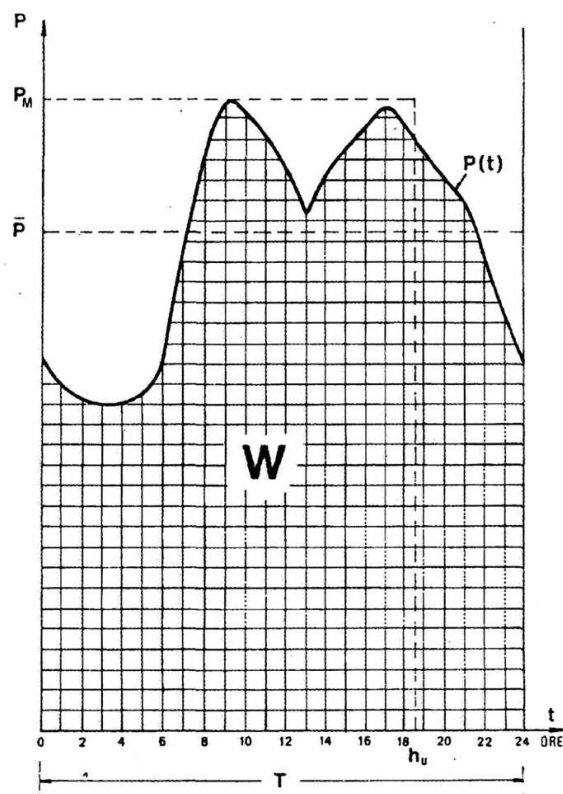


Figura 1.1.: diagramma giornaliero del carico

l'esercizio continuo, le rampe di carico, cioè la modulazione della produzione, tempi minimi di spegnimento e avviamento;

- impianti basati su fonti rinnovabili (impianti idraulici ad acqua fluente, energia solare, eolica, geotermica) che permettono la produzione di energia solo quando la fonte di energia primaria è disponibile altrimenti la potenza producibile viene persa;
- impianti idroelettrici a serbatoio, in cui l'energia può essere immagazzinata in un bacino ed essere sfruttata nel momento voluto.

Proprio per questo motivo all'inizio dello sviluppo dell'energia elettrica le industrie di produzione adottarono il modello organizzativo dell'impresa verticalmente integrata; una singola impresa, per garantire l'accesso alla fornitura elettrica per tutti i cittadini, aveva il monopolio legale su tutte le attività dell'industria, generazione, trasmissione, distribuzione e vendita. Questo modello contribuì allo straordinario sviluppo industriale europeo del ventesimo secolo, ma portò con essa bassi livelli di efficienza produttiva. A partire dagli anni '80 si cercò quindi di introdurre un confronto competitivo tra le imprese dell'industria elettrica per ottimizzare il sistema stesso, liberalizzando in un primo momento la produzione e poi successivamente creando un mercato all'ingrosso in cui i grandi consumatori di energia possono acquistare direttamente l'energia dai produttori. Si è comunque ritenuto opportuno per gli stessi motivi che hanno portato alla liberalizzazione della produzione (minimizzazione dei

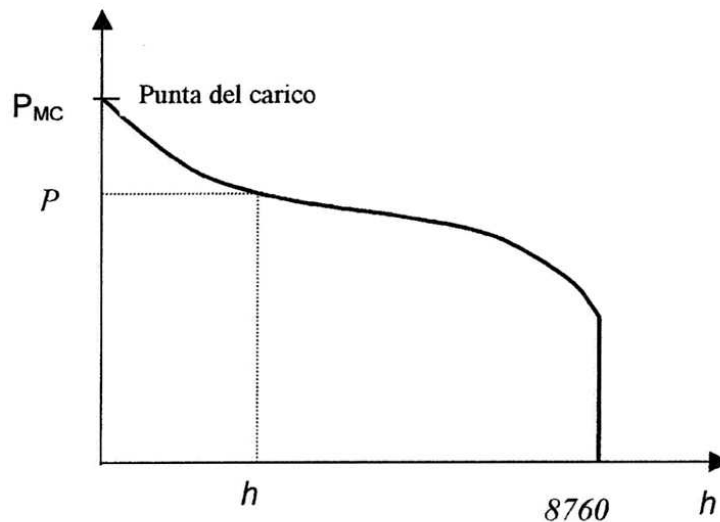


Figura 1.2.: diagramma di durata del carico

costi e maggiore efficienza) di mantenere un coordinamento unico per quanto riguarda la gestione della rete e il dispacciamento degli impianti. Successivamente si è giunti alla completa liberalizzazione, eliminando i vincoli di potenza, energia consumata o livello di tensione che ne limitavano l'accesso, garantendo a qualsiasi tipologia di consumatore l'accesso al mercato.

1.2 IL MERCATO ELETTRICO

La creazione dei mercati dell'energia elettrica si pone come obiettivo principale una maggiore efficienza del sistema, minimizzando le funzioni di costo dei soggetti coinvolti e garantendo sempre il soddisfacimento completo della domanda.

L'evoluzione del modello organizzativo dell'industria elettrica ha portato all'introduzione di nuove figure di gestione e organizzazione del mercato; una moltitudine di produttori di ogni tipo (aziende con un grosso parco di produzione formato da impianti termoelettrici, aziende specializzate su un'unica tipologia di produzione (es. idroelettrica), piccoli produttori di energia rinnovabile, fotovoltaica o eolica) presentano le proprie offerte sul mercato elettrico dove i venditori acquistano l'energia richiesta dai propri clienti (i consumatori) al minor costo possibile. La gestione e il controllo del corretto funzionamento tecnico del sistema elettrico invece garantita da un unico soggetto indipendente (TSO, *Transmission System Operator*) che interconnette fisicamente i produttori alle varie reti di distribuzione.

1.2.1 Concetti di Economia dell'Energia

Nell'economia delle imprese si fa largo uso del concetto di costo marginale C_m di una produzione q , definito come la derivata del costo totale C fatta rispetto a q :

$$C_m = \frac{dC}{dq}$$

Nel breve periodo, se p il prezzo di mercato a cui un produttore in concorrenza può vendere il proprio prodotto e $C(q)$ i propri costi in funzione della quantità prodotta, esso sceglie di produrre la quantità q che consente di ottenere il massimo profitto, cioè:

$$\max_q (p * q - C(q))$$

che equivale a:

$$p = \frac{dC(q)}{dq} = C_m$$

cioè l'impresa aumenta la produzione finché il prezzo di mercato eguaglia il costo marginale di produzione.

Il costo marginale è quindi un'indicazione del valore che una società assegna alle risorse necessarie per produrre un'altra unità di prodotto; si presume cioè che, se il prezzo che il consumatore è disposto a pagare per incrementare di una unità il suo consumo eguaglia il valore delle risorse aggiuntive che bisogna spendere a questo scopo, ne risulta una migliore allocazione delle risorse.

I costi sostenuti da un'impresa possono essere distinti in costi fissi c_f , che sono sostenuti indipendentemente dalla produzione (personale, mutui, affitti, ...), e in costi variabili $c_v(q)$ (combustibile, materiali) che sono legati all'effettiva produzione:

$$C(q) = c_f + c_v(q)$$

Si può introdurre anche il concetto di costo medio C_M per unità prodotta che è dato da:

$$C_M(q) = \frac{C(q)}{q} = \frac{c_f}{q} + \frac{c_v(q)}{q} = c_{Mf} + c_{Mv}(q)$$

Il costo medio nel lungo periodo è influenzato da tutte le componenti di costo della produzione: esso può quindi indicare quali sono i migliori investimenti da effettuare per minimizzare i costi di produzione in futuro.

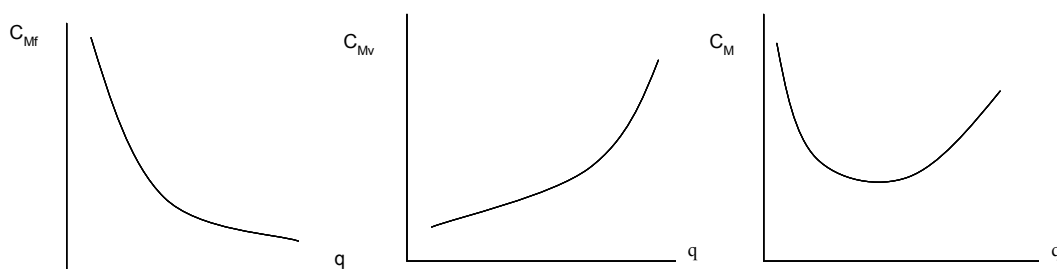


Figura 1.3.: Costi medi

La curva di costo marginale C_m interseca sempre la curva di costo medio C_M nel suo punto di minimo (figura 1.4); si parla di Dimensione Ottima Minima (DOM) in riferimento alla quantità q prodotta che consenta di raggiungere il minimo della funzione di costo medio.

In particolare, in un settore come quello della produzione e distribuzione dell'energia elettrica, dove gli investimenti, cioè i costi fissi, sono molto ingenti, è giustificata la presenza di monopoli naturali che permettono la minimizzazione dei costi e quindi un maggior beneficio dal punto di vista sociale.

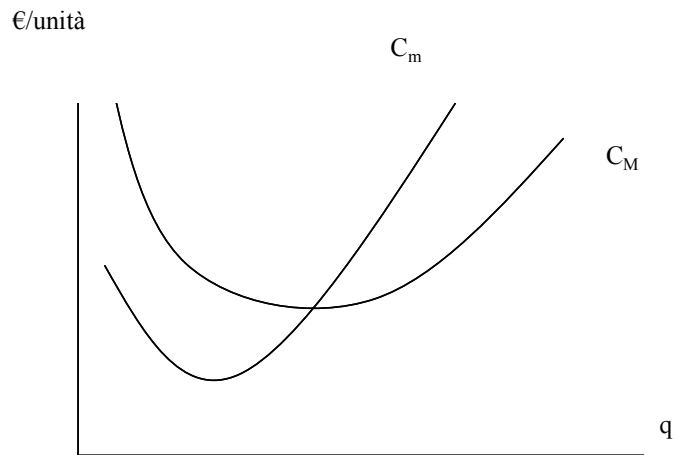


Figura 1.4.: Costo marginale e costo medio

Dal punto di vista economico ogni impianto è caratterizzato da costi fissi, di solito ritenuti proporzionali alla potenza nominale X dell'impianto, riconducibili all'ammortamento delle spese di investimento, agli oneri del personale, manutenzione, spese generali e da costi variabili, presenti negli impianti termoelettrici, essenzialmente dovuti ai costi del combustibile necessario a produrre l'energia e, a partire dagli ultimi anni, agli oneri ambientali per le emissioni di anidride carbonica (CO_2) dovuti alla combustione.

$$C(q) = c_f + c_v(q) = k * X + c * q$$

Anche nel caso della generazione elettrica si può considerare $p = C_m$, cioè il prezzo del prodotto corrisponde al costo marginale di breve periodo, equivalente al costo delle risorse (il combustibile in questo caso) utilizzate. Il costo marginale C_m per produrre un'unità aggiuntiva di prodotto è quindi funzione solo del costo variabile $c_v(q)$.

$$p = C_m = c$$

In realtà l'ipotesi di ritenere i costi incrementali costanti per ogni singolo impianto termoelettrico non è tuttavia sempre la più corretta, a causa delle differenze di rendimento al variare della potenza erogata; per cui si suddivide il campo di funzionamento di un generatore in più blocchi con costi incrementali costanti. Inoltre molti impianti termoelettrici hanno dei vincoli riguardo i tempi di avviamento, di spegnimento e di potenza minima erogabile che riducono la loro versatilità di utilizzo in un parco di produzione elettrica.

Tutte queste variabili entrano in gioco quando si cerca di ottimizzare dal punto di vista tecnico ed economico un sistema elettrico; in una rete comunque complessa esiste sempre un ordine di intervento dei generatori (*ordine di merito*), basato sul loro costo marginale, che permette la minimizzazione dei costi per il soddisfacimento della domanda.

1.2.2 Tipi di Mercato

POWER-EXCHANGE (PX): (figura 1.5) questo modello di organizzazione della borsa è basato su contratti bilaterali fisici (in termini di quantità di potenza e prezzo), cioè su rapporti contrattuali tra produttori e consumatori. Nel PX è presente sia una piattaforma dove si possono scambiare blocchi di energia con orizzonte temporale diverso sia una borsa di bilanciamento necessaria per l'aggiustamento in tempo reale tra domanda e offerta. Per gestire eventuali squilibri che possono presentarsi sulla rete, ogni produttore deve comunicare al dispacciatore gli impianti utilizzati per coprire la potenza impegnata dai contratti bilaterali e la quantità e il prezzo che intende offrire in borsa per il bilanciamento. In questo modello di mercato vi è possibilità di utilizzare il self despatching degli impianti, cioè la scelta da parte del produttore degli impianti che devono entrare in produzione, compatibilmente alla gestione dei flussi di rete verificata dal gestore.

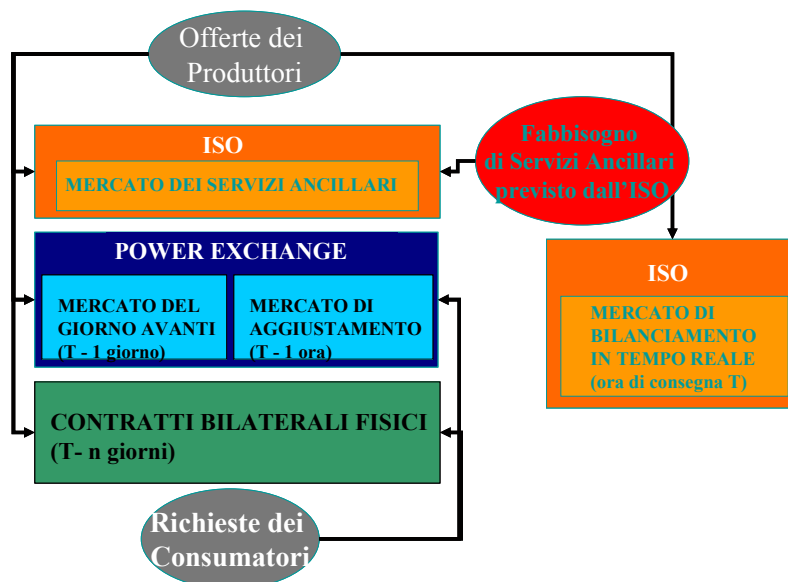


Figura 1.5.: Power Exchange

POOL: (figura 1.6) in questo tipo di borsa i produttori devono obbligatoriamente offrire la propria potenza sul mercato del giorno prima per aver la possibilità di essere dispacciati dal gestore di rete. Non sono possibili i contratti bilaterali fisici ma solo contratti alle differenze per cui avendo definito un prezzo di riferimento, vi è successivamente l'impegno di restituire o ricevere la differenza tra il prezzo concordato e quello di borsa. Infatti in questo tipo di borsa il prezzo dell'unità di energia è determinato dal confronto della curva dell'offerta e della curva della domanda che comprendono tutta l'energia venduta ed acquistata e non da accordi stipulati in precedenza tra produttore e consumatore. Quindi la programmazione di produzione e consumo è determinata selezionando le offerte in ordine di merito economico per garantire il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori.

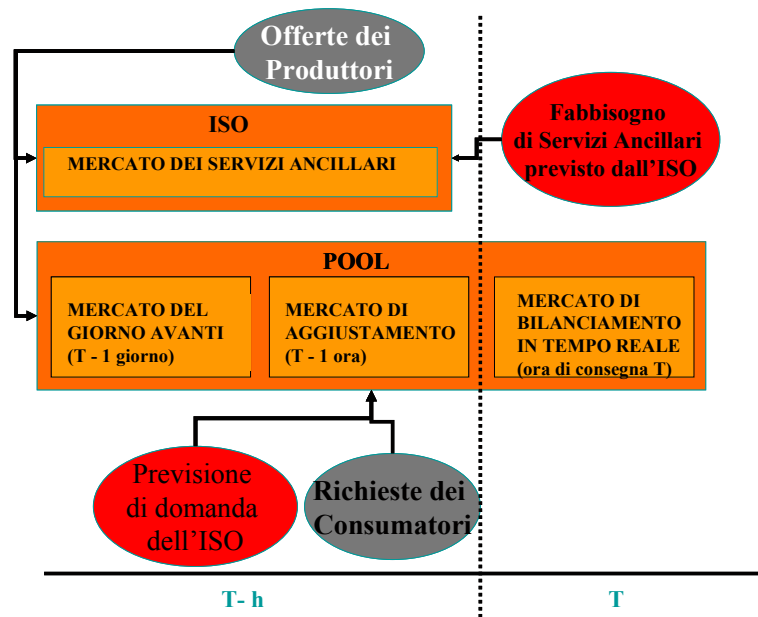


Figura 1.6.: Pool

La determinazione del prezzo in una borsa di tipo pool (figura 1.7) è fornita solitamente dal market clearing price (MCP), detto anche system marginal price (SMP). Essendo un mercato di concorrenza, il costo marginale dell'ultimo impianto chiamato a produrre definisce il prezzo dell'unità di energia per la sessione di mercato, che verrà corrisposto anche ai produttori che avevano offerto la loro energia ad un prezzo inferiore. Con questo metodo si ottiene una remunerazione ottimale dei costi fissi e dei costi variabili in base alla curva di offerta legata ai costi marginali, secondo la teoria sulla minimizzazione dei costi di generazione che prevede che la rendita inframarginale (cioè la differenza del prezzo di mercato e di quello offerto) copra esattamente i costi fissi degli impianti non di punta. Tuttavia si può adottare una alternativa modalità di pagamento in base alla quale si remunera ogni produttore in base alla sua offerta di pagamento (*pay as bid*, PaB); in questo caso esso cerca di chiedere un prezzo riferito al proprio costo medio e che sia più vicino possibile al prezzo massimo accettato, rendendo piatta la curva di offerta e non minimizzando i costi di generazione.

In entrambi i tipi di mercato si distinguono le funzioni tecniche (supervisione dei flussi di potenza) da quelle commerciali (incontro tra domanda e offerta, segnali per i nuovi investimenti): le prime sono svolte solitamente dal dispacciatore (gestore della rete) (TSO), le seconde dalla borsa elettrica, che può avere un'impostazione orientata solo alla gestione delle relazioni tra gli operatori, oppure con il compito di ottimizzare il sistema nel suo complesso gestendo non solo il flusso economico dei contratti ma anche quello fisico. Per questo scopo nell'ambito del mercato elettrico si sono creati una serie di mercati con funzioni diverse, tra i quali i più importanti sono:

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP): il mercato in cui si ha il maggiore scambio di energia poiché esso è funzionale alla definizione dell'ordine di merito sulla

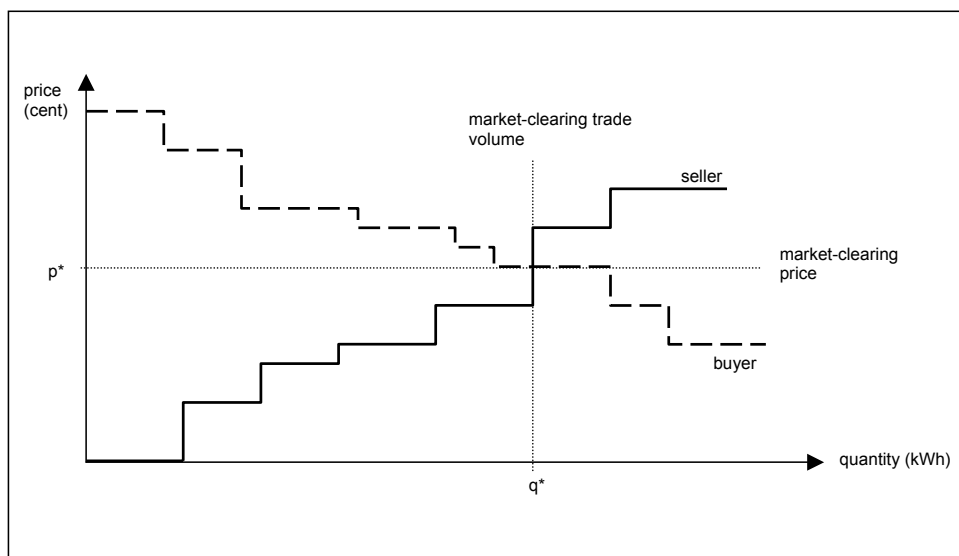


Figura 1.7.: Determinazione del prezzo MCP

base delle offerte quantità prezzo per ogni intervallo orario ricevute dai produttori. Una volta chiusa la sessione di offerte (di solito la mattina del giorno prima di quello degli scambi) ordina in modo crescente quelle di produzione e in modo decrescente quelle di domanda: il prezzo è pari all'intersezione tra le due curve ed è pari all'offerta dell'ultimo impianto chiamato a produrre. Inoltre permette al gestore del mercato di rendere disponibili le informazioni al TSO per operare il dispacciamento in ogni intervallo temporale del giorno successivo;

MERCATO DI AGGIUSTAMENTO (MA): ha le stesse caratteristiche del MGP ma apre dopo la chiusura del MGP e rimane aperto fino a qualche ora prima del mercato reale per consentire l'aggiustamento della produzione da parte degli operatori;

MERCATO INFRAGIORNALIERO: chiuso anche il MA in alcuni casi può aprire quello infragiornerale che consente di riaggiustare la propria posizione fino a poche ore dal momento dello scambio;

MERCATO DEL BILANCIAMENTO: denominato anche mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), esso è necessario per l'acquisizione delle risorse necessarie ai servizi di dispacciamento volti ad assicurare la sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni, riserva, bilanciamento, eventuali interrompibilità dei carichi). Questo compito è svolto dal gestore di rete che riceve il prezzo (in questo la remunerazione è basata sul PaB) a cui la domanda e l'offerta sono disponibili a variare il proprio consumo e produzione.

1.3 EFFETTO SERRA E POLITICHE AMBIENTALI

L'effetto serra è un principio naturale che consiste nella capacità di un pianeta di trattenere nella propria atmosfera parte del calore proveniente dal Sole permettendo lo sviluppo della vita poiché vengono evitati gli eccessivi squilibri termici caratteristici dei corpi celesti che ne sono privi. Infatti l'effetto serra fa parte dei complessi meccanismi

di regolazione dell'equilibrio termico di un pianeta o di un satellite e agisce grazie alla presenza di un'atmosfera contenente alcuni gas detti appunto gas serra (GHG, *greenhouse gas*):

- l'acqua, sotto forma di vapore, costituisce essa stessa il più potente gas serra atmosferico (circa il 70 % dell'effetto serra totale);
- l'anidride carbonica (CO_2) rappresenta un altro importante contributo all'effetto serra (circa il 20 %);
- il metano (CH_4) e l'ossido di diazoto (N_2O) contribuiscono per il 5 %;
- altri gas (idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC), esafluoruro di zolfo (SF_6)) contribuiscono in piccola parte.

Per ottenere un dato complessivo che sintetizza l'impatto di tutti i gas serra è stata introdotta la $\text{CO}_{2\text{eq}}$: essa è un'unità di misura che confronta le emissioni dei diversi gas serra con quelle della CO_2 , sulla base del loro potenziale di riscaldamento globale (*global warming potential*, GWP). Il GWP rappresenta l'effetto combinato del tempo di permanenza in atmosfera di ogni gas e la relativa efficacia specifica nell'assorbimento della radiazione infrarossa emessa dalla Terra ed è quindi una misura di quanto un dato gas serra contribuisca al riscaldamento globale rispetto alla CO_2 . La $\text{CO}_{2\text{eq}}$ di un gas si calcola moltiplicando le tonnellate di quel gas per il GWP ad esso associato: ad esempio, il GWP dell'anidride carbonica ovviamente è 1, del metano è 21 e quello dell'ossido di diazoto è 310.

L'attuale riscaldamento del clima terrestre (citato nella letteratura anche come riscaldamento globale o surriscaldamento climatico, *global warming*) è dovuto sia ad una componente naturale relativa alle normali variazioni climatiche, sia ad una componente artificiale dovuta all'azione umana (detta componente antropica): si ritiene che le attività dell'uomo incidano sull'aumento della temperatura media terrestre apportando un aumento eccessivo di concentrazione di GHG nell'atmosfera. Infatti una grande impennata nella concentrazione atmosferica di gas serra si è registrata con il crescente utilizzo di combustibili fossili a scopo energetico, con la deforestazione tropicale, con l'introduzione dell'agricoltura industrializzata (colture a sommersione, per esempio il riso) e con l'estensione della zootecnia (allevamento di bestiame).

La prima azione internazionale che è stata compiuta a favore di una politica ambientale più responsabile è stata il Protocollo di Kyoto (11 dicembre 1997, terza riunione plenaria del UNFCCC, *United Nations Framework Convention on Climate Change*): esso in sintesi impegna i paesi industrializzati che lo hanno sottoscritto a ridurre globalmente le emissioni di gas ad effetto serra del 5 % rispetto ai livelli del 1990 nel periodo 2008-2012. Senza addentrarci nei particolari del protocollo, per raggiungere gli obiettivi prefissati sono stati creati dei meccanismi di mercato (chiamati Meccanismi Flessibili) che hanno la funzione di favorire la riduzione delle emissioni dei principali gas serra (in particolar modo la CO_2) causate principalmente dalle attività industriali ad alto consumo energetico (processi minerari, siderurgia) e dalla combustione energetica; a questo scopo è stato creato un mercato delle emissioni (in Europa chiamato ETS, *Emission Trading System*), diviso in diversi segmenti e regolato dal sistema di "cap & trade" (cioè si fissa un limite massimo alle emissioni realizzate dagli impianti), in cui

ogni player può commerciare le quote di emissione, vendendole se ha prodotto meno quantità di gas serra di quelle concesse o acquistandole se ne ha prodotto in eccesso.

In particolare per il settore di produzione elettrica, causa di elevate quantità di emissioni di gas serra dovute alle combustioni nelle centrali termoelettriche, è stato introdotto il mercato dei certificati verdi, con cui si promuovono le fonti energetiche rinnovabili in modo da assicurare loro una crescita coerente con gli obiettivi di politica energetica e la remunerazione degli investimenti effettuati. Un certificato verde è un titolo negoziabile che corrisponde ad una certa quantità di emissioni di CO₂: ad esempio se un impianto produce energia emettendo meno CO₂ di quanto avrebbe fatto un impianto alimentato con fonti fossili perché da fonti rinnovabili, il gestore ottiene dei certificati verdi che può rivendere (a prezzi di mercato) a industrie o attività (ad esempio impianti termoelettrici) che sono obbligate a produrre una quota di energia mediante fonti rinnovabili ma non lo fanno autonomamente.

IL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

2.1 EVOLUZIONE ED ORGANIZZAZIONE

Dopo un iniziale utilizzo pressoché pionieristico sul finire del XIX secolo, situato nelle grandi città e adibito ad usi specifici, lo sviluppo della produzione dell'energia elettrica ha avuto un sostanziale incremento con la creazione della rete di trasmissione e lo sfruttamento del grande bacino idroelettrico costituito dalle Alpi, rendendo possibile un primo timido sviluppo industriale.

Dopo la Seconda guerra mondiale le risorse idroelettriche, quasi completamente sfruttate già alla fine degli anni Cinquanta, non furono più sufficienti per tenere il passo con le richieste energetiche dell'industrializzazione e si introdussero, grazie anche al basso costo del petrolio, nuove centrali termoelettriche.

Una svolta epocale si ebbe con l'approvazione il 27 novembre 1962 da parte della Camera dei Deputati del disegno di legge sulla nazionalizzazione del sistema elettrico e la creazione dell'ENEL (Ente Nazionale Energia e Lettrica), cui venivano demandate le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta; con questa iniziativa tutte le principali imprese private (SIP, SADE, SME, Edison), che fino ad allora avevano in gestione la generazione elettrica, furono costrette a cedere le proprie attività alla neonata società. Questo nuovo soggetto contribuì a sostenere la tumultuosa crescita economica degli anni Sessanta, ampliando la rete di trasmissione e aumentando la produzione di energia elettrica (il tasso di crescita annuo era del 8% rispetto al 1% attuale); tale tendenza venne bruscamente interrotta dalle crisi petrolifere del 1973 e del 1979 che determinarono una diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico, con una leggera ripresa dell'uso del carbone, l'introduzione del nucleare (poi abbandonato con il referendum del 1987) e l'acquisto di energia elettrica dall'estero.

Lo scenario del mercato dell'energia è cambiato radicalmente dall'inizio degli anni novanta: con la legge n. 359 del 8 agosto 1992, l'ENEL diventa una società per azioni controllata dal Ministero del Tesoro, successivamente, il 19 febbraio 1999, è approvato il decreto legislativo di liberalizzazione del mercato elettrico, anche detto decreto Bersani, che recepisce una direttiva europea in tal senso (96/92/CE). Il processo è continuato con il recepimento da parte dell'Italia della direttiva 2003/54/CE che ha stabilito la libertà di acquisto per tutti i consumatori a partire dal luglio 2007. In tal modo si è passati da una gestione del settore con un'unica impresa monopolista verticalmente integrata al mercato libero, in cui molti soggetti hanno di nuovo la possibilità di operare nel campo della produzione di energia e l'utente finale ha la facoltà di scegliere il fornitore del bene.

La normativa ha espressamente assegnato a diverse istituzioni uno specifico ruolo per il governo del settore elettrico (figura 2.1):

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO: definisce indirizzi strategici ed operativi (ad esempio introduzione nuove tecnologie, incentivi economici, delibere per

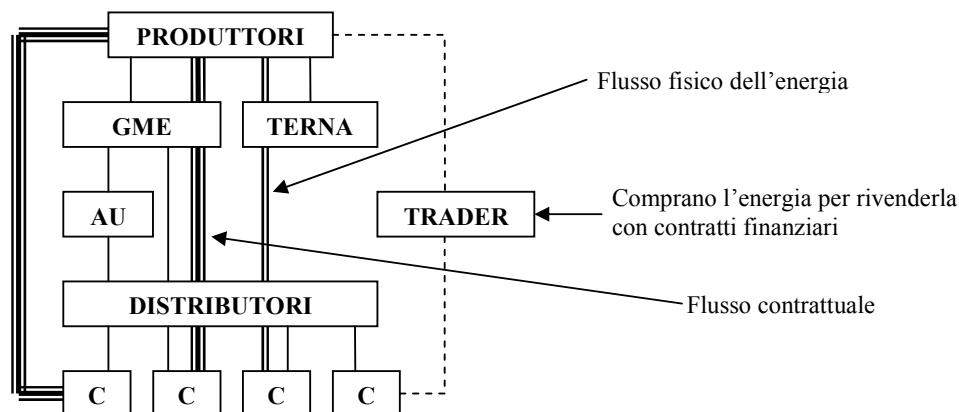


Figura 2.1.: Organizzazione del mercato elettrico in Italia

la creazione di nuove centrali termoelettriche) per la sicurezza e l'economicità del sistema;

AEEG: è l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e garantisce la promozione della concorrenza dell'efficienza;

GME (GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO): organizza e gestisce il mercato secondo i criteri di neutralità, trasparenza e concorrenza tra i produttori. La borsa elettrica è strutturata come un POOL poiché essa non è finalizzata solo alla determinazione dei prezzi e delle quantità scambiate ma è un vero e proprio mercato fisico dove si definiscono i programmi di immissione e prelievo, pur ammettendo la stipulazione di contratti bilaterali come nel PX. Il GME gestisce, tra gli altri, il mercato del giorno prima (MGP) e il mercato di aggiustamento (MA).

TERNA: è il gestore della rete di trasmissione nazionale ed esercita le attività di trasmissione e dispacciamento tramite il MSD in maniera indipendente, garantendo la risoluzione delle congestioni e dei problemi tecnici;

AU (ACQUIRENTE UNICO): garantisce ai clienti vincolati, cioè a tutti i soggetti che non partecipano al mercato direttamente, la fornitura di energia elettrica ad un prezzo certo;

Questo mutamento dell'assetto di mercato è influenzato anche dalle nuove esigenze ambientali che si sono manifestate negli ultimi decenni; il recepimento da parte dell'Unione Europea (Direttiva 2002/358/CE del 25 aprile 2002) del protocollo di Kyoto ha condizionato anche le scelte energetiche di ogni singolo stato. In Italia con vari decreti legislativi sono stati dapprima introdotti diversi incentivi con lo scopo di favorire la generazione da fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico e biomasse) e successivamente è stato creato un vero e proprio mercato delle emissioni di CO₂, recependo la direttiva 2003/87/CE che ha istituito un sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas denominato Emission Trading System (ETS); esso è stato recepito dallo stato italiano nel 2005 ed ha determinato la creazione di un mercato delle quote di emissione (inizialmente solo per la CO₂) organizzato e

gestito dal GME. Congiuntamente alle iniziative intraprese conseguenti il protocollo di Kyoto vi è stata anche una spinta legislativa per aumentare la generazione elettrica da fonte rinnovabile: con il decreto legislativo 387/03 (attuazione della direttiva europea 2001/77/CE) lo stato italiano ha introdotto nuovi meccanismi per la produzione dalle fonti rinnovabili con ulteriori incentivi diretti (per i piccoli impianti, tariffa omnicomprensiva) e la creazione del mercato dei certificati verdi (CV). Essi sono titoli annuali al portatore attribuiti all'energia prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile con qualifica IAFR (impianto da fonte rinnovabile certificato dal GSE) e sono liberamente negoziabili con accordi diretti tra le parti o collocandoli sul mercato attraverso la Borsa dell'energia; ogni produttore di energia da fonte fossile è quindi obbligato a immettere in rete una parte (ad esempio 3,05 % nel 2007 riferito al 2006) da fonte rinnovabile producendo i titoli personalmente oppure acquisendoli dal mercato.

2.2 IL PARCO DI PRODUZIONE ELETTRICA

La produzione di energia elettrica in Italia, a partire dal secondo dopoguerra, si è basata principalmente sulle fonti non rinnovabili; fino ai primi anni novanta il principale combustibile utilizzato è stato l'olio, successivamente il gas naturale è stato adottato in maniera preponderante (58 % sul totale di energia prodotta) per le ridotte emissioni di anidride carbonica ed inquinanti rispetto ad altre fonti. Esso è utilizzato sia nelle grandi centrali termoelettriche a ciclo combinato che negli impianti a turbogas: le prime hanno soppiantato le centrali ad olio combustibile grazie ad un migliore rendimento energetico (50 % rispetto al 35 %) mentre i secondi sono impianti medio-piccoli utili a coprire le punte giornaliere di richiesta di potenza, avendo tempi di avviamento dell'ordine dei minuti rispetto alle ore che servono per avviare gli impianti tradizionali. Lo sfruttamento del carbone, rimasto costante nel corso degli anni, è stato ultimamente incrementato in sostituzione dei prodotti petroliferi per la sua maggiore stabilità di prezzo, pur producendo con la combustione maggiori quantità di CO₂. Da notare infine che molti centrali sono concepite in modo da poter variare in tempi relativamente brevi il tipo di combustibile utilizzato, riducendo così le conseguenze negative della volatilità dei prezzi delle fonti fossili.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili i bacini idroelettrici sono già completamente utilizzati già dagli anni sessanta e rappresentano circa il 15 % della produzione totale di energia; normalmente questo tipo di impianti sono vincolati ad entrare in produzione quando vi è presenza dell'energia primaria, cioè l'acqua, ma una parte di essi hanno la possibilità di determinare il periodo di tempo in cui entrare in funzione (impianti a serbatoio con pompaggio), soddisfacendo quindi le richieste di potenza in punta, quando la remunerazione è maggiore. Altre tecnologie, come l'eolico, il fotovoltaico e le biomasse, solo nell'ultimo decennio hanno avuto uno sviluppo considerevole, favorito soprattutto dalla serie di incentivi e iniziative introdotte a livello legislativo, ma ancora rappresentano una piccola percentuale rispetto alla produzione totale.

2.3 L'ENERGIA NUCLEARE: TRA PASSATO E FUTURO

L'energia nucleare è una fonte di energia primaria che utilizza le reazioni della fissione nucleare per la produzione di elettricità similmente a quanto accade nelle centrali termoelettriche a combustibile fossile tradizionale (carbone, olio e gas naturale). Essa

offre numerosi vantaggi rispetto alle altre tecnologie come la possibilità di concentrare la generazione in pochi siti, l'assenza di emissioni di gas serra in ingenti quantità e la maggiore stabilità del prezzo del combustibile; tuttavia i costi di costruzione e decommissioning (chiusura e messa in sicurezza dell'impianto) delle centrali nucleari sono più elevati rispetto alle omologhe alimentate dai combustibili tradizionali, nel caso di malfunzionamenti o catastrofi naturali le conseguenze per l'ambiente possono essere molto gravi e lo stoccaggio delle scorie, cioè il materiale radioattivo non più utile alla produzione, solitamente è molto difficoltoso poiché è necessario la localizzazione di uno o più siti, sicuri dal punto di vista sismico e ambientale, dove conservarle finché esse non sono più pericolose (almeno alcune migliaia di anni).

La costruzione delle prime centrali elettriche per lo sfruttamento dell'energia nucleare è iniziata durante gli anni cinquanta negli Stati Uniti, Regno Unito, Canada e URSS; in Italia, dopo una prima fase pressoché sperimentale negli anni Sessanta durante la quale sono state costruite centrali di diverso tipo per individuare la miglior tecnologia possibile, la crisi energetica che è perdurata negli anni Settanta ha determinato lo sviluppo di un piano energetico (PEN del 1975) che prevedeva una forte componente nucleare nella produzione elettrica nazionale. Gli incidenti avvenuti alle centrali di Three Mile Island nel 1979 e a Chernobyl nel 1986 hanno rallentato a livello mondiale l'adozione di questa tecnologia e in particolare in Italia è stato deciso, dopo il referendum pur non vincolante del 1987, di interrompere lo sviluppo di nuove centrali e chiudere quelle esistenti. Il dibattito sulla questione si è riaperto dopo l'impennata dei prezzi di gas naturale e petrolio tra il 2005 e il 2008; il ritorno della tecnologia elettronucleare certamente aiuterebbe a ridurre le emissioni di gas serra, la dipendenza energetica dall'estero (anche se in un contesto di mercato elettrico europeo non è necessariamente un aspetto negativo) e dalle fonti fossili tradizionali, ma pone dei problemi riguardo l'accettabilità sociale e i reali costi da sostenere per una sua reintroduzione.

Parte II.

Modello previsionale della generazione elettrica

MODELLO PREVISIONALE

Per lo sviluppo del modello previsionale per la creazione di scenari di generazione elettrica è stato utilizzato il software iThink (versione 9.1.2) di isee systems: esso permette di costruire il modello attraverso il pensiero sistemico che, utilizzando diagrammi a blocchi e a flussi tipici, ad esempio, di una gestione di un'attività di produzione o di un processo aziendale, facilita il compito di trasporto delle dinamiche di mercato in una rappresentazione semplificata.

Il software genera automaticamente, basandosi sulla struttura del modello creata, le equazioni matematiche necessarie e permette di gestire processi sia di tipo discreto che continuo; i risultati ottenuti possono essere rappresentati su tabelle, grafici oppure esportati su fogli di calcolo elettronico (di tipo .xls, Microsoft Excel); è inoltre possibile la creazione di una interfaccia grafica che consente la fruizione del modello, mediante il programma isee Player disponibile gratuitamente sul sito web di isee systems, senza dover modificare direttamente l'algoritmo ma solo i dati di ingresso.

3.1 SIGNIFICATO ED IPOTESI DI MODELLO

Il modello si pone come obiettivo quello di avere la possibilità di creare diversi scenari di generazione elettrica a seconda dei dati forniti in ingresso e quindi avere la possibilità di valutare criticamente i risultati ottenuti.

Innanzitutto si è fissata la durata della simulazione a 20 anni: questo intervallo temporale concilia la necessità di inserire nelle valutazioni elementi che già da ora richiedono molti anni per essere introdotti nel sistema reale (ad esempio l'introduzione nel parco elettrico della produzione nucleare) con quella di avere dati di ingresso al modello che abbiano validità per il periodo di tempo considerato e siano largamente utilizzati in altri studi o pubblicazioni. Dall'arco temporale scelto si evince che l'obiettivo non è quello di simulare giornalmente la dinamica della generazione elettrica del parco, ma quello di realizzare degli scenari che evidenziano come nel medio-lungo periodo, al modificarsi delle condizioni di ingresso, variano le quantità di energia prodotta da ogni tipologia di produzione, le emissioni di CO₂ e il costo totale di generazione; non si tratta quindi di rilevare le condizioni di produzione del sistema che si viene a determinare ogni giorno sulla rete, ma piuttosto di valutare le scelte di investimento che la situazione di mercato determina nel corso degli anni e quali conseguenze, dal punto di vista economico e ambientale, esse comportano.

Conseguenza diretta di questo tipo di ragionamento è che in generale le grandezze considerate sono rappresentate in forma integrale, cioè si fa riferimento a valori "aggregati" che esprimono la quantità complessiva di una certa variabile in un periodo di tempo; ad esempio, prendendo come grandezza una potenza P ,

$$\int_0^T P(t) dt = W$$

l'integrale di P nel periodo T equivale all'energia W prodotta nello stesso periodo T .

Questo concetto è base fondante del modello: avendo come scopo quello di mostrare come si configura un parco di generazione elettrica per garantire il soddisfacimento della domanda di energia, risulta più comprensibile gestire il problema tramite una grandezza che si riferisce direttamente alla funzione obiettivo rispetto ad utilizzarne una che, pur essendo più corretta formalmente e più vicina alla realtà, non rappresenta in maniera efficace la soluzione.

Esempio concreto è la gestione della generazione: quotidianamente ogni impianto è chiamato a produrre per un certo periodo di tempo, dipendente da i contratti bilaterali stipulati e dall'ordine di merito che si è creato nella borsa elettrica, ad una certa potenza e solo a posteriori si può conteggiare quanta energia è stata effettivamente prodotta. Nel modello invece si è scelto di basarsi per determinare i dati iniziali di simulazione sull'energia che *mediamente* ogni tipologia di generazione, cioè l'aggregato di tutti gli impianti che usano lo stesso processo industriale e la stessa fonte per la trasformazione dell'energia primaria in elettricità, produce nel periodo considerato (per comodità nel modello è un anno) e poi, conoscendo la potenza installata, di calcolare il fattore di utilizzazione.

Successivamente per evidenziare la variazione di energia prodotta nel sistema non si è quindi proceduto sviluppando una simulazione della borsa elettrica e calcolando, a partire dalla potenza installata e dai fattori di utilizzazione, l'energia, ma prendendo come spunto il meccanismo dell'ordine di merito si interviene direttamente sulle potenze installate e sui fattori.

Sono state introdotte varie semplificazioni rispetto alla rete elettrica italiana e alla dinamica del sistema di mercato che avviene nella borsa elettrica:

- ipotizzo il sistema elettrico ad *unica sbarra* (cioè con un unico nodo), alla quale si collegano idealmente tutti i produttori di energia, non considerando quindi i vincoli e le perdite di rete che in realtà possono limitare la generazione del singolo impianto;
- essendo il sistema pensato ad unica sbarra esiste soltanto un prezzo univoco dell'energia elettrica, perciò non è prevista né considerata la gestione del mercato tramite prezzi spot o zonali;
- le funzioni di costo degli impianti termoelettrici ed elettronucleari non dipendono né dal rendimento (η) di conversione da energia primaria ad elettrica della singola centrale né dai vincoli tecnici funzionali del singolo impianto;
- non esiste il mercato di bilanciamento e non vi sono vincoli tecnici di produzione, pertanto ogni impianto può produrre anche una quantità minima di energia che esula dall'area di produzione conveniente o tecnicamente possibile e può istantaneamente iniziare o modificare l'entità della generazione elettrica;
- nel modello sviluppato la variazione di energia prodotta avviene ogni 3 mesi e non ogni 15 minuti come nella realtà, per soddisfare le esigenze del mercato di bilanciamento;
- nel parco elettrico considerato la riserva di potenza è inglobata nella potenza disponibile e di conseguenza si modifica il rispettivo fattore di utilizzazione;

- la domanda elettrica è considerata come l'effettiva quantità di energia che è prodotta dal parco elettrico nazionale, sono quindi omesse le importazioni di energia elettrica dall'estero;
- la potenza installata per i pompaggi degli impianti a serbatoio non è considerata poichè non è direttamente implicata nella generazione.

Il principio fondamentale su cui il modello si basa prende spunto da come si svolge l'ordine di merito nella borsa elettrica; si confrontano le funzioni di costo medio (valutate in €/MWh) di tutte le tipologie di generazione elettrica e si stila una classifica, da quella più economica a quella più costosa. Ad ogni posizione si assegna un coefficiente, che esprime una percentuale che può essere positiva o negativa, che modifica i parametri di generazione di ogni tipologia; il coefficiente si può modificare al termine di ogni periodo anche se la posizione in classifica non cambia, in modo da simulare anche la variazione di propensione all'investimento nel corso del tempo dovuta a fattori esterni al modello.

La gestione dei coefficienti avviene tramite matrici, una per ogni tipologia, con numero di righe pari agli intervalli temporali considerati e colonne pari al numero di tipologie di generazione considerate; la prima riga rappresenta i valori da assegnare alla fine del primo anno, la t-esima riga quelli da assegnare all't-esimo anno, la prima colonna contiene il valore la tipologia risulta la più conveniente, la n-esima colonna quello dell'n-esima posizione, cioè l'ultima. Ad ogni tipologia deve essere assegnata una matrice di coefficienti ordinata come la seguente.

$$\begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1n} \\ x_{21} & & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ x_{t1} & x_{t2} & \dots & x_{tn} \end{bmatrix}$$

3.1.1 Input e Output

Il modello richiede in ingresso i seguenti dati del parco elettrico preso in esame:

DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA: rappresenta l'andamento della richiesta di energia elettrica nel periodo considerato. Il valore da inserire non è quello della totale richiesta energetica destinata al consumo (espresso con D), ma quello che deve essere effettivamente prodotto dal parco elettrico considerato ($PROD$) per il corretto funzionamento del sistema (si includono anche l'energia destinata agli ausiliari AUX degli impianti e ai pompaggi $PUMP$, quindi al netto delle importazioni ($IMPORT$), secondo la formula;

$$D = (PROD - AUX - PUMP) + IMPORT \quad (3.1)$$

POTENZA INSTALLATA: si intende la potenza totale di tutti i tipi di impianto che al momento dell'inizio della simulazione possono essere messi in produzione. È inserita quindi anche la potenza che usualmente non è utilizzata, detta potenza di riserva, e la potenza di impianti attualmente fermi per manutenzione o riconversione; è introdotto questo metodo di calcolo poichè si contempla il fatto

che impianti che di solito non sono utilizzati poiché risultano antieconomici, in futuro, mutate le condizioni, possano rientrare in produzione;

FATTORE DI UTILIZZAZIONE: è il coefficiente che indica per quanto tempo una tipologia di impianto è in produzione durante un periodo di tempo, solitamente un anno (espresso in ore, 8760 h); è un numero puro, espresso in percentuale con numeri decimali (cioè il massimo è 1 ed è equivalente al 100%) e rappresenta il tempo medio che una tipologia di produzione è stata in funzione. Matematicamente può essere espresso come:

$$f.u. = \frac{W}{P * 8760} \quad (3.2)$$

con l'energia prodotta W espressa con lo stesso ordine di grandezza della potenza P ;

FUNZIONE DI COSTO: è una funzione che descrive l'andamento del costo di produzione di una unità di energia nel corso del periodo di simulazione; da notare che, per le semplificazioni effettuate, essa dipende solo dal tempo t e non dalla quantità q di energia prodotta e rappresenta il costo medio C_M e non quello marginale C_m poiché ci si riferisce ad un intervallo temporale lungo, in cui tutti i parametri di produzione possono essere cambiati e quindi possono intervenire scelte che implicano anche investimenti da effettuare e non solo la generazione di energia da un impianto esistente;

COEFFICIENTI DI INCREMENTO: corrisponde ad una variazione percentuale della potenza installata o del fattore di utilizzo di una tipologia di produzione; deve essere intesa come una maggiore propensione del mercato ad investire nel medio e lungo periodo in una determinata tecnologia, non solo come ad un incremento della produzione nell'immediato futuro.

La simulazione calcola le seguenti variabili:

ENERGIA PRODOTTA: il modello restituisce le quote di generazione con cui il parco elettrico definito soddisfa la domanda. Per ogni tipologia di produzione è riportata la quota annuale prodotta.

$$\left(\sum_{k=1}^n P_k * f.u._k \right) * 8760 = W = PROD \quad (3.3)$$

EMISSIONI CO_{2EQ}: è data una valutazione delle emissioni di gas serra in anidride carbonica equivalente che sono prodotte dal parco elettrico nel corso del periodo considerato.

Sono considerate solo le emissioni che derivano direttamente dalla combustione per la generazione di energia; non sono comprese per esempio le emissioni dovute all'estrazione e trasporto dei combustibili utilizzati, alla realizzazione o all'eventuale smantellamento degli impianti. Ad ogni unità di energia prodotta è assegnata un coefficiente $e.c.$ che rappresenta la massa di CO_{2eq} prodotta; il totale delle emissioni è calcolato tramite:

$$\left(\sum_{k=1}^n \frac{W_k}{\eta} * e.c._k * 3.6 \right) = E \quad (3.4)$$

Ovviamente per tutte le tecnologie che non contribuiscono alla produzione di gas serra il coefficiente è posto pari a zero.

COSTO TOTALE DI GENERAZIONE: è la sommatoria dei costi sostenuti dal sistema per la generazione dell'energia prodotta di un periodo. È definita:

$$\left(\sum_{k=1}^n W_k * f.c.k\right) = C_{TOT} \quad (3.5)$$

Da questo valore si può anche ricavare il costo della singola unità di energia prodotta:

$$C_u = \frac{C_{TOT}}{W} \quad (3.6)$$

3.2 DESCRIZIONE DEL MODELLO

3.2.1 *Dati in ingresso*

La gestione e la modifica dei dati di ingresso avviene tramite fogli di calcolo in formato Excel: esso rappresenta un metodo facile ed intuitivo per inserire o cambiare rapidamente i valori. Ogni serie di dati è contenuta in un foglio di calcolo separato dagli altri per una maggiore semplicità di comprensione.

La quantità di dati è dipendente sia dal numero di tipologie di generazione n presenti sia dal numero di periodi t in cui è diviso l'intervallo di tempo considerato; la potenza iniziale e il fattore di utilizzo variano linearmente con n , le funzioni di costo linearmente con t mentre le matrici dei coefficienti variano con il prodotto di n e t .

Per incrementare il numero di scenari che è possibile creare ogni funzione di costo è definita come somma di costi fissi e costi variabili, modificabili singolarmente; ogni funzione è costituita da una serie di valori che dipende dal numero di periodi in cui è diviso l'intervallo di tempo preso in considerazione.

È data anche la possibilità di inserire direttamente quote di potenza, simulando perciò la costruzione di nuovi impianti senza passare per l'elaborazione con le funzioni di costo.

3.2.2 *Flusso dei dati*

Il modello inizialmente importa ogni volta che si avvia la simulazione tutti i dati contenuti nei file esterni e successivamente procede con la loro elaborazione; ad ogni periodo calcola i valori delle variabili e li esporta nel file di uscita fino al termine delle iterazioni.

La simulazione, dopo aver importato tutti i dati preliminari, procede con:

1. ordinare le funzioni di costo dalla più conveniente a quella più costosa, assegnando ad ogni tecnologia il relativo coefficiente determinato dalla posizione nella graduatoria;
2. elaborare la variazione di potenza installata basandosi sui coefficienti e sulle funzioni di potenza definite in precedenza;
3. variare i fattori di utilizzo secondo i coefficienti;

4. procedere con il calcolo dell'energia prodotta;
5. gestire eventuali incongruenze tra la domanda e la generazione di energia;
6. calcolare il costo totale di generazione e le emissioni totali prodotte.

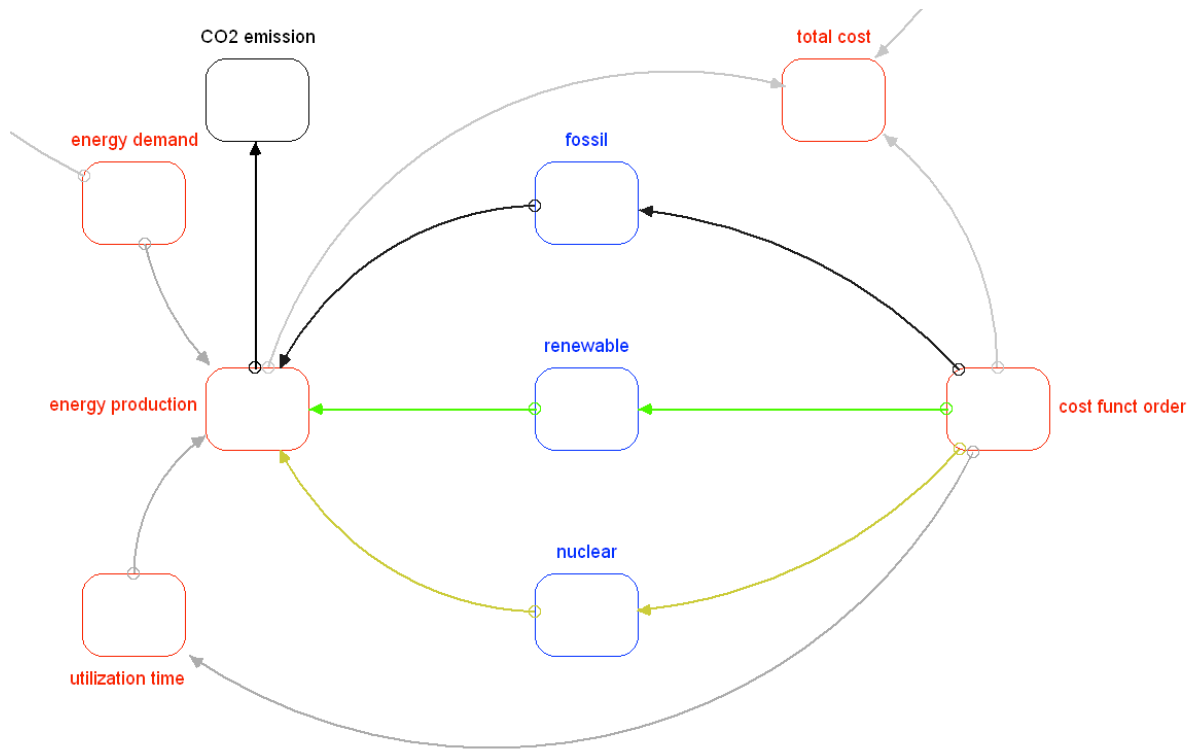


Figura 3.1.: Schema a blocchi di funzionamento

3.2.3 Domanda di energia

La domanda di energia rappresenta la totale energia, al netto delle importazioni, richiesta dal sistema elettrico preso in considerazione ed è espressa in *TWh* (TeraWattora).

Solitamente non è possibile prevedere precisamente l'andamento della domanda nel corso del tempo e quindi si è preferito rappresentarla come una funzione con un coefficiente k di incremento (o decremento) costante secondo la formula:

$$D_{t+1} = D_t + k * D_t$$

Per questo motivo è data la possibilità di scegliere solo il coefficiente da applicare alla domanda di energia e non di introdurre arbitrariamente una funzione variabile; è comunque possibile impostare due valori alternativi (*high demand increase* e *low demand increase*) selezionabili tramite uno switch per valutare velocemente la reazione del sistema con diverse evoluzioni della domanda (vedi 3.2).

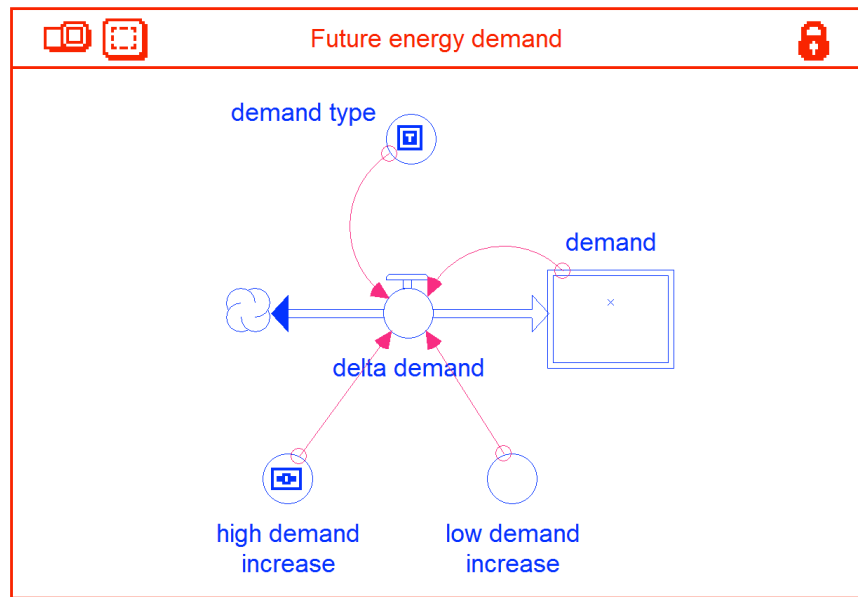


Figura 3.2.: Schema della domanda di energia

3.2.4 Ordinamento delle funzioni di costo

Questo modulo permette di realizzare l'ordinamento delle funzioni di costo (figura 3.4) e l'assegnazione dei coefficienti ad ogni tipologia di generazione.

Per migliorare la versatilità del modello sono importati dal file esterno i valori dei costi fissi e dei costi variabili delle funzioni di costo separatamente: ciò permette la modifica delle componenti in modo indipendente per poter studiare varie configurazioni di mercato a seguito dei cambiamenti effettuati. La modifica delle funzioni (figura 3.3) avviene attraverso un fattore moltiplicativo μ , variabile tra 0,5 e 2, che è applicato secondo la seguente formula a rampa:

$$ramp(t) = 1 + \frac{\mu - 1}{T} * t$$

La scelta della formula a rampa rappresenta la migliore approssimazione di ciò che può avvenire in un lungo periodo di tempo: una variazione rispetto alle funzioni standard non modifica velocemente le condizioni del mercato ma gli effetti che esse producono sono più pesanti più tempo che passa. La rampa formalizza matematicamente questo concetto: se $\mu = 1$ la funzione non è modificata (coefficiente della retta uguale a zero), altrimenti vi è una variazione lineare che è tanto importante quanto più la variabile t si avvicina al valore finale T , che rappresenta il periodo preso in considerazione per la simulazione.



Figura 3.3.: Modifica a rampa del costo

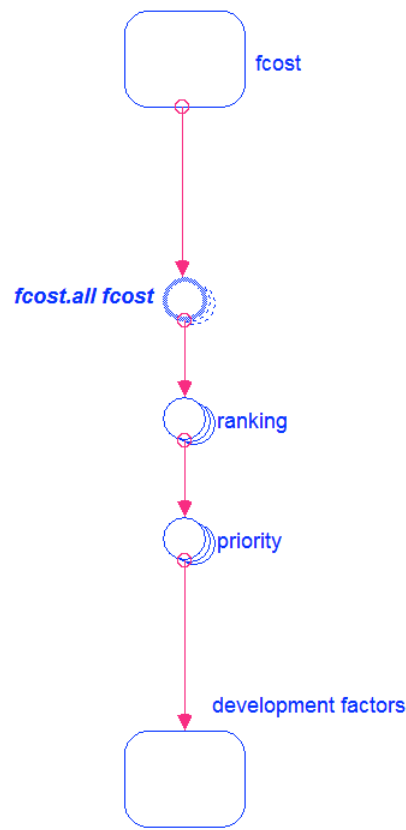


Figura 3.4.: Ordinamento funzioni di costo e assegnazione coefficienti

Successivamente, dopo aver creato il vettore (*all fcost*) di dimensione n che contiene il valore di tutte le funzioni di costo totale riferite ad un periodo t , si procede alla loro classificazione, assegnando il primo posto a quella che rappresenta la tipologia di generazione più conveniente (valore minore delle funzioni) e n -esimo posto a quella più costosa (valore maggiore tra le funzioni); in realtà l'algoritmo implementato crea un nuovo vettore (*priority*) anch'esso di dimensione n nel quale nella posizione in cui vi è il valore minimo è presente il numero 1 finché, applicando questo metodo, in quella dove vi è il valore massimo è posto il numero n . Il vettore *priority* collega univocamente una tipologia al rispettivo coefficiente di sviluppo: la posizione del valore in *priority* identifica la matrice dei coefficienti a cui fare riferimento (infatti per mantenere ordinato l'algoritmo ogni tipologia ha sempre la stessa posizione in tutte le variabili in cui è presente), mentre il numero contenuto in quella posizione funge da puntatore, cioè indica in quale colonna della matrice dei coefficienti deve essere prelevato il valore da applicare alla simulazione. L'indicazione della riga della matrice è effettuata dalla variabile t implicita al modello. Infine tutti i coefficienti di sviluppo selezionati sono raggruppati in un unico vettore *dev factors* che funge da variabile di ingresso ai moduli della potenza installata e dei fattori di utilizzazione.

3.2.5 Potenza installata

La potenza rappresenta la principale variabile (vedi equazione 3.3) che consente di soddisfare nel modo ottimale la richiesta energetica di un sistema; infatti, non essendo sempre possibile per questioni tecniche oppure non essendo economicamente conveniente aumentare i fattori di utilizzazione, l'unica alternativa ad una richiesta maggiore di energia è quella di avere una maggiore potenza totale installata.

L'entità degli incrementi di potenza varia con la tipologia di generazione considerata: ad esempio gli impianti termoelettrici, a fronte di elevati investimenti, apportano all'ammontare della potenza installata un grande incremento in valore assoluto (nell'ordine delle centinaia di MW per ogni unità), invece gli impianti fotovoltaici, pur essendo molto più diffusi, raramente riescono a superare il MW per ogni singola installazione.

Si è quindi cercato di rappresentare queste sostanziali differenze utilizzando tre diversi modelli per rappresentare la variazione della potenza installata:

- un modello completo in cui, oltre a gestire l'effettiva variazione della quantità di potenza, è introdotta anche una routine che simula il processo decisionale che porta alla costruzione o alla dismissione di grandi impianti, caratterizzati da ingenti investimenti effettuati;
- un modello ad incremento di potenza monotono crescente, riferibile a tutte quelle tecnologie in cui generalmente gli investimenti necessari per la costruzione degli impianti sono minori rispetto alle grandi centrali termoelettriche e non ne è previsto lo smantellamento (tipicamente gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili);
- un modello semplificato per gestire anche le tipologie di produzione poco significative dal punto di vista quantitativo e di interesse per lo studio, ma che comunque sono presenti nel parco e contribuiscono al soddisfacimento della domanda.

In ogni modello la potenza può essere modificata sia per mezzo dei coefficienti di sviluppo (*dev factors*) oppure con funzioni a scalino (*delta power funct*) che aggiungono o tolgono direttamente quantità di potenza a quella totale.

Il modello completo (figura 3.5) si focalizza sulla rappresentazione delle dinamiche di costruzione e smantellamento di impianti caratterizzati da grandi potenze installate e quindi da grandi investimenti da effettuare.

Conseguenza diretta di questa impostazione è la necessità di raggiungere una certa quantità di potenza richiesta prima di intraprendere qualsiasi azione; ogni investimento infatti deve essere caratterizzato, sia per questioni tecniche che economiche, da una dimensione minima (parametro *build*) di progetto tale da garantire una certa profittabilità e quindi il flusso di incremento di potenza non è continuo ma caratterizzato da blocchi di potenza definiti precedentemente. Tale procedura è adottata anche nella dismissione (variabili *debuild* e *power dismantle* in figura 3.6) degli impianti; in questo caso è introdotta una variabile logica (*trend*) che esprime la sfiducia nei confronti della tecnologia considerata, giustificando un'eventuale smantellamento delle strutture di generazione e quindi la rinuncia a possibili guadagni futuri.

La variabile logica *trend* dipende dal numero di anni consecutivi (*distrust years*) in cui i coefficienti di sviluppo sono negativi; solo quando si raggiunge il limite stabilito è possibile che la potenza installata sia ridotta, ma anche solo un anno con coefficiente positivo azzerava il contatore della sfiducia poiché questo evento può significare per il singolo impianto il rientro nell'ordine di merito e una maggiore produzione di energia.

Un'altra variabile (*build time*) permette di impostare, una volta decisa la costruzione di un nuovo impianto, quanto tempo è impiegato prima che esso sia messo in funzione; in questo modo è possibile anche valutare quale è la reazione di ogni tipologia di generazione alla variazione della richiesta energetica del sistema.

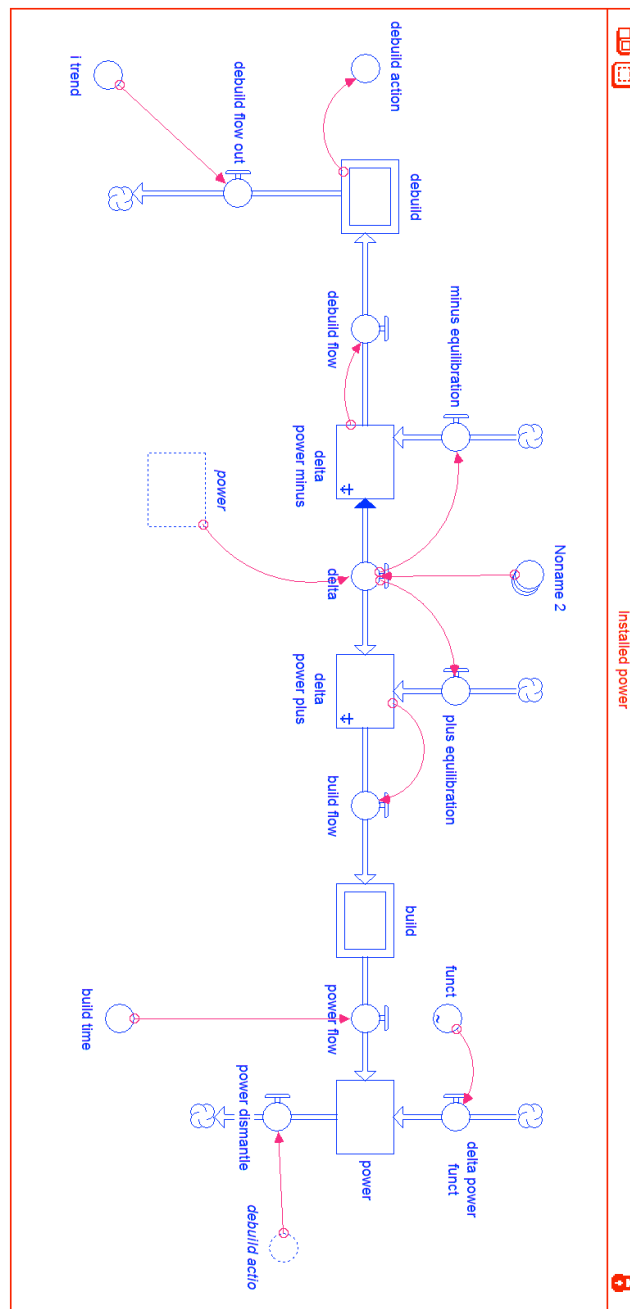


Figura 3.5.: Modello potenza completo

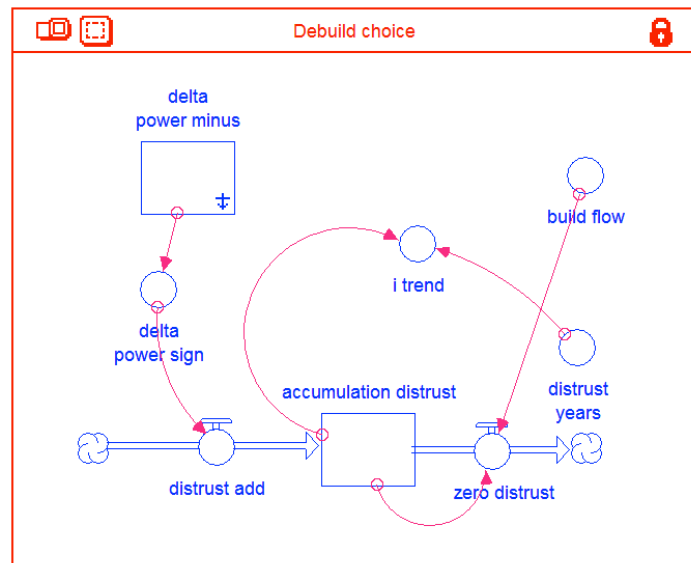


Figura 3.6.: Routine di dismissione della potenza

Il modello ad incremento di potenza monotono crescente (figura 3.7) si differenzia sostanzialmente dal modello completo in quanto non vi sono variabili logiche decisionali e non è possibile procedere alla riduzione della potenza salvo che con la funzione esterna a scalino. Inoltre ogni piccolo incremento di potenza previsto è immediatamente, dopo il tempo necessario per la costruzione (*build time*), aggiunto al totale già installato; in questo modo si rappresenta una tipologia di generazione in cui è diffusa la costruzione di molti impianti di piccola taglia, e non è, in genere, conveniente smantellare gli impianti già costruiti, ma di norma si procede alla manutenzione mantenendo costante la potenza installata.

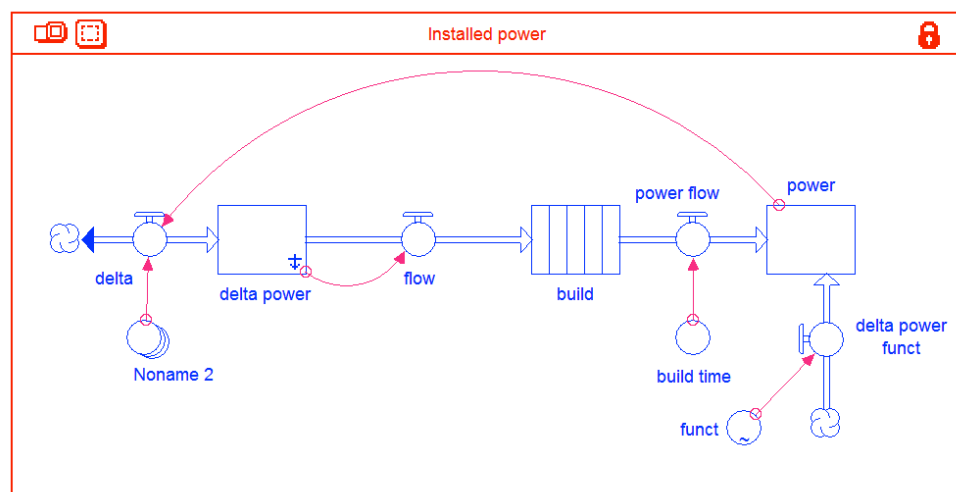


Figura 3.7.: Modello ad incremento monotono

Il modello semplificato (figura 3.8) è rappresentato in maniera simile a quanto realizzato per l'evoluzione della domanda di energia; la potenza può essere modificata

tramite il coefficiente di incremento k oppure dalla funzione $f(t)$ definita dall'utente secondo la formula:

$$P_{t+1} = P_t + k_t * P_t + f(t)$$

Da notare che non è presente alcun riferimento a tempi di costruzione o a routine decisionali: ogni variazione si ripercuote sulla variabile in uscita, la potenza, nel periodo direttamente successivo a quello considerato.

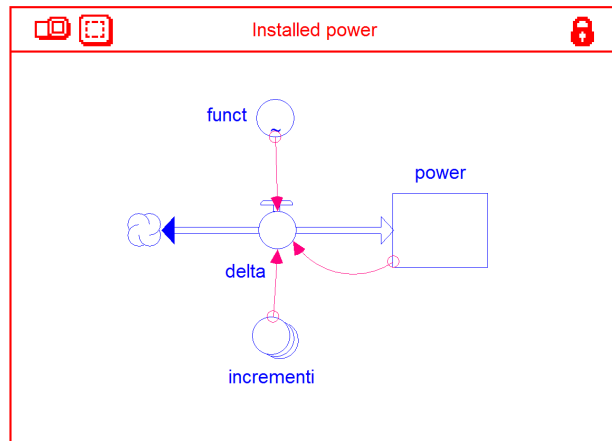


Figura 3.8.: Modello semplificato

3.2.6 Tempo di utilizzazione

Il tempo di utilizzazione (figura 3.9) rappresenta il numero di ore con cui una tipologia di generazione è impiegata per la produzione di energia durante l'anno; in generale a seconda dei coefficienti di incremento essa può variare tra un periodo e l'altro, passando da un valore minimo (di solito zero) ad un valore massimo (*factor limit*) definito dal tipo di produzione considerata.

Vi sono però alcune tecnologie che non possono variare arbitrariamente il tempo di utilizzo poiché esso è vincolato a certi valori medi determinati da fattori ambientali (si pensi alle energie rinnovabili), per cui è inserita anche una versione del modello in cui il valore è definito a priori e non cambia per l'intera durata della simulazione. Infine da notare che la variabile in uscita dal modulo (*util time*) è espressa in ore a partire dal fattore di utilizzo (*util factor*), espresso invece in percentuale con numeri decimali, secondo la formula

$$t.u. = f.u. * 8760$$

per essere direttamente utilizzata per il calcolo della produzione di energia.

3.2.7 Produzione di energia

La principale funzione di questo modulo è calcolare a partire dalla potenza installata e dal tempo di utilizzazione l'energia prodotta da ogni singola tipologia di generazione.

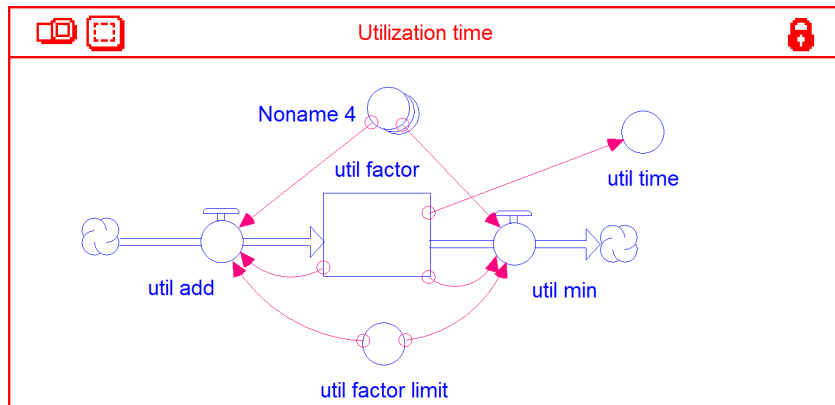


Figura 3.9.: Tempo di utilizzazione

In prima istanza è calcolata l'energia totale prodotta dal sistema elettrico usando la seguente formula che deriva dalla (3.3):

$$\sum_{k=1}^n P_k * t.u._k = W$$

Successivamente è introdotto il vincolo del soddisfacimento della domanda (figura 3.10), cioè l'energia prodotta deve essere esattamente uguale a quella richiesta, ma di solito queste due quantità non sono uguali poiché l'energia prodotta è calcolata senza basarsi sulla domanda.

Per soddisfare il vincolo è scelta una tipologia di generazione (*complement energy*) che varia forzatamente per pareggiare sempre la domanda; è utile sceglierne una con queste caratteristiche:

- produzione pari o superiore al 20 % del totale per far fronte a grandi differenze tra la generazione totale e la domanda;
- tipologia che entra in produzione per coprire le punte di domanda, quindi soggetta naturalmente a variazioni di utilizzo;
- grande rapidità di entrata in produzione con impianti medio piccoli (fino a 160 MW).

Oltre a questa misura è possibile determinare il livello minimo di produzione per la *complement energy* dovuti a vincoli tecnici di sistema, come la necessità di avere una tecnologia che interviene in determinate ore del giorno per soddisfare una richiesta di potenza, o per esigenze particolari di simulazione.

Infine si è introdotta una routine logica di controllo (figura 3.11) con cui il modello cerca di ottimizzare l'utilizzo del parco elettrico distribuendo il delta di produzione, nel caso che la *complement energy* non sia in grado di risolvere la disuniformità, tra tutte le tipologie che hanno la possibilità di variare il tempo di utilizzo, interrompendo la simulazione con un messaggio di avviso quando vi è l'impossibilità di far equivalere la produzione alla domanda.

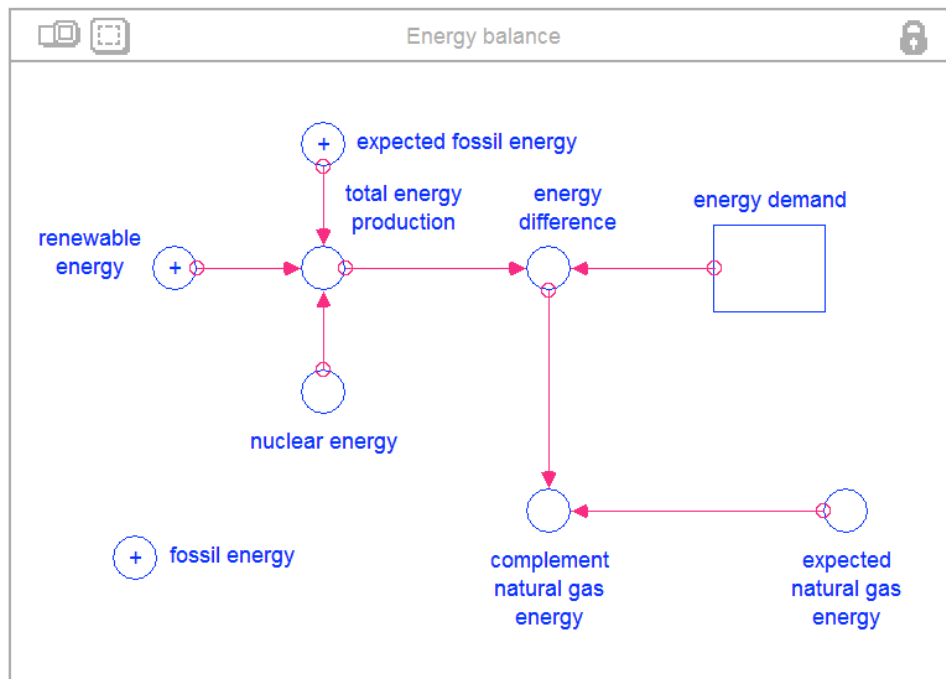


Figura 3.10.: Vincolo del soddisfacimento della domanda

3.2.8 Gas serra e costo totale

Questi due parametri sono elaborati a partire dai dati dell'energia prodotta e delle funzioni di costo.

I valori della produzione di gas serra sono espressi in tonnellate equivalenti di anidride carbonica (tCO_{2eq}) e sono calcolati a partire dalla formula (3.4); i coefficienti di emissione devono essere introdotti in kg/TJ e si deve tener conto del rendimento η della combustione di ogni tipologia di generazione considerata.

Il costo totale di generazione è invece calcolato secondo la formula (3.5). È riportato anche il costo medio annuale dell'unità di energia (espresso in $€/MWh$) che si ricava utilizzando la formula (3.6); il costo medio unitario restituisce un valore più comprensibile per lo studio di diversi scenari di generazione.

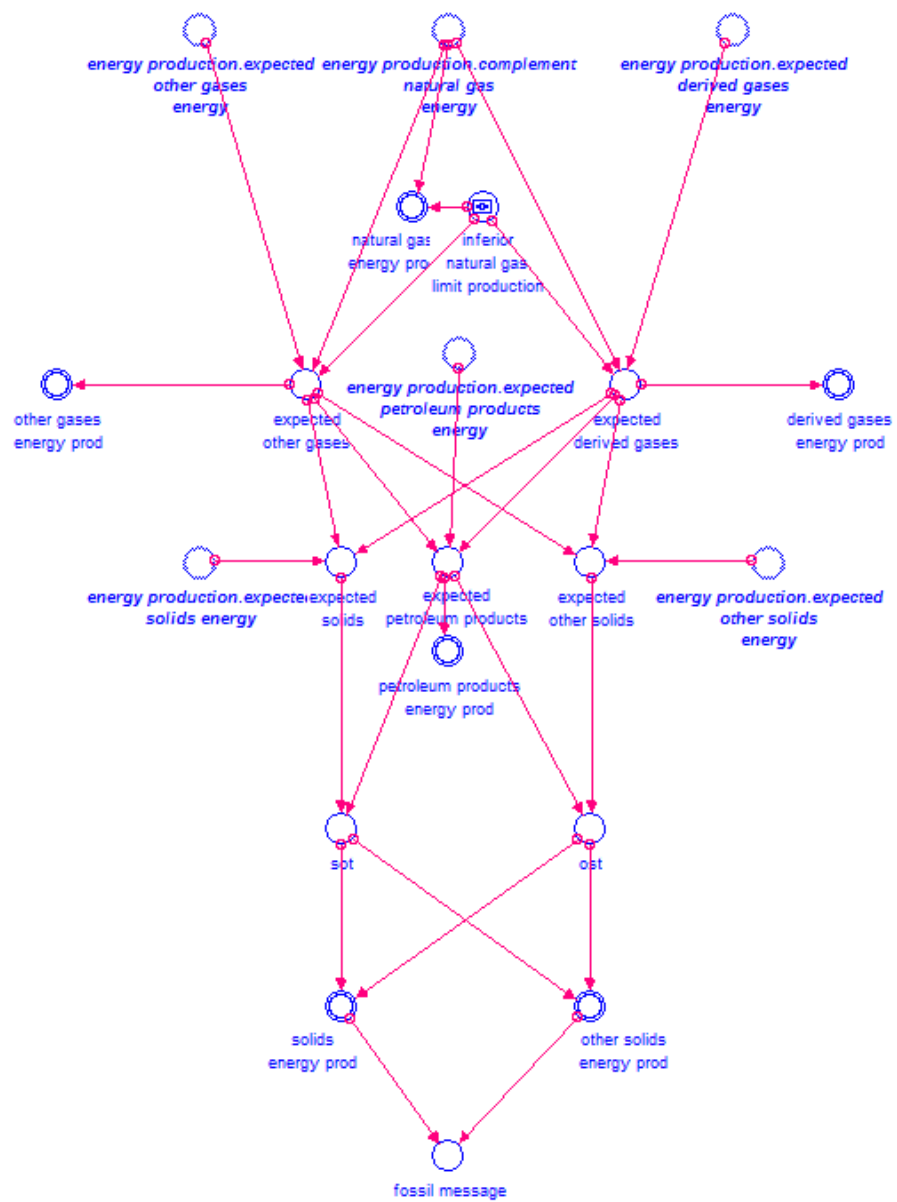


Figura 3.11.: Routine per il controllo della produzione di energia

IL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

In questo capitolo sono riportati i dati, propri del sistema elettrico italiano, che sono stati utilizzati nel modello e i metodi con cui essi sono stati ricavati.

Per armonizzare lo studio dei dati sono state utilizzate :

- la valuta utilizzata è l'euro (€). Nel caso si siano utilizzati dati originariamente in dollari, è stato usato il cambio $1 \text{ €} = 1,30 \text{ \$}$;
- la potenza è espressa in GW, l'energia prodotta in TWh, invece le funzioni di costo in €/MWh;
- nelle funzioni di costo è inserito un tasso di sconto nominale r , riferito al periodo t , dell'1%, secondo la formula:

$$T(t) = \frac{1}{(1+r)^t}$$

- il periodo di simulazione del modello è di 20 anni e di conseguenza tutte le serie numeriche dei dati utilizzati sono costituite da 21 valori.

4.1 SCELTA DELLE TIPOLOGIE DI PRODUZIONE

La scelta delle tecnologie di generazione (tabella 4.1) in cui discretizzare la produzione di energia elettrica ha preso spunto dai documenti ufficiali di Terna e del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE); con *tecnologia di generazione* si intende il processo con il quale una fonte di energia primaria, sia essa di tipo fossile o rinnovabile, è trasformata in energia secondaria, in questo caso energia elettrica; la scelta di inserire tutte le tecnologie necessarie è una decisione importante per far risaltare successivamente negli scenari simulati le dinamiche che diverse condizioni di mercato e politiche energetiche possono influire sul futuro mix di produzione di elettricità.

Le fonti sono state divise in:

FOSSILI: comprendono tutte le categorie che sono riportate nei documenti ufficiali Terna;

RINNOVABILI: per dare ampio respiro alle simulazioni generate dal modello, si sono introdotte alcune tipologie di generazione che solo in futuro contribuiranno alla produzione di energia, come per esempio il solare a concentrazione e lo sfruttamento delle onde e delle maree. Inoltre l'idroelettrico per una migliore gestione delle dinamiche di produzione è diviso in convenzionale, che comprende gli impianti a serbatoio e a bacino, e ad acqua fluente;

NUCLEARE: questa tecnologia è trattata separatamente per evidenziare meglio le conseguenze che si avrebbero nell'eventualità di una sua reintroduzione nel parco elettrico nazionale.

tipo fonte	risorsa utilizzata	abbreviazione
fossile	solidi	solids
	gas naturale	n_gas
	gas derivati	d_gas
	prodotti petroliferi	pp
	altri solidi	o_solids
	altri gas	o_gas
	altri	o
rinnovabile	idroelettrico convenzionale	c_hydro
	idroelettrico ad acqua fluente	r_hydro
	geotermico	geo
	fotovoltaico	pv
	solare a concentrazione	ste
	eolica	wind
	biomassa	bio
	maree e onde	sea
nucleare	prodotti fissili	nuclear

Tabella 4.1.: Tecnologie presenti nel modello

4.2 FUNZIONI DI COSTO

4.2.1 *Costo dei combustibili fossili*

Il combustibile è l'energia primaria che, attraverso processi termici, consente la generazione di elettricità; nella realtà sono utilizzati svariati tipi di combustibile, ma per semplificare la trattazione dei dati si è preferito basarsi solo su tre tipi molto diffusi:

CARBONE: risorsa fossile con grande riserve mondiali stimate, combina un prezzo più stabile rispetto alle altre fonti fossili (caratteristica che ha incrementato il suo utilizzo negli ultimi anni) con un maggior impatto ambientale dovuto alla combustione;

GAS: è una miscela di idrocarburi leggeri (principalmente metano, CH_4), che sono utilizzati in svariati processi di combustione. Caratterizzato da un minore produzione di emissioni di CO_2 , la quotazione è molto variabile poiché essa è direttamente proporzionale a quella del petrolio nei mercati internazionali;

OLIO COMBUSTIBILE: l'olio combustibile a basso tenore di zolfo (di solito abbreviato in oc btz), è una frazione pesante del petrolio che è impiegato nei grandi impianti termoelettrici. Oggi è sostituito nella maggior parte dei casi dal gas metano e dal carbone.

Per stabilire l'andamento del costo dei combustibili nel periodo preso in esame si è preso come riferimento le analisi effettuate nel documento World Energy Outlook 2009, tabella 4 a pagina 64; per ognuno è stata ricavata una serie di valori che descrive l'evoluzione dei prezzi, utile per essere applicata alle quotazioni presenti in Italia.

Table 4 • Fossil-fuel price assumptions in the Reference Scenario
(dollars per unit)

	Unit	2000	2008	2015	2020	2025	2030
Real terms (2008 prices)							
IEA crude oil imports	barrel	34.30	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Natural gas imports							
<i>United States</i>	<i>MBtu</i>	4.74	8.25	7.29	8.87	10.04	11.36
<i>Europe</i>	<i>MBtu</i>	3.46	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
<i>Japan LNG</i>	<i>MBtu</i>	5.79	12.64	11.91	13.75	14.83	15.87
OECD steam coal imports	tonne	41.22	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40
Nominal terms							
IEA crude oil imports	barrel	28.00	97.19	101.62	131.37	158.23	189.65
Natural gas imports							
<i>United States</i>	<i>MBtu</i>	3.87	8.25	8.55	11.66	14.78	18.73
<i>Europe</i>	<i>MBtu</i>	2.82	10.32	12.27	15.89	19.27	23.11
<i>Japan LNG</i>	<i>MBtu</i>	4.73	12.64	13.96	18.07	21.83	26.17
OECD steam coal imports	tonne	33.65	120.59	106.77	136.84	157.67	180.42

Notes: Gas prices are expressed on a gross calorific-value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. Nominal prices assume inflation of 2.3% per year from 2008. Detailed price assumptions for the 450 Scenario can be found in Chapter 5.

Figura 4.1.: Andamento costi dei combustibili fossili

A causa dell'impennata dei prezzi dei fonti fossili del 2008 che ha introdotto praticamente una discontinuità nell'andamento delle quotazioni, è stato necessario mediare i valori storici disponibili di ogni combustibile per ottenere un'evoluzione più coerente con il tipo di studio effettuato; infatti il modello si occupa di creare scenari di produzione e di investimento di medio lungo termine, in cui le rapide variazioni dei prezzi sui mercati finanziari hanno una piccola importanza rispetto ad altri fattori. I prezzi dei combustibili in Italia sono riferiti ai prezzi medi nazionali riportati dal MSE:

- il prezzo del carbone (chiamato *steam coal* per differenziarlo dal *coking coal*, più pregiato ed utilizzato in metallurgia) è espresso in \$/tce, cioè esprime una qualità di carbone con un valore di potere calorifico ben preciso;
- il gas ad uso industriale, già espresso in €/GJ, segue l'andamento dei prezzi del gas naturale (*natural gas*) importato in Europa;
- l'oc btz è messo in diretta correlazione con le quotazione del petrolio non raffinato (*crude oil*).

Per uniformare la rappresentazione e facilitare la comprensione e i calcoli successivi tutti i prezzi sono convertiti in €/MWh, cioè è riportato il costo della quantità di combustibile che permette di generare 1 MWh di energia con un processo di

conversione a rendimento unitario. Ad ogni prodotto è associato, se necessario, un potere calorifico specifico che permette di convertire una certa massa in una energia che esso può produrre; infine, tramite le tabelle di conversione delle varie unità di misura di energia, tutte le grandezze sono espresse in riferimento al *MWh*. Si ribadisce il concetto che i valori riportati si riferiscono alla materia prima e sono una semplice rappresentazione energetica; essi non comprendono ancora i diversi rendimenti dei processi termici utilizzati per la conversione dall'energia primaria in energia elettrica, che differiscono a seconda della tecnologia di combustione utilizzata e dalle caratteristiche del singolo impianto termoelettrico preso in considerazione.

4.2.2 *Costi delle tecnologie*

La reperibilità in letteratura dei costi di installazione, espressi in €/kW delle varie tecnologie prese in esame è difficile, in quanto molti studi si riferiscono ad economie diverse da quella dell'Italia dove i costi della manodopera e dei materiali solitamente sono più elevati; inoltre i dati acquisiti provengono da documenti diversi che hanno analisi sulla variazione dei costi di durata compresa tra il 2020 e il 2030 e al massimo si è potuto raccogliere due o tre valori che ne descrivono l'andamento.

Per generare ciascuna serie si è preferito interpolare tali valori con la funzione logaritmica, la quale ha la proprietà di smorzare ogni crescita o decrescita repentina e quindi di fornire dei valori poco variabili nel lungo periodo, cioè quando essi sono frutto solo di valutazioni che si possono rivelare persino errate; solo per i costi della tecnologia nucleare si è preferito utilizzare una funzione esponenziale poiché rappresentava meglio l'andamento dei valori presi come riferimento.

Sono stati presi in considerazione anche i costi di O&M (*Operations & Maintenance*); essi sono dei costi fissi che indipendentemente dalla quantità di generazione elettrica insistono sulla gestione degli impianti e sono costituiti da tutte le spese che ne permettono il corretto funzionamento, come ad esempio la manutenzione e gli stipendi degli addetti impiegati. In questo caso il valore calcolato per gli impianti esistenti è riportato nei costi anche degli impianti futuri, calcolando la crescita dovuta all'applicazione del tasso di sconto nominale.

Uniche eccezioni a questo tipo di analisi sono i valori assegnati al solare termodinamico e all'energia proveniente dallo sfruttamento delle maree e del moto ondoso; in questi casi si è preferito applicare la remunerazione fissa della tariffa omnicomprensiva, che definisce un ricavo fisso garantito per ogni *MWh* generato da determinate tecnologie per un periodo di 15 anni.

4.2.3 *Costi fissi e variabili*

La definizione delle funzioni di costo di qualsiasi tecnologia di produzione è una delle parti più difficili dello studio di un sistema elettrico; in linea di principio ogni impianto ne è caratterizzato da una diversa, ma per comodità nello studio effettuato si è preferito calcolare solo quelle delle fonti energetiche più significative. Ogni funzione di costo è la somma dei costi fissi e costi variabili; per semplicità nei fissi sono compresi i costi dell'investimento di costruzione dell'impianto e i costi di O&M mentre nei variabili è compreso il costo del combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica.

Ogni altro costo, ad esempio quello per l'acquisto di quote di emissione da parte di un impianto termoelettrico, non è compreso nelle funzioni.

Ad ogni tecnologia sono stati associati i valori delle seguenti variabili:

- il costo di installazione I della tecnologia, espresso in €/kW, che rappresenta l'investimento che deve essere effettuato per la costruzione dell'impianto;
- i costi di O&M espresso in €/kW;
- l'andamento dei costi dei combustibili (c_{comb}) utilizzati per la produzione di energia elettrica del periodo considerato;
- il numero di anni n in cui è previsto il ritorno dell'investimento. Solitamente corrisponde con la vita utile dell'impianto, ma per le centrali idroelettriche si utilizza un periodo minore per uniformarle alle altre tecnologie rinnovabili;
- il valore tipico del fattore di utilizzazione $f.u.$ dell'impianto. Esso rappresenta il massimo utilizzo che può essere fatto considerando i tempi di manutenzione oppure la disponibilità media dell'energia primaria per le tecnologie rinnovabili;
- per le tecnologie che utilizzano l'energia primaria tramite la combustione è indicato il rendimento η di questo processo;
- il tasso di sconto i è fissato al 5% per tutte le tecnologie e serve per il calcolo del fattore di attualizzazione $f.a.$, un numero univoco che descrive il valore del costo di investimento annuale.

Si sono utilizzate le seguenti formule per il calcolo dei costi:

$$f.a. = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (4.1)$$

I costi fissi C_f sono espressi in €/MWh:

$$C_f = \frac{I * f.a.}{8760 * f.u.} * 1000 + \frac{O\&M}{8760 * f.u. * T(t)} * 1000 = C_I + C_{O\&M} \quad (4.2)$$

Essendo già espressi in €/MWh, il costo dei combustibile è diviso per il rendimento del processo di combustione:

$$C_v = \frac{c_{comb}}{\eta} \quad (4.3)$$

4.3 DOMANDA

L'energia elettrica richiesta è la quantità che permette il corretto funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso ed è espressa dalla formula 3.1.

$$D = (PROD - AUX - PUMP) + IMPORT$$

Per lo studio da effettuare è necessario disporre del dato di produzione lorda ($PROD$), in quanto il modello simula solo la generazione di energia e non il sistema elettrico nel suo complesso.

Si è elaborato una previsione sull'andamento della generazione lorda nel periodo considerato dalla simulazione:

- si è ritenuto verosimile considerare l'incremento dell'energia elettrica richiesta direttamente proporzionale all'aumento annuale del PIL, posto pari al 1,3%;
- il rapporto tra lo storico degli anni 2000-2009 dell'energia destinata agli organi ausiliari e quella destinata al consumo è stato interpolato con una funzione esponenziale ottenendo l'andamento futuro di tale variabile;
- l'energia utilizzata per i pompaggi è basata sulla media aritmetica dei valori dell'ultimo decennio;

	pompaggi [GWh]
2000	9129,5
2001	9511
2002	10653,6
2003	10492,4
2004	10300,3
2005	9319,4
2006	8751,9
2007	7653,6
2008	7617,7
2009	5798,2
2010-2030	8922,76

- per la serie delle importazioni di energia è considerata la media dei valori dell'ultimi decennio più, a partire dal 2014, una capacità trasmissiva che sarà disponibile con la costruzione già prevista di nuove interconnessioni con altri paesi.

	import [GWh]
2000	44347
2001	45377,3
2002	50596,8
2003	50967,6
2004	45634,9
2005	49154,5
2006	44984,9
2007	46282,8
2008	40034
2009	44959,3
2010-2013	46233,9
2014-2030	50613,9

4.4 POTENZA INSTALLATA

I dati sulla potenza installata sono riferiti a quelli dell'anno 2009; essi sono basati principalmente sui analisi di Terna e sul documento programmatico delle fonti rinnovabili del MSE. Tuttavia non vi è una esatta corrispondenza tra le suddivisioni delle

diverse tipologie di generazione effettuate nei documenti ufficiali e quella utilizzata nel modello e quindi è stato necessario una elaborazione per rappresentare i dati differenziati in categorie come nella tabella 4.1. Infatti una precisa definizione della potenza installata per ogni categoria delle fonti fossili risulta difficile poiché molti impianti termoelettrici hanno la capacità di utilizzare indistintamente diversi tipi di combustibile per la generazione di energia oppure sono impiegati anche per la produzione di calore; è stato quindi svolto un lavoro di analisi per ottenere dei dati coerenti con l'effettivo parco elettrico installato, basandosi non solo sui dati della potenza ma anche su quelli dell'energia prodotta e sui fattori di utilizzazione.

In particolare:

- grazie alla limitata diffusione e alla grandezza di centrali a carbone, è stato possibile redigere un elenco e calcolare con buona precisione l'effettiva potenza installata degli impianti che lo utilizzano;
- il gas naturale ha un impiego preponderante nelle centrali termoelettriche, per cui ogni impianto che ha la possibilità di utilizzare questo combustibile è stata aggiunto alla potenza installata ad esso afferente;
- a causa del sempre più limitato uso dell'oc btz, si è considerato il dato dei soli impianti che utilizzano esclusivamente queste tipo di combustibile;
- per gli altri tipi di fonte fossile (gas derivati, altri solidi, altri gas e altri) vi è stata una distribuzione della rimanente potenza installata non ancora assegnata.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili le uniche differenze rispetto ai dati dei documenti ufficiali sono:

- l'idroelettrico è stato distinto rispettivamente in convenzionale, costituito dagli impianti a serbatoio e a bacino, e ad acqua fluente;
- il fotovoltaico e il solare termodinamico sono trattati separatamente in quanto, pur avendo come energia primaria la stessa fonte, utilizzano tecnologie completamente differenti per la generazione di energia ed hanno attualmente una diversa diffusione nel parco elettrico.

È stata inoltre utilizzata la possibilità del modello di aumentare direttamente le potenze installate nel corso degli anni tramite funzioni a scalino; ogni fonte rinnovabile ha una serie di dati basati sulle previsioni del documento del MSE, il carbone ha in previsione un aumento di potenza di 2 GW a partire dal 2014 per l'inizio della produzione della centrale di Porto Tolle, infine a partire dal 2021 è prevista l'introduzione di una serie di impianti elettronucleari (tabella 4.2).

4.5 ENERGIA PRODOTTA E FATTORI DI UTILIZZAZIONE

Generalmente il fattore di utilizzazione rappresenta la quantità di tempo in cui nel corso di un anno un impianto è stato in funzione; nel modello invece esso è una variabile dipendente del sistema e indica l'utilizzo della potenza installata di una certa tipologia di generazione. Per questo motivo non sono stati utilizzati i valori del fattore di carico tipici di ogni tipo di impianto, ma si è utilizzata la formula (3.2)

Tabella 4.2.: Funzione di inserimento tecnologia nucleare

	P [MW]	P totale [MW]	Energia [TWh]
2010-2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	1600	1600	12,14
2023	0	1600	12,14
2024	1600	3200	25,23
2025	1600	4800	37,84
2026	3200	8000	63,07
2027	1600	9600	75,69
2028	0	9600	75,69
2029	1600	11200	88,3
2030	1600	12800	100,92

per calcolarli; in questo modo i dati che si ottengono sono coerenti con la potenza e l'energia prodotta che sono variabili indipendenti.

Tuttavia per le tecnologie che dipendono direttamente da fattori ambientali, quali il fotovoltaico o l'eolico, si è preferito introdurre un dato costante che solitamente è utilizzato in letteratura e negli studi per la fattibilità degli investimenti, mentre per quanto riguarda le altre fonti rinnovabili, ad eccezione della biomassa, i fattori calcolati sono presi come costante e non sono modificabili nel corso della simulazione. Per tutti gli altri tipi di impianti il fattore di utilizzo è variabile tra un limite minimo e uno massimo, per rispettare i tempi di manutenzione che ogni impianto durante il corso dell'anno deve effettuare.

SCENARI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Il modello sviluppato è stato utilizzato per la creazione di alcuni scenari di generazione elettrica riferiti al sistema italiano; essi non hanno la pretesa di prevedere con certezza quale sarà l'assetto del parco elettrico, ma di mostrare a quali effetti portano diverse configurazioni di mercato.

Per evidenziare meglio le differenze che potrebbero verificarsi in futuro, sono stati sviluppati quattro scenari di generazione:

- BAU (*Business As Usual*), rappresenta lo scenario predefinito determinato dalle analisi effettuate nel capitolo 4;
- BAU con assenza di produzione elettronucleare, per valutare gli aspetti positivi e negativi che l'introduzione di tale tecnologia porta al sistema elettrico;
- BAU con domanda efficiente, cioè vi sono le stesse condizioni iniziali dello scenario predefinito ma in cui vi è una crescita percentuale della richiesta di energia minore ed è quindi aumentata l'efficienza energetica del sistema;
- uno scenario verde basato su quello BAU, in cui è previsto un aumento del costo dei combustibili fossili e una diminuzione dei costi di installazione degli impianti a fonte rinnovabili, dovute ad economie di scala ed incentivi.

5.1 RISULTATI OTTENUTI

Sono riportati i risultati più significativi che si evincono dalle simulazioni effettuate. Si evidenzia che fino al 2020 i dati calcolati sono molto simili tra loro poiché ci si è attenuti alle previsioni di sviluppo dei documenti ufficiali (in particolare al *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)*), e quindi non vi è stata una completa libertà di evoluzione del sistema, successivamente i dati si differenziano in modo più marcato.

L'andamento nel tempo del costo di un MWh (figura 5.1) evidenzia in primo luogo che l'assenza di produzione di energia elettronucleare porta ad un aumento del costo di generazione nel lungo periodo, in cui l'utilizzo delle energie rinnovabili non riesce a limitare la dipendenza del sistema dalla produzione basata sui combustibili fossili.

Una ridotta domanda energetica, a differenza di quanto si possa credere, non comporta un consistente abbassamento dei costi di generazione; infatti in questo caso sono le fonti non rinnovabili, solitamente con costi di produzione minori, a vedersi ridotte le proprie quote di produzione e perciò, prendendo il sistema nel suo complesso, non vi è una convenienza economica tangibile in presenza di una minore richiesta energetica.

Interessante è osservare l'andamento del costo in presenza di una politica energetica a favore delle fonti rinnovabili e un contemporaneo aumento dei prezzi dei combustibili fossili; dopo un intervallo di tempo in cui vi è un maggiore costo, dovuto alla presenza ancora massiccia nel parco elettrico di impianti che sfruttano le fonti

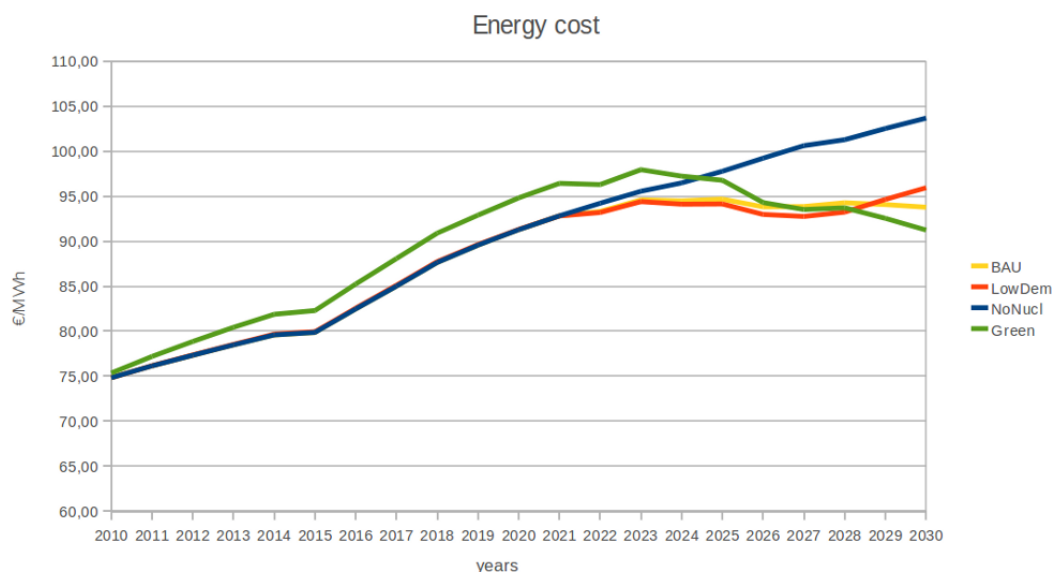


Figura 5.1.: Andamento del costo unitario dell'energia elettrica

fossili, nel lungo periodo sorprendentemente la curva tende ad allinearsi a quello dello scenario BAU. Questo è sintomo che una gestione lungimirante del sistema elettrico, in cui scelte che nel breve periodo comportano dei costi aggiuntivi, possono portare a grandi benefici nel futuro sia dal punto di vista prettamente economico che ambientale.

Infatti si può notare che l'effetto di scelte diverse è ancora più marcato quando si valutano le emissioni di $\text{CO}_{2\text{eq}}$ prodotte dalla generazione di energia (figura 5.2).

L'assenza di qualsiasi politica energetica mirata alla tutela ambientale (linea blu), sia essa effettuata con l'introduzione del nucleare oppure con lo sviluppo delle energie rinnovabili, porta ad un costante aumento delle emissioni nel corso del tempo, non rispettando quindi gli accordi che in ambito internazionale erano stati presi.

Una minore domanda energetica comporta una diminuzione consistente delle emissioni (linea rossa), ben più di una efficace politica verde (linea verde); pur sembrando non logico l'evoluzione di questi scenari, questi andamenti si spiegano con le caratteristiche del parco elettrico delle fonti non rinnovabili: nel caso di un grande sviluppo delle fonti rinnovabili, la conseguente riduzione di produzione andrà a colpire gli impianti a fonte fossile più costosi (solitamente gli impianti che utilizzano il gas), lasciando in produzione quelli con minor costo, cioè gli impianti che impiegano carbone, ma che hanno un impatto ambientale molto più grande. Si noti infatti il rapido incremento che si verifica a cavallo del 2013 e 2014: è la conseguenza dell'entrata in produzione della centrale a carbone di Porto Tolle, un impianto da 2 GW che è inserito in un sistema di centrali a fonti fossili di ben 75 GW.

Da queste brevi analisi è facile capire che non esiste un'unica soluzione ai problemi e alle difficoltà che la gestione delle generazione elettrica comportano; scelte, che in un primo momento sembrano errate oppure non convenienti, possono risultare ottime nel lungo periodo ponendo le basi per un miglior sviluppo del sistema elettrico.

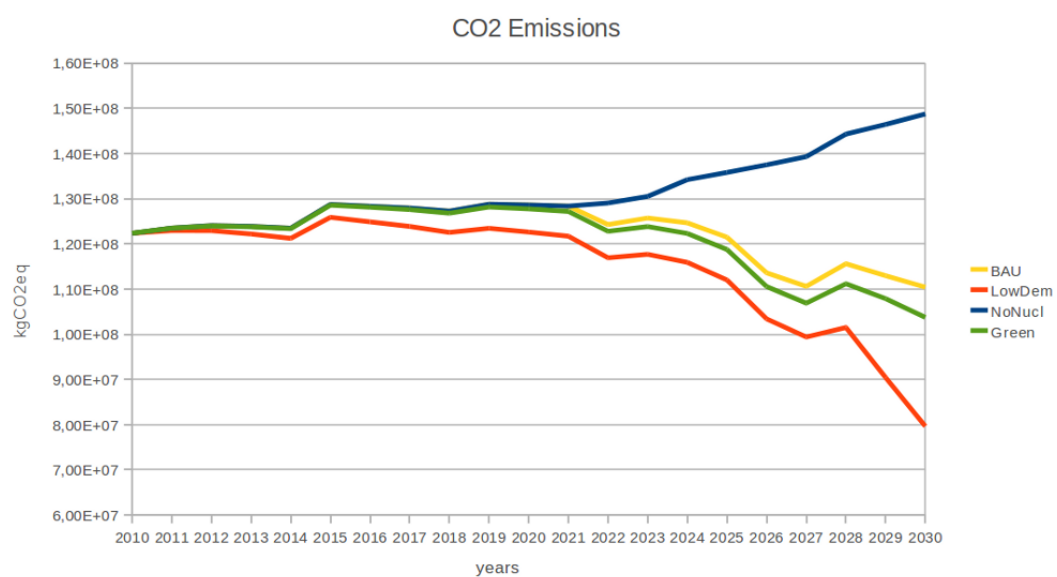


Figura 5.2.: Andamento delle emissioni di CO_{2eq}

CONCLUSIONI

Il lavoro di tesi che ha riguardato lo studio delle valutazioni economiche dei mercati dell'energia e la ricerca e sintesi dei dati necessari all'utilizzo dell'applicativo sviluppato ha permesso di conoscere in modo approfondito la gestione del mercato elettrico italiano, le problematiche e gli sviluppi che scelte di investimento diverse comportano nel tempo.

Il modello ha il pregio di dare la possibilità di modificare la maggior parte delle variabili in ingresso, fornendo in modo rapido e comprensibile tutte le informazioni che esso calcola; questa chiarezza e rapidità di simulazione permette di confrontare in breve tempo un grande numero di scenari ed evidenziare subito le differenze che intercorrono tra di essi.

Il programma iThink di iseesystems ha semplificato la creazione del modello rendendo facile l'implementazione delle formule utilizzate per simulare le dinamiche del mercato e ha permesso di realizzare un'interfaccia grafica fruibile anche ad utenti che non hanno una conoscenza approfondita dell'argomento.

Di contro, lo sviluppo tramite iThink ha posto delle limitazioni alla gestione di alcuni aspetti della simulazione: in primo luogo la variabile di tempo è implicita al modello, non potendo essere modificata senza andare ad intervenire nel codice del programma, e soprattutto la gestione di procedure logiche e di contatori, cioè il controllo di operazioni iterative, risulta difficoltosa poiché essa non è prevista nativamente nel programma ma deve essere creato tramite routine create ad hoc.

Infine la trattazione di vettori e matrici, pur essendo supportata completamente, risulta verbosa, non di immediata comprensione e non è permessa la modifica diretta e dinamica delle loro dimensioni.

Proprio per questi motivi, pur avendo realizzato un ottimo modello che permette la fruizione delle proprie funzionalità senza un'approfondita conoscenza dell'argomento trattato, si ritiene che non vi sia spazio per ulteriori grandi sviluppi del modello con il software utilizzato e pertanto si consiglia, nel caso sia necessario intervenire nuovamente per aggiornamenti o generali miglioramenti, di basarsi su ambienti di sviluppo più versatili che gestiscono meglio soprattutto i contatori e le grandezze vettoriali.

Parte III.

Appendici

DATI DEL PARCO ITALIANO

Sono riportati i dati del parco elettrico in ingresso al modello.

Tabella 6.1.: Potenza installata

	Installed power [GW]
solids	8,767
natural gas	50,699
derived gases	1,618
petroleum products	9,041
other solids	5,313
other gases	0,900
other	0,332
conventional hydro	9,332
river hydro	4,747
geothermal	0,737
photovoltaics	1,142
solar thermal	0,000
wind	4,898
biomass	3,866
sea	0,000
nuclear	0,000

Tabella 6.2.: Fattori di utilizzazione

	Utilization Factor
solids	0,518
natural gas	0,332
derived gases	0,261
petroleum products	0,200
other solids	0,379
other gases	0,230
other	0,207
conventional hydro	0,345
river hydro	0,499
geothermal	0,827
photovoltaics	0,150
solar thermal	0,400
wind	0,201
biomass	0,235
sea	0,162
nuclear	0,900

Tabella 6.3.: Funzioni di installazione di potenza [GW]

	solids	n gas	d gas	pp	o solids	o gas	o	chydro	rhydro	geo	pv	ste	wind	biomass	sea	nuclear
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,01	0,00	0,00	0,000	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,03	0,55	0,02	0,00	0,07	0,000	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,03	0,55	0,03	0,60	0,07	0,000	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,55	0,04	0,60	0,07	0,000	0,00
5	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,55	0,05	0,80	0,09	0,000	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,55	0,08	0,85	0,09	0,000	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,55	0,10	0,90	0,09	0,000	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,60	0,18	1,20	0,09	0,001	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,65	0,00	1,30	0,09	0,000	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,00	0,00	1,50	0,09	0,000	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,03	0,00	0,00	1,70	0,09	0,001	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,001	1,60
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	1,60
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	1,60
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	3,20
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	1,60
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	1,60
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	1,60
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00

Tabella 6.4.: Tempi di costruzione

	Years
solids	5
natural gas	3
petroleum products	5
other solids	5
conventional hydro	2
river hydro	1
geothermal	1
photovoltaics	1
solar thermal	2
wind	2
biomass	3
sea	3
nuclear	10

Tabella 6.5.: Tempo di smantellamento

	Years
solids	5
natural gas	3
petroleum products	5
other solids	5
nuclear	10

Tabella 6.6.: Rendimento e coefficienti di emissione

	solids th eff	0,37140389
	n gas th eff	0,53271375
	d gas th eff	0,40710227
	pp th eff	0,36917132
	o solids th eff	0,38538772
	o gas th eff	0,35558313
	bio th eff	0,25000000
kgCO _{2eq} /kWh		
	solids	98300,00000
	n gas	56100,00000
	d gas	56100,00000
	pp	77400,00000
	o solids	98300,00000
	o gas	56100,00000
	bio	0,00000

Tabella 6.7.: Esempio di una matrice dei coefficienti di sviluppo

[illegible]

RISULTATI DEGLI SCENARI

Sono riportati i risultati degli scenari analizzati nel capitolo 5.

Tabella 6.8.: Emissioni di CO_{2eq}

years	BAU	LowDem	NoNucl	Green
2010	1,22E+08	1,22E+08	1,22E+08	1,22E+08
2011	1,23E+08	1,23E+08	1,23E+08	1,23E+08
2012	1,24E+08	1,23E+08	1,24E+08	1,24E+08
2013	1,24E+08	1,22E+08	1,24E+08	1,24E+08
2014	1,23E+08	1,21E+08	1,23E+08	1,23E+08
2015	1,29E+08	1,26E+08	1,29E+08	1,29E+08
2016	1,28E+08	1,25E+08	1,28E+08	1,28E+08
2017	1,28E+08	1,24E+08	1,28E+08	1,28E+08
2018	1,27E+08	1,23E+08	1,27E+08	1,27E+08
2019	1,29E+08	1,23E+08	1,29E+08	1,28E+08
2020	1,29E+08	1,23E+08	1,29E+08	1,28E+08
2021	1,28E+08	1,22E+08	1,28E+08	1,27E+08
2022	1,24E+08	1,17E+08	1,29E+08	1,23E+08
2023	1,26E+08	1,18E+08	1,30E+08	1,24E+08
2024	1,25E+08	1,16E+08	1,34E+08	1,22E+08
2025	1,21E+08	1,12E+08	1,36E+08	1,19E+08
2026	1,14E+08	1,03E+08	1,37E+08	1,11E+08
2027	1,11E+08	9,94E+07	1,39E+08	1,07E+08
2028	1,16E+08	1,01E+08	1,44E+08	1,11E+08
2029	1,13E+08	9,04E+07	1,46E+08	1,08E+08
2030	1,10E+08	7,96E+07	1,49E+08	1,04E+08

Tabella 6.9.: Costo unitario dell'energia [€/MWh]

years	BAU	LowDem	NoNucl	Green
2010	74,83	74,83	74,83	75,36
2011	76,15	76,17	76,15	77,20
2012	77,33	77,36	77,33	78,86
2013	78,48	78,53	78,48	80,43
2014	79,59	79,67	79,59	81,88
2015	79,86	79,94	79,86	82,29
2016	82,47	82,56	82,47	85,24
2017	85,00	85,10	85,00	88,06
2018	87,63	87,73	87,63	90,89
2019	89,55	89,62	89,55	92,88
2020	91,27	91,31	91,27	94,80
2021	92,81	92,80	92,81	96,42
2022	93,30	93,18	94,21	96,28
2023	94,58	94,39	95,54	97,93
2024	94,47	94,10	96,47	97,21
2025	94,66	94,13	97,76	96,76
2026	93,80	92,96	99,21	94,28
2027	93,84	92,74	100,60	93,51
2028	94,26	93,22	101,26	93,70
2029	94,06	94,63	102,50	92,53
2030	93,76	95,93	103,66	91,23

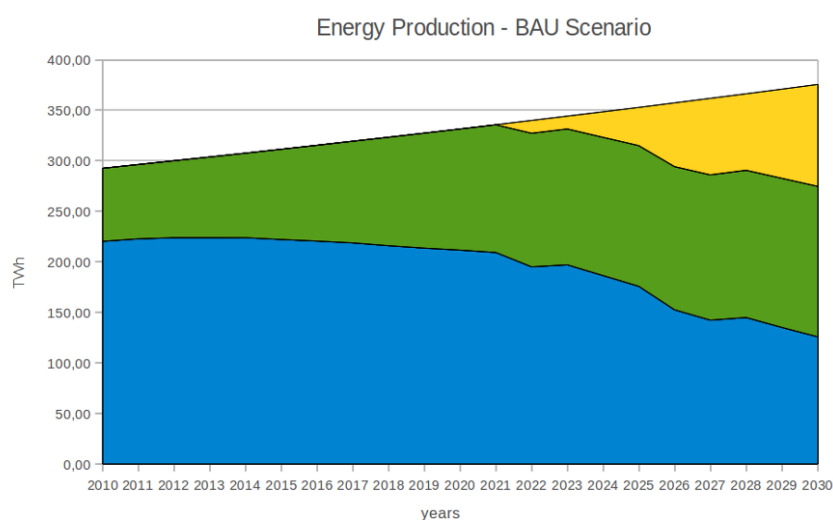


Figura 6.1.: Produzione di energia scenario BAU

Tabella 6.10.: Produzione di energia elettrica per tecnologia [TWh] - Scenario BAU

Years	solids	ngas	dgas	pp	osolids	ogas	other	chydro	rhydro	geo	pv	ste	wind	bio	sea
2010	39,782	140,890	3,699	15,840	17,639	1,813	0,602	28,203	20,750	5,339	1,501	0,000	8,624	7,959	0,000
2011	40,583	143,319	3,699	14,911	17,816	1,813	0,602	28,203	20,750	5,345	2,168	0,035	8,624	8,447	0,000
2012	41,401	145,307	3,699	13,371	17,995	1,813	0,602	28,203	21,187	5,585	2,943	0,088	8,733	9,110	0,000
2013	42,235	146,309	3,699	11,370	18,176	1,813	0,602	28,203	21,625	5,832	3,742	0,175	10,043	9,981	0,000
2014	43,087	146,262	3,699	9,583	18,358	1,813	0,602	28,203	22,499	6,082	4,556	0,315	11,385	11,176	0,000
2015	53,982	135,434	3,699	7,997	18,543	1,813	0,602	28,203	23,373	6,334	5,377	0,491	13,054	12,584	0,000
2016	55,070	133,990	3,699	6,597	18,729	1,813	0,602	28,203	24,281	6,588	6,197	0,771	14,749	14,108	0,000
2017	56,180	132,123	3,699	5,370	18,917	1,813	0,602	28,203	25,239	6,844	7,031	1,121	16,475	15,741	0,000
2018	57,312	129,132	3,699	4,301	19,107	1,813	0,602	28,203	26,214	7,102	7,943	1,752	18,702	17,485	0,001
2019	61,942	122,703	3,699	3,505	19,298	1,813	0,602	28,203	27,196	7,369	8,924	1,752	21,083	19,338	0,001
2020	63,190	120,013	3,699	2,814	19,492	1,813	0,602	28,203	28,180	7,642	9,048	1,752	23,792	21,299	0,001
2021	64,463	116,687	3,699	2,309	19,688	1,813	0,602	28,203	29,167	7,918	9,161	1,752	26,821	23,419	0,003
2022	65,762	100,348	3,699	1,748	21,083	1,813	0,602	28,203	29,244	7,989	9,255	1,752	30,354	25,449	0,005
2023	67,087	101,267	3,699	1,288	21,295	1,813	0,602	28,203	29,269	8,077	9,344	1,752	30,358	27,517	0,005
2024	72,279	85,486	3,699	0,983	21,508	1,813	0,602	28,203	29,277	8,171	9,432	1,752	30,359	29,715	0,005
2025	73,735	73,404	3,699	0,733	21,724	1,813	0,602	28,203	29,279	8,267	9,505	1,752	30,359	31,965	0,005
2026	75,221	48,754	3,699	0,531	21,942	1,813	0,602	28,203	29,280	8,365	9,557	1,752	30,359	34,166	0,005
2027	76,737	36,865	3,699	0,370	22,163	1,813	0,602	28,203	29,280	8,464	9,586	1,752	30,359	36,224	0,005
2028	82,442	32,359	3,699	0,243	23,657	1,813	0,602	28,203	29,280	8,565	9,596	1,752	30,359	38,092	0,005
2029	84,103	20,819	3,699	0,144	23,894	1,813	0,602	28,203	29,280	8,667	9,599	1,752	30,359	39,714	0,005
2030	85,798	10,000	3,403	0,095	24,134	1,665	0,602	28,203	29,280	8,770	9,600	1,752	30,359	41,031	0,005

Tabella 6.11.: Produzione scenario BAU

years	demand	fossils	renewables	nuclear
2010	292,64	220,27	72,38	0,00
2011	296,32	222,74	73,57	0,00
2012	300,04	224,19	75,85	0,00
2013	303,81	224,21	79,60	0,00
2014	307,62	223,40	84,22	0,00
2015	311,49	222,07	89,42	0,00
2016	315,40	220,50	94,90	0,00
2017	319,36	218,70	100,65	0,00
2018	323,37	215,97	107,40	0,00
2019	327,43	213,56	113,87	0,00
2020	331,54	211,62	119,92	0,00
2021	335,71	209,26	126,44	0,00
2022	339,92	195,06	132,25	12,61
2023	344,19	197,05	134,52	12,61
2024	348,51	186,37	136,91	25,23
2025	352,89	175,71	139,34	37,84
2026	357,32	152,56	141,69	63,07
2027	361,81	142,25	143,87	75,69
2028	366,35	144,81	145,85	75,69
2029	370,95	135,07	147,58	88,30
2030	375,61	125,70	149,00	100,92

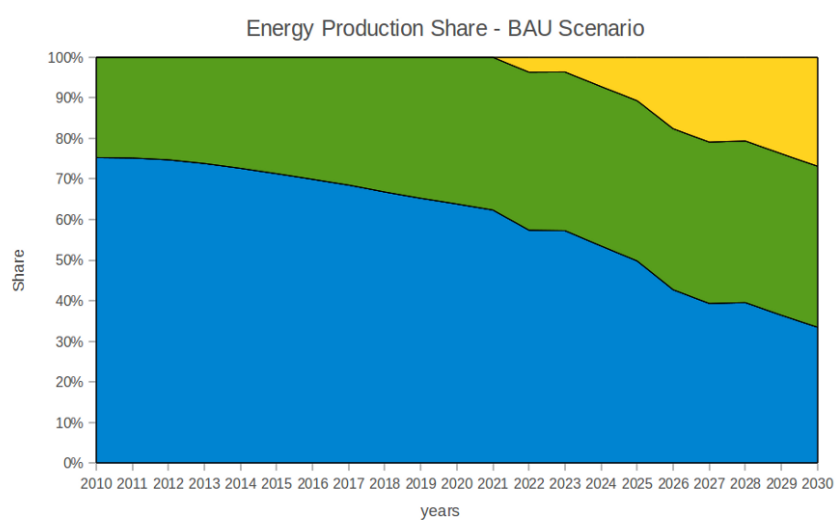


Figura 6.2.: Percentuale produzione scenario BAU

Tabella 6.12.: Produzione scenario Low Demand

years	demand	fossils	renewables	nuclear
2010	292,64	220,27	72,38	0,00
2011	294,87	221,30	73,57	0,00
2012	297,12	221,27	75,85	0,00
2013	299,38	219,78	79,60	0,00
2014	301,67	217,45	84,22	0,00
2015	303,97	214,55	89,42	0,00
2016	306,28	211,38	94,90	0,00
2017	308,62	207,96	100,65	0,00
2018	310,97	203,57	107,40	0,00
2019	313,34	199,47	113,87	0,00
2020	315,73	195,81	119,92	0,00
2021	318,13	191,69	126,44	0,00
2022	320,56	175,69	132,25	12,61
2023	323,00	175,86	134,52	12,61
2024	325,46	163,32	136,91	25,23
2025	327,94	150,76	139,34	37,84
2026	330,44	125,68	141,69	63,07
2027	332,96	113,40	143,87	75,69
2028	335,50	113,96	145,85	75,69
2029	338,06	102,18	147,58	88,30
2030	340,63	90,72	149,00	100,92

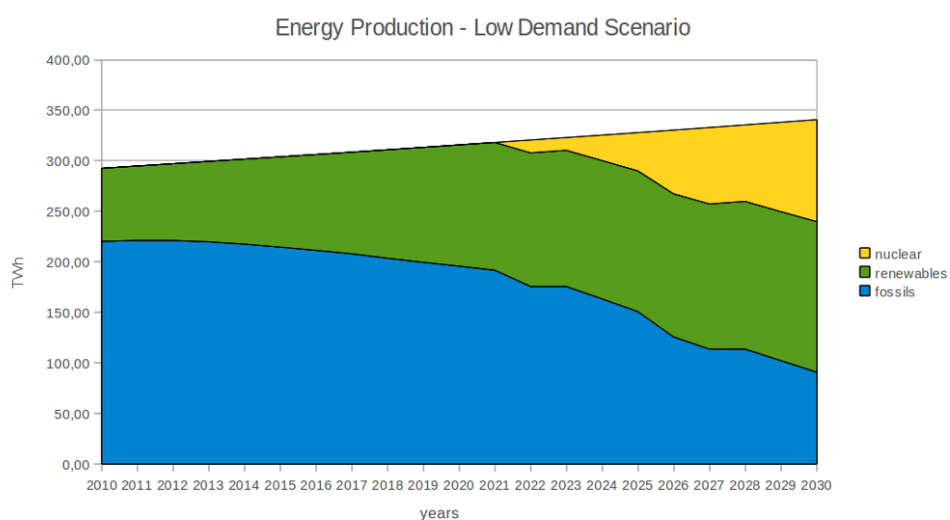


Figura 6.3.: Produzione di energia scenario Low Demand

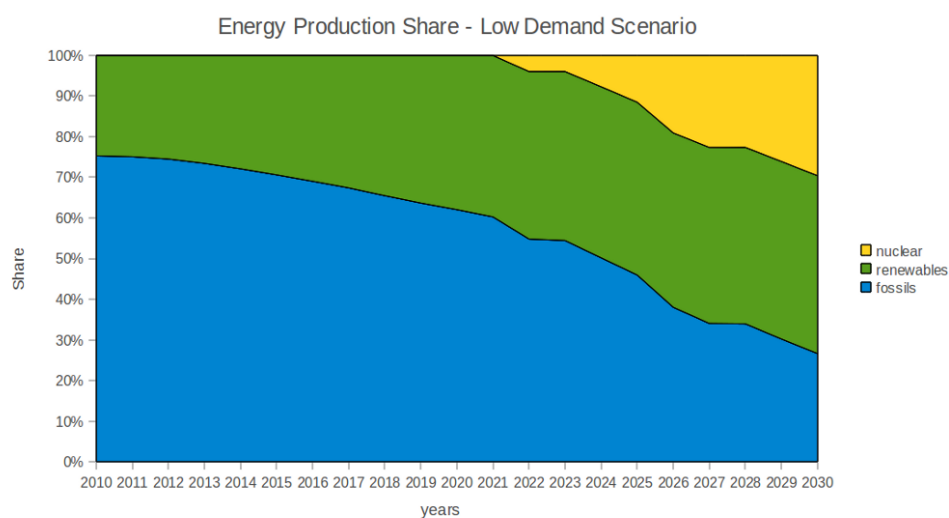


Figura 6.4.: Percentuale di produzione scenario Low Demand

Tabella 6.13.: Produzione scenario NoNuclear

years	demand	fossils	renewables	nuclear
2010	292,64	220,27	72,38	0,00
2011	296,32	222,74	73,57	0,00
2012	300,04	224,19	75,85	0,00
2013	303,81	224,21	79,60	0,00
2014	307,62	223,40	84,22	0,00
2015	311,49	222,07	89,42	0,00
2016	315,40	220,50	94,90	0,00
2017	319,36	218,70	100,65	0,00
2018	323,37	215,97	107,40	0,00
2019	327,43	213,56	113,87	0,00
2020	331,54	211,62	119,92	0,00
2021	335,71	209,26	126,44	0,00
2022	339,92	207,67	132,25	0,00
2023	344,19	209,67	134,52	0,00
2024	348,51	211,60	136,91	0,00
2025	352,89	213,55	139,34	0,00
2026	357,32	215,64	141,69	0,00
2027	361,81	217,94	143,87	0,00
2028	366,35	220,50	145,85	0,00
2029	370,95	223,38	147,58	0,00
2030	375,61	226,61	149,00	0,00

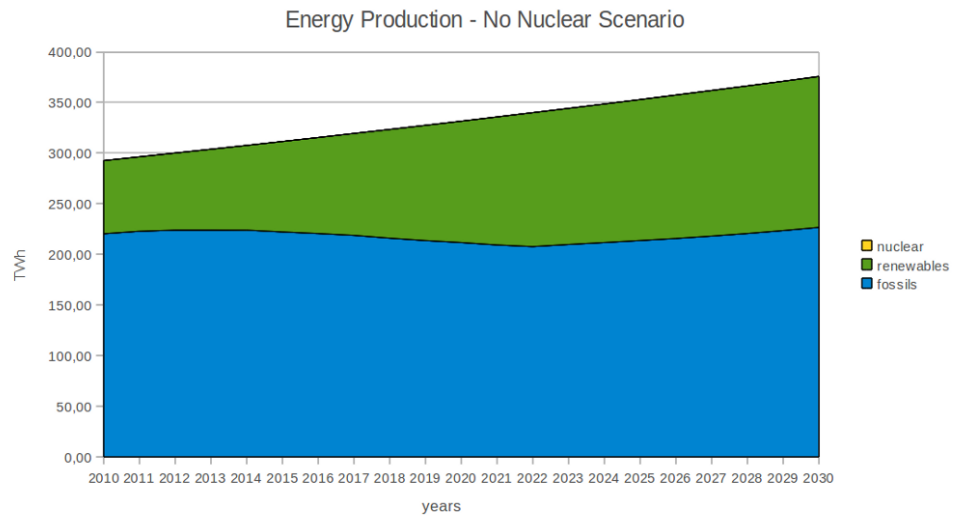


Figura 6.5.: Produzione di energia scenario NoNuclear

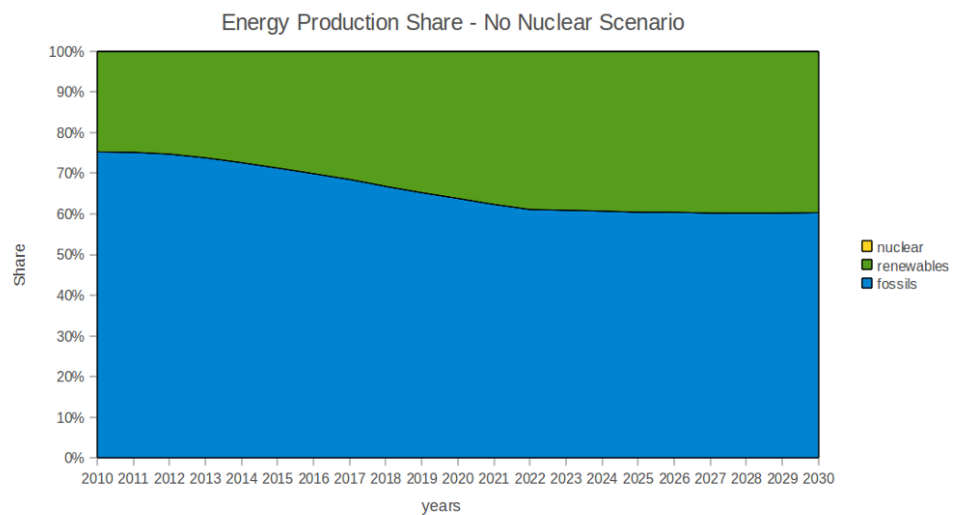


Figura 6.6.: Percentuale di produzione scenario NoNuclear

Tabella 6.14.: Produzione scenario Grenn

years	demand	fossils	renewables	nuclear
2010	292,64	220,27	72,38	0,00
2011	296,32	222,74	73,57	0,00
2012	300,04	224,19	75,85	0,00
2013	303,81	224,14	79,67	0,00
2014	307,62	223,24	84,38	0,00
2015	311,49	221,78	89,71	0,00
2016	315,40	220,06	95,34	0,00
2017	319,36	218,05	101,31	0,00
2018	323,37	215,09	108,28	0,00
2019	327,43	212,32	115,11	0,00
2020	331,54	209,84	121,71	0,00
2021	335,71	206,84	128,87	0,00
2022	339,92	191,94	135,37	12,61
2023	344,19	192,81	138,77	12,61
2024	348,51	180,98	142,30	25,23
2025	352,89	169,40	145,65	37,84
2026	357,32	145,52	148,73	63,07
2027	361,81	134,47	151,66	75,69
2028	366,35	136,44	154,22	75,69
2029	370,95	126,19	156,46	88,30
2030	375,61	116,31	158,39	100,92

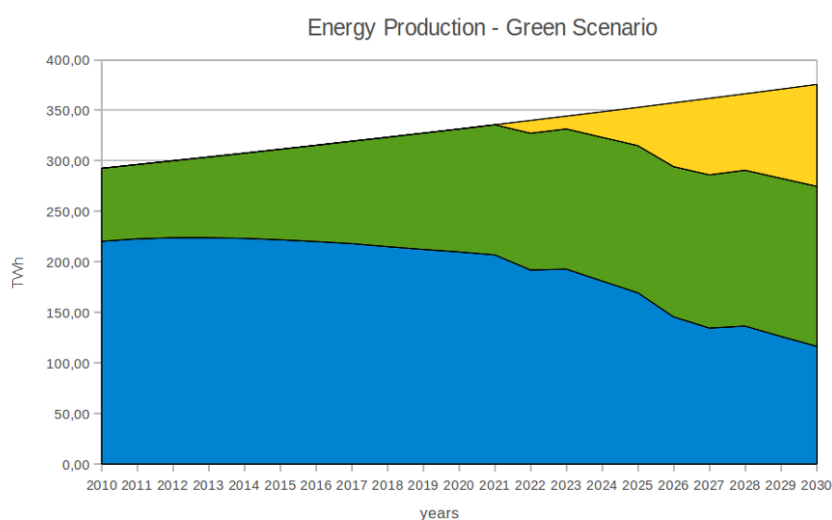


Figura 6.7.: Produzione di energia scenario Green

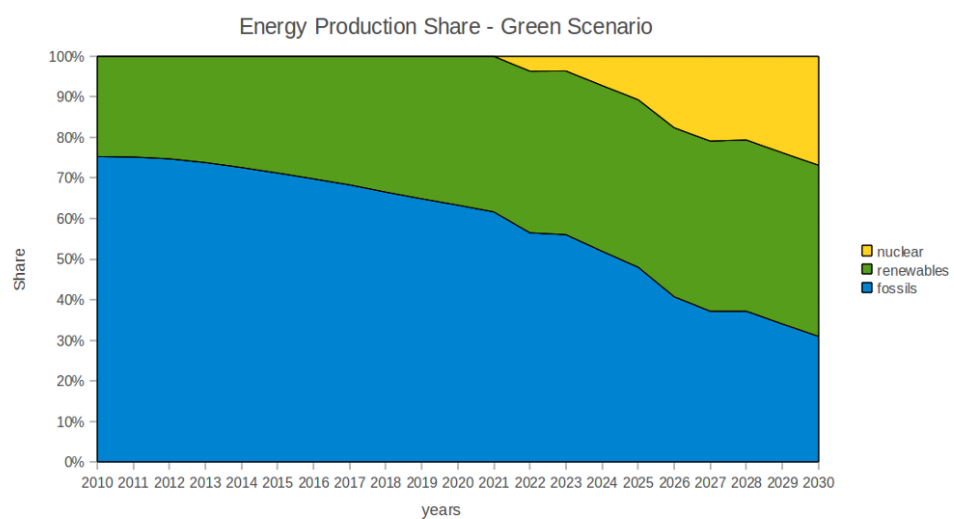


Figura 6.8.: Percentuale di produzione scenario Green

COSTI DELLE TECNOLOGIE

Sono riportati gli andamenti dei costi dei combustibili e i dati utilizzati per il calcolo delle funzioni di costo.

Tabella 6.15.: Andamento del costo dei combustibili

[€/MWh]	coal	gas	oc btz	uranium	biomass
2009	15,39	35,65	29,00	7,25	14,24
2010	14,94	36,13	31,84	7,87	14,38
2011	14,50	36,59	34,61	8,27	14,53
2012	14,07	37,03	37,31	8,58	14,67
2013	13,65	37,45	39,93	8,84	14,82
2014	13,23	37,86	42,48	9,08	14,97
2015	12,83	38,22	44,94	9,30	15,12
2016	13,38	39,98	46,97	9,50	15,27
2017	13,91	41,69	48,93	9,70	15,42
2018	14,43	43,34	50,84	9,88	15,58
2019	14,93	44,95	52,70	10,06	15,73
2020	15,42	46,43	54,50	10,24	15,89
2021	15,69	47,80	56,00	10,41	16,05
2022	15,94	49,13	57,46	10,58	16,21
2023	16,19	50,42	58,88	10,75	16,37
2024	16,43	51,66	60,24	10,92	16,53
2025	16,67	52,82	61,57	11,08	16,70
2026	16,93	54,23	63,20	11,24	16,87
2027	17,18	55,60	64,78	11,41	17,03
2028	17,43	56,92	66,31	11,57	17,20
2029	17,66	58,20	67,79	11,73	17,38
2030	17,89	59,42	69,23	11,89	17,55

Tabella 6.16.: Andamento costo di installazione tecnologie

[€/kW]	gas	coal usc	coal ccs	nuclear	wind	pV	ste	tidal	hydro conv	biomass	geo	hydro river
2008	823	1638	2954	3176	1578	5300	3462	4169	2605	3220	3383	2675
2009	806	1754	2935	3336	1566	4712	3154	3753	2787	3269	3447	2862
2010	796	1822	2924	3430	1555	4368	2973	3510	2894	3297	3485	2972
2011	789	1870	2916	3496	1545	4123	2845	3338	2970	3317	3511	3049
2012	784	1907	2910	3548	1536	3934	2746	3204	3028	3333	3532	3110
2013	779	1938	2905	3590	1529	3779	2665	3094	3076	3346	3548	3159
2014	776	1964	2901	3626	1523	3649	2597	3002	3117	3357	3563	3200
2015	772	1986	2898	3657	1518	3535	2537	2922	3152	3366	3575	3237
2016	770	2006	2894	3684	1515	3435	2485	2851	3183	3374	3586	3268
2017	767	2023	2892	3708	1513	3346	2438	2788	3211	3382	3595	3297
2018	765	2039	2889	3731	1512	3265	2396	2731	3236	3388	3604	3323
2019	763	2054	2887	3751	1512	3191	2357	2679	3258	3394	3612	3346
2020	761	2067	2884	3769	1514	3123	2322	2631	3280	3400	3620	3368
2021	759	2080	2882	3786	1517	3060	2289	2586	3299	3405	3626	3388
2022	757	2091	2881	3802	1522	3002	2258	2545	3317	3410	3633	3406
2023	756	2102	2879	3817	1527	2947	2229	2506	3334	3415	3639	3424
2024	754	2112	2877	3831	1534	2895	2203	2470	3350	3419	3644	3440
2025	753	2122	2876	3844	1543	2847	2177	2435	3365	3423	3650	3456
2026	751	2131	2874	3857	1552	2801	2153	2403	3379	3427	3655	3470
2027	750	2139	2873	3869	1563	2758	2130	2372	3393	3430	3659	3484
2028	749	2147	2872	3880	1575	2716	2109	2343	3406	3434	3664	3497
2029	748	2155	2870	3891	1589	2677	2088	2315	3418	3437	3668	3510
2030	747	2163	2869	3901	1603	2639	2068	2288	3430	3440	3672	3522

Tabella 6.17.: Dati per il calcolo dei costi fissi

	gas	CCGT	coal	nuclear	wind	pv	hydro conv	ste	tidal	biomass	geo	hydro river
Return of Investments [years]		30	40	60	15	20	30	20	30	15	15	30
Utilization factor		0,85	0,85	0,9	0,2	0,15	0,345	0,6	0,4	0,85	0,85	0,499
Thermal Efficiency		0,58	0,42	0,33						0,25		
O&M [€/kW]		25,66	34,48	90	40,6	46	54,4	300	300	344,2	138,1	67,9
discount rate		0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
fattore di attualizzazione	0,065051	0,065051	0,058278	0,052828	0,096342	0,080243	0,065051435	0,080243	0,065051	0,096342	0,096342	0,06505144

[€/MWh]	solids	n gas	d gas	pp	o solids	o gas	o	chydro	rhydro	geo	pv	ste	wind	biomass	sea	nuclear
2010	54,55	72,76	72,76	98,60	54,55	72,76	200,00	80,65	60,07	64,01	302,43	250,00	109,12	147,35	340,00	58,46
2011	53,93	73,52	73,52	105,94	53,93	73,52	202,00	82,46	61,38	64,54	287,88	250,00	108,82	148,66	340,00	60,24
2012	53,25	74,27	74,27	113,02	53,25	74,27	204,02	83,91	62,44	64,99	276,67	250,00	108,59	149,92	340,00	61,65
2013	52,53	75,00	75,00	119,86	52,53	75,00	206,06	85,13	63,33	65,41	267,59	250,00	108,43	151,15	340,00	62,86
2014	51,79	75,71	75,71	126,47	51,79	75,71	208,12	86,19	64,12	65,78	259,97	250,00	108,34	152,37	340,00	63,93
2015	51,05	76,34	76,34	132,86	51,05	76,34	210,20	87,14	64,82	66,14	253,42	250,00	108,33	153,58	340,00	64,92
2016	52,56	79,38	79,38	138,13	52,56	79,38	212,30	88,00	65,46	66,48	247,69	250,00	108,39	154,79	340,00	65,85
2017	54,02	82,34	82,34	143,23	54,02	82,34	214,43	88,79	66,05	66,81	242,61	250,00	108,53	155,99	340,00	66,72
2018	55,43	85,22	85,22	148,19	55,43	85,22	216,57	89,53	66,60	67,12	238,05	250,00	108,74	157,20	340,00	67,56
2019	56,79	88,01	88,01	152,98	56,79	88,01	218,74	90,22	67,12	67,43	233,93	250,00	109,02	158,42	340,00	68,37
2020	58,11	90,58	90,58	157,64	58,11	90,58	220,92	90,87	67,62	67,73	230,17	250,00	109,38	159,63	340,00	69,15
2021	58,90	92,96	92,96	161,55	58,90	92,96	223,13	91,50	68,09	68,03	226,72	250,00	109,81	160,86	340,00	69,92
2022	59,65	95,28	95,28	165,35	59,65	95,28	225,37	92,09	68,55	68,32	223,55	250,00	110,32	162,09	340,00	70,67
2023	60,38	97,53	97,53	169,02	60,38	97,53	227,62	92,66	68,98	68,61	220,60	250,00	110,90	163,33	340,00	71,41
2024	61,09	99,70	99,70	172,57	61,09	99,70	229,89	93,22	69,41	68,90	217,87	250,00	111,55	164,57	340,00	72,14
2025	61,77	101,72	101,72	176,02	61,77	101,72	232,19	93,75	69,82	69,19	215,32	250,00	112,28	165,83	340,00	72,86
2026	62,52	104,18	104,18	180,22	62,52	104,18	234,52	94,27	70,22	69,47	212,93	250,00	113,08	167,09	340,00	73,57
2027	63,25	106,57	106,57	184,29	63,25	106,57	236,86	94,77	70,61	69,75	210,69	250,00	113,95	168,37	340,00	74,28
2028	63,95	108,89	108,89	188,23	63,95	108,89	239,23	95,27	71,00	70,04	208,58	250,00	114,90	169,65	340,00	74,99
2029	64,63	111,13	111,13	192,05	64,63	111,13	241,62	95,75	71,37	70,32	206,60	250,00	115,92	170,95	340,00	75,69
2030	65,28	113,26	113,26	195,76	65,28	113,26	244,04	96,22	71,74	70,60	204,73	250,00	117,02	172,25	340,00	76,39

Tabella 6.18.: Costi totali

Tabella 6.19.: Costi fissi

	solids	n gas	d gas	pp	o solids	o gas	o	chydro	rhydro	geo	pv	ste	wind	biomass	sea	nuclear
2010	18,98	10,47	10,47	18,98	18,98	10,47	200,00	80,65	60,07	64,01	302,43	250,00	109,12	89,82	340,00	34,63
2011	19,41	10,45	10,45	19,41	19,41	10,45	202,00	82,46	61,38	64,54	287,88	250,00	108,82	90,55	340,00	35,19
2012	19,75	10,43	10,43	19,75	19,75	10,43	204,02	83,91	62,44	64,99	276,67	250,00	108,59	91,23	340,00	35,65
2013	20,03	10,43	10,43	20,03	20,03	10,43	206,06	85,13	63,33	65,41	267,59	250,00	108,43	91,87	340,00	36,06
2014	20,29	10,44	10,44	20,29	20,29	10,44	208,12	86,19	64,12	65,78	259,97	250,00	108,34	92,50	340,00	36,41
2015	20,51	10,44	10,44	20,51	20,51	10,44	210,20	87,14	64,82	66,14	253,42	250,00	108,33	93,11	340,00	36,74
2016	20,71	10,46	10,46	20,71	20,71	10,46	212,30	88,00	65,46	66,48	247,69	250,00	108,39	93,71	340,00	37,05
2017	20,90	10,47	10,47	20,90	20,90	10,47	214,43	88,79	66,05	66,81	242,61	250,00	108,53	94,31	340,00	37,33
2018	21,08	10,49	10,49	21,08	21,08	10,49	216,57	89,53	66,60	67,12	238,05	250,00	108,74	94,90	340,00	37,61
2019	21,24	10,51	10,51	21,24	21,24	10,51	218,74	90,22	67,12	67,43	233,93	250,00	109,02	95,49	340,00	37,87
2020	21,40	10,53	10,53	21,40	21,40	10,53	220,92	90,87	67,62	67,73	230,17	250,00	109,38	96,08	340,00	38,12
2021	21,55	10,55	10,55	21,55	21,55	10,55	223,13	91,50	68,09	68,03	226,72	250,00	109,81	96,67	340,00	38,36
2022	21,69	10,58	10,58	21,69	21,69	10,58	225,37	92,09	68,55	68,32	223,55	250,00	110,32	97,26	340,00	38,60
2023	21,83	10,60	10,60	21,83	21,83	10,60	227,62	92,66	68,98	68,61	220,60	250,00	110,90	97,85	340,00	38,83
2024	21,96	10,63	10,63	21,96	21,96	10,63	229,89	93,22	69,41	68,90	217,87	250,00	111,55	98,44	340,00	39,06
2025	22,09	10,66	10,66	22,09	22,09	10,66	232,19	93,75	69,82	69,19	215,32	250,00	112,28	99,03	340,00	39,28
2026	22,22	10,69	10,69	22,22	22,22	10,69	234,52	94,27	70,22	69,47	212,93	250,00	113,08	99,63	340,00	39,50
2027	22,34	10,72	10,72	22,34	22,34	10,72	236,86	94,77	70,61	69,75	210,69	250,00	113,95	100,23	340,00	39,71
2028	22,46	10,75	10,75	22,46	22,46	10,75	239,23	95,27	71,00	70,04	208,58	250,00	114,90	100,83	340,00	39,93
2029	22,57	10,78	10,78	22,57	22,57	10,78	241,62	95,75	71,37	70,32	206,60	250,00	115,92	101,44	340,00	40,14
2030	22,69	10,81	10,81	22,69	22,69	10,81	244,04	96,22	71,74	70,60	204,73	250,00	117,02	102,05	340,00	40,35

Tabella 6.20.: Costi variabili

	solids	n gas	d gas	pp	o solids	o gas	o	chydro	rhydro	geo	pV	ste	wind	biomass	sea	nuclear
2010	35,57	62,29	62,29	79,61	35,57	62,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	57,53	0,00	23,83
2011	34,52	63,08	63,08	86,54	34,52	63,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58,11	0,00	25,05
2012	33,50	63,84	63,84	93,27	33,50	63,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58,69	0,00	25,99
2013	32,49	64,57	64,57	99,82	32,49	64,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	59,28	0,00	26,80
2014	31,50	65,27	65,27	106,19	31,50	65,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	59,87	0,00	27,52
2015	30,54	65,89	65,89	112,35	30,54	65,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,47	0,00	28,18
2016	31,85	68,93	68,93	117,41	31,85	68,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	61,07	0,00	28,80
2017	33,12	71,87	71,87	122,33	33,12	71,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	61,68	0,00	29,39
2018	34,35	74,73	74,73	127,11	34,35	74,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	62,30	0,00	29,95
2019	35,55	77,51	77,51	131,74	35,55	77,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	62,92	0,00	30,50
2020	36,71	80,05	80,05	136,24	36,71	80,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63,55	0,00	31,03
2021	37,35	82,41	82,41	140,01	37,35	82,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64,19	0,00	31,56
2022	37,96	84,70	84,70	143,66	37,96	84,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64,83	0,00	32,07
2023	38,56	86,92	86,92	147,19	38,56	86,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65,48	0,00	32,58
2024	39,13	89,07	89,07	150,61	39,13	89,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,13	0,00	33,08
2025	39,68	91,06	91,06	153,93	39,68	91,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,79	0,00	33,58
2026	40,31	93,50	93,50	158,01	40,31	93,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	67,46	0,00	34,07
2027	40,91	95,86	95,86	161,95	40,91	95,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	68,14	0,00	34,57
2028	41,50	98,14	98,14	165,78	41,50	98,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	68,82	0,00	35,06
2029	42,06	100,35	100,35	169,47	42,06	100,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	69,51	0,00	35,55
2030	42,59	102,44	102,44	173,07	42,59	102,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	70,20	0,00	36,04

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEFE, "I costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili", Dicembre 2008.
- [2] A. Lorenzoni e L. Bano, "Costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili", 2007.
- [3] TERNA, "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario - Anni 2009-2019", Settembre 2009.
- [4] TERNA, "Dati storici", 2010.
- [5] TERNA, "Produzione", 2010.
- [6] TERNA, "Impianti di generazione", 2010.
- [7] MSE, "Prezzi combustibili."
- [8] MSE, "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)", giugno 2010.
- [9] IEA e NEA, *Projected Costs of Generating Electricity*. IEA Publications, 2010.
- [10] IEA, *World Energy Outlook 2009*. IEA Publications, 2009.
- [11] R. Caldon, *Impianti di Produzione dell'Energia Elettrica*. 2010.
- [12] IPCC, *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Chapter 2 Stationary Combustion*. IPCC, 2006.
- [13] A. Lorenzoni, *Appunti di Economia del Mercato Elettrico*. ESU Padova, 2010.
- [14] P. Berra, L. De Paoli e G. Zingales, *Appunti di Economia delle Fonti di Energia*. CLEUP editore, 1997.