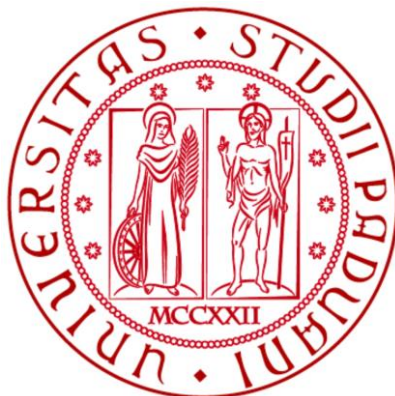


# UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA



Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

## **Un codice per il calcolo stocastico del costo medio di generazione di un kWh in un sistema elettrico**

**Relatore:**

Prof. Giuseppe Zollino

**Laureando:** Francesco Di Vietro

**Correlatore:**

Ing. Chiara Bustreo

ANNO ACCADEMICO 2015-2016



# SOMMARIO

La sensibilità in materia ambientale negli ultimi anni è cresciuta notevolmente, in quanto gli effetti di sviluppi economici assolutamente poco *green* si sono ripercossi particolarmente nei cambiamenti climatici. L'Europa ed il mondo intero hanno deciso dunque, attraverso conferenze e trattati, l'ultima è avuta nel corrente anno in Francia, COP 21, di porre dei vincoli alle emissioni di gas serra in tutti i settori che emettono CO<sub>2</sub>, dall'industria al civile. Tra questi un contributo importante è fornito dalla generazione elettrica, circa ¼ delle emissioni totali, che dunque è soggetta anche essa ad un radicale cambiamento nei prossimi trent'anni.

Entrando nel merito del sistema elettrico, uno studio preliminare sui costi di generazione dell'energia elettrica è fondamentale per decidere quale tecnologia utilizzare per produrre il vettore elettrico; tecnologie di produzione che hanno costi di generazione del kWh non sostenibili a livello economico, sociale e ambientale, diventano impraticabili, specialmente se si estende il tutto ad un unico grande sistema che deve essere in grado di fornire energia elettrica ad un Paese.

Unendo questi due grandi concetti, nasce il lavoro di tale tesi, che si pone l'obiettivo di esplorare la situazione elettrica italiana al giorno d'oggi e tenendo presente le linee guida Europee dell'Energy Roadmap 2050 ed Italiane, vuole fornire dati sulla sensibilità di costo delle singole tecnologie di generazione elettrica e di alcuni scenari elettrici implementati per il nostro Paese. Il tutto farà ricorso ad un codice, già esistente ma re-implementato in C++ durante tale lavoro per renderlo flessibile a qualsiasi sistema di generazione, in grado di calcolare il costo di produzione elettrica in un anno di fine orizzonte, 2050 per essere aderenti alla Roadmap, partendo da un anno di base, 2011 nel caso specifico in quanto anno prima della decrescita della produzione elettrica italiana dovuta alla crisi economica.



# INDICE

Sommario .....	1
Indice .....	3
<b>1. Introduzione .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Roadmap 2050 .....</b>	<b>7</b>
2.1. Definizione e obiettivi della Roadmap 2050 .....	7
2.2. Risultati ottenuti .....	8
2.2.1. Vantaggi della decarbonizzazione .....	8
2.2.2. Realizzazione della Decarbonizzazione .....	9
2.3. La trasformazione energetica .....	10
2.3.1. Le motivazioni della Decarbonizzazione .....	11
2.3.2. Evidenze che sfatano i Miti .....	11
<b>3. La Situazione Energetica Italiana .....</b>	<b>15</b>
3.1. Domanda e Offerta di Energia Elettrica in Italia .....	17
3.1.1. Consumi e Carichi di Energia elettrica .....	18
3.1.2. Produzione e Impianti di generazione .....	21
3.2. SEN: Strategia Energetica Nazionale .....	24
3.2.1. obiettivi, Priorità d'azione e risultati attesi al 2020 .....	25
3.2.2. Scenari e Evoluzione del sistema al 2050 .....	27
<b>4. Implementazione del codice per il calcolo del CoE .....</b>	<b>29</b>
4.1. Descrizione del CoE .....	29
4.2. L'Algoritmo .....	31
4.2.1. La classe "Scenario" .....	33
4.2.2. Le classi "CoE Tecnologie" .....	33
4.2.3. La classe "Montecarlo" .....	33
4.2.4. La classe "CoE Scenario" .....	34
4.3. Dati di Input e Output .....	34
4.4. Punti di forza del Codice di Calcolo .....	36
<b>5. Fonti di energia primaria per la generazione di Energia Elettrica e mappa Tecnologica .....</b>	<b>37</b>
5.1. Fossili .....	38
5.1.1. Gas Naturale .....	38
5.1.2. Carbone .....	40
5.1.3. Olio Combustibile .....	41
5.2. Rinnovabili .....	42

5.2.1.	Solare Fotovoltaico .....	42
5.2.2.	Solare a Concentrazione CSP .....	45
5.2.3.	Eolico .....	47
5.2.4.	Biomassa e Biogas.....	48
5.2.5.	Geotermico .....	51
5.2.6.	Idroelettrico .....	53
5.3.	Nucleare .....	55
5.3.1.	Fissione Nucleare .....	55
5.4.	Cattura e Stoccaggio della CO <sub>2</sub> .....	58
5.5.	Accumulo con Pompaggio Idrico .....	60
<b>6.</b>	<b>Analisi di sensibilità di costo degli Scenari Elettrici .....</b>	<b>63</b>
6.1.	Influenza dei Parametri di costo e tecnologici sul CoE .....	63
6.1.1.	Variazioni Tecnologie Fossili .....	64
6.1.2.	Variazioni Tecnologie Rinnovabili .....	66
6.1.3.	Variazioni Tecnologie Nucleari .....	69
6.1.4.	Variazioni Tecnologia di Accumulo con Bacino Idrico .....	70
6.2.	Costo di Generazione del Sistema Elettrico .....	71
6.2.1.	Scenari Elettrici .....	71
6.2.1.1.	Scenario di Riferimento.....	71
6.2.1.2.	Scenari di decarbonizzazione.....	72
6.2.2.	Risultati Ottenuti.....	76
6.2.3.	Applicabilità nella situazione Italiana.....	77
6.3.	Conclusioni .....	79
	Bibliografia .....	81

# 1. INTRODUZIONE

La pianificazione del sistema energetico di un Paese si presenta come un compito tanto importante quanto arduo, poiché tenendo conto delle risorse utilizzabili e della tecnologia disponibile, ha come obiettivo uno sfruttamento ottimale di tutte le fonti energetiche in possesso del Paese e la programmazione delle importazioni energetiche necessarie. Ad esso è strettamente legato lo sviluppo sostenibile del Paese. La sostenibilità poggia su tre pilastri: sostenibilità economica, sostenibilità ambientale e sociale. Il sistema energetico dunque deve supportare, se non favorire questi tre sviluppi e ciò è reso possibile solo da un'attenta pianificazione dello sfruttamento delle risorse energetiche. Le fonti energetiche si suddividono in fonti primarie e secondarie. Le prime sono quelle provenienti dalla natura e che possono essere utilizzate direttamente o necessitano di opportune trasformazioni e possono essere esauribili o inesauribili. Le seconde vengono generate dalle prime attraverso diversi processi di trasformazione per avere maggiore versatilità nell'utilizzo e nella distribuzione.

Il vettore elettrico è la fonte energetica secondaria maggiormente utilizzata al mondo grazie ad un sistema che ne permette il suo utilizzo, basato su un equilibrio costante tra produzione e consumi. Fin ora in Italia si è cercato di produrre energia elettrica con le risorse e i parchi di produzione che si hanno a disposizione ma negli ultimi anni si sta cercando di creare una pianificazione del sistema di generazione. Per avere dunque una produzione programmata si devono studiare gli andamenti dei consumi analizzando tutti i fattori che possono influenzare la domanda, quali fattori economici, sociali, politici, e sulla base di questi si fanno delle previsioni a lungo-medio periodo, analizzando di volta in volta il parco elettrico e le risorse che si hanno a disposizione, le varie normative e come detto precedentemente la sostenibilità del Paese. Tenuto in considerazione tutto questo, è possibile scegliere il mix da utilizzare per generare energia elettrica al più basso costo e secondo le nuove direttive Europee, che prevedono livelli inferiori di emissioni di gas serra ad almeno l'80% di ciò che veniva emesso nel 1990. La Comunità Europea ha redatto un documento, l'Energy Roadmap 2050, che ha tracciato delle linee guida per tutti i Paesi comunitari.

Fatte queste considerazioni preliminari necessarie per inquadrare la situazione su cui si opererà, il presente studio si prefigge l'obiettivo di calcolare il costo di generazione del vettore elettrico in Italia nel 2050, in analogia con lo studio dell'Energy Roadmap, che considera un orizzonte temporale che si estende fino al 2050. Considerando l'intero parco di produzione presente ad oggi e le evoluzioni che questo potrà subire nel corso delle prossime 3 decadi, si analizzeranno scenari studiati ad hoc per la situazione italiana. Alla base di ciò c'è l'implementazione di un codice, in C++, in grado di calcolare il costo di generazione del kWh, che prende spunto da un tool già esistente, COMESE (Costo Medio Sistema Elettrico) [1]. Quest'ultimo ha la peculiarità di studiare la domanda di energia elettrica partendo da un anno base, quello scelto è il 2011, anno precedente alla recessione energetica italiana dovuta alla crisi economica del 2009, e di proiettarla ad un anno di fine orizzonte scegliendo dei tassi di crescita come input. In base a degli scenari energetici scelti dall'utente, esso calcola il costo di generazione del vettore elettrico trovando la percentuale di storage da utilizzare e calcolando le emissioni di gas serra prodotte ed evitate. Facendo dunque un confronto su tutti i valori ottenuti dai diversi mix energetici utilizzati è possibile fare delle valutazioni di sensibilità di costo di un parco di generazione elettrica. Per ciò che riguarda i costi delle tecnologie proiettati all'anno di fine orizzonte, ovvero i dati di input di COMESE, non si hanno valori certi, poiché si possono fare solo delle previsioni di costo e quindi, per compensare questa mancanza di certezza viene utilizzato un approccio stocastico nel calcolo del costo del kWh tramite il metodo Montecarlo.

Il programma elaborato per questo lavoro di tesi, che ha una struttura che ricalca quella di COMESE, è stato dunque scritto in codice C++ per creare un software in grado di essere modulare e quindi flessibile ad implementazioni future ed adattabile a qualsiasi tipo di scenario o di Paese su cui condurre degli studi sui costi di generazione elettrica. Implementazioni future riguarderanno il calcolo dello storage necessario per l'utilizzo del rinnovabile, che per ora viene dato invece come dato di input secondo previsioni di scenario, e del calcolo della quantità di emissioni di gas serra evitati. Per la quota parte di emissioni prodotte dall'utilizzo di fonti fossili si partirà da dei valori di riferimento presi dalla letteratura [1] e li si utilizzerà solo per il calcolo di costo delle emissioni, rientrando dunque nel calcolo del costo di generazione. Inoltre il codice è in grado di fornire una densità di probabilità del valore di costo in centesimi di Euro del kWh prodotto da ciascuna tecnologia e dallo scenario studiato.

Per meglio comprendere lo studio degli scenari e la struttura su cui opera il codice è utile analizzare la situazione energetica europea e successivamente quella italiana. Con tale approccio lo studio esposto in questo elaborato verterà nella prima parte sull'espone l'Energy Roadmap 2050, al fine di comprendere quali vie vengano suggerite dalla Comunità Europea per la decarbonizzazione del settore elettrico e quali vincoli bisogna rispettare. A seguire verrà esaminata la situazione italiana, domanda e offerta di energia elettrica legate ai consumi e ai parchi di produzione, al 2014, anno ultimo dei dati forniti da Terna, e verrà fatto un breve excursus sulla SEN, Strategia Energetica Nazionale. Analizzata questa parte introduttiva si passerà alla spiegazione del codice usato, struttura e implementazione, e all'analisi delle fonti energetiche e delle tecnologie di produzione utilizzate per i dati di input del programma. Successivamente verranno valutati gli scenari implementati e studiati i risultati ottenuti dall'esecuzione del codice con le dovute considerazioni finali.



## 2. ROADMAP 2050

È ormai evidente lo stretto legame tra gli avvenimenti climatici e le decisioni dell'uomo in merito alle emissioni di gas serra. Per tale ragione si è cercato più volte di trovare delle soluzioni accettabili sia a livello ambientale che economico ed è per questo che nel luglio del 2009 i Leaders dell'Unione Europea ed i membri del G8 annunciarono lo scopo di voler ridurre l'emissione dei gas serra nel 2050 ad almeno l'80% rispetto a quelle del 1990 [2]. L'European Climate Foundation (ECF) in supporto a tale scopo iniziò degli studi per tracciare la strada per raggiungere questo obiettivo e capire le implicazioni a livello industriale, in modo particolare per il settore elettrico. Il risultato di tale lavoro ha dato vita ad un testo, *Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe*, in cui si discute sulla fattibilità e sui cambiamenti necessari a tutti i livelli, anche quello politico per ridurre le emissioni di gas serra.

### 2.1. DEFINIZIONE E OBIETTIVI DELLA ROADMAP 2050

Il metodo con cui sono stati effettuati gli studi per la Roadmap 2050 è conosciuto con il nome di *back-casting*, cioè si è partiti dalla composizione del sistema energetico desiderato e tornando indietro si sono derivate le *pathways* applicabili sin da oggi per raggiungere tale risultato. Gli obiettivi principali della Roadmap 2050 sono principalmente due:

- a. indagare sulla fattibilità economica e tecnica per il raggiungimento della diminuzione dell'80% al 2050 rispetto al 1990 delle emissioni dei gas serra mantenendo allo stesso tempo o migliorando il livello attuale di affidabilità del sistema elettrico, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la crescita economica;
- b. derivare il coinvolgimento del sistema energetico Europeo per il quinquennio 2015-20.

Un'analisi iniziale ha evidenziato come non è possibile raggiungere lo scopo prefissato senza decarbonizzare il settore di produzione di energia elettrica di almeno il 95%. Per tale ragione sono stati studiati tre scenari che differiscono tra di loro per lo share di tecnologie di produzione a basso utilizzo di carbone: uno con utilizzo massiccio di combustibile fossile con cattura dell'anidride carbonica (CCS), il secondo con l'impiego di energia nucleare come fonte principale e il terzo costituito da un mix di tecnologie rinnovabili. In aggiunta è stato studiato uno scenario che utilizza solo fonti rinnovabili tenendo presente però i rispettivi potenziali energetici con la domanda energetica, e quindi sovradimensionando il parco di produzione. Le strade scelte sono state strutturate in modo da essere molto solide, non dipendono dall'impiego di tecnologie future e dall'importazione di energia elettrica dai Paesi Extracomunitari. Si è cercato infatti di utilizzare tecnologie che al massimo sono all'ultimo stadio di sviluppo come ad esempio la CCS. Un'altra caratteristica che rende robusto il sistema studiato è che gli scenari trovati non hanno solo come unico risultato il costo di produzione più basso, ma si è pensato alla diversificazione delle risorse di ciascun Paese in base alla collocazione geografica, riuscendo a sfruttare al meglio le risorse naturali e non avere delle restrizioni troppo forti da applicare a tutti i Paesi, ed inoltre qualora fallisse una tecnologia il sistema continuerebbe ancora ad essere affidabile ed operativo.

Dunque la Roadmap 2050 è un documento in grado di fornire uno studio di un ampio sistema energetico Europeo includendo la sua fattibilità e fornendo opinioni riguardanti il

suo potenziale di sviluppo, il costo di trasmissione e produzione *low-carbon* e l'impatto economico della sua applicazione.

Dunque la Roadmap 2050 è il primo documento in grado di fornire uno studio di un ampio sistema energetico Europeo includendo la sua fattibilità e fornendo opinioni riguardanti il suo potenziale di sviluppo, il costo di trasmissione e produzione *low-carbon* e l'impatto economico della sua applicazione.

## 2.2. RISULTATI OTTENUTI

Dall'analisi degli studi effettuati nella Roadmap 2050 si è verificato che il costo di produzione dell'energia elettrica e la complessiva crescita economica in una soluzione di completa decarbonizzazione potrebbero essere comparabili allo scenario di base, cioè quello a cui si tenderebbe continuando lungo la strada attuale. Ovviamente sono state necessarie delle ipotesi per arrivare a tale affermazione:

- a. un grado di apprendimento tecnologico industriale ampiamente diffuso per tutte le tecnologie;
- b. uno sforzo a livello mondiale per la diminuzione delle emissioni;
- c. investimenti per il mercato delle tecnologie *low-carbon*;
- d. incremento delle interconnessioni energetiche tra i Paesi Europei;
- e. un costo medio del carbone di almeno 20-30 € per tCO<sub>2</sub> emessa per i prossimi 40 anni.

È evidente come il costo di un sistema a zero emissioni, fatto su tali implicazioni sia più elevato nei primi anni rispetto al sistema baseline, soprattutto se prevede una forte penetrazione di rinnovabili, ma nel medio-lungo termine tali differenze si appianano. Tenendo presente fattori quali lo sviluppo delle tecnologie, gli impianti di produzione ormai obsoleti, la disponibilità delle risorse e la sicurezza nella fornitura di energia, e poiché oltre i quarant'anni di esercizio c'è una differenza di costo di meno del 15% tra i nuovi scenari studiati e quello base, tutto ciò diventa fondamentale per la pianificazione e l'implementazione di un sistema a zero emissioni.

Nella Roadmap 2050 è specificato che l'obiettivo prefissato sarebbe stato realizzabile solo se si fosse intervenuti nei prossimi 5 anni, ciò vuol dire che da quando è stata scritta nel 2011 ad oggi, 2016, dovremmo essere almeno alla fine della prima parte di trasformazione. Dall'analisi dei costi effettuata viene messo in evidenza come in uno scenario decarbonizzato il capitale speso nel settore della produzione di energia elettrica sale dai 30 miliardi di euro all'anno, necessari dal 2010, ai circa 65 miliardi di euro all'anno a partire dal 2025. Con un ulteriore ritardo di altri 10 anni i costi salgono a 90 miliardi di euro. Dunque sia per una questione strettamente economica ma anche di realistica fattibilità di riduzione dei gas serra devono essere messe in atto quanto prima attività che mirano allo sviluppo tecnologico e alla stesura di nuove normative di collaborazione tra tutti i Paesi del mondo.

### 2.2.1. VANTAGGI DELLA DECARBONIZZAZIONE

La transizione da mettere in atto coinvolge dunque nello specifico misure quali:

- ♦ efficientamento energetico, che deve crescere fino al 2% all'anno nei settori dell'edilizia, industria, trasporti, generazione di energia elettrica, agricoltura;
- ♦ decarbonizzazione del settore di potenza, raggiunto affidandosi ad uno share di rinnovabili, nucleare e cattura dell'anidride carbonica e attraverso importanti investimenti nella trasmissione e distribuzione;
- ♦ passaggio dai convenzionali carburanti fossili, petrolio e gas, alle biomasse e energia elettrica sia negli edifici (riscaldamento) che nei trasporti;
- ♦ forestazione di nuove aree e utilizzo di tecnologie per la cattura di anidride carbonica per la riduzione delle emissioni.

Nello scenario baseline la totale richiesta di energia elettrica in Europa dovrebbe crescere di circa il 40% nel 2050 raggiungendo i 4900 TWh all'anno. La Roadmap 2050 assume che applicando misure di efficientamento come quelle descritte sopra tale consumo di energia elettrica potrebbe essere evitato, tuttavia a causa della crescita di nuove fonti elettriche (veicoli elettrici, riscaldamento per termoconvezione, ecc.) la richiesta di energia elettrica è circa la stessa dello scenario baseline. I mix di fornitura di energia elettrica testati per tali considerazioni sono costituiti da uno share di rinnovabili che va dal 40% al 100%, di nucleare che va dallo 0% al 30% e uno share di fossili ma con impianti CCS che va dallo 0% al 30%.

Inoltre mentre il costo unitario di produzione di energia elettrica sale del 10-15% per uno scenario baseline oltre il periodo 2010-50 nel caso invece di scenari decarbonizzati tale costo scende del 20-30% dopo il periodo indicato precedentemente in dipendenza dell'efficientamento e dello *shift* nell'utilizzo dei carburanti. Ciò porta anche ad un leggero incremento del GDP (PIL), dovuto anche ad un miglioramento della produttività, ma con impatti diversi per ciascun Paese.

La dipendenza dai combustibili fossili scende notevolmente con la decarbonizzazione e espandendosi l'uso di fonti energetiche locali a zero emissioni si incrementa la sicurezza e la stabilità del Sistema Energetico Europeo. Il costo dell'energia per unità di GDP decresce nel decennio 2010-20 di circa il 15% nello scenario base mentre nello scenario decarbonizzato decresce di circa il 25% e dopo il 2020 continua a scendere più rapidamente fino al 20-30%. Si arriva dunque ad avere un costo totale di energia pari a 350 miliardi di euro all'anno, equivalenti a 1500 € pro-capite.

Per ciò che concerne il settore di produzione dell'energia elettrica il LCoE (levelised cost of electricity) dello scenario decarbonizzato è più alto del 15% che nel baseline anche se nel periodo 2030-50 diminuisce. Tale differenza potrebbe essere appianata applicando un costo medio della CO<sub>2</sub> di almeno 20-30€, come detto in precedenza. In tal modo viene incentivata la richiesta di investimenti in nuove tecnologie.

Un'altra importante prospettiva da tenere in considerazione è l'impatto sull'occupazione. La necessità di sviluppare e installare nuove tecnologie, unita all'efficienza energetica richiede nuovi posti di lavoro che sono stimati essere dai 300000 ai 500000 nel 2020. Ovviamente allo stesso tempo vengono meno i posti di lavoro nei vecchi settori.

## 2.2.2. REALIZZAZIONE DELLA DECARBONIZZAZIONE

Se da una parte la fattibilità di un sistema decarbonizzato sembra facilmente raggiungibile da un punto di vista tecnico ed economico d'altra parte la sua implementazione è meno ovvia e bisognerebbe da ora fino al 2050 raggiungere obiettivi importanti quali:

- ♦ installazione in media di circa 5000km<sup>2</sup> di pannelli solari e 100000 turbine eoliche in 40 anni;
- ♦ aumento significativo di nuova capacità di trasmissione con l'installazione di diverse migliaia di chilometri di infrastrutture per la trasmissione;
- ♦ aumento tra 190 e 270 GW di capacità di backup per l'affidabilità del sistema, di cui 120 GW già presenti.
- ♦ utilizzo di impianti di cattura dell'anidride carbonica in tutti gli scenari decarbonizzati
- ♦ richiesta di circa 1500 TWh all'anno di energia nucleare nello scenario 40%Rinnovabile rispetto ai 1000 TWh già presenti oggi (costruzione di nuovi impianti nucleari per un totale di 200 GW di potenza); nello scenario 80%Rinnovabile invece è richiesto di rimpiazzare di circa metà rispetto al livello di oggi l'energia prodotta da nucleare;
- ♦ installazione di un potenziale superiore ai 200 milioni di veicoli, elettrici e a celle combustibili, e di circa 100 milioni di pompe di calore per il riscaldamento civile e commerciale.

Dunque tutte le vie studiate nella Roadmap 2050 affrontano profonde sfide, alcune simili, ma con diverso grado di difficoltà [3].

Esiste inoltre un rischio di eredità indesiderata per molte tecnologie, il nucleare ha per questo motivo una bassissima accettazione pubblica, in quanto deve fronteggiare le preoccupazioni riguardanti la contaminazione ambientale di radiazioni, il maneggiamento e lo stoccaggio di rifiuti altamente radioattivi. Per la CCS non è ancora del tutto chiara la quantità di stoccaggio necessaria, anche se è necessario iniziare a costruire infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Allo stesso tempo anche l'eolico onshore e offshore hanno tuttora problemi di accettazione locale. È quindi necessario un forte entusiasmo sociale per ridisegnare, innovare ed eseguire questi enormi cambiamenti nel sistema elettrico, così com'è stato fatto nel settore high-tech.

L'Europa possiede le capacità, la tecnologia, il capitale economico e i mezzi industriali atti a portare a questa trasformazione ma non esistono ancora le leggi e la politica per muovere queste grandi risorse [2].

## 2.3. LA TRASFORMAZIONE ENERGETICA

Nell'Energy Roadmap 2050 è ribadito più di una volta che la transizione energetica verso una sua decarbonizzazione ha benefici che vanno ben oltre le mitigazioni dei cambiamenti climatici. Viene dunque dedicata un'intera sezione per lo studio di un caso ad ampio raggio i cui risultati vengono argomentati criticamente. Tale studio è costituito principalmente da due parti, una che spiega le ragioni fondamentali di una trasformazione energetica e la seconda che fornisce delle "spiegazioni" per sradicare dei luoghi comuni che impediscono il cambiamento.

### 2.3.1. LE MOTIVAZIONI DELLA DECARBONIZZAZIONE

Sono quattro principalmente le ragioni che emergono dallo studio del caso per cui è fondamentale una decarbonizzazione del settore energetico.

La prima riguarda gli aspetti economici: prezzi più stabili e maggiormente prevedibili e costi più bassi di produzione dell'energia. Anche se il costo unitario di energia elettrica negli scenari decarbonizzati potrebbero essere in media superiori del 10-15% rispetto allo scenario base (esclusi i prezzi del carbone), i costi energetici per unità di produzione economica scendono dal 20% al 30% rispetto allo scenario base in dipendenza dell'incremento dell'efficienza energetica e del passaggio dai combustibili fossili ad un'ettricità senza emissioni nelle costruzioni e nei trasporti. Non avendo più dipendenza dalle fonti fossili ma solo da quelle rinnovabili e/o nucleari i costi di produzione scendono e diventano più stabili.

La seconda riguarda la crescita economica e la creazione di nuovi posti di lavoro come conseguenza dell'innovazione. Come evidenziato precedentemente anche se gli investimenti in tecnologie "pulite", efficienza energetica e nuove infrastrutture richiedono una spesa di circa 7 miliardi di euro, tutto ciò porterebbe alla creazione di qualche centinaio di migliaia di nuovi posto di lavoro. Inoltre si aprirebbe un mercato per le esportazioni dal valore di 25 milioni di euro all'anno.

Il punto successivo riguarda un incremento di sicurezza della fornitura di energia elettrica e una maggiore stabilità economica. Nel momento in cui l'Europa punta ad uno sfruttamento delle sole risorse rinnovabili presenti nel paese, automaticamente diventa quasi nulla la dipendenza delle importazioni energetiche di combustibili fossili, posto che vi sia sufficiente storage.

L'ultima motivazione è incentrata sulla sostenibilità energetica e sulla diminuzione delle emissioni. Essendo bassissimi i livelli di emissioni di gas serra verrebbero evitati i costi necessari ad un adattamento ambientale per i cambiamenti climatici.

### 2.3.2. EVIDENZE CHE SFATANO I MITI

Per poter destrutturare quei luoghi comuni che impediscono l'accettazione politica e economica di una totale decarbonizzazione del settore elettrico, lo studio eseguito per la Roadmap 2050 ha messo in evidenza alcuni aspetti importati.

La riduzione di almeno 80% delle emissioni dei gas serra nel 2050 è tecnicamente fattibile. Per quanto detto già nei paragrafi precedenti la giusta combinazione di livello di efficienza, utilizzo di energie rinnovabili nell'edilizia, nell'industria, nei trasporti e nel settore della produzione energetica portano ad una riduzione elevata dei gas serra.

La creazione di una rete unica Europea ridurrebbe effettivamente le intermittenze energetiche e allo stesso tempo permetterebbe un sistema energetico altamente rinnovabile. I costi per lo storage, necessari per poter immagazzinare tutta l'energia in surplus delle fonti rinnovabili (es. fotovoltaico) sono ad oggi ancora molto elevati e questo porterebbe ad un costo unitario di produzione dell'energia per ciascun Paese troppo elevato e non sostenibile. Qualora invece si estendesse e ampliasse tutta la rete di interconnessioni energetiche tra i Paesi della Comunità Europea, vedi Fig.1, si arriverebbe a un unico back-up disponibile su larga scala e a costi più bassi, di capacità minore rispetto alla somma di quello dei singoli Paesi, e di conseguenza verrebbero cancellate le fluttuazioni nella domanda di energia elettrica. È stato stimato che per ogni 7-8 MW di capacità prodotta da rinnovabile, eolico e fotovoltaico, è necessario un 1 MW di capacità di storage, richiesto soprattutto nei mesi invernali. Ciò porta ad avere un *load factor* del sistema di back-up al di sotto del 5% per scenari che hanno uno share di rinnovabile che va dal 40-80 % mentre per lo scenario 100% rinnovabile il fattore di carico è di circa l'8%. Sarà possibile dunque creare degli *stream* di

energia rinnovabili a disposizione di tutta l'Europa senza che l'energia prodotta debba essere consumata in loco, vedi Fig. 2.

COMPARED TO CURRENT TRANSMISSION INFRASTRUCTURE, THE REQUIREMENTS FOR TRANSMISSION CAPACITY BETWEEN THE REGIONS DEFINED IN THE TECHNICAL REPORT ARE SIGNIFICANT.

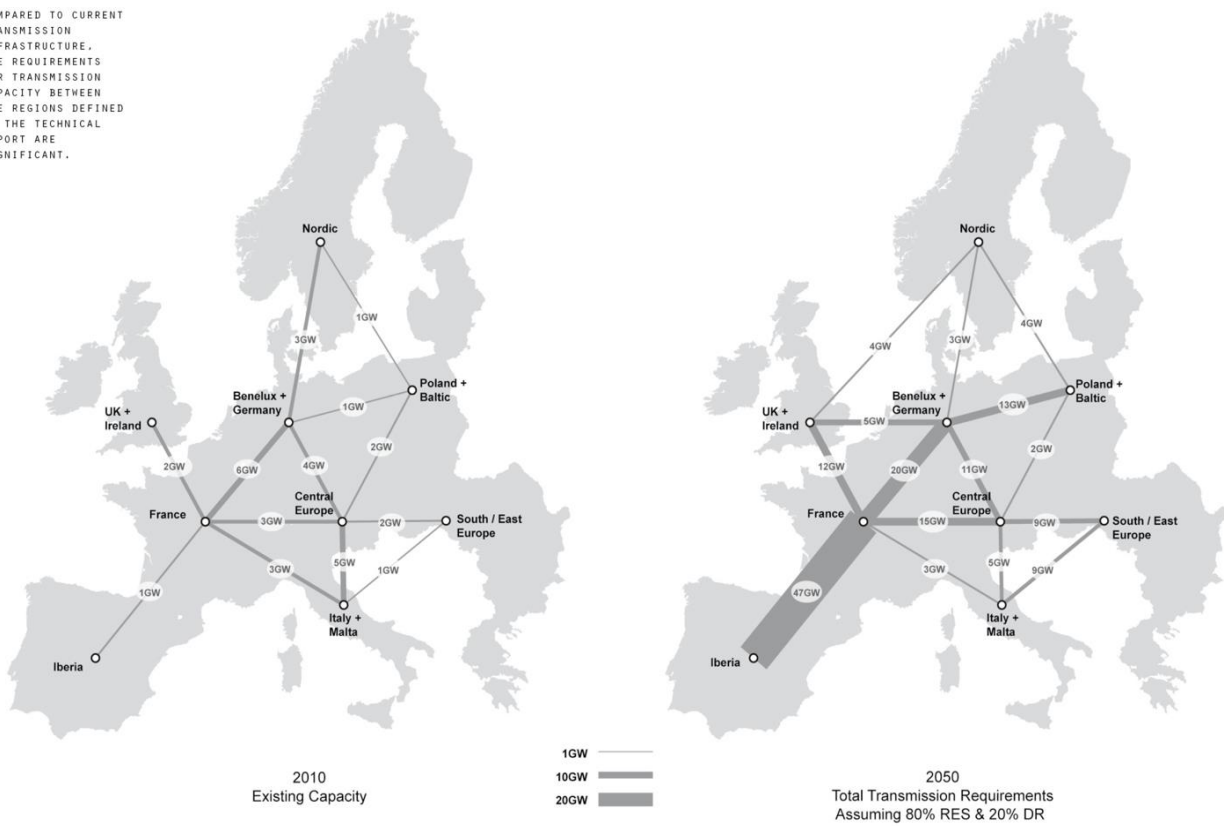


FIGURA 2 - CONFRONTO TRA LA RETE DI TRASMISSIONE ESISTENTE E QUELLA RICHIESTA

OVER THE COURSE OF THE YEAR, THE INTEGRATION OF EUROPE ALLOWS FOR SOME ENERGY SOURCES TO COMPENSATE FOR THE LACK OF OTHERS BASED ON SEASONAL AVAILABILITY.

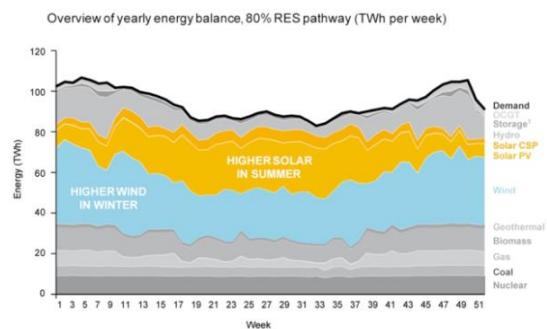
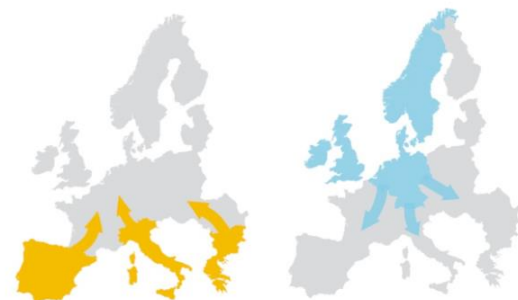
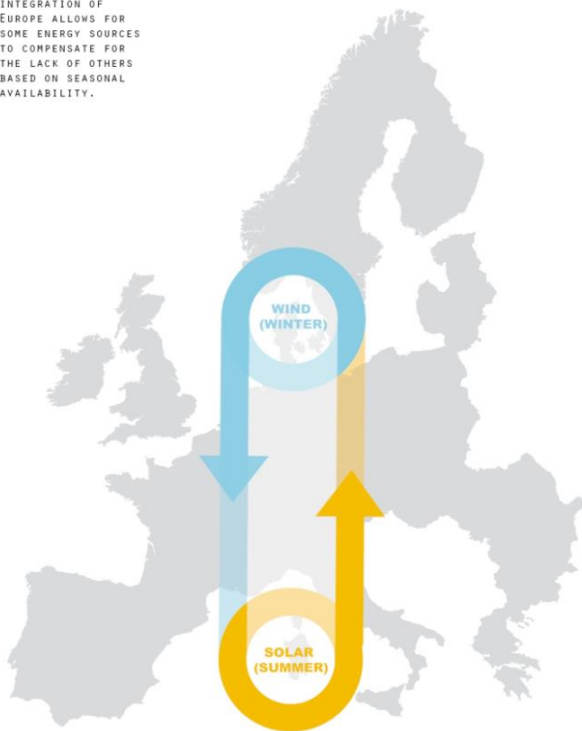


FIGURA 1 - CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI TRA I PAESI EUROPEI

Non sono necessarie nuove scoperte tecnologiche per decarbonizzare il settore energetico. Tutte le tecnologie analizzate negli studi della Roadmap 2050 sono commercialmente disponibili su larga scala, fatta eccezione della cattura della CO<sub>2</sub> che però è nel suo ultimo stadio di sviluppo. Viene messo in evidenza come però siano necessarie riduzioni dei costi delle tecnologie esaminate per rendere economicamente competitivo il sistema.

I costi dell'energia elettrica dei *pathways* decarbonizzati sono simili ai costi dello scenario di base. Qualora si voglia essere più cautelativi nella Roadmap 2050 è specificato un incremento di circa 300€ a famiglia. A seconda delle ipotesi, i costi dell'energia elettrica possono essere maggiori o minori negli scenari decarbonizzati.

Guardando il grafico che segue, Fig.3, si possono trarre alcune conclusioni. Assumendo prezzi dei combustibili fossili secondo l'IEA e con valutazioni medie industriali del tasso d'apprendimento tecnologico, il costo dell'energia decarbonizzata è maggiore di € 100 all'anno per famiglia. Quando si ipotizza un prezzo medio di CO<sub>2</sub> pari a 20-30 € per tCO<sub>2</sub> emessa per più di 40 anni, la differenza di costo scompare. Viceversa quando si assumono prezzi più elevati del 25% dei combustibili fossili, un prezzo della CO<sub>2</sub> di € 40 per tCO<sub>2</sub> emessa e tassi di apprendimento tecnologico del 50% più alti, il costo dell'energia elettrica per ciascuna famiglia è in media di € 250 all'anno più basso rispetto allo scenario baseline in quanto l'aumento dei costi di combustibile è compensato dal decremento dei costi delle tecnologie dovute al *learning rate*. D'altra parte, anche se ci fosse una diminuzione dei prezzi dei combustibili fossili del 25% con l'aggiunta di 500 miliardi di euro di costo per il cambiamento, ma con tassi di apprendimento del 50% più bassi si avrebbe un costo annuo superiore a € 300 per famiglia rispetto allo scenario base.

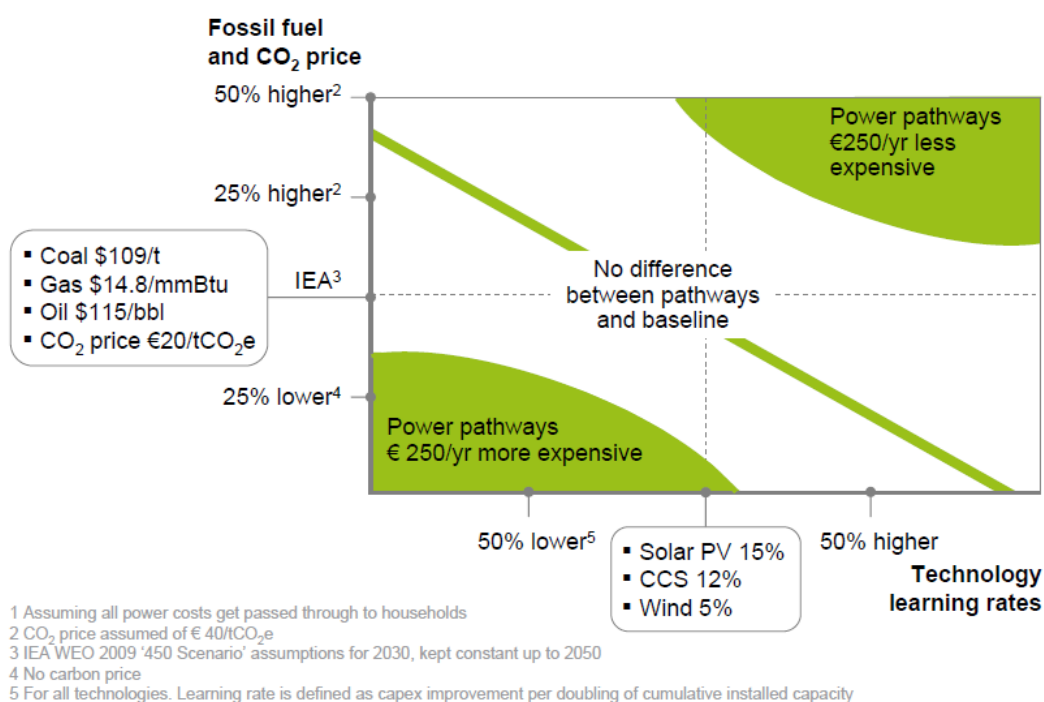


FIGURA 3 - IMPATTO SUI COSTI DELLO SCENARIO DECARBONIZZATO PER ANNO PER FAMIGLIA.

Non è essenziale l'utilizzo di impianti nucleari e a carbone con cattura della CO<sub>2</sub> per mantenere l'affidabilità del sistema. Nello studio è stato valutato uno scenario 100% rinnovabile con un import del 15% dal Nord Africa e 5% prodotta tramite energia

geotermica EGS, qualificata come tecnologia innovativa. È stata valutata in modo particolare l'affidabilità del sistema e si è scoperto che è in grado di fornire lo stesso grado di affidabilità. Anche se i costi di tale scenario contengono intrinsecamente un elevato grado di incertezza, import più nuove tecnologie, tutto sommato non appaiono eccessivamente elevati. Ovviamente in tale scenario sono necessari lo storage e la cattura dell'anidride carbonica per le emissioni delle centrali a gas.

Un ritardo di 10 anni nella messa in esecuzione del cambiamento è un'opzione non percorribile se si vogliono raggiungere gli obiettivi prefissati al 2050. Un abbassamento dei costi attraverso un'economia di scala si realizza difficilmente se vengono ritardati gli investimenti.



### 3. LA SITUAZIONE ENERGETICA ITALIANA

Attraverso la precedente analisi dell'Energy Roadmap 2050 sono stati messi in evidenza i traguardi da raggiungere e i cambiamenti necessari da attuare. È utile a questo punto dello studio, analizzare la situazione energetica italiana.

Il volume del PIL, prodotto interno lordo di un Paese è il motore primo che regola la domanda e l'offerta di qualsiasi bene di consumo. A esso sono legati dunque anche i consumi energetici, infatti per Paesi in crescita economica, con un PIL che segue un andamento positivo, la domanda di energia elettrica è in aumento. La figura che segue, Fig.4, mostra nello stesso grafico gli andamenti del PIL e della domanda elettrica da 1982 al 2013, espressi su una scala comune. È evidente una marcata similitudine nei profili ma allo stesso tempo anche un differenziale crescente tra le due curve; la domanda elettrica è cresciuta di circa 80 punti percentuali negli ultimi 30 anni mentre il PIL di 50 punti. Emerge, dunque, una forte correlazione tra le due parti che non è costante ma gradualmente variabile [4]. Tale evidenza è da tener presente nello sviluppo successivo di scenari energetici.

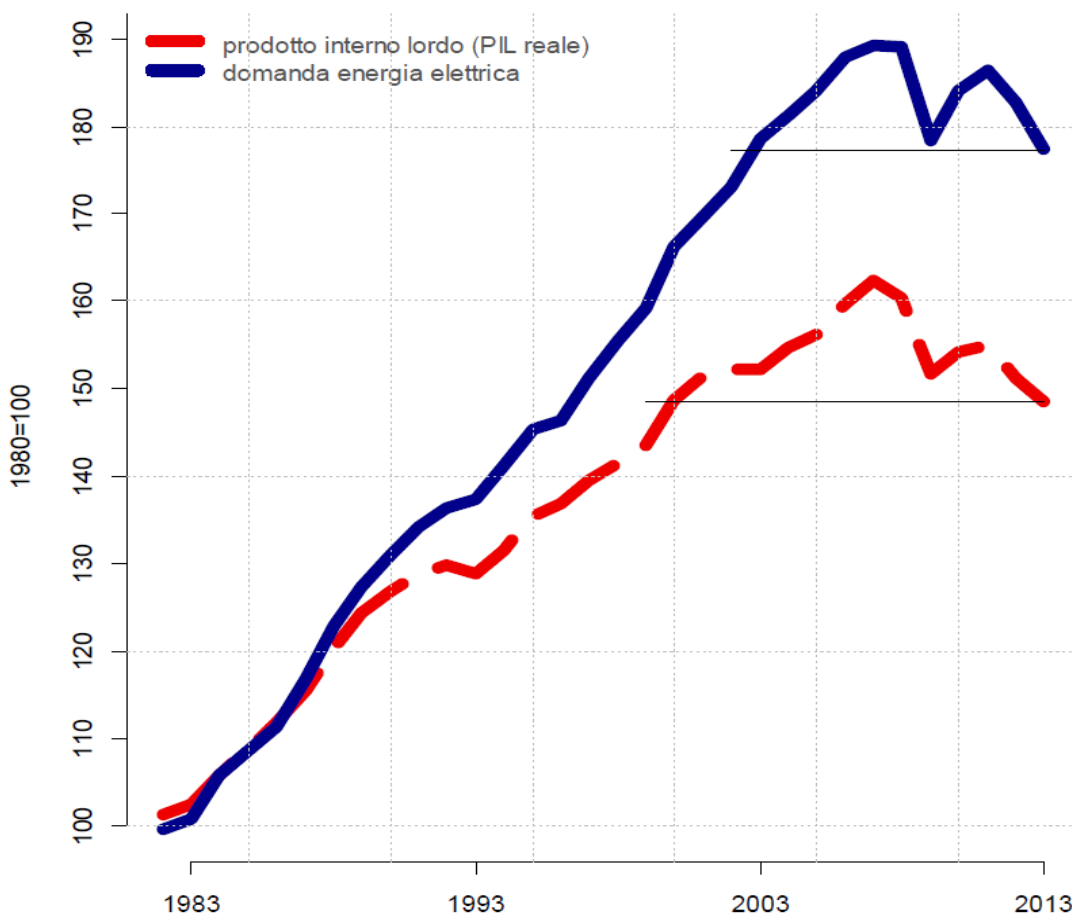


FIGURA 4 - PIL E DOMANDA ENERGIA ELETTRICA DAL 1980 AL 2013

L'indicatore macroeconomico che lega la domanda elettrica e le grandezze economiche è l'intensità di energia elettrica che rappresenta la quantità di elettricità, espressa in kWh, consumata da ciascun settore per unità del rispettivo valore aggiunto alla formazione del PIL (Euro nel caso specifico). Nel 2013 in Italia per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante, cioè a prezzi di mercato, sono stati richiesti circa 0,234 kWh. Fin ora anche se le variazioni dell'intensità di energia elettrica di un anno rispetto alla precedente variazione si sono collocate su valori negativi, la dinamica dell'intensità elettrica ha assunto sempre valori positivi.

La criticità economica dell'attuale fase congiunturale è confermata dall'andamento della domanda di energia elettrica che può rappresentare una *proxi* dell'andamento dell'economia reale. In Figura 5 viene presentato l'andamento della richiesta mensile di energia elettrica, espressa in miliardi di kWh e del trend di fondo, che meglio descrive l'andamento citato, da gennaio 2010 a ottobre 2014, ultimo dato al momento disponibile. I dati mensili da gennaio 2014 sono da considerarsi ancora provvisori.

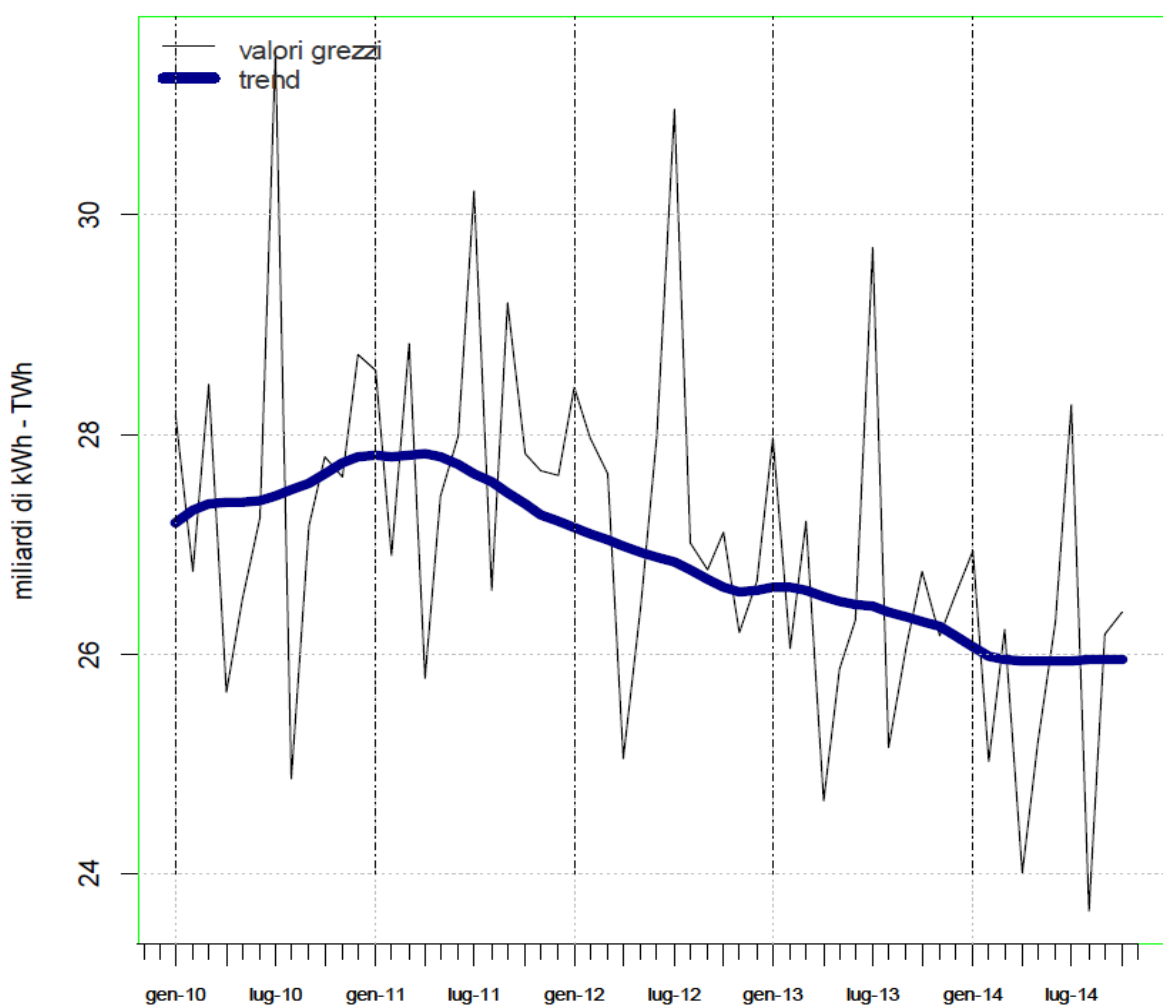


FIGURA 5 - ANDAMENTO DELLA RICHIESTA ELETTRICA MENSILE E DEL TREND

Evidenziate dall'andamento del trend di fondo, dalla figura emergono tre fasi: un primo tormentato tentativo nel 2010-2011 di recupero della domanda elettrica verso i livelli prima della crisi del 2009, un nuovo crollo della domanda nell'autunno del 2012, cui segue la fase di cedimento progressivo della domanda che ha condotto all'attuale fase di instabilità.

Ad ogni modo in Italia il volume del PIL del 2015 ha registrato una leggera crescita, +0,8% rispetto al 2014, valore positivo per la prima volta dopo tre anni di calo consecutivo, che comunque resta ancora sotto i livelli d'inizio millennio. Nell'ambito dei consumi finali nazionali, saliti dello 0,5%, si è resa evidente la spinta arrivata dalla spesa delle famiglie, cresciuta dello 0,9% [5].

### 3.1. DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Gli ultimi dati utili in possesso, riguardanti la domanda e la produzione di energia elettrica forniti da Terna sono relativi all'anno 2014. Come indicato in Tabella 1, in tale anno la domanda di energia elettrica in Italia è stata di 310,5 miliardi di kWh, inferiore del 2,5% rispetto al 2013. La produzione italiana è riuscita a coprire l'85,9% della richiesta, corrispondente a 266,8 miliardi di kWh, al netto dei sistemi di pompaggio e dei servizi ausiliari. La restante parte, il 14,1% è stata coperta dall'import netto, pari a 43,7 miliardi di kWh. Per ciò che concerne i consumi, questi sono diminuiti del 2,1%, vale a dire che sono stati richiesti in totale 291,1 miliardi di kWh [6].

In tabella è stata messa in evidenza anche la situazione al 2011, anno in cui si è avuto un calo progressivo della domanda, come detto precedentemente. Infatti la domanda nel 2014 è diminuita del 7,2% rispetto al 2011. Altra importante considerazione da evidenziare è la forte penetrazione delle fonti rinnovabili, infatti nel 2014 c'è stato un incremento del 105% e del 54% rispettivamente del fotovoltaico e dell'eolico, l'idroelettrico è cresciuto anche esso del 26%. Dunque facendo un confronto tra questi 2 anni da una parte c'è stata la diminuzione della domanda interna e dall'altra l'aumento dell'utilizzazione delle fonti rinnovabili. Si potrebbe pensare che, poiché l'energia prodotta da fonti rinnovabili ha la precedenza su tutte le altre fonti di produzione e quindi essendoci interconnessioni tra l'Italia e i Paesi confinanti qualora l'energia prodotta non può essere utilizzata all'interno del nostro Paese, potrebbe essere esportata, tale logica di gestione delle risorse energetiche potrebbe aver portato ad un aumento delle esportazioni nel 2014 del 69% rispetto al 2011.

TABELLA 1 – BILANCIO DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

GWh	2011	2013	2014	2014/2011	2014/2013
<b>Produzione lorda</b>	<b>302.569,9</b>	<b>289.803,2</b>	<b>279.828,5</b>	<b>-7,5%</b>	<b>- 3,4 %</b>
<b>Produzione netta</b>	<b>291.445,8</b>	<b>278.832,6</b>	<b>269.147,9</b>	<b>-7,6%</b>	<b>-3,5 %</b>
Idrica	47.202	54.068,4	59.574,9	26%	10,2%
Termica	218.486,1	183.403,9	167.080,2	-23%	-8,9%
Geotermica	5.315,2	5.320,1	5.566,6	4,7%	4,6%
Eolica	9.774,4	14.811,6	15.088,6	54%	1,9%
Fotovoltaica	10.668,0	21.228,7	21.837,5	105%	2,9%
<b>Destinata ai pompaggi</b>	<b>2.538,6</b>	<b>2.495,2</b>	<b>2.329,1</b>	<b>-8,2%</b>	<b>-6,7%</b>
<b>Produzione destinata al consumo</b>	<b>288.907,2</b>	<b>276.337,4</b>	<b>266.818,8</b>	<b>-7,6%</b>	<b>-3,4%</b>
<b>Import</b>	<b>47.519,6</b>	<b>44.337,9</b>	<b>46.747,5</b>	<b>-1,6%</b>	<b>5,4%</b>
<b>Export</b>	<b>1.787,3</b>	<b>2.200,2</b>	<b>3.031,1</b>	<b>69,6%</b>	<b>37,8%</b>
<b>DOMANDA</b>	<b>334.693,5</b>	<b>318.475,1</b>	<b>310.535,2</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-2,5%</b>
<b>Perdite di rete</b>	<b>20.847,5</b>	<b>21.187,5</b>	<b>19.451,7</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-8,2%</b>
<b>Consumi</b>	<b>313.792,1</b>	<b>297.287,6</b>	<b>291.083,5</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-2,1%</b>

### 3.1.1. CONSUMI E CARICHI DI ENERGIA ELETTRICA

Andando a distinguere i consumi di energia elettrica in base al settore economico, nel 2014 c'è stata un'ulteriore flessione nell'industria equivalente al 1,9%. In Italia il settore industriale nel 2014 ha avuto un consumo di energia elettrica par al 42,1% del totale, che equivale a 122,5 miliardi di kWh. Risultano in diminuzione, dello 0,8% rispetto al 2013, anche i consumi del terziario, 99 miliardi di kWh. Anche il domestico e l'agricoltura, con dei consumi rispettivamente di 64,3 e 5,4 miliardi di kWh sono in discesa. La tabella seguente, Tab.2, mostra i consumi globali di energia elettrica in Italia secondo tipo di attività, il che vuol dire che tali consumi sono comprensivi sia dei consumi autoprodotti che quelli acquistati, al netto delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

TABELLA 2 - CONSUMI ENERGIA ELETTRICA PER SETTORE.

GWh	2013	2014	2014/2013
<b>INDUSTRIA</b>	124.870,8	122.505,0	-1,9%
<b>TERZIARIO</b>	99.756,5	98.951,4	-0,8%
<b>DOMESTICO</b>	66.983,2	64.255,0	-4,1%
<b>AGRICOLTURA</b>	5.677,1	5.372,1	-5,4%
<b>TOTALE</b>	297.287,6	291.083,5	-2,1%

È importante andare ad analizzare il consumo interno lordo di energia elettrica al netto dei pompaggi in base al tipo di fonte impiegata per la produzione (il consumo interno lordo è dato dalla somma della produzione lorda di energia elettrica e il saldo scambi con l'estero, nel caso specifico la produzione lorda non comprende la produzione da apporto di pompaggio). Dalla tabella che segue, Tab.3, si nota come in Italia nel 2014 si siano utilizzati fonti tradizionali per il 48,9% del totale del consumo interno lordo, di cui il 29,1% cioè 93.650 GWh da gas naturale. D'altra parte però rispetto al 2013, nel 2014 c'è stata una diminuzione nell'utilizzo di tali fonti del 10,5% nel totale e del 14% per il gas, che registra la contrazione maggiore. Per ciò che riguarda invece le fonti rinnovabili nel 2014 c'è stato un incremento nel loro utilizzo rispetto al 2013, pari al 7,7%, con un consumo di 120.680 GWh di energia elettrica. La fonte rinnovabile ancora maggiormente utilizzata resta quella idrica, 18,2% di share, che registra anche l'incremento maggiore nell'ultimo biennio, 10,9%. Il saldo estero ricopre il 14% di consumo, in incremento del 3,7% nel 2014.

Per ciò che riguarda i carichi richiesti dalla rete, una prima analisi della situazione italiana è visibile dalla curva di durata della potenza oraria richiesta, Fig.6, nella quale per ciascun valore di potenza sull'asse delle ordinate corrisponde, sull'asse delle x, un numero di ore all'anno in cui tale potenza è stata richiesta. Si nota come la potenza massima richiesta sulla rete italiana si è registrata il 12 giugno alle ore 12, quando il carico toccò quota 51.550 MW, -4,4% rispetto alla punta del 2013 (53.942 MW) e inferiore al record assoluto di 56.822 MW raggiunto il 12 dicembre 2007. Viceversa la potenza minima richiesta sempre sulla rete italiana nel 2014 è stata di 18,74 GW.

Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si era verificata nel periodo invernale. Dal 2006, si è manifestata un'alternanza delle punte massime annuali tra inverno ed estate. Pur con tutta la cautela che deriva dal fatto che la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale è sicuramente in atto ma non definitivamente completata, dal 2010 la punta annua è sempre stata registrata in estate. Tale osservazione indica considerazioni in

merito ai cambiamenti strutturali sulla natura dei prelievi elettrici in un arco di tempo sufficientemente lungo. In Italia si sta dunque verificando un progressivo incremento delle ore di picco della domanda. Al netto di effetti congiunturali, tale situazione può attribuirsi alla penetrazione di apparecchiature di condizionamento, che sono in funzione solo in alcune ore e in alcuni periodi dell'anno, creando dunque i picchi di carico, ed al declino dei carichi industriali, più costanti durante l'anno.

TABELLA 3 - CONSUMO INTERNO LORDO DI ENERGIA AL NETTO DEI POMPAGGI PER FONTE

FONTI	2013		2014		2014/2013
	GWh	share	GWh	share	
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>175.897</b>	<b>53,3%</b>	<b>157.439</b>	<b>48,9%</b>	<b>- 10,5 %</b>
Solidi	45.104	13,7%	43.455	13,5%	-3,7 %
Gas naturale	108.876	33,0%	93.637	29,1%	- 14,0 %
Petroliferi	5.418	1,6%	4.764	1,5%	- 12,1 %
Altri combustibili	16.499	5,0%	15.583	4,8%	- 5,6 %
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>112.008</b>	<b>33,9%</b>	<b>120.679</b>	<b>37,5%</b>	<b>+ 7,7 %</b>
Idrica da apporti naturali	52.773	16,0%	58.545	18,2%	+ 10,9 %
Geotermica	5.659	1,7%	5.916	1,8%	+ 4,5 %
Eolica	14.897	4,5%	15.178	4,7%	+ 1,9 %
Fotovoltaica	21.589	6,5%	22.306	6,9%	+ 3,3 %
Bioenergie	17.090	5,2%	18.732	5,8%	+ 9,6 %
<b>Saldo estero</b>	<b>42.138</b>	<b>12,8%</b>	<b>43.716</b>	<b>13,6%</b>	<b>+ 3,7 %</b>
<b>Totale</b>	<b>330.043</b>	<b>100,0%</b>	<b>321.834</b>	<b>100,0%</b>	<b>- 2,5 %</b>

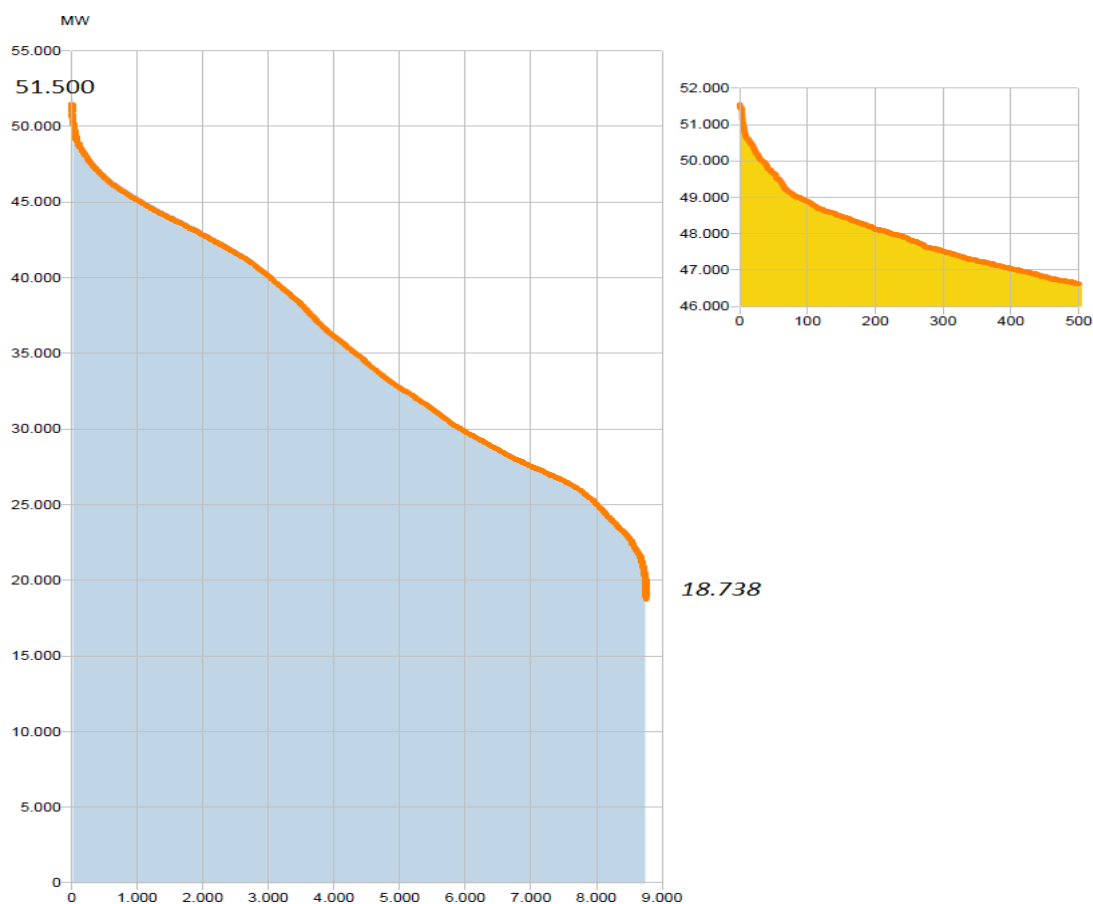


FIGURA 6 - CURVA DI DURATA DELLA POTENZA ORARIA (DETTAGLIO SULLA DESTRA)

FONTE TERNA – DATI STATISTICI SULL'ENERGIA ELETTRICA ITALIANA 2014

Per quanto detto in precedenza si evince per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate “torrida”. Ciò sarà da tener presente nello sviluppo degli scenari successivi.

Per avere un panorama completo sulla gestione dei carichi in Italia è utile andare a vedere le potenze orarie relative al consumo interno lordo di energia elettrica di una intera giornata, suddivise per fonte di produzione. I dati forniti da Terna sono relativi al terzo mercoledì del mese di dicembre 2014. Come visibile dal grafico in Figura 7, e dalla Tabella 4, la *base-load* è costituita dall’energia termica, che copre in media circa il 60% di potenza relativo al consumo interno lordo in una giornata con una potenza prodotta di 25,1 GW in media. L’apporto da parte dell’idroelettrico è molto più basso ed è in media il 14%, con una potenza media generata di circa 6 GW. Il fotovoltaico, anche se raggiunge picchi di share dell’11% nelle ore centrali della giornata, ha un contributo medio, su tutto l’arco del giorno, del 2,4%, nelle ore notturne il suo contributo è pari a zero. L’import dall’estero è sempre presente nelle 24 ore ed è richiesta una potenza media di 7,8 GW pari al 19% del consumo interno lordo di energia. Le curve delle energie programmabili seguono un andamento a doppia gobba, caratteristica della potenza oraria richiesta dalla rete italiana, viceversa le curve del fotovoltaico e dell’eolico hanno andamenti indipendenti (vedi Fig.7) in quanto non solo non programmabili ma nel caso di energie rinnovabili la politica adottata dai gestori è quella di cercare di sfruttare al massimo la produzione. Infatti durante i picchi di produzione da rinnovabile c’è un calo di produzione da fonte termica programmabile, ovviamente il tutto deve essere sempre equilibrato.

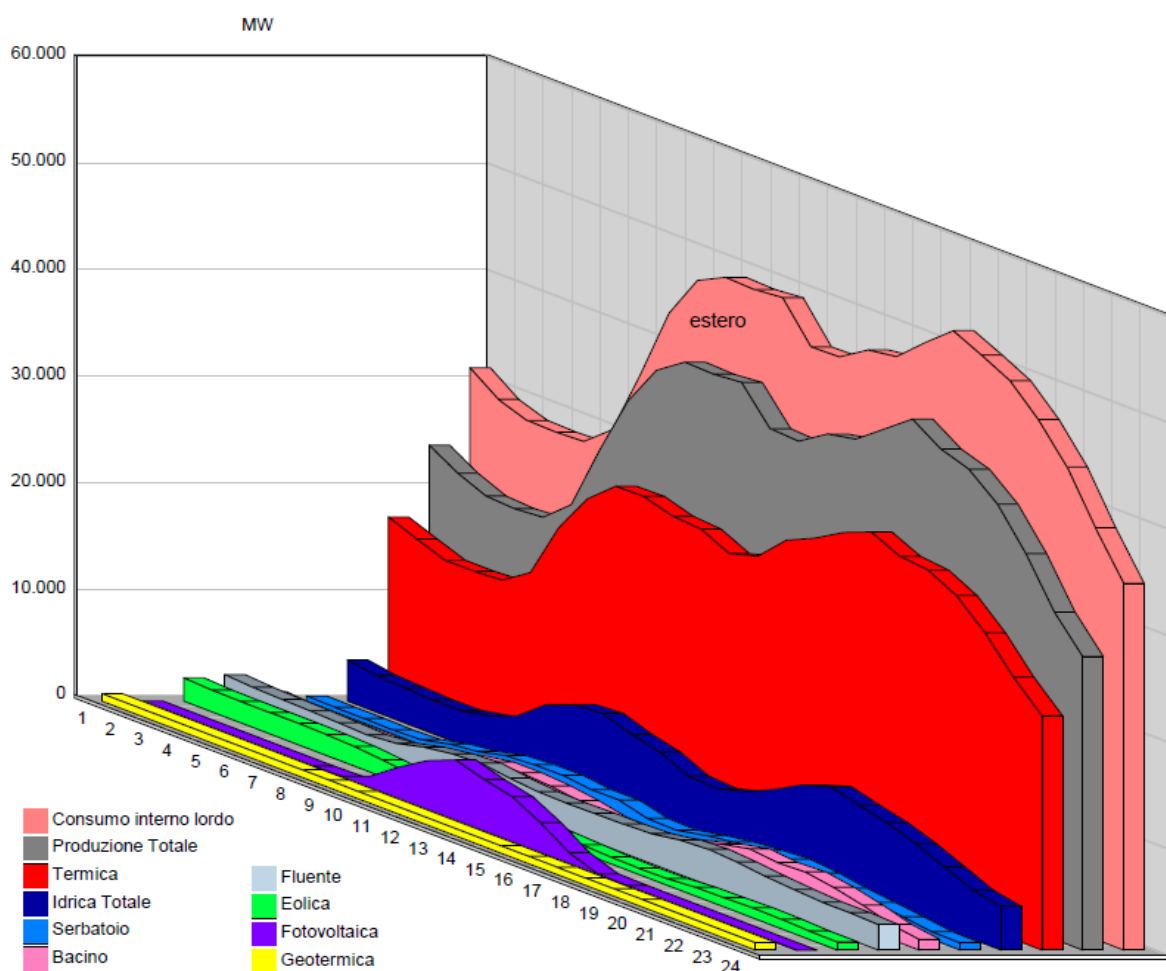


FIGURA 7 - POTENZA ORARIA RELATIVA AL CONSUMO INTERNO LORDO DI ENERGIA ELETTRICA NEL 3° MERCOLEDÌ DEL MESE DI DICEMBRE 2014. FONTE TERNA – DATI STATISTICI SULL’ENERGIA ELETTRICA ITALIANA 2014

**TABELLA 4 - POTENZA ORARIA RELATIVA AL CONSUMO INTERNO LORDO DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA NEL 3° MERCOLEDÌ DEL MESE DI DICEMBRE 2014 [GW]**

Ore					Consumo interno						
	Termica	Idrica	Fotovoltaica	Totale prod	Import	lordo di potenza	Termica	Idrica	Fotovoltaico	Import	
1	17.268	3.87	0	24.029	7.25	31.279	55.21%	12.37%	0.00%	23.18%	
2	16.225	3.438	0	22.409	6.917	29.326	55.33%	11.72%	0.00%	23.59%	
3	15.245	3.301	0	21.268	7.095	28.363	53.75%	11.64%	0.00%	25.01%	
4	15.227	3.149	0	21.098	7.21	28.308	53.79%	11.12%	0.00%	25.47%	
5	15.397	3.196	0	21.305	7.109	28.414	54.19%	11.25%	0.00%	25.02%	
6	17.14	3.709	0	23.521	7.02	30.541	56.12%	12.14%	0.00%	22.99%	
7	22.377	4.718	0	29.662	7.081	36.743	60.90%	12.84%	0.00%	19.27%	
8	26.07	6.807	0.093	35.282	8.239	43.521	59.90%	15.64%	0.21%	18.93%	
9	28.302	7.804	1.091	39.165	8.434	47.599	59.46%	16.40%	2.29%	17.72%	
10	28.345	7.98	2.954	40.945	7.951	48.896	57.97%	16.32%	6.04%	16.26%	
11	27.51	7.045	4.564	40.834	7.957	48.791	56.38%	14.44%	9.35%	16.31%	
12	27.296	6.395	5.658	41.062	7.973	49.035	55.67%	13.04%	11.54%	16.26%	
13	26.033	5.142	4.842	37.762	7.667	45.429	57.30%	11.32%	10.66%	16.88%	
14	26.807	4.98	4.226	37.598	7.91	45.508	58.91%	10.94%	9.29%	17.38%	
15	29.309	5.733	2.812	39.292	7.872	47.164	62.14%	12.16%	5.96%	16.69%	
16	30.511	6.958	1.033	39.819	7.745	47.564	64.15%	14.63%	2.17%	16.28%	
17	32.066	8.397	0.051	41.781	8.105	49.886	64.28%	16.83%	0.10%	16.25%	
18	33.137	9.276	0	43.748	8.262	52.01	63.71%	17.84%	0.00%	15.89%	
19	31.877	8.551	0	41.947	8.789	50.736	62.83%	16.85%	0.00%	17.32%	
20	31.578	7.9	0	41.059	8.31	49.369	63.96%	16.00%	0.00%	16.83%	
21	30.196	6.943	0	38.796	7.939	46.735	64.61%	14.86%	0.00%	16.99%	
22	27.752	5.809	0	35.166	8.131	43.297	64.10%	13.42%	0.00%	18.78%	
23	24.609	4.618	0	30.716	7.873	38.589	63.77%	11.97%	0.00%	20.40%	
24	21.981	4.094	0	27.553	6.862	34.415	63.87%	11.90%	0.00%	19.94%	
Media	25.094	5.826	1.139	33.992	7.738	41.730	59.68%	13.65%	2.40%	19.15%	

### 3.1.2. PRODUZIONE E IMPIANTI DI GENERAZIONE

Nel 2014, la domanda di energia elettrica in Italia è stata coperta per l'85,9% da produzione nazionale, pari a 266,8 miliardi di kWh, con una leggera riduzione del 3,4% rispetto al 2013. La parte restante della richiesta è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un valore pari a 43,7 miliardi di kWh, 3,7% in più rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale netta, cioè la somma delle quantità di energia elettrica prodotta da un insieme di impianti di generazione misurata in uscita dagli stessi, al netto cioè della quantità di energia destinata ai servizi ausiliari, ha raggiunto un valore di 269,1 miliardi di kWh. La differenza con il valore precedente, la produzione nazionale, rappresenta le perdite di rete.

Analizzando nello specifico i dati forniti da Terna per ciascuna fonte di produzione, si nota un incremento delle rinnovabili del 7,7% sul consumo interno lordo, registrando un volume di 120 miliardi di kWh e andando a coprire il 37,5% del consumo interno lordo. La produzione eolica lorda si è attestata su 15,2 miliardi di kWh, registrando un incremento del 1,9%. La produzione lorda da fotovoltaico ha raggiunto i 22,3 miliardi di kWh, incrementata del 3,3% e la produzione lorda delle bioenergie è stata pari a 18,7 miliardi di kWh, con un incremento del 9,6%. Il record di incrementi però è stato detenuto dall'idroelettrico, +10,2% con una produzione lorda pari a 60,3 TWh che è stata in grado di coprire il 22,1% della produzione nazionale. La produzione da fonte termica, che ha rappresentato il 62,1% della produzione netta nazionale nel 2014, ha subito una flessione del 8,9%, scendendo a 182 TWh di produzione lorda. Il combustibile principalmente utilizzato è stato il gas naturale che ha prodotto 91,1 TWh di energia elettrica, andando a coprire il 54,5 della complessiva produzione termoelettrica. Il carbone è stata la seconda fonte più utilizzata, 22,8% del totale

termico, con una quota pari a 39,4 TWh. Le tabelle che seguono mostrano dettagliatamente i valori della produzione.

TABELLA 5 - PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA RINNOVABILE E IDROELETTRICA, NELLO SPECIFICO, IN ITALIA NEL 2014

TWh	da apporti		Totale
	naturali	da apporti di pompaggio	
<b>Impianti a serbatoio</b>	14,362	1,689	16,051
<b>Impianti a bacino</b>	18,535	0,021	18,556
<b>impianti ad acqua fluente</b>	25,649	-	25,649
<b>Italia</b>	58,545	1,711	60,256

TWh	2013	2014
<b>Idrica</b>	52,773	58,545
0-10 MW	11,986	14,141
> 10 MW	40,787	44,404
<b>Eolica</b>	14,897	15,178
<b>Fotovoltaica</b>	21,588	22,306
<b>Geotemica</b>	5,660	5,916
<b>Bioenergie</b>	17,090	18,732
<b>Totale</b>	112,008	120,677

TABELLA 6 - PRODUZIONE DI ENERGIA TERMOELETTRICA IN ITALIA E RELATIVI CONSUMI DI COMBUSTIBILE

	Produzione di energia elettrica [TWh]		Consumi Combustibili	
	Lorda	Netta	unità metriche	migliaia di tep
Solidi	43,454	39,429	16.099 migliaia di t	9.669
Gas Naturale	93,637	91,067	17.677 milioni di mc	14.65
Derivati del gas	3,104	2,898	6.093 milioni di mc	686
Petroliferi	4,764	4,272	1.069 migliaia di t	1.077
Altri combustibili solidi	22,265	21,119	16.960 migliaia di t	5.106
altri combustibili gassosi	8,284	7,660	3.627 milioni di mc	1.668
<b>Totale</b>	175,508	166,445		32.856

Per ciò che riguarda gli impianti di produzione in Italia, prima di andare ad analizzare i dati elaborati da Terna è utile vedere il significato di certi parametri.

La potenza efficiente di un impianto di generazione è la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici). La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto, netta se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale.

Fatta tale premessa, il grafico seguente, Fig.8, mostra l'andamento della potenza efficiente lorda delle diverse tipologie di produzione in Italia dal 1963 al 2014.



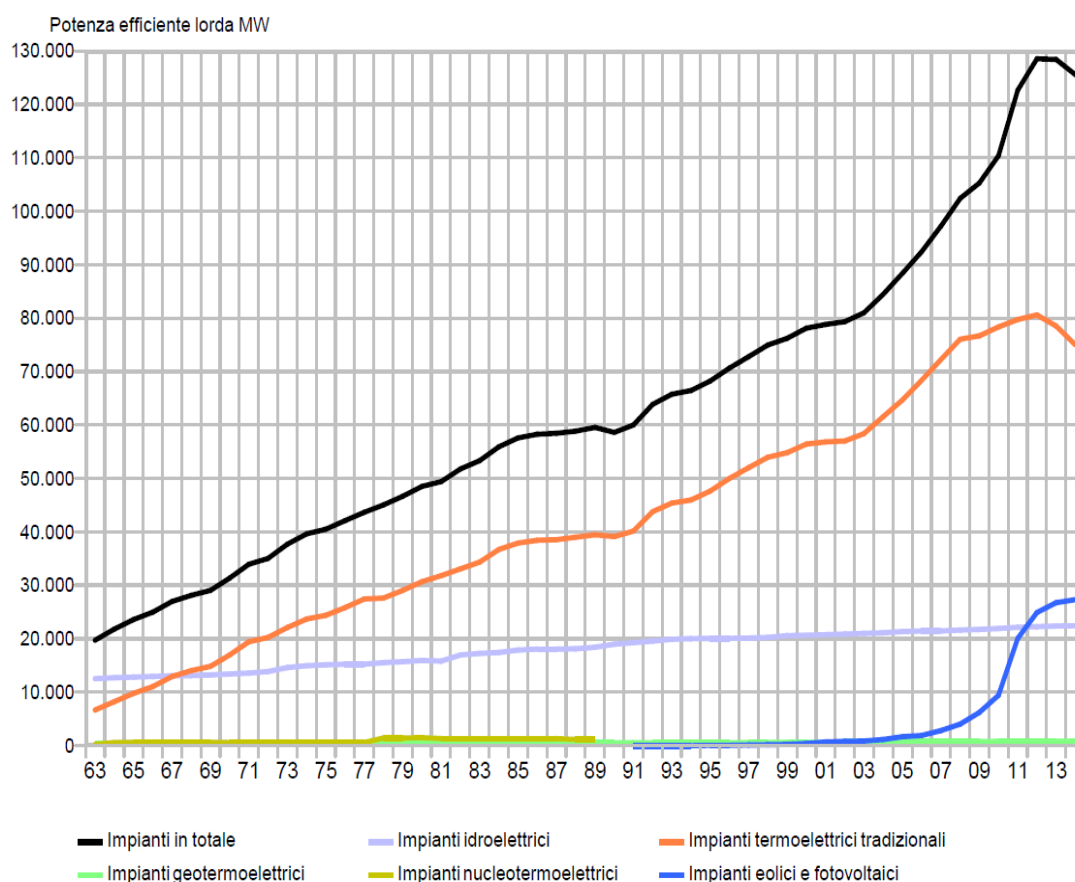


FIGURA 8 - POTENZA EFFICIENTE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI DI GENERAZIONE.  
 FONTE TERNA – DATI STATISTICI SULL’ENERGIA ELETTRICA ITALIANA 2014

Si nota come c’è stata una crescita continua per gli impianti termici ed idroelettrici, i primi con derivata prima maggiore dei secondi. Per ciò che riguarda gli impianti fotovoltaici è visibile una crescita quasi esponenziale a partire dagli anni 2007/2008 grazie agli incentivi statali, che però si è arrestata dal 2011/2012 quando sono terminati gli incentivi statali che favorivano l’immissione in rete dell’energia prodotta, e il fotovoltaico ha iniziato ad assumere una nuova concezione, l’autoproduzione. Nel seguito, Fig.9 si mostra un confronto qualitativo della potenza efficiente lorda tra l’anno 1963 e il 2014 riguardante gli impianti idroelettrici e termici, suddivisi per ciascuna regione. Tale grafico conferma quanto detto fin ora, cioè che il settore termoelettrico ha avuto un forte sviluppo negli ultimi 40 anni.

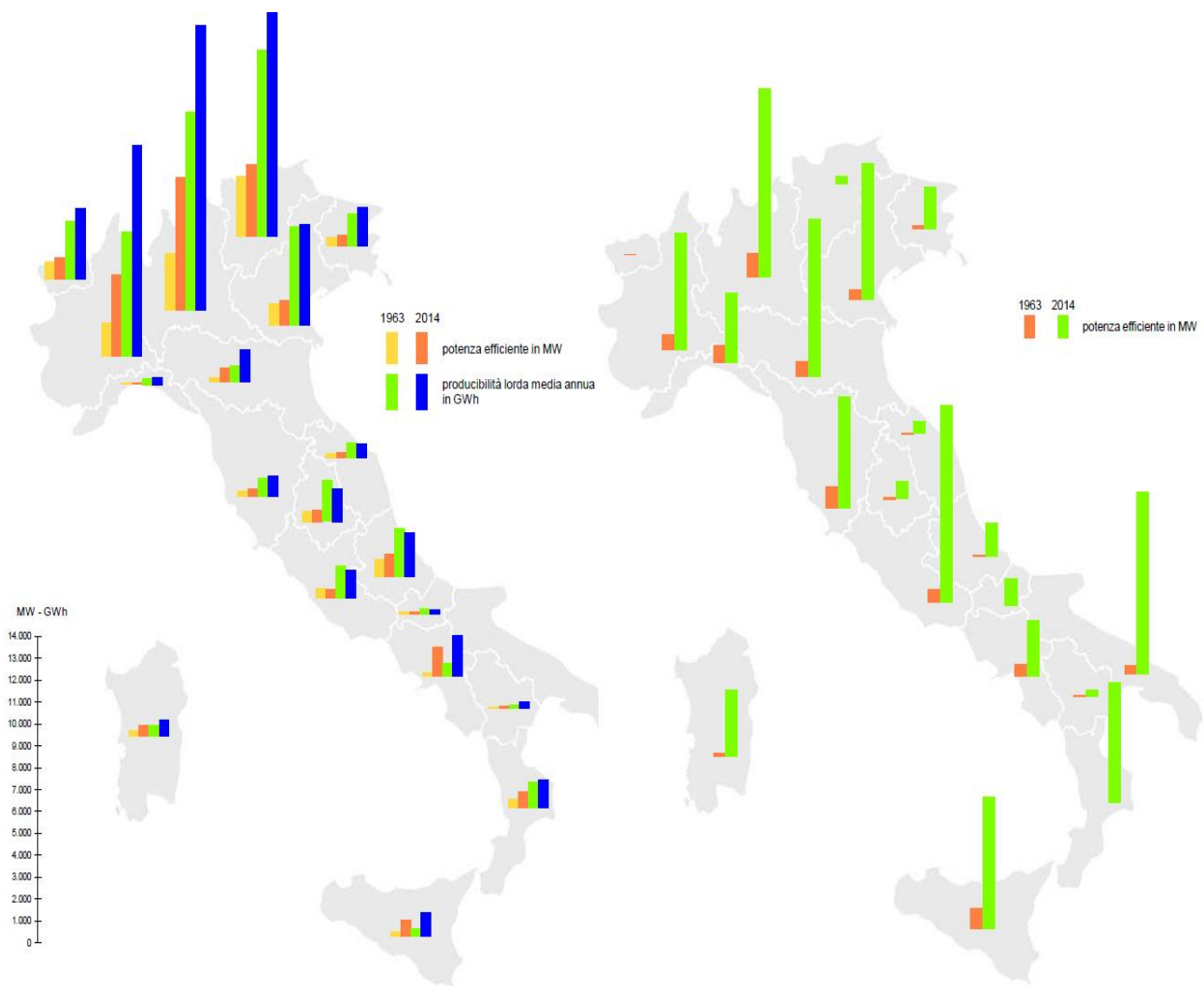


FIGURA 9 - POTENZA EFFICIENTE LORDA IMPIANTI IDROELETTRICI, SINISTRA, E TERMOELETTRICI, DESTRA.  
 FONTE TERNA – DATI STATISTICI SULL’ENERGIA ELETTRICA ITALIANA 2014

### 3.2. SEN: STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

Nel marzo 2013 il Governo Italiano ha redatto un documento in grado di definire in maniera chiara gli obiettivi da seguire nei prossimi anni e in grado di indicare le priorità d’azione e le scelte principali in merito ad una Strategia Energetica Nazionale, restando sempre consci che si opera su un mercato libero e con logiche di sviluppo non controllabili centralmente [7]. Sono state coinvolte diverse fonti di consultazione pubblica, istituti di ricerca e i principali produttori operanti nel settore energetico. Il risultato di tale lavoro si pone dunque come linea guida per le azioni future a livello energetico.

Dall'analisi effettuata nella SEN l'Italia si trova ad affrontare importanti sfide a livello energetico. La prima riguarda il prezzo dell'energia, soprattutto quella elettrica, mediamente superiore a quello Europeo. Andando ad approfondire nel settore elettrico in Italia si opera su un mix energetico basato su gas, importato per la maggior parte, e rinnovabili, il cui mix oltre ad essere tanto costoso si discosta di molto da quello degli altri Paesi Europei. Altro punto a sfavore è il prezzo all'ingrosso del gas: nel 2011 il prezzo medio del gas sul mercato spot PSV, mercato di scambio e cessioni virtuali di gas tra gli operatori del settore, è stato di circa il 25% superiore a quello dei principali *Hub* nord Europei [7]. Da allora si è cercato di porre dei rimedi riportandolo a prezzi più competitivi. Inoltre gli incentivi per la produzione rinnovabile sono stati in Italia, fino al 2015, i più elevati d'Europa. Se da una parte questo ha favorito il forte sviluppo di rinnovabile d'altra parte ciò ha un forte impatto sulla bolletta elettrica, circa il 20% del totale.

Se questi sono solo alcuni degli aspetti negativi messi in evidenza dallo studio ministeriale, tale lavoro ha messo in luce i punti di forza del sistema energetico nazionale su cui costruire le nuove basi. Tra tutti vi sono gli elevati standard ambientali: l'Italia ad oggi è uno dei Paesi a maggior efficienza energetica che le ha permesso un'intensità energetica primaria inferiore del 14% rispetto alla media Europea nel 2010, probabilmente però dovuta anche alla decrescita del PIL. Altro punto a favore è sempre stato rappresentato dalla posizione geografica, centrale rispetto all'Europa e vicina al Nord Africa, che in previsione delle nuove politiche energetiche Europee che hanno in programma di aprire nuovi canali di scambio, porrebbe l'Italia come punto di crocevia fondamentale. Altro punto di forza è rappresentato dalla qualità del servizio di trasmissione e distribuzione del vettore elettrico, l'Italia è sempre stata tra i primi posti, molto meglio di Francia, Gran Bretagna e Spagna per esempio. Per ultimo viene messo in evidenza l'elevato avanzamento tecnologico come ad esempio lo *smart-metering*, sistema di monitoraggio e misura intelligente di tutta la rete nazionale che ha effetti positivi sulla qualità del servizio, e un parco di generazione CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) tra i più efficienti al mondo.

### 3.2.1. OBIETTIVI, PRIORITÀ D'AZIONE E RISULTATI ATTESI AL 2020

La strategia energetica è stata strutturata in modo da essere coerente con il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili, il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica, e infine con il Piano per la riduzione della CO<sub>2</sub> e decarbonizzazione dell'economia italiana.

In termini temporali la SEN è incentrata su due orizzonti: un orizzonte di medio termine al 2020 in cui si definiscono più in dettaglio gli obiettivi, si identificano specifiche priorità di azione e realistiche iniziative a supporto, e si tracciano le previsioni di evoluzione del sistema energetico; un orizzonte di lungo termine al 2050, che permetta di delineare gli orientamenti del Paese sulle scelte di fondo complessive ed individuare anticipatamente le principali implicazioni dei possibili scenari evolutivi.

Per quanto è stato descritto nel paragrafo precedente la SEN si incentra su quattro obiettivi principali, nel medio termine, 2020:

- ♦ abbassare significativamente prezzi e costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineandoli con quelli Europei al 2020, avendo cura che nella transizione a lungo periodo, dal 2030 al 2020 non si abbiano implicazioni negative sulla competitività industriale italiana ed europea;
- ♦ raggiungere e superare gli obiettivi di decarbonizzazione e ambientali definiti nel Pacchetto europeo Clima-Energia 2020;

- ♦ continuare a migliorare la sicurezza e l'indipendenza di approvvigionamento;
- ♦ favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Per raggiungere tali obiettivi nella Strategia Energetica Nazionale sono state delineate 7 priorità di maggior peso e impatto, ognuna con specifiche misure a supporto già avviate o in fase di avviamento.

- I. Efficienza energetica: grazie ad un forte impulso di efficientamento viene assorbita una grande parte di incrementi energetici attesi per il 2020 sia di energia primaria che di consumi finali, quindi la domanda complessiva sarà simile a quella degli ultimi anni.
- II. Mercato competitivo del gas e Hub Sud Europeo: un prezzo del gas più competitivo consente all'Italia non solo di diventare il Paese di interscambio e transito verso il Nord Europa ma anche di dare competitività al parco di cicli combinati a gas.
- III. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili: l'Italia intende superare gli obiettivi europei di produzione rinnovabile programmati al 2020 in modo da contribuire alla riduzione delle emissioni e in modo di diventare un riferimento per la *green economy*.
- IV. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico: un mercato libero efficiente e perfettamente integrato con quello europeo, a livello strutturale e di regolazione porterà a prezzi convergenti con l'Europa.
- V. Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti.
- VI. Produzione sostenibile di idrocarburi.
- VII. Modernizzazione del sistema di Governance: per attuare tutte le misure sopra descritte è necessario uno snellimento ed un efficientamento del sistema decisionale.

All'interno della SEN è stata ipotizzata una ripresa economica a partire dal 2014 con un tasso medio di crescita annuale fino al 2020 del 1,1%, purtroppo non corrispondente a ciò che stato quello del 2015. Con tali ipotesi per il 2020 sono stati previsti i seguenti risultati:

- ♦ evoluzione del mix di produzione in favore delle fonti rinnovabili e contenimento dei consumi, valori delle riduzioni riportati in Figura 10;
- ♦ importante riduzione dei costi energetici e conseguente allineamento a quelli europei;
- ♦ superamento degli obiettivi europei ambientali e di decarbonizzazione al 2020;
- ♦ incremento della sicurezza e della flessibilità del sistema energetico grazie alla minore dipendenza di approvvigionamento;
- ♦ crescita economica dovuta agli importanti investimenti e alla competitività del sistema.

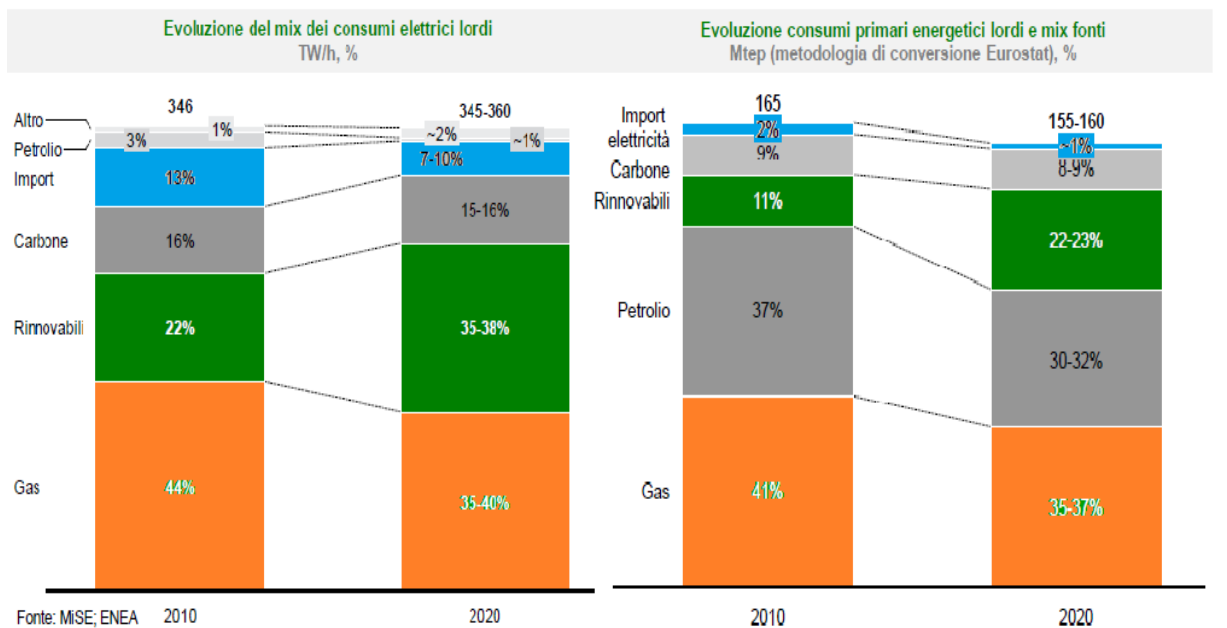


FIGURA 10 - EVOLUZIONE DEI CONSUMI ELETTRICI (SINISTRA) E EVOLUZIONE DEL SISTEMA, CONSUMI PRIMARI E ENERGETICI LORDI (DESTRA).

### 3.2.2. SCENARI E EVOLUZIONE DEL SISTEMA AL 2050

Lo scopo dell'elaborazione degli scenari all'interno della SEN è stato quello di esplorare come può evolvere il sistema e discutere su queste possibili configurazioni future del sistema energetico per prevedere problemi, necessità e ricerca. Dunque in collaborazione con ENEA e in linea con gli scenari della Roadmap 2050 sono stati sviluppati nella SEN cinque scenari differenti ma con gli stessi tassi di crescita economica e dei prezzi delle materie prime. Due scenari sono una continuazione di quello che è stato già implementato per il 2020, i restanti tre sono scenari evoluti che permettono di raggiungere attraverso politiche attive gli obiettivi di decarbonizzazione espressi nell'Energy Roadmap 2050. Di questi 3 scenari il primo è ad elevata efficienza energetica e prevede l'applicazione di requisiti molto più restringenti di quelli già esistenti. Il secondo è ad elevata penetrazione di rinnovabili, il che vuol dire nel settore elettrico uno share del 85-90% nel 2050 e nel consumo finale lordo un utilizzo di rinnovabile del 60-65%. Per tale scenario sono stati previsti interventi infrastrutturali e diffusione di accumulo. Il terzo scenario evoluto si basa sulla rapida diffusione della tecnologia di cattura dell'anidride carbonica e quindi è costituito da un mix di fonti tra cui anche quelle fossili con stoccaggio della CO<sub>2</sub> a partire dal 2030. Da tali scenari ancora una volta scaturiscono delle linee guida decisionali definite dalla SEN "pressoché obbligatorie" tra cui:

- ♦ aumento, in tutti gli scenari degli sforzi di efficienza energetica che dovrebbe portare ad una diminuzione dei consumi primari al 2050 tra il 17% e il 26% equivalenti ad un risparmio fino a 45 Mtep all'anno di energia primaria. Si prevedono, al 2030, ulteriori risparmi di 10-20 Mtep rispetto agli obiettivi dello scenario SEN 2020. La figura seguente, Fig.11, mostra come è influente in maniera positiva

l'efficientamento energetico negli scenari decarbonizzati. Questo porterà ad un paradosso, anche se in Italia lo sviluppo del settore energetico significa crescita economica, i consumi energetici devono essere disaccoppiati dalla crescita economica, come già descritto tra i risultati al 2020;

- ♦ sostanziale penetrazione delle energie rinnovabili che in tutti gli scenari evoluti dovranno raggiungere almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050 ed in particolare nel settore elettrico la quota dovrebbe aumentare di oltre 75%; tali percentuali saranno attuabili ovviamente solo se ci sarà un abbattimento dei costi di tale settore;
- ♦ spostamento progressivo della domanda sul vettore elettrico, in particolare nel settore dei trasporti e termico il che vuol dire che i consumi elettrici, rispetto ai consumi finali, dovranno raddoppiare, ipotizzando d'altra parte una elevata decarbonizzazione del sistema di generazione.

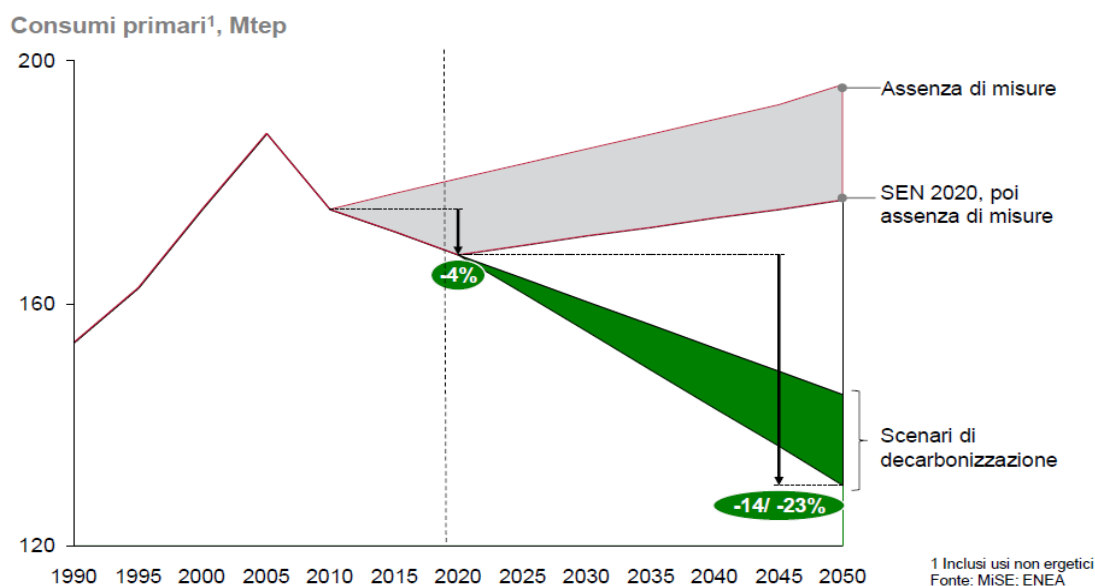


FIGURA 11 - EVOLUZIONE DEGLI SCENARI

## 4. IMPLEMENTAZIONE DEL CODICE PER IL CALCOLO DEL COE

Esplorata l'Energy Roadmap 2050 e contestualizzato il sistema elettrico italiano assieme alla Strategia Energetica Nazionale, si passa in questa parte della tesi a descrivere il codice di calcolo utilizzato per il calcolo del Costo medio di generazione Elettrica.

La produzione di energia elettrica, come di qualsiasi altro bene di consumo, è stata sempre legata ad una possibilità di guadagno. L'investitore e il produttore devono valutare la convenienza di più alternative di investimento nello stesso settore e per lo stesso scopo, ad esempio se è più conveniente generare energia elettrica con l'utilizzo del carbone o con il gas. D'altra parte oltre a tali vincoli economici rientrano anche quelli normativi, al giorno d'oggi sempre più restringenti, e sociali, anche essi in grado di derivare scelte determinanti. Dunque quando si decide di costruire da zero una centrale di generazione di energia elettrica occorre che siano noti per tutta la durata di esercizio e monetariamente rappresentabili diversi fattori quali:

- costi di investimento
- costi di gestione
- vincoli normativi
- domanda e prezzo di vendita dell'energia elettrica
- possibili incentivi o penalizzazioni.

È evidente che tali parametri incontrano un certo grado di incertezza, sempre più grande all'aumentare della distanza nel tempo.

In tale contesto opererà una parte del codice implementato per il calcolo del costo di generazione del kWh, o meglio tenendo conto di tutti i fattori, quali costo del combustibile, costo di investimento, costo di esercizio e manutenzione, anno di durata dell'impianto, che concorrono nel costo finale sarà in grado di fornire un valore monetizzato del vettore elettrico per ogni singola tecnologia utilizzata. Alla base del vi è l'uso del metodo Montecarlo che è un metodo di calcolo stocastico in grado di generare delle variabili aleatorie partendo dalle distribuzioni e dai range di tutti gli indici che rientrano nel risultato finale.

La seconda parte del codice è in grado di calcolare il costo finale di generazione di un intero scenario andando a combinare le percentuali di utilizzo delle singole tecnologie con i rispettivi costi di produzione per valutare il CoE medio del sistema elettrico ipotizzato per ognuno degli scenari di generazione, al fine di analizzare l'impatto di scelte ambientali e politiche sul costo di generazione.

In questa sezione si analizzerà dunque la prima parte del codice descrivendo gli aspetti economici, calcolo del CoE (Costo Elettricità), la struttura dell'algoritmo e dei dati di input-output, e l'approccio al metodo Montecarlo.

### 4.1. DESCRIZIONE DEL COE

Quando si vuole calcolare il costo attualizzato dell'energia elettrica, in inglese *Average Lifetime Levelised Electricity Generation Cost*, si deve tener presente che gli esborsi per la progettazione, costruzione, esercizio, e manutenzione sono sostenuti in momenti diversi in quanto ci sono gli anni di costruzione della centrale  $k$ , durante i quali non si produce nulla e

quindi i flussi di cassa sono solo negativi, e gli anni di esercizio dell'impianto  $n$  in cui si genera elettricità. Dunque per ogni anno gli esborsi si dividono in:

- Investimenti  $I_t$  effettuati per gli anni  $k+n$ ;
- Costi di esercizio e manutenzione, in inglese  $O\&M_t$  (Operation and Maintenance), ricorrenti per gli  $n$  anni di vita della centrale;
- Costi del combustibile  $F_t$  espresso come consumo annuo per costo unitario di combustibile ricorrenti per gli  $n$  anni di esercizio;
- Costi di smantellamento o decommissioning  $D_t$ , presenti nella tecnologia nucleare;
- Costi delle emissioni di anidride carbonica  $C_t$ .

Semplificando gli anni di esborso per gli investimenti ad  $n$  invece di  $n+k$  e ipotizzando ad un anno  $t$  qualsiasi una produzione di energia elettrica  $E_t$  ad un costo di generazione unitario  $c_e$ , il costo attualizzato dell'energia elettrica generata ogni anno è:

$$C_e = \frac{\sum_{t=0}^n (I_t + O\&M_t + F_t + D_t + C_t) (1 + a)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E_t (1 + a)^{-t}} \quad (4.1)$$

dove è stato applicato un tasso di attualizzazione  $a$  che varia in generale da Paese a Paese e nello stesso Paese a seconda della tecnologia e del soggetto che opera l'investimento; tassi di sconto annuali tipici sono compresi tra il 5% e il 10%.

Poiché gli investimenti e i costi di un impianto di generazione di energia elettrica sono proporzionali alla potenza installata, tale espressione generale può essere semplificata tramite coefficienti relativi alla potenza e quindi nello specifico abbiamo che:

- per gli investimenti si può semplificare con un coefficiente, caratteristico ad esempio della tecnologia adottata, del sito di installazione,  $I_{sp}$  espresso in €/kW proporzionali ai costi di overnight, ovvero ai costi immediati di costruzione cioè quelli pattuiti con il fornitore all'atto del contratto:

$$\sum_{t=0}^n I_t (1 + a)^{-t} = I_{sp} P$$

- per i costi di esercizio e manutenzione si fa riferimento ad un valore medio annuale per tutta la vita utile, specifico per il tipo di impianto:

$$O\&M_j = mP$$

- per la produzione di energia elettrica, considerando  $N_a$  come numero di ore annue di produzione alla potenza nominale, in media negli  $n$  anni di vita utile si ha:

$$E_s = N_a P$$

- per il combustibile si tiene conto del consumo specifico  $f_s$  [kg/kWh] o [m<sup>3</sup>/kWh] per i combustibili solidi o gassosi rispettivamente e del  $c_f$ , costo unitario del combustibile [€/kg] o [€/m<sup>3</sup>]:

$$F_t = f_s c_f E_t$$



- per lo smantellamento della centrale si utilizza un coefficiente di costo di smantellamento a fine vita  $d$ , espresso in €/kW proporzionale al costo di overnight e quindi a  $I_{sp}$ , mediante:

$$\sum_{t=0}^n D_t (1+a)^{-t} = d I_{sp} P$$

- le emissioni sono proporzionali al consumo specifico del combustibile  $f_s$  e al costo delle emissioni di CO<sub>2</sub>,  $c_e$  espresso in [€/ton]:

$$C_t = f_s c_e E$$

Sostituendo il tutto nell'espressione 4.1 del costo attualizzato di energia elettrica si ottiene:

$$C_e = \frac{I_{sp}}{N_a \frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n}} + \frac{m}{N_a} + f_s c_f + \frac{I_{sp} d}{N_a \frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n}} + f_s c_e \quad (4.2)$$

dove il fattore  $\frac{a(1+a)^n}{(1+a)^n - 1}$  è definito come fattore di ammortamento in  $n$  anni al tasso  $a$  di 1€, o meglio è l'annualità posticipata necessaria ad estinguere in  $n$  anni il debito presente di 1€ al tasso di attualizzazione  $a$ . Dalla formula si evince che la producibilità del sito, espressa come numero di ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale, ha un peso molto importante sul costo diretto di un kWh, soprattutto per le tecnologie rinnovabili dove non ci sono i costi di emissione e di combustibile. È su tale fattore che infatti si gestiranno i fattori di carico (energia generata in 1 anno/ potenza nominale) delle singole tecnologie di produzione nello studio degli scenari.

Questa formula generale, 4.2, è alla base del calcolo del CoE implementato nel codice e viene modellata di volta in volta in base alle macro-categorie tecnologiche su cui si opera: fossili, rinnovabili, nucleari e accumulo. È doverosa una precisazione, utilizzando tale formula semplificata, che prende spunto da COMESE, si calcola il costo di generazione del vettore elettrico che un investitore assume costruendo un nuovo impianto e non tenendo in considerazione i rischi del mercato elettrico e tecnologici e quindi considerando sempre una produzione certa ad un prezzo stabile nel tempo. Tali ipotesi non condizionano i risultati in quanto ciò che si vuole mettere in evidenza in tale studio saranno le comparazioni tra i singoli valori ottenuti nei diversi scenari e quindi tale mancanza non viene avvertita in quanto si annulla [1].

## 4.2. L'ALGORITMO

Il codice implementato per il calcolo stocastico del costo medio di generazione di un kWh in un sistema elettrico utilizza C++ come linguaggio di programmazione. Tale scelta rientra nella decisione di utilizzare un linguaggio ad alto livello programmato ad oggetti in quanto l'obiettivo è di creare un software in grado da solo di generare dei risultati attendibili da dati di input inseriti tramite tabelle e senza l'ausilio di altre piattaforme. In questo lavoro è stato scritto il codice di base per i calcoli, future implementazioni riguarderanno la parte grafica di interfaccia utente e di applet, necessarie a renderlo un software completo. Il programma dunque genera tabelle Excel con i risultati richiesti, cioè sia le densità di probabilità del costo

di generazione delle singole tecnologie e dello scenario completo che la media, varianza, deviazione standard, mediana e moda, e riceve dati di input da tabelle CSV. Ha una struttura modulare molto solida ma allo stesso tempo dinamica, basata sul metodo stocastico Montecarlo, costituita da diverse classi dove in ognuna viene prodotto un oggetto che diventa l'input per la classe successiva.

Una peculiarità di tale codice è che si può decidere se fare un'analisi stocastica o semplicemente uno studio con valori certi. Come detto precedentemente il metodo stocastico è importante in quanto permette di ovviare alla mancanza di dati certi sui costi o su indici caratteristici dei futuri impianti, però qualora si volesse fare un check veloce per avere dei risultati qualitativi è possibile farlo. All'avvio del programma viene infatti chiesto dalla shell dei comandi che tipo di analisi si desidera effettuare. Lo schema a blocchi seguente, Fig.12, mostra in modo consequenziale la struttura del codice e l'elaborazione dei dati. I blocchi rettangolari rappresentano i dati di input, quelli ellissoidali le routine di calcolo.

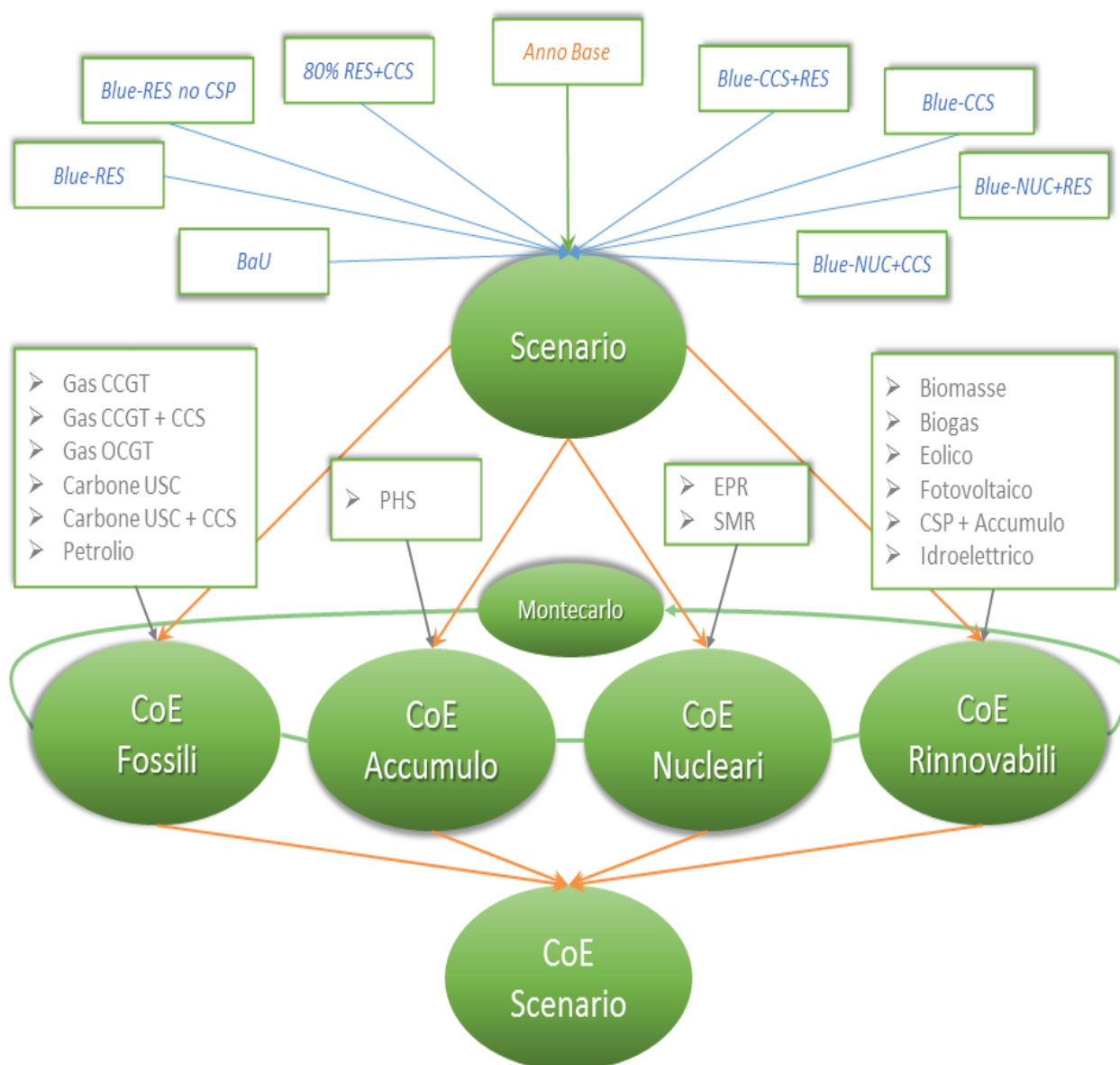


FIGURA 12 - SCHEMA A BLOCCHI DELL' ALGORITMO PER IL CALCOLO DEL COE

#### 4.2.1. LA CLASSE “SCENARIO”

La routine “Scenario” ha il compito di calcolare l’energia necessaria per un anno di fine orizzonte partendo da quella di un anno base che viene incrementata con un tasso di crescita costante scelto da input. Tale classe riceve dunque una tabella di input “Anno Base”, in cui ci sono i valori di energia elettrica prodotta nell’anno di riferimento suddivisi per tecnologia e i rispettivi *load factor*. Legge inoltre in ingresso una seconda tabella, ad esempio “BaU”, nella quale sono contenuti gli *share* e i *load factor* dello scenario che si vuole elaborare, il tasso di crescita e l’anno di fine orizzonte. Da ciò permette di calcolare l’energia prodotta da ciascuna tecnologia per l’anno futuro e la potenza necessaria richiesta e genera un file Excel con i valori tabellati di energia prodotta, potenza installata e percentuale di utilizzo per l’anno di proiezione e quello base, in modo da avere un confronto sul mix energetico. I fattori di carico calcolati all’anno di fine orizzonte vengono poi passati alle classi successive per il calcolo delle ore equivalenti di produzione di ciascuna tecnologia.

#### 4.2.2. LE CLASSI “COE TECNOLOGIE”

Sono presenti tre macro-classi quali Fossile, Rinnovabile e Nucleare più un modulo per lo Storage PHS in grado di calcolare il valore del CoE di ciascuna tecnologia appartenete alla macro categoria di fonte energetica. È stato scelto di applicare tale suddivisione in quanto ci sono alcuni elementi comuni per tecnologie che usano le stesse fonti energetiche e altri profondamente diversi ed inoltre in questo modo si ha a disposizione una modularità importante per successive implementazioni del codice. Tali classi prendono in ingresso i valori dei fattori di carico provenienti dalla classe precedente “Scenario” e ne calcolano il numero di ore equivalenti. Inoltre ricevono i dati di input tabellati di ciascuna tecnologia. Qualora fosse richiesta l’analisi stocastica questi ultimi valori sono processati precedentemente dalla classe “Montecarlo”. Avendo a disposizione tutti i dati necessari si effettua il calcolo del costo del kWh per tecnologia. Nel caso di calcolo stocastico si otterranno  $n$  valori del CoE per ogni tecnologia e verrà generato per tutte un file Excel con la curva di densità di probabilità corrispondente. In tale modo si viene a creare una gaussiana ed è quindi immediato trovare il valore più probabile, cioè quello sul massimo della curva, e il margine d’errore, l’ampiezza della gaussiana.

#### 4.2.3. LA CLASSE “MONTECARLO”

La routine Montecarlo, come visibile dalla figura 12, opera a livello delle classi CoE, prendendo i dati di input delle tecnologie, generando i numeri casuali e inviandoli come input alle routine per il calcolo del costo di generazione. Tale metodo stocastico è molto utilizzato nel campo scientifico ed economico. Per utilizzarlo è necessario conoscere la distribuzione di probabilità della variabile su cui si opera e gli estremi. La distribuzione può essere lineare o triangolare, in quest’ultimo caso deve essere dichiarata anche la moda, cioè il valore intermedio tra i 2 estremi. Nel caso in cui non venisse dichiarata nessuna distribuzione allora il valore viene passato direttamente allo step successivo senza essere randomizzato.

La routine dunque riceve come dato di input il valore e la sua distribuzione, e genera una serie di numeri tra loro incorrelati ma che seguono l’andamento previsto. È ovvio che aumentando il numero di lanci i risultati sono più attendibili in quanto la funzione densità di

probabilità che viene ad essere generata ha più punti a disposizione e quindi l'interpolazione è migliore; nel caso specifico si è deciso di utilizzare  $n=10000$  lanci.

Fatto ciò per tutti gli input, i dati vengono utilizzati dalle routine per il calcolo del costo di produzione del vettore elettrico. Si ottengono dunque  $n$  valori del CoE che devono essere elaborati. Dunque all'interno della classe Montecarlo è presente un'altra subroutine in grado di calcolare un numero ottimale di intervalli tra un minimo e un massimo, partendo dagli  $n$  risultati a disposizione, mettere insieme tutti questi valori in  $m$  intervalli, numero scelto dall'utente, e calcolare la frequenza a ciascun intervallo in modo da avere una densità di probabilità dei numeri processati.

#### 4.2.4. LA CLASSE "COE SCENARIO"

Quest'ultima classe è in grado di calcolare il costo di generazione dell'energia elettrica dell'intero sistema elettrico. Mettendo insieme tutti i valori del CoE delle singole tecnologie ottenuti dalle classi "CoE Tecnologie" con i valori degli share provenienti dalla classe "Scenario", genera un unico valore di costo pesato sulla generazione. Al suo interno è presente una subroutine in grado di processare gli  $n$  valori calcolati e calcolarne la densità di probabilità, la media, varianza, deviazione standard, mediana e moda; il tutto tabellato su un foglio Excel

### 4.3. DATI DI INPUT E OUTPUT

I dati di input utilizzati per questo programma sono raggruppati in tabelle CSV e possono essere divisi in 2 gruppi: dati dei mix energetici e dati caratteristici per le tecnologie.

I primi servono a caratterizzare gli scenari e proiettarli in un anno scelto e quindi sono costituiti principalmente dalle percentuali di utilizzazione delle tecnologie e dai rispettivi load factor; fa eccezione il file "Anno Base" in cui c'è il valore dell'energia prodotta nell'anno di riferimento.

I dati di input degli indici tecnologici e di costo di tutte le tecnologie di produzione hanno una struttura più complessa. Sono suddivisi in 4 macro categorie così come per le 4 classi di calcolo del CoE poiché hanno caratteristiche di gruppo comuni, ad esempio nei file delle fonti fossili c'è il costo delle emissioni che invece nelle rinnovabili non c'è. In ogni file però la struttura è identica: è presente il nome dell'oggetto con relativa unità di misura, il suo valore base, il tipo di distribuzione, il range di intervallo rappresentato da una percentuale minima e massima e il valore della moda qualora la distribuzione fosse triangolare. La figura 13 mostra come si presenta un file di input.

Oggetto	Base	Moda	min %	max %	distribuzione
Costo overnight [€/kW]	1500	1500	-15	15	tri
WACC	0.06	0.06	-30	30	tri
Anni costruzione	2	2	-50	50	tri
Rendimento	0.55	0.55	-10	10	tri
Vita utile [anni]	30	30	-20	20	tri
Costi O&M [€/kW.a]	30	30	-20	30	tri
Consumo specifico combustibile [m3/kWhe]	0.19	-	-	-	-
Costo combustibile [€/m3]	0.228	-	-60	60	lin
Emissioni CO2 [kg/kWhe]	0.05	-	-10	10	lin
Prezzo emissione CO2 [€/t]	90	-	-30	30	lin
CO2 da stoccare [kg/kWhe]	0.29	-	-10	10	lin
Trasporto CO2 [€/t]	4.8	-	-65	65	lin
Prezzo stoccaggio CO2 [€/t]	7.5	-	-75	75	lin
Tasso sconto	0.05	-	-	-	-
skewness	1.357	-	-	-	-

FIGURA 13 - ESEMPIO DI UN FILE DI INPUT TECNOLOGICO: GAS CCGT + CCS

Andando ad analizzare alcuni indici troviamo:

- ♦ costo di overnight, cioè il costo immediato di costruzione ovvero quell'onere pattuito con il fornitore all'atto del contratto, è espresso in €/kW; come ipotesi, si è deciso che nel calcolo del CoE il costo di overnight avrà sempre una distribuzione triangolare;
- ♦ WACC (Weighted Average Cost Of Capital), inteso come il costo che l'azienda deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie presso soci e terzi; in tutte le tecnologie ha una distribuzione triangolare centrata al valore di 0.06 con oscillazioni del  $\pm 30$ ;
- ♦ il rendimento rappresenta l'efficienza netta del processo;
- ♦ vita utile, rappresenta gli anni di vita di un impianto durante i quali c'è produzione di energia elettrica;
- ♦ costi O&M, espressi in €/kW all'anno, sono i costi di esercizio e manutenzione che un impianto deve spendere per essere sempre operativo;
- ♦ skewness, è un indice di asimmetria di una distribuzione e nel caso specifico è usato per il calcolo degli interessi durante la costruzione (IDC) assieme al tasso di sconto; un valore di 1,357 dello skewness indica metà flusso di cassa al 60% del tempo di costruzione; tale valore è applicato per tutte le tecnologie.

È da tener presente che i valori di costo proiettati al 2050 oltre a tenere in considerazione il *learning rate* della tecnologia, sono valutati secondo tasso di inflazione EUROSTAT che potrebbe subire la moneta e quindi il valore di costo in euro è riferito al 2011, anno di riferimento del nostro studio, come già spiegato precedentemente. La fonte da cui verranno presi tutti i dati di input delle tecnologie è [1] in quanto valori riferiti alla situazione Italiana al 2011.

I dati di output sono raggruppati in fogli Excel e sono tutti dei calcoli di costo di produzione del vettore elettrico in centesimi di € per kWh di energia. Il programma è in grado di stampare sia tutti gli  $n$  valori del CoE calcolato, pari al numero di estrazioni fatte, che la loro densità di probabilità in  $m$  intervalli, numero scelto dall'utente, come spiegato

precedentemente. Ogni lancio di programma avrà un numero di file di output pari al numero delle tecnologie di generazione più un file di output del CoE dello scenario, strutturalmente uguale agli altri file, ed infine un foglio di calcolo con i mix energetici dell'anno base e dell'anno di fine orizzonte contenete i valori di energia prodotta, potenza installata e percentuale di produzione.

#### 4.4. PUNTI DI FORZA DEL CODICE DI CALCOLO

Il principio cardine su cui è stato implementato e strutturato l'algoritmo è la modularità e la velocità computazionale. Il programma infatti è costituito da tanti blocchi ognuno indipendente dagli altri in modo da renderli interfacciabili con qualsiasi altro blocco già presente o che si voglia implementare nel futuro. Questa caratteristica infatti è sempre stata tenuta in considerazione per ulteriori sviluppi del software, scritto per fare previsione di costo di generazione di elettricità per il contesto italiano nello specifico, ma utilizzabile per lo stesso tipo di analisi di qualsiasi altro Paese Europeo e non. Il codice infatti di base ha un approccio strutturale generale, sono i dati di input che caratterizzano la specificità del Paese da studiare. Per ciò che riguarda la velocità computazionale, secondo punto di forza del software, questa è garantita da una struttura in cascata dell'esecuzione delle routine e del passaggio dei parametri. Il numero dei parametri del calcolo di costo sono elevati, così come il numero delle tecnologie che costituiscono lo scenario, ciascuno ciclato per il numero di estrazioni random da processare. La struttura del codice permette di calcolare prima i CoE delle singole tecnologie, li memorizza in vettori multipli e poi successivamente li riutilizza per il calcolo del CoE dello scenario. Viceversa lavorando in parallelo con tutti i valori processati e quindi lasciandoli sospeso fino a raggiungere il calcolo finale, la macchina si troverebbe ad elaborare un numero elevatissimo di valori che, per quanto gli odierni calcolatori abbiano una velocità di calcolo elevate, comunque rallenterebbe l'esecuzione del programma.

# 5. FONTI DI ENERGIA PRIMARIA PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E MAPPA TECNOLOGICA

Le risorse di energia disponibili sulla terra provengono da fonti rinnovabili, cioè non soggette ad esaurimento, e da fonti non rinnovabili, classificate quindi come entità finite. Per ciò che riguarda la produzione di energia elettrica con le rinnovabili, fatta eccezione dell'energia idroelettrica, al giorno d'oggi non c'è la possibilità dal punto di vista tecnico-economico di produrre potenze significative e programmabili, infatti fin ora il fotovoltaico come anche l'eolico costituiscono incarichi alternativi più che integrativi. Cosa che invece è fatta dalle fonti non rinnovabili quali petrolio, gas naturale, carbone ed uranio che sono intrinsecamente fonti di energia concentrata e facilmente disponibili [8]. Da indagini recenti esistono sulla Terra riserve provate di energia per un ammontare di oltre 1100 Gtep, a cui potrebbero essere sommate altre 3000 Gtep provenienti da riserve aggiuntive stimate.

Il problema energetico dunque non deriva principalmente dalla scarsità delle fonti energetiche ma dalla tipologia di fonti utilizzate e dalla struttura dei consumi energetici. Semplificando, l'energia annualmente prelevata da fonti primarie è utilizzata:

- $\frac{1}{4}$  per i trasporti;
- $\frac{1}{4}$  per la produzione di energia elettrica;
- $\frac{1}{4}$  per scopi industriali quali ad esempio siderurgia e petrolchimica;
- $\frac{1}{4}$  per il riscaldamento degli edifici.

È evidente come esistano fonti più problematiche dal punto di vista dell'esaurimento e del loro sfruttamento ed il petrolio è il primo nella lista; c'è quindi una chiara necessità di diversificare la dipendenza da certe fonti cambiando la struttura dei consumi. Il sistema elettrico è quello che meglio si presta a questo cambiamento, sia perché è molto più facile cambiare il proprio input, sia anche perché i suoi consumi sono continuamente in crescita, come esposto nei capitoli precedenti, e ciò porta ad un suo ruolo centrale nella futura spartizione delle risorse energetiche.

Le tre macro categorie di produzione di energia elettrica, suddivise tra loro da un punto di vista di tipologia delle fonti ma anche da un aspetto tecnologico legato alla generazione, sono: fossili, rinnovabili e nucleari. La prima categoria è stata utilizzata da sempre, detenendo il ruolo centrale nel sistema elettrico, anche se attualmente la tendenza delle fonti rinnovabili è quella di prendere il posto delle fossili. D'altra parte l'energia nucleare è sempre stata tenuta in considerazione ed in molti paesi è quella che costituisce la baseline (vedi la Francia e Giappone) mentre in altri, come l'Italia, non è più utilizzata a causa della difficile accettazione sociale.

Nel seguito verranno analizzati gli aspetti strutturali e tecnologici per la produzione di energia elettrica per ciascuna fonte ed i costi coinvolti. I valori di costo provengono da medie Europee e sono riferiti all'anno esplicito nelle tabelle e la fonte principale da cui derivano è l'Energy Technology Reference Indicator (ETRI) [10], in quanto sembra opportuno dare una panoramica Europea aggiornata; viceversa per il presente studio si utilizzeranno come dati di input i valori presi da COMESE [1], in quanto aderenti alla situazione Italiana.

## 5.1. FOSSILI

Le fonti fossili sono considerate fonti non rinnovabili perché hanno tempi di formazione lunghissimi, dell'ordine dei milioni di anni, non compatibili con i tempi della vita umana; si sono infatti formate nel corso delle ere geologiche a partire da resti fossili animali e vegetali, in opportune condizioni di pressione e temperatura, e oggi l'uomo le consuma in modo molto più rapido di quanto esse possano rigenerarsi. L'energia immagazzinata nelle fonti fossili, deriva dall'energia solare captata dalla clorofilla, poi trasformata in energia chimica contenuta nel carbone, petrolio e gas.

Per generare energia elettrica si applicano dunque una serie di trasformazioni energetiche: l'energia chimica del combustibile viene trasformata in energia termica attraverso il processo di combustione, con il calore generato si crea vapore o gas, il quale portato a pressione idonea è in grado di far ruotare la turbina attuando la seconda trasformazione, da energia termica a meccanica. Infine la turbina, collegata al generatore, permette la produzione di energie elettrica. Tale processo, è il principio di base degli impianti termo-elettrici ed è simile per tutti gli impianti che utilizzano come combustibile le fonti fossili, fatta eccezione per la parte del bruciatore che è evidentemente diverso in base alla tipologia del combustibile.

### 5.1.1. GAS NATURALE

#### ○ Stato dell'arte

Il gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica ha ad oggi un'elevata efficienza, soprattutto grazie all'utilizzo del ciclo combinato, e costi di capitale relativamente più bassi rispetto alle centrali a carbone. Nel corso degli ultimi 20 anni è stato utilizzato sempre più, inizialmente per diminuire le emissioni dei SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>. Impianti di generazione che utilizzano turbine a gas a ciclo aperto (OCGT) usufruiscono solo del ciclo del gas, viceversa gli impianti a ciclo combinato (CCGT) impiegano cicli Brayton e Rankine; l'ultimo utilizza i gas di scarico per riscaldare il fluido termovettore e produrre vapore. Le efficienze tipiche di turbine a gas sono circa 35-45%, mentre i cicli combinati possono raggiungere efficienze del 55-60%. Ancor meglio le turbine a gas *air-cooled* possono raggiungere efficienze termiche con ciclo combinato di oltre il 60%, con efficienza superiore al 40% nel funzionamento a ciclo unico. Le tendenze dello stato dell'arte di questi impianti si concentrano principalmente sui miglioramenti della turbina a gas. L'obiettivo di un CCGT è di conseguire un rendimento termico combinato del 63% nel 2020.

D'altra parte lo *shale gas* è considerato una fonte non convenzionale di gas naturale. Prima, la maggior parte delle argille non erano viste come potenziali fonti di gas naturale a causa della loro bassa permeabilità naturale, che non permette al gas di fluire nel pozzo. I progressi tecnologici però hanno reso l'estrazione di gas di scisto tecnicamente possibile. Negli Stati Uniti, la combinazione di politiche di governo, iniziative private, il prezzo del gas naturale, la disponibilità di acqua e gasdotti, hanno portato ad un aumento dello sfruttamento del gas di scisto. Tuttavia, lo shale gas è ancora una fonte d'incertezza in termini di costi e disponibilità, e la tecnologia di sfruttamento deve essere attentamente valutata in termini d'impatto ambientale.



○ Potenza installata e Energia prodotta

Andando ad analizzare la situazione Italiana, secondo le fonti Terna [6], come visibile in Tabella 7, la produzione di energia termoelettrica da gas naturale in Italia, sia da impianti dedicati che di cogenerazione è costituita principalmente da impianti a ciclo combinato CCGT che coprono la maggior parte della generazione. Con una capacità installata di 42,75 GW di potenza nominale, di fatto costituisce e andrà a costituire nei prossimi anni la *baseline* del sistema italiano, e quindi ha un peso molto maggiore nel parco di produzione a gas rispetto agli altri. D'altra parte gli impianti OCGT vengono utilizzati solo per coprire i picchi di richiesta.

TABELLA 7 - PRODUZIONE LORDA ENERGIA TERMOELETTRICA CON GAS NATURALE IN ITALIA NEL 2014 SECONDO TIPOLOGIA IMPIANTO

	Impianti di sola produzione elettrica		Impianti cogenerazione		Totale
	GWh	%	GWh	%	GWh
Combustione interna	264.7	0.83%	6134.3	9.93%	6399.0
Turbina a gas (OCGT)	2473.1	7.76%	3864.6	6.26%	6337.7
Vapore a condensazione	1205.7	3.79%	453.1	0.73%	1658.8
Ciclo combinato (CCGT)	27906.5	87.61%	50616.7	81.93%	78523.2
Ripotenziato	3.6	0.01%	-	-	3.6
Vapore a contropressione	-		715	1.16%	D9
<b>Totale</b>	<b>31853.6</b>	<b>100.00%</b>	<b>61783.7</b>	<b>100.00%</b>	<b>93637.3</b>

○ Parametri caratteristici

Gli indici che caratterizzano un impianto di generazione elettrica da fonte fossile e nello specifico a gas sono quelli elencati in tabella 8. Il costo di overnight è un parametro di costo costituito da diverse componenti come ad esempio le opere civili, i costi di progetto, le opere meccaniche ed elettriche. Secondo le fonti della Joint Research Centre [10], nel 2013 il costo overnight per un impianto CCGT era di 850 €/kW e resterà uguale fino al 2050 in quanto oramai la tecnologia è consolidata, mentre per gli impianti OCGT era di 770 €/kW, ma poiché tali impianti verranno sostituiti con quelli nuovi al 2050 il costo di tali OCGT *advanced* sarà di 550 €/kW. Uguali per entrambe le tipologie d'impianto sono il costo del gas e delle emissioni di CO<sub>2</sub>, fonte [1] e [2].

TABELLA 8 - INDICI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO CCGT E OCGT ADVANCED

CCGT						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	850	850	10	10	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	58	63	10	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	30	30	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	2	2	50	50	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	15	20	25	25	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	400	350	-	-	-
OCGT advanced						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	770	550	20	20	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	38	45	10	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	30	30	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	2	2	50	50	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	12	12	25	25	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	600	500	-	-	-
<b>Prezzo emissioni</b>	€/t CO <sub>2</sub>		90	30	30	lineare
<b>Prezzo gas</b>	c€/m <sup>3</sup>		25	60	60	lineare

## 5.1.2. CARBONE

### ○ Stato dell'arte

Il carbone ha rappresentato la fonte principale nel mercato dell'energia mondiale nell'ultimo decennio, passando da una copertura del 23% all'attuale 29%. Tuttavia si preannuncia che i trend futuri saranno in discesa [11]. Anche se da una parte c'è la forte diminuzione del costo della fonte fossile, dovuta ad una sovra produzione guidata dalla veloce crescita precedente, dall'altra parte le politiche per la decarbonizzazione spingono nel verso opposto. Infatti anche un Paese come la Cina, che ha basato il suo mercato elettrico sul carbone sta invertendo la rotta e si sta dirigendo verso le fonti rinnovabili. Per ciò che riguarda i Paesi OCSE è ovvia la forte diminuzione dell'utilizzo del carbone che si pensa nel 2050 sia ridotto di due terzi rispetto ad oggi. Il futuro nell'utilizzo delle centrali a carbone è incentrato nel settore dei cosiddetti cicli a vapore ultrasupercritici (USC) alimentati a carbone che si prefiggono un deciso innalzamento delle condizioni termodinamiche del vapore prodotto in caldaia: pressioni massime dell'ordine di 300-350 bar e temperature del vapore dell'ordine di 650-700°C con l'obiettivo di raggiungere a breve-medio termine rendimenti dell'ordine del 50% circa.

○ Potenza installata e Energia prodotta

Per ciò che riguarda la situazione italiana, l'utilizzo del carbone è in diminuzione, -3,4% nel 2014 rispetto al 2013. La produzione lorda di energia termoelettrica nel 2014 è stata di 43454,6 GWh, con un'utilizzazione della capacità installata di 8,7 GW di potenza [6]. Di fatto è una fonte di produzione poco utilizzata, copre circa il 15% dell'energia lorda totale prodotta e il 26% dell'energia termoelettrica, però il suo impatto ambientale è elevato in quanto i valori di emissioni di gas serra sono superiori alle altre tecnologie, 900 tCO<sub>2</sub>(eq) per GWh di energia elettrica prodotta, ed è per questo che per utilizzi futuri deve essere affiancata a tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica.

○ Parametri caratteristici

Le principali caratteristiche di costo e tecnologiche di tali centrali sono espresse dal costo di overnight che, secondo le fonti JRC, sono di 1600 €/kW al 2050, dalla quantità di emissioni di gas serra pari a circa 900 tCO<sub>2</sub>(eq)/GWh, e costi di esercizio e manutenzione, secondo fonte International Energy Agency, di 50 €/kW all'anno. Di fondamentale importanza risultano essere i costi delle emissioni e del costo del combustibile, ricavate dalle fonti [1] e [2]. Nella tabella seguente, Tab.9, sono espressi tutti i valori con i range di variazione al 2050 e la distribuzione di probabilità.

TABELLA 9 - INDICI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO A CARBONE USC

USC						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	1600	1600	10	10	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	45	48	5	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	40	40	10	10	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	4	4	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	50	50	25	25	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	900	840	-	-	-
<b>Prezzo emissioni</b>	€/t CO <sub>2</sub>		90	30	30	lineare
<b>Prezzo carbone</b>	€/t		40	25	25	lineare

### 5.1.3. OLIO COMBUSTIBILE

Nell'ultimo biennio il prezzo del petrolio ha raggiunto dei valori molto bassi, al di sotto delle medie e secondo il World Energy Outlook non è escluso che i prezzi possano continuare a scendere. Di fatto c'è sempre molta instabilità causata da una parte dal futuro utilizzo di tale fonte e dall'altra dalla situazione in Medio Oriente, maggiore fornitore di petrolio nel mondo. È comunque vero che per ciò che riguarda il mercato elettrico, il petrolio non è mai stato visto come una fonte primaria, sia per gli elevati costi sia appunto per l'instabilità nell'approvvigionamento. Infatti in Italia la produzione lorda di energia elettrica da fonti petrolifere nel 2014 è stata dell'1,7%, pari a 16708 GWh, in calo del 12,8% rispetto al 2013. Dunque la tendenza è di cessare l'utilizzo del petrolio per la produzione di energia elettrica entro il 2035 e le poche unità di picco verranno sostituite da turbine a gas, molto più efficienti e meno inquinanti [9]. Date dunque tali considerazioni si ritiene inutile qualsiasi previsione sui costi al 2050 caratterizzanti un impianto a combustibili petroliferi.

## 5.2. RINNOVABILI

Le energie rinnovabili sono energie che si rigenerano in tempi brevi se confrontati con i tempi caratteristici della storia umana. Grazie alla loro capacità di rigenerarsi, in quanto naturali, molte risorse energetiche rinnovabili sono considerate "inesauribili", nel senso che si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate oppure non sono "esauribili" nella scala dei tempi di ere geologiche. Fanno eccezione alcune risorse energetiche che pur essendo rinnovabili sono esauribili; ad esempio le biomasse sono fonti naturali ma possono esaurirsi a causa di un eccessivo sfruttamento da parte dell'uomo.

Le energie rinnovabili sono forme di energia alternative alle tradizionali fonti fossili e molte di esse hanno la caratteristica di essere "energie pulite", in altre parole di non immettere nell'atmosfera sostanze inquinanti e/o climalteranti (quali ad esempio i gas serra). Qualora le energie rinnovabili vengano utilizzate tramite metodi sostenibili per il loro sfruttamento, tale utilizzo non pregiudica le stesse risorse naturali per le generazioni future.

Nei paragrafi successivi verrà fornita una breve panoramica sullo stato dell'arte delle fonti rinnovabili, sulla situazione italiana e verranno mostrati gli indici caratteristici più importanti.

### 5.2.1. SOLARE FOTOVOLTAICO

#### ○ Stato dell'arte

L'energia solare è la fonte rinnovabile maggiormente presente su tutto il pianeta e non è un errore dire che è una fonte inesauribile per la definizione data precedentemente. La tecnologia che permette la trasformazione dell'energia luminosa emanata dal sole in energia elettrica è definita come effetto fotovoltaico. Le coppie elettrone-lacuna generate nei semiconduttori come ad esempio Si, CdTe, GaAs, materiali che costituiscono la cella, sono spazialmente separate da un campo elettrico interno che porta alla formazione di una tensione. Quando la cella viene colpita dalla radiazione luminosa e collegata ad un carico, i fotoni che la colpiscono portano l'energia necessaria per creare una corrente di deriva e successivamente di diffusione, grazie alle quali c'è un flusso di corrente dalla cella verso il carico. La figura seguente, Fig.14, mostra una sezione di una cella fotovoltaica. Uno dei parametri fondamentali è l'efficienza di conversione ovvero il rapporto tra potenza in uscita dalla cella per unità di superficie [ $W/cm^2$ ], e la radiazione luminosa incidente.

Il materiale più utilizzato ad oggi è il silicio mono- o poli-cristallino; nel 2012 più dell'85% degli impianti fotovoltaici nel mondo utilizzavano tecnologia a base di silicio cristallino, e nel lungo e medio periodo si prevede sarà quella dominante diventando parte integrante di tutti gli edifici. Si deve comunque tenere in considerazione l'evoluzione del fotovoltaico che mira, attraverso l'utilizzo di film sottili applicati a nanotecnologie e nanomateriali, all'integrazione totale con tutto ciò che necessita di energia elettrica. Sono abbastanza recenti le ricerche sull'utilizzo di film sottili fotovoltaici sui tessuti.

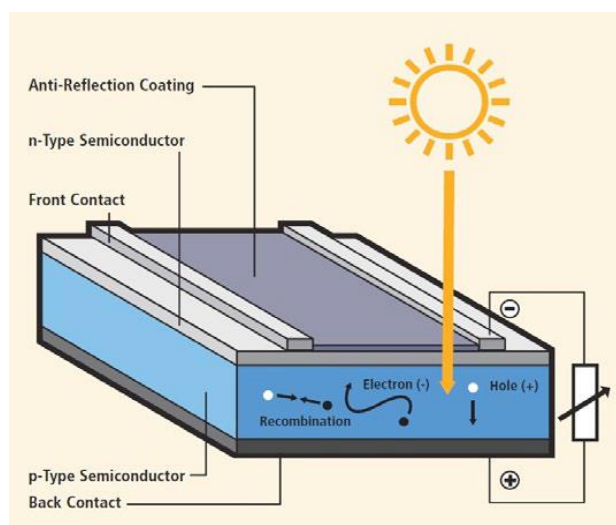


FIGURA 14 - SEZIONE DI UNA CELLA SOLARE IN FUNZIONE.

Fonte JRC - 2013 TECHNOLOGY MAP OF THE EUROPEAN STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN.

○ Potenza installata e Energia prodotta

Ritornando ai sistemi elettrici di potenza la tecnologia maggiormente usata è un impianto con pannelli fotovoltaici installati su tetti, residenziali o industriali, o a terra, campo fotovoltaico. La capacità installata di PV in Europa al 2012 era di 68,8 GWp, che corrisponde all'8.5% della totale capacità di generazione installata in Europa registrando una produzione di circa 65 TWh [9]. Tale settore è in continua espansione, con tassi di crescita medi del 40% a partire dal 2000 e si prospetta che tale trend sarà uguale nei prossimi 10 anni. Si deve comunque tener presente che il mercato del fotovoltaico ha modalità di crescita diverse all'interno dei Paesi della Comunità Europea in quanto è molto soggetto alle politiche interne e agli incentivi e quindi anche i costi sono molto diversi. Per ciò che riguarda la situazione italiana nel 2014 la produzione lorda di energia elettrica da fonte fotovoltaica è stata di 22,3 TWh, con una crescita del 3,2% rispetto all'anno precedente ed una potenza efficiente lorda di 18,6 GW, in crescita del 2,3% rispetto al 2013. L'Italia risulta infatti il primo maggior produttore di energia elettrica da PV, il secondo posto è detenuto dalla Grecia e a seguire la Germania [26].

○ Parametri caratteristici

Come detto prima, il primo parametro caratteristico di un impianto fotovoltaico è l'efficienza. La maggior parte delle ricerche nel settore sono volte ad aumentare tale percentuale in quanto purtroppo l'efficienza dei pannelli non è molto elevata, valori tipici sono tra il 15 e il 25%. Secondo fonti JRC si prevede che l'efficienza raggiungerà il 40% per i moduli fotovoltaici. Strettamente legato all'efficienza è il costo del kWp del sistema, all'aumentare dell'efficienza diminuisce tale costo in quanto essendo il sistema più produttivo il costo finale dell'energia è inferiore; a partire dal 2015, quando un impianto fotovoltaico "chiavi in mano" in media in Europa costava 1,5€/Wp, ci si aspetta che nel 2030 tale costo sarà di 1€/Wp fino a raggiungere 0,5€/Wp nel 2050. Il tempo di vita dei pannelli PV è garantito per 25 anni, tempo non lunghissimo ma comunque buono se comparato con altri impianti di generazione. Il costo di overnight varia in base alla tipologia di installazione, residenziale o industriale, Nella tabella 10 sono elencati nel dettaglio tutti i parametri di costo e tecnologici delle varie tipologie di impianto sia dell'anno base che quelli proiettati al 2050, anno di riferimento di questo studio [10]. Per ciò che concerne il potenziale, è stato tenuto in considerazione solo quello che riguarda il fotovoltaico residenziale e quello

industriale italiano, lasciando da parte quello ad inseguimento a terra in quanto si è notato che la tendenza futura dell'Italia è quella di non installare ulteriori campi PV ma di rendere il fotovoltaico sempre più integrato con le abitazioni e gli edifici commerciali e industriali, in modo da poter creare l'idea di smart-grid concentrata e locale. Dunque tali valori provengono dalle previsioni delle superfici disponibili al 2050 secondo le fonti IEA moltiplicati per il rendimento dell'impianto [12].

TABELLA 10 - INDICI CARATTERISTICI DI IMPIANTI PV

PV residenziale <100 KW						
	Unità	2014	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	1310	880	15	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	15	30	5	20	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	25	25	0	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	-	-	-
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	15	20	25	25	triangolare
<b>Aggravio accumulato</b>	c€/kWh	-	1.36	-	-	-
<b>Potenziale</b>	GW	-	123	-	-	-
PV industriale 0,1-2 MW						
	Unità	2014	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	1100	720	15	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	15	30	5	20	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	25	25	0	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	-	-	-
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	15	20	25	25	triangolare
<b>Aggravio accumulato</b>	c€/kWh	-	1.36	-	-	-
<b>Potenziale</b>	GW	-	106	-	-	-
PV terra >2 MW con inseguimento						
	Unità	2014	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	1450	710	15	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	15	30	5	20	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	25	25	0	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	-	-	-
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	15	20	25	25	triangolare
<b>Aggravio accumulato</b>	c€/kWh	-	1.36	-	-	-

## 5.2.2. SOLARE A CONCENTRAZIONE CSP

### ○ Stato dell'arte

La tecnologia CSP (Concentrated Solar-Thermal Power) è una tecnologia in grado di sfruttare l'energia solare che si pone in alternativa al fotovoltaico nella produzione di energia elettrica. Concettualmente differente da quest'ultimo, un impianto CSP produce elettricità concentrando la luce solare per riscaldare un liquido, che può essere solido o gassoso, che successivamente generando vapore produce energia elettrica facendo ruotare il classico sistema turbina-generatore. Lo schema di principio dunque è costituito da un sistema di concentrazione dei raggi solari, una seconda parte costituita da un sistema di ricezione-accumulo del calore ed infine la parte di potenza che è costituita da un ciclo Rankine. Quindi il know-how di tecnologia, per la parte steam-power, è molto consolidato, simile a quello usato per le fonti fossili ma applicato ad una fonte inesauribile diventa un'alternativa importante negli scenari senza emissioni di gas serra [9].

Le ricerche nel settore sono volte a migliorare i sistemi di concentrazione della radiazione luminosa che per impianti di grandi dimensioni utilizzano il principio della riflessione più che la rifrazione. Sono utilizzati diversi sistemi CSP, raffigurati tutti in figura 14, tra cui:

- concentratori parabolici, che seguendo il sole su un asse Nord-Sud convogliano i raggi solari su un tubo d'acciaio ricoperto di un materiale solare-selettivo coassiale con un altro tubo di vetro tra i quali c'è del vuoto; all'interno del tubo d'acciaio scorre il fluido termovettore, olio o sali fusi, che viene ad essere riscaldato intorno ai 390°C;
- riflettori lineari Fresnel, nei quali la struttura è fissa e quindi i costi al m<sup>2</sup> sono più bassi rispetto ai concentratori parabolici ma il rendimento annuale è più basso;
- ricevitore centrale a torre, dove il ricevitore centrale è in grado di raggiungere temperature più alte rispetto ai precedenti 2 sistemi, circa 1000°C, e quindi il ciclo termodinamico ha un'efficienza più alta;
- sistemi paraboloidi, ottimali per la riflessione concentrata, convogliano i raggi solari al centro del fuoco del paraboloide dove è situato il ricevitore che si muove assieme al piatto di riflessione; il sistema viene usato per alimentare motori Stirling a 900°C e per la generazione del vapore.

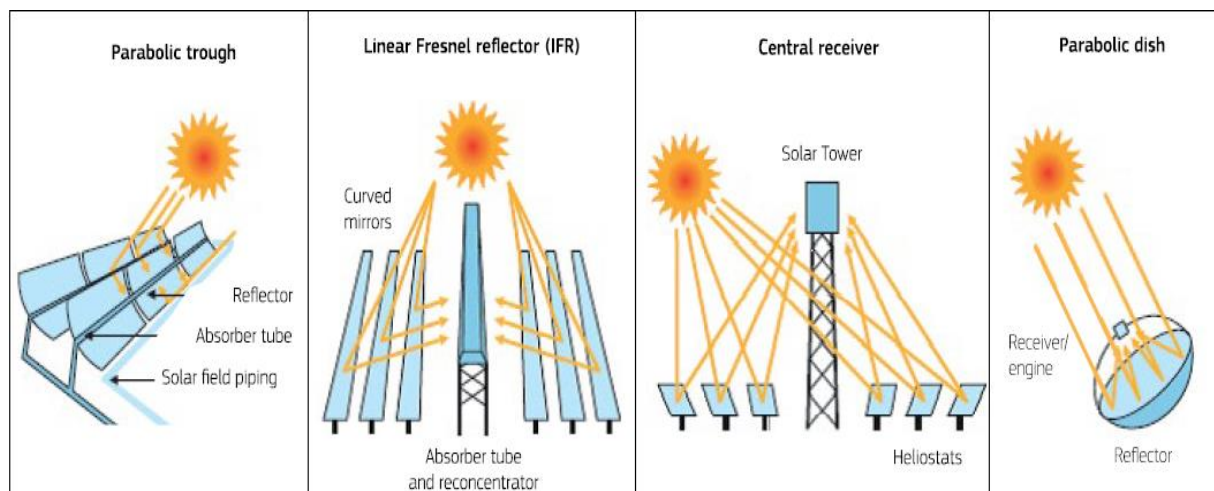


FIGURA 15 - SCHEMA DI PRINCIPIO IMPIANTI CSP.

La presenza di una fonte di raffreddamento ad acqua è una componente importante per gli impianti CSP a parabola e a torre centrale, infatti questi sistemi richiedono un flusso di acqua pari a 2,8 m<sup>3</sup> per MWh prodotto, pari ad un impianto di produzione termico. Viceversa sistemi di raffreddamento ad aria o ibridi diminuiscono il consumo di H<sub>2</sub>O del 90%, rendendo questa tecnologia molto più flessibile.

○ Potenza installata e Energia prodotta

Il primo impianto CSP è stato costruito in California tra il 1985 e il 1991 con una potenza di 354 MW. A seguire ci sono state altre installazioni in Nevada da 64 MW nel 2000 e in Spagna nel 2007 con 11 MW installati. La tecnologia maggiormente usata è quella con concentratori parabolici e la sua capacità senza accumulo termico è di 1800-3000 ore all'anno. Viceversa utilizzando storage termico, economicamente fattibile, si raggiungono capacità di 4000-5200 ore. Nel maggio 2013 in Spagna la capacità totale degli impianti CSP era di 2,05 GW, il che rappresenta il 69% di quella mondiale, pari a 2,95 GW. In tutto il mondo sono in cantiere più di 100 progetti di questi impianti, principalmente nell'area Mediterranea e secondo le previsioni ESTELA nel 2020 si raggiungeranno i 30 GW, che raddoppieranno nel 2030. In Italia non c'è un'unica centrale da 20 MW entrata in funzione nel 2011 a Priolo (SR) grazie al progetto Archimede [20].

○ Parametri caratteristici

La tecnologia che verrà presa in considerazione in questo studio è quella a concentratori parabolici con accumulo termico i cui valori di costo e indici caratteristici sono presi dalla fonte [1]. La tabella seguente, Tab.11, mostra invece i valori medi Europei, presi dalle fonti JRC, di un impianto CSP senza accumulo termico. Tra gli indici caratteristici spicca l'elevato costo di overnight, 3400 €/kWe nel 2050 secondo fonti ETRI [10]; la causa principale è da attribuirsi alla parte meccanica e di installazione, che coprono il 60% circa del totale costo. Altro indice importante è l'efficienza: ad oggi l'efficienza elettrica è del 14%, molto bassa se si pensa a alle altre tecnologie che utilizzano principi termici ma non molto distante dal fotovoltaico, ma si ipotizza che nel 2050 arrivi al 18%. Per ciò che riguarda il potenziale in Italia al 2050, quello tecnico è di 88 TWh all'anno (usato nello scenario ad elevato utilizzo di rinnovabile), ma quello economico è di 5 TWh all'anno, studiato per uno scenario a basso utilizzo di rinnovabile [1].

TABELLA 11 - INDICI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO CSP A CONCENTRATORI PARABOLICI

CSP						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	5600	3400	30	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	14	18	10	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	30	30	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1,5	1,5	30	30	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	55	70	25	25	triangolare
<b>Potenziale tecnico Italiano</b>	TWh/a	-	88	-	-	-
<b>Potenziale economico Italiano</b>	TWh/a	-	5	-	-	-



### 5.2.3. EOLICO

#### ○ Stato dell'arte

Il settore dell'energia eolica nel mondo ha avuto un fortissimo sviluppo negli ultimi 20 anni, passando da 3 GW a 285 GW entro la fine del 2012. Il trend positivo resterà anche negli anni futuri, quando nel 2020 si prevede che l'energia eolica coprirà il 12% del fabbisogno elettrico europeo. Uno dei principali motori di tale sviluppo è la diminuzione del costo di produzione dell'energia elettrica, il che implica da una parte la riduzione dei costi di installazione, di capitale e di manutenzione, e dall'altra la massimizzazione dell'affidabilità e della produzione. L'energia elettrica viene prodotta attraverso l'energia cinetica del vento, che fa ruotare un'elica, ad asse verticale o orizzontale che può essere costituita da una, tre o quattro pale, la quale è collegata ad un generatore. Tali pale eoliche se situate sulla terra ferma, prendono il nome di eolico onshore. Viceversa qualora fossero situate in mare su piattaforme fisse prendono il nome di eolico offshore, se su piattaforme galleggianti vengono chiamate eolico offshore galleggiante; l'offshore è visto come il futuro dello sviluppo di tale tecnologia. La più grande turbina eolica in commercio al momento ha una capacità di 7,58 MW e per il futuro si prevede, secondo trend sia accademici che industriali, che tale valore sia nel range dei 10-20 MW, soprattutto per l'eolico offshore.

#### ○ Potenza installata e Energia prodotta

La crescita mondiale annuale di eolico è dal 2003 in media del 24,5% ed ha raggiunto nel 2014 un totale di 371,2 GW di potenza installata, 52,1 GW installati solo nel 2014. A livello europeo nel 2014 sono stati installati 12,5 GW di potenza, raggiungendo in totale una potenza accumulata installata di 130,4 GW che ha generato circa 247 TWh di energia elettrica [13]. In tale scenario l'Italia nel 2014 ha occupato il quinto posto a livello europeo, registrando una produzione, secondo i dati Terna, di circa 15,2 TWh, in crescita dell'1,9% rispetto al 2013, con una potenza efficiente lorda installata di 8,7 GW.

Si prevede che l'andamento degli investimenti di capitale per l'eolico onshore abbia un ulteriore calo per poi stabilizzarsi. Purtroppo le turbine eoliche sono viste come una elevata fonte di guadagno, dunque se da una parte la tecnologia è abbastanza consolidata è probabile che i fattori non tecnologici avranno una forte influenza sul prezzo. D'altra parte l'eolico offshore, che ha avuto costi alti fino al 2015, ha ancora un ampio spazio di sviluppo, tra cui miglioramenti tecnologici (installazione), l'apprendimento attraverso la pratica, il miglioramento della supply chain, che dovrebbe portare ad una riduzione di investimenti per il 18% entro il 2020, e del 35% entro il 2050.

#### ○ Parametri caratteristici

Per ciò che riguarda i costi di investimento questi variano di molto in base al luogo delle installazioni per diversi fattori tra i quali i costi di trasporto, molto alti, le condizioni del terreno, la distanza dal punto di connessione; di solito tale tipologia di installazioni è fatta in ambienti angusti quali montagne dove non è facile trasportare una pala eolica e i punti di connessione alla rete sono lontani. Dunque per questi e per altri motivi legati al learning rate e all'andamento del mercato elettrico, il prezzo mondiale delle turbine eoliche ha subito diverse oscillazioni, fino ad arrivare in media agli 850 €/kW. A livello europeo i prezzi sono elencati nella tabella 12. È evidente come i costi di overnight siano maggiori per le installazioni offshore, specialmente per quelle in mare aperto. In modo analogo vengono gestiti i costi di esercizio e manutenzione, una sostituzione di un componente in mare implica risorse maggiori. I potenziali in tabella sono riferiti ai valori massimi italiani

secondo lo scenario GREEN dello studio fatto da SUSPLAN, quindi con forte penetrazione di rinnovabile [17].

TABELLA 12 - INDICI CARATTERISTICI DI IMPIANTI EOLICI ONSHORE, OFFSHORE E FLOATING OFFSHORE

Eolico onshore						
	Unità	2014	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	1400	1100	30	50	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	20	25	10	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	42	40	25	25	triangolare
<b>Potenziale massimo</b>	TWh/a	-	22	-	-	-
Eolico offshore						
	Unità	2014	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	3470	2280	20	40	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	20	30	10	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	100	70	25	25	triangolare
<b>Potenziale massimo</b>	TWh/a	-	10	-	-	-
Eolico offshore galleggiante						
	Unità	2014	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	4000	3300	20	20	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	20	25	10	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	2	2	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	200	120	25	25	triangolare
<b>Potenziale massimo</b>	TWh/a	-	6	-	-	-

#### 5.2.4. BIOMASSA E BIOGAS

##### o Stato dell'arte

L'utilizzo delle bioenergie ha avuto sin dall'inizio un largo consenso a livello globale in quanto l'energia prodotta da tali fonti, biomasse e biogas, è considerata *green*. Ci si aspetta dunque che tale tecnologia ricopra un ruolo importante nel futuro della generazione elettrica diventando sempre più competitiva in uno scenario *low carbon*. Secondo l'Energy Roadmap, nel 2020 si dovrebbe arrivare ad un utilizzo di bioenergie del 57% nel settore rinnovabile, il quale dovrebbe aumentare significativamente nel 2050 [2]. La crescita di tale utilizzo è sottoposta però alla disponibilità di tali fonti. Facendo una media tra tutte le agenzie di

ricerca come la EEA (European Environment Agency), la AEBIOM e Biomass Futures Project, la disponibilità di biomasse tra il 2020 e il 2030 si aggira tra i 3000 e i 3500 TWh.

La maggior parte delle tecnologie attualmente in uso per la generazione di energia elettrica sono basate su un sistema di combustione in caldaia con connessa turbina a vapore, schema simile ai convenzionali impianti termoelettrici. Infatti nel mondo la maggior parte delle biomasse viene combusta assieme al carbone in impianti già esistenti. Tale scelta deriva da motivazioni sia tecnologiche che economiche: l'efficienza di conversione aumenta e il costo del combustibile è inferiore. Nel corso degli anni si è riusciti a migliorare l'efficienza di tale tecnologia andando a lavorare sui materiali combustibili, passando da un'efficienza del 10-30% quando si utilizzavano tronchetti di legno, i quali emettevano anche grandi quantità di particolato, ad oggi che con l'utilizzo di trucioli o *pellets* si è raggiunto il 90%.

Altre tecnologie fanno ricorso ad altri combustibili come i rifiuti organici che sfruttano sia il principio termico di combustione o gassificazione o pirolisi, che trattamenti biologici come la fermentazione o la digestione anaerobica [9]. Non sono ancora tecnologie consolidate ma in via di sviluppo e quindi non sono in grado di produrre potenze elevate e rendimenti economicamente accettabili.

È importante considerare un aspetto fondamentale per questo studio e per gli scenari energetici futuri. Nella combustione delle biomasse si producono comunque emissioni di CO<sub>2</sub>, nella maggior parte dei casi della stessa quantità dei combustibili fossili convenzionali se si tiene in considerazione la stessa densità di energia prodotta (le biomasse hanno una densità di energia molto più bassa dei tradizionali combustibili fossili). È evidente che la quantità di emissioni varia in base alla tipologia del combustibile utilizzato (biomassa da foresta, scarti agricoli, scarti industriali), dal trasporto e quindi emissioni indirette, e dal processo di lavorazione del combustibile, trucioli o pellets ad esempio. Dunque le bioenergie sono considerate, come detto precedentemente, come tecnologie *carbon free* ma solo sotto l'assunzione che le emissioni di CO<sub>2</sub> generate dalla combustione sono state precedentemente assorbite dalla crescita delle stesse piante utilizzate come combustibile. Tutte le tecnologie dovrebbero essere affiancate a sistemi di cattura dell'anidride carbonica per essere completamente prive di emissioni. Infatti il futuro è nello sviluppare impianti Bio-CCS per la generazione di energia elettrica.

#### ○ Potenza installata e Energia prodotta

Economicamente molte tecnologie a biomassa hanno difficoltà nel competere con i combustibili fossili per molte ragioni tra cui i costi di investimento, ancora elevati, il costo della biomassa tuttora elevato rispetto al carbone o al gas per esempio, e il basso rendimento di conversione nel processo di generazione di energia elettrica. Nonostante ciò tale fonte di energia gioca un ruolo importante nel sistema energetico europeo, secondo le fonti EUROBSERV'ER nel 2014 il consumo di energia primaria da biomasse solide era di 89,1 Mtoe, leggermente in calo rispetto l'anno precedente ma con un trend positivo di crescita, come visibile dalla Fig.16.

Tale utilizzo ha portato ad una produzione di energia elettrica nel 2014 di 84,8 TWh, in crescita del 4,5% rispetto al 2013. Per ciò che riguarda l'Italia, nello scenario europeo è stato il 5° Paese nella produzione di energia primaria da consumo di biomasse solide, con valori rispettivamente di 5,54 Mtoe e 8,07 Mtoe. Questi valori l'hanno collocata al 5° posto come produzione di energia elettrica in Europa per un totale di 3,82 TWh [14]. D'altra parte l'utilizzo del biogas in Europa è stato notevole, infatti nel 2013 sono stati prodotti 13,4 Gtoe di energia primaria, Italia è al 3° posto come produttore con 1,8 Gtoe, che ha permesso di ottenere una produzione lorda di energia elettrica di 53,3 TWh, e rispettivamente 7,4 TWh in Italia [15]. La situazione nel nostro Paese nell'utilizzo delle bioenergie è quindi molto variegata in quanto vengono utilizzati molteplici tipologie, oltre alle biomasse solide e al biogas si utilizzano anche i bioliquidi. Secondo le fonti Terna nel 2014 sono stati prodotti 9,9

TWh di energia elettrica da impianti dedicati e 8,8 TWh da impianti con cogenerazione di calore per un totale di 18,7 TWh, grazie ai 2482 impianti che sono stati in grado di fornire una potenza efficiente lorda di circa 4 GW [6]. Dei 18,7 TWh prodotti 363,1 GWh sono stati prodotti da impianti termoelettrici con utilizzo prevalentemente di combustibile tradizionale alimentati anche da bioenergie per un totale di 2,14 GW di potenza efficiente lorda.

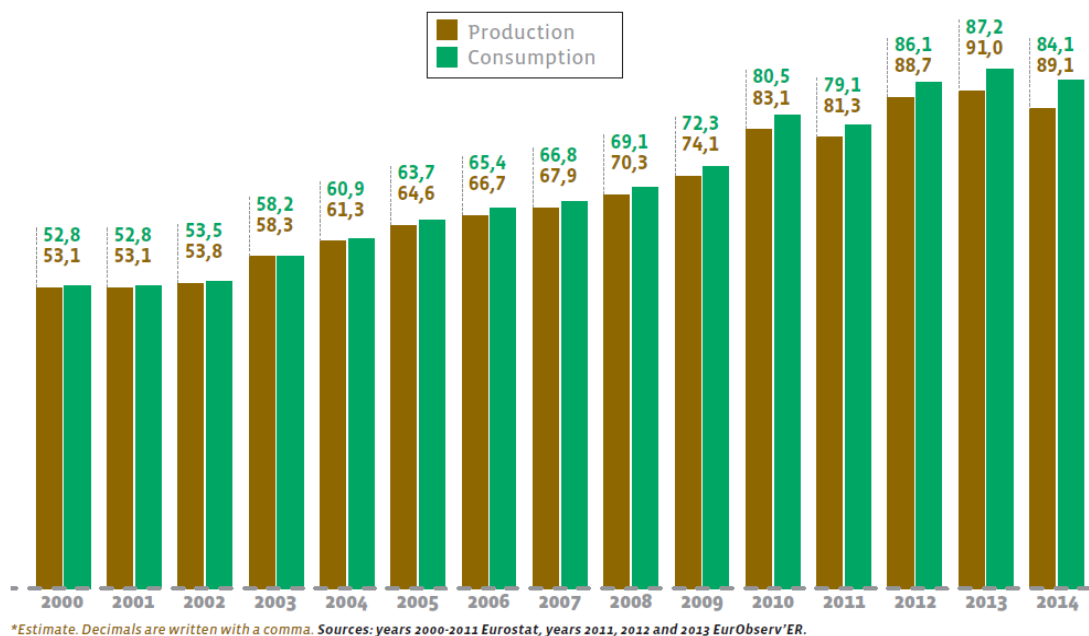


FIGURA 16 - PRODUZIONE DI ENERGIA PRIMARIA E CONSUMO LORDO DI BIOMASSA SOLIDA IN EUROPA DAL 2000 AL 2014 IN MTOE. FONTE EUROBSERV'ER - SOLID BIOMASS BAROMETER.

#### ○ Parametri caratteristici

Andiamo ad analizzare ora i costi e gli indici caratteristici per impianti a biomasse per i quali si terrà conto di un impianto a letto fluido e impianti biogas IGCC (Integrated Gassification Combined Cycle). Gli impianti a letto fluido utilizzando cicli Rankine con turbine a vapore raggiungeranno elevate efficienze, 40%, e elevate potenze. I costi di overnight sono ancora elevati ma si prevede che al 2050 si aggireranno sui 2000 €/kWe secondo fonti JRC. Le emissioni dirette di gas serra sono ancora molto elevate, pari a circa 900 tCO<sub>2</sub>(eq)/GWh. Gli impianti IGCC, che sono ancora in fase sperimentale ma pronti per il 2050, utilizzano un gassificatore per produrre syngas che poi viene combusto in turbina e grazie ad una caldaia a recupero si sfrutta il flusso di tale gas caldo per produrre più vapore e quindi più elettricità. Tale caratteristica permette un'efficienza maggiore, circa 50% al 2050, emissioni più basse di GHG, circa 700 tCO<sub>2</sub>(eq)/GWh, ma ovviamente un costo di overnight maggiore [10]. Nella tabella 13 sono espressi tutti i valori con le rispettive distribuzioni considerate per le proiezioni al 2050.

Per ciò che riguarda i prezzi del combustibile questi sono influenzati molto dallo scenario energetico futuro e si aggirano in media sui 40 €/t per lo scenario di riferimento e 80 €/t per uno scenario con forte penetrazione di rinnovabile [1].

TABELLA 13 - INDICI CARATTERISTICI DI IMPIANTI PER A LETTO FLUIDO PER BIOMASSA E IGCC PER BIOGAS

Biomassa a letto fluido						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	2960	1830	25	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	35	39	5	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	25	25	10	10	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	100	130	25	25	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	992	891	-	-	-
Biogas IGCC						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	4810	2560	60	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	35	48	5	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	25	25	10	10	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	1	1	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	110	150	25	25	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	856	723	-	-	-
<b>Prezzo emissioni</b>	€/t CO <sub>2</sub>		90	30	30	lineare
<b>Prezzo biomassa</b>	€/t		40	50	50	lineare

### 5.2.5. GEOTERMICO

#### ○ Stato dell'arte

L'energia geotermica è una delle fonti primarie più antiche al mondo, deriva infatti dall'energia termica generata e conservata all'interno della Terra proveniente dalla formazione del nostro Pianeta e dal decadimento radioattivo dei suoi minerali. Tale risorsa, classificabile in base alla temperatura del fluido come a basso, medio o alto campo entalpico, è commercialmente utilizzabile per la generazione di energia elettrica e allo stesso tempo di calore, sfruttando risorse idrotermali ad alte temperature, sistemi acquiferi profondi a media e bassa temperatura e l'elevato calore immagazzinato dei minerali. Dunque è una forma di energia a bassissima emissione di gas serra, non c'è processo di combustione che emette CO<sub>2</sub>, che deve essere considerata come un'opportunità da utilizzare, infatti la IEA's Geothermal Heat and Power Roadmap ritiene che nel futuro l'energia geotermica possa costituire la baseline nella generazione di energia elettrica in quanto è *green* ed è una delle poche fonti rinnovabili immuni alle variazioni climatiche e metereologiche. D'altra parte ciò che potrebbe rallentare l'evoluzione di tale tecnologia è l'impatto ambientale e sociale. Nell'utilizzo idrotermico c'è un rilascio di solfati di idrogeno, mercurio e ossidi di nitrogeno, e inoltre si viene a creare un'alterazione della superficie e del sottosuolo che nel peggiore dei casi potrebbe provocare terremoti. Gli impianti inoltre sono di notevole dimensione e molto

rumorosi, dunque di difficile accettazione sociale. Viceversa il consumo di acqua per MWh è inferiore rispetto ad un impianto nucleare o fossile.

A livello tecnologico gli impianti geotermici producono vapore, grazie all'acqua bollente proveniente dalla crosta terrestre. La parte impiantistica immersa nel terreno è uguale a quella utilizzata per l'estrazione di petrolio e gas mentre la parte utilizzata per la generazione di vapore è quella convenzionale utilizzata nei comuni impianti termoelettrici. Il fattore di capacità di tali impianti si aggira normalmente sul 90%, per gli *advanced plant* si possono raggiungere anche il 97-98%. Ci sono dunque due grandi famiglie di impianto geotermici, convenzionali o avanzati. Dei primi sono disponibili in commercio tre tipi: a vapore saturo secco, a singolo o doppio flash, ciclici binari. Le capacità tipiche dei primi 2 si aggirano sui 50 MWe fino ad arrivare ai 300 MWe, ovviamente le efficienze sono dipendenti dalla temperatura di lavoro del fluido geotermico. La tecnologia più utilizzata, 2/3 della totale capacità installata è la *flash steam* che usa risorse idrotermali liquide a 180° C circa, tali flash di acqua calda e di vapore vengono inviati alla turbina che messa in rotazione genera energia. Efficienze tipiche per impianti single o dual flash sono rispettivamente di 30-35% e 35-45%. Il costo dell'impianto per la prima tecnologia è inferiore rispetto alla seconda e quindi economicamente più competitivo ed inoltre le temperature di lavoro ottimali sono inferiori. Nella tabella 14 sono elencati tutti gli indici caratteristici [10] [1].

○ Potenza installata e Energia prodotta

A livello globale gli impianti geotermici installati per la produzione di energia elettrica nel 2012 avevano una potenza di 12 GWe, di cui 9,6 GWe operativi che hanno generato 75 TWh, circa il 0,33% del totale, percentuale bassa ma comunque in crescita. Dei 75 TWh in Europa sono stati prodotti 11,4 GWh grazie ad una potenza installata di 1,7 GWe che si prevede crescerà fino a 3,9 GWe nel 2019 [9].

○ Parametri caratteristici

Tra gli indici caratteristici di questa tecnologia c'è il costo di overnight, molto elevato ad oggi ma previsto in decrescita nel 2050 e il valore delle emissioni dirette di gas serra che sono pari a 122 tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub> [10]. Segue la tabella 14 con tutti i valori.

TABELLA 14 - INDICI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO FLASH STEAM

Geotermico Flash Steam						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	5530	3610	30	10	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	23	25	5	10	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	30	30	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	2	2	50	50	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	175	175	25	25	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	122	122	-	-	-

## 5.2.6. IDROELETTRICO

### ○ Stato dell'arte

L'utilizzo dell'acqua come fonte energetica rinnovabile è uno dei settori più consolidati al mondo, nel 2012 l'idroelettrico aveva coperto il 16% dell'energia elettrica mondiale e il 79% di quella rinnovabile con una generazione di 3700 TWh grazie ad una capacità installata di 990 GW. D'altra parte tale settore ha un potenziale quasi del tutto utilizzato e quindi si prevede che nel 2050 anche con un potenziale stimato di 9770 TWh la crescita negli anni futuri sia piuttosto bassa, 7000 TWh al 2050, o addirittura in calo nel 2020 al 9,2% dello share globale nel mercato dell'energia elettrica e al 8,8% nel 2030, per ragioni politiche e ambientali [9]. L'idroelettrico, infatti, se da una parte rappresenta una risorsa rinnovabile, poco costosa e molto flessibile, dall'altra ha un forte impatto ambientale, negli ultimi anni tale tema è diventato sempre più importante. Impianti di grandi dimensioni oltre a richiedere lunghi periodi di costruzione sono soggetti a forti restrizioni da parte delle politiche locali che influenzano lo sviluppo in modo differente tra i Paesi. Viceversa impianti piccoli come un RoR (Run of River) hanno un impatto molto minore in quanto non richiedono la modifica del corso d'acqua con la costruzione di bacini artificiali e quindi anche le opere civili sono più piccole e veloci da costruire. Il futuro dell'idroelettrico sarà dunque spinto dalla costruzione di nuovi impianti di grandi dimensioni ma al di fuori dell'Europa, il Brasile presenta ad oggi un buon mercato, inoltre è da tener in considerazione l'ammodernamento degli impianti già in uso e infine la richiesta di capacità di accumulo, chiave fondamentale per un sistema ad elevata penetrazione di rinnovabile.

L'impianto idroelettrico trasforma l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica di rotazione della turbina che viene convertita direttamente in energia elettrica tramite il generatore. Gli impianti idroelettrici sono classificati in base alla durata d'invaso dell'impianto, ossia il tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile alla portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa e pertanto si parla di [16]:

- impianti a serbatoio con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- impianti a bacino: con un serbatoio classificato come "bacino di modulazione" settimanale o giornaliero, con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore;
- impianti ad acqua fluente o RoR: senza serbatoio o che hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua o sui canali di bonifica e la loro produzione dipende dalla portata disponibile nel fiume o nel canale.

Altra classificazione viene fatta in base alla potenza efficiente lorda degli impianti;

- grande, con una  $P > 100$  MW, rappresentati da impianti a serbatoio o bacino;
- medio, con una potenza 10-100 MW, costituiti da impianti a bacino e serbatoio;
- piccolo, per una  $P < 10$  MW, divisi tra impianti ad acqua fluente e a bacino.

### ○ Potenza installata e Energia prodotta

A livello energetico in Europa sono stati prodotti 330 TWh di elettricità grazie ai 106 GW di potenza installata che hanno coperto il 10% della totale generazione e il 44% di quella da fonti rinnovabili. In Italia nel 2014 da una producibilità lorda media annua di 56,3 TWh sono stati prodotti 60,25 TWh di energia elettrica lordi, comprensivi di apporti naturali e di pompaggio, di cui il 26% da impianti a serbatoio, il 30% da impianti a bacino e il restante

44% da impianti ad acqua fluente. Tale produzione è stata possibile grazie ad una capacità di potenza efficiente lorda pari a 22,44 GW. A livello di potenza installata in Italia abbiamo al 2014 il 52% coperto da impianti di grandi dimensioni, 33% costituito da impianti di medie dimensioni e il rimanente 15% di impianti di piccole dimensioni [6].

Il potenziale dell'idroelettrico italiano, secondo le fonti SUSPLAN, dei grandi impianti è ormai completamente coperto, dunque ci si aspetta al 2050 che 35 TWh di potenziale siano coperti dagli esistenti impianti e l'unica possibilità di crescita del potenziale sia riservata solo al piccolo idroelettrico per un totale che va dai 7 TWh per uno scenario con basso utilizzo di rinnovabile agli 11 TWh per uno scenario con alta penetrazione di fonti rinnovabili [17].

○ Parametri caratteristici

Per tale studio gli impianti sono stati raggruppati secondo 2 macro categorie, grande-medio che coprono una potenza maggiore di 10MW e mini-fluente con una potenza minore di 10 MW. Allo stesso tempo, di alcuni dei dati caratteristici, come il costo di overnight ad esempio, presi dalle fonti JRC [10] e [1] è stata fatta una media tra grande e medio idroelettrico, e mini e RoR dai cui scaturiscono i valori in tabella 15. Il potenziale tenuto in considerazione per il mini idroelettrico è quello con elevato utilizzo di fonti rinnovabili per le ovvie ragioni spiegate fin ora.

TABELLA 15 - INDICI CARATTERISTICI DI IMPIANTO IDROELETTRICO GRANDE E MINI

Idroelettrico medio-grande > 10 MW						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	2750	2800	50	36	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	60	60	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	5	5	20	20	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	60	60	25	25	triangolare
<b>Potenziale</b>	TWh	-	35	-	-	-
Idroelettrico mini < 10 MW						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	5000	5100	50	40	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	60	60	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	2	2	50	50	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	75	75	25	25	triangolare
<b>Potenziale</b>	TWh	-	11	-	-	-



## 5.3. NUCLEARE

Con energia nucleare si intendono tutti quei fenomeni in cui si ha la produzione di energia in seguito a trasformazioni nei nuclei atomici. L'energia nucleare, insieme alle fonti rinnovabili e le fonti fossili, è una fonte di energia primaria, in altre parole è presente in natura e non deriva dalla trasformazione di altra forma di energia. La prima persona che intuì la possibilità di ricavare energia dal nucleo di un atomo fu lo scienziato Albert Einstein nel 1905, il quale elaborò che le grandi energie presenti nel nucleo dell'atomo sono ben maggiori rispetto alle energie ottenute da reazioni chimiche, dove il nucleo dell'atomo non è coinvolto. L'energia nucleare può essere prodotta sia attraverso la fissione nucleare (separazione dei nuclei di materiali radioattivi pesanti) sia attraverso la fusione (unione di nuclei di elementi leggeri). Ad oggi, la generazione di energia elettrica da fissione è l'unica realizzabile e controllabile, con i necessari accorgimenti tecnici legati alla prevenzione degli incidenti ed alla gestione delle scorie radioattive. Invece, per quanto riguarda la fusione, essa non è ancora realizzabile per periodi di tempo sufficienti ad una produzione continua di energia. Infatti, non esiste ancora alcun dispositivo in grado di contenere e mantenere "confinato" per un tempo sufficiente l'idrogeno alle altissime temperature che rendono possibile l'aggregazione dei nuclei.

Nel seguito, si andrà ad analizzare solo la fissione come strumento di generazione elettrica, il suo stato dell'arte, la presenza nel mercato dell'energia elettrica e gli indici caratteristici a livello di costo e tecnologico. Per ciò che riguarda la fissione, poiché fino ad oggi non ci sono impianti in grado di generare potenza elettrica e si prevede che il primo prototipo di reattore, ITER, International Thermonuclear Experimental Reactor, entri in funzione dal 2070, è difficile avere dei dati precisi circa i costi di generazione. Fin ora sono stati condotti molti studi che hanno cercato di valutare il costo del kWh prodotto che secondo l'International Atomic Energy Agency (IAEA) è nel range dei 5-10 c€/kWh, aderente anche all'analisi stocastica di FRESCO il cui risultato è di 7,6 c€/kWh [19]. La fusione nucleare rappresenterà dunque il futuro della generazione di energia elettrica e si pensa sia in grado di sostituire completamente l'utilizzo delle fonti fossili, anche se di sicuro non rientrerà nel paniere del 2050. Per tali ragioni in questo studio tale tecnologia non è tenuta in considerazione come possibile fonte di utilizzo da inserire negli scenari elettrici a breve-medio periodo.

### 5.3.1. FISSIONE NUCLEARE

#### ○ Stato dell'arte

Ad oggi l'energia nucleare è una delle fonti energetiche più affidabili ed economicamente sostenibile in grado di costituire la *baseline* energetica in uno scenario elettrico *low-carbon*. Nel 2016 si contano 442 reattori a fissione nucleare sparsi in tutto il mondo per una capacità totale di potenza installata di 375 GWe che copre circa il 13,5% del fabbisogno mondiale. In Europa se ne contano 148, attivi in 16 Paesi, con una potenza installata di 125 GWe in grado di generare il 30% di elettricità totale e circa il 70% di energia a bassa emissione di gas serra. Il suo contributo dunque continuerà negli anni futuri, soprattutto in previsione di adottare un mix energetico senza emissioni di CO<sub>2</sub>. D'altra parte potrebbe giocare un ruolo importante

anche in altri ambiti, ritornati in voga negli ultimi anni, come riscaldamento per applicazioni industriali [9].

Il combustibile utilizzato è l'uranio, elemento relativamente abbondante sulla crosta terrestre, 3-4 ppm, e nel mare,  $3,3 \times 10^{-3}$  ppm. Una stima delle risorse però è difficile e dubbia in quanto anche se le risorse sembrano praticamente quasi illimitate è necessario stimare la quantità ottenibile a costi limitati. Secondo la Nuclear Energy Agency nel 2014 le scorte di uranio nel 2013 ammontavano a 5,9 Mt estraibili ad un costo di 130 \$/kg. Tali quantità oltre a variare in base ai costi di estrazione variano anche in base alla domanda in quanto se c'è la necessità di molto uranio vengono avviate nuove ricerche [18].

I reattori presenti in commercio nella maggior parte degli impianti sono quelli ad acqua leggera, LWR, e a seguire ci sono quelli moderati a gas, AGR, come il Magnox, diffusi principalmente in UK e poi i reattori CANDU moderati ad acqua pesante, utilizzati molto in Canada, principalmente in Romania per l'Europa. I reattori LWR si dividono in due categorie, quelli pressurizzati, PWR, e quelli bollenti, BWR. Il principio di funzionamento è identico, le reazioni a catena di fissione controllata nel reattore riscaldano il fluido. Nel primo, il fluido riscaldato, passa attraverso un generatore di vapore, dentro il quale verrà creato il vapore che attraverso un circuito secondario va in turbina e provoca la rotazione e quindi la generazione di energia elettrica tramite un generatore coassiale alla turbina. Nel secondo caso invece il circuito del fluido è unico, e quindi è lo stesso fluido di raffreddamento che trasformato in vapore all'interno del reattore stesso, lambisce le pale della turbina. La maggior parte dei reattori attualmente in uso sono classificati come Seconda Generazione ed utilizzano uranio arricchito del 3-5% di  $U_{235}$ . Ad ogni modo lo stato dell'arte è rappresentato dalla terza Generazione che non ha dei profondi cambiamenti concettuali rispetto a quelli precedenti ma ha delle migliorie a livello della sicurezza e dell'affidabilità.

Una vera e propria rivoluzione è rappresentata dai reattori *breeder* o veloci, concepiti in modo da sfruttare al massimo l'energia generata dalla fissione senza l'utilizzo del moderatore. In tale caso si riesce a produrre una quantità di energia 50 volte superiore con la stessa quantità di uranio naturale utilizzata nei reattori lenti. Inoltre sono in grado di utilizzare  $U_{238}$  senza che questo venga arricchito di  $U_{235}$ , processo ad oggi molto costoso, o anche uranio impoverito utilizzato in precedenza dai reattori di II Generazione. I reattori veloci sono inoltre in grado di diminuire la radioattività dei rifiuti radiotossici, le barre di uranio esauste, di un fattore 100. Dunque possono essere utilizzati anche per il trattamento dei rifiuti radioattivi. Ad oggi però necessitano di ricerca per essere resi commercialmente utilizzabili e aderenti agli standard dei reattori di IV Generazione in merito di sicurezza e resistenza alla proliferazione; dunque si ipotizza siano pronti per il 2040. Altra tipologia di reattori appetibili, soprattutto per gli USA negli ultimi anni, sono gli SMR, small-medium-reactor, in quanto essendo di dimensioni più piccole rispetto ai convenzionali reattori hanno costi di capitale più bassi, anche se poi il costo del kWe è maggiore, ed inoltre possono essere utilizzati in applicazioni dedicate o in zone dove la rete elettrica non è in grado di trasmettere potenze elevate.

#### ○ Potenza installata e Energia prodotta

A livello energetico in Europa la situazione è quella descritta sopra, mentre in Italia l'utilizzo del nucleare è pari a zero dal 1987, quando dopo il referendum la popolazione italiana decise di metter fine alla generazione elettrica da nucleare. Ad oggi è impensabile la costruzione di nuove centrali a fissione per gli scenari futuri, i tempi di messa in funzione sarebbero troppo lunghi e il sistema dovrebbe cambiare radicalmente, per non parlare dell'accettazione sociale. In tale studio comunque vengono analizzati lo stesso i costi di reattori a fissione sia per rimanere aderenti agli studi dell'Energy Roadmap 2050 sia per fare un confronto di costi rispetto a tutti gli altri scenari. La scelta della tecnologia di reattore ricade su quelli LWR di

III Generazione, in quanto saranno quelli che lavoreranno nei prossimi 40 anni, in modo particolare è stato scelto un EPR e un SMR per le ragioni spiegate in precedenza.

○ Parametri caratteristici

I costi di overnight di un reattore EPR, dunque III Generazione, in Europa sono ad oggi di circa 5000€/kW e si prevede possano scendere al 2050 fino ai 3000-4000 €/kW. Tale costo così elevato è da attribuire principalmente al costo di capitale che prende una fetta del 60-70% dei costi totali [10]. La tabella 16 inoltre evidenzia i costi di decommissionamento della centrale e arricchimento dell'Uranio, fondamentali e di gran peso nella valutazione del costo di produzione dell'energia elettrica [1].

TABELLA 16 - INDICI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO EPR E SMR

EPR						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	4500	3750	10	30	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	60	60	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	7	7	20	20	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	80	80	50	50	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	37	38	-10	10	triangolare
<b>Decommissionamento</b>	€/kW	-	480	25	25	lineare
<b>Anni prima del decom.</b>	anni	-	30	-	-	-
<b>Costo conv/arr/fabb</b>	€/kg Uarr	1500	1500	30	30	triangolare
<b>Back-end</b>	€/kg Uarr	-	630	25	25	lineare
SMR						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	6300	5300	55	25	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	60	60	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	3	3	20	20	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	96	96	50	50	triangolare
<b>Efficienza</b>	%	28	28	-10	10	triangolare
<b>Decommissionamento</b>	€/kW	-	580	20	30	lineare
<b>Anni prima del decom.</b>	anni	-	30	-	-	-
<b>Costo conv/arr/fabb</b>	€/kg Uarr	1630	1630	30	30	triangolare
<b>Back-end</b>	€/kg Uarr	-	510	25	25	lineare
<b>Uranio naturale</b>	€/kg U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	-	90	60	60	lineare

## 5.4. CATTURA E STOCCAGGIO DELLA CO<sub>2</sub>

### ○ Stato dell'arte

La tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage) è fondamentale per i prossimi anni in uno scenario a breve-medio raggio, in quanto fino al 2050 ci sarà una fase di transizione durante la quale l'utilizzo di fonti fossili sarà imprescindibile per permettere il totale passaggio ad una produzione di energia elettrica a zero emissioni, dunque almeno fino al 2030-2050 si continueranno ad usare nel mondo il carbone e il gas naturale, per lo shale gas il futuro è ancora molto in certo. Alla luce di tutto ciò per ridurre le emissioni di gas serra l'unica soluzione sembra essere quella di catturare e stoccare in luoghi "sicuri" l'anidride carbonica che viene prodotta dalla combustione. Uno stadio ancora più avanzato della CCS è la CCU, Carbon Capture Utilization, cioè il riutilizzo dell'anidride carbonica per scopi industriali in modo da diminuire visibilmente i costi e la quantità di CO<sub>2</sub> da stoccare. Per raggiungere tali livelli tecnologici sono necessari progetti competitivi e fattibili, innovazione e cooperazione tra la parte privata e pubblica.

La tecnologia CCS ad oggi è all'ultimo stadio di evoluzione, secondo studi ottimistici presi dalla letteratura a partire dal 2020 potrà essere realmente applicata. In Europa verrà utilizzata principalmente negli impianti termoelettrici a gas ma soprattutto a carbone in quanto la percentuale di concentrazione di CO<sub>2</sub> nei gas di scarico è tale da permettere un buon rendimento di cattura e quindi i costi risultano essere inferiori. È abbastanza difficile trovare la combinazione giusta tra i 3 *step* che costituiscono tale processo in quanto a livello tecnologico ci sono diverse idee.

Per ciò che riguarda la cattura dell'anidride carbonica ci sono 4 processi validi che però devono tener presenti le diverse impurità, come NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub>, emesse dai diversi tipi di combustibili utilizzati: cattura post-combustione, la CO<sub>2</sub> viene separata dal gas di combustione con l'utilizzo dell'aria; cattura pre-combustione, utilizzando un gas di sintesi prodotto o attraverso la gassificazione del combustibile solido o il *reforming* del gas naturale; combustione oxy-fuel, approccio molto recente in cui viene utilizzato, invece dell'aria, un flusso di O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> sui gas dopo la combustione in modo da ottenere un gas di scarico ad elevato contenuto di CO<sub>2</sub>, 85% circa, vapore acqueo e altre tracce di impurità facilmente eliminabili; combustione chimica ciclica, l'ossigeno necessario per la combustione viene portato attraverso un carrier di ossigeno cioè un ossido di metallo, in modo da non usare aria e avere come prodotti di scarto solo CO<sub>2</sub>, vapore e l'ossido di metallo. La costruzione di nuovi impianti termoelettrici con l'implementazione delle tecnologie elencate sopra hanno comunque elevati costi di overnight e la loro fattibilità dipende anche dai costi del combustibile.

Il settore del trasporto dell'anidride carbonica si basa su 3 possibilità: trasporto via terra, trasporto via mare e trasporto attraverso gasdotti. Quest'ultimo è il più accreditato se si vuole costruire un futuro in cui tale tecnologia è completamente integrata con il sistema. D'altra parte bisogna tener presente che in certi casi i possibili siti di stoccaggio sono in aree completamente diverse da quelle della cattura e quindi le infrastrutture da costruire necessitano di una pianificazione attenta. I costi di investimento variano in un range di 3-0,6 milioni di € e secondo le fonti JRC il costo di trasporto per una distanza di 180 km di un volume di CO<sub>2</sub> di 2,5 Mt/anno è di oltre 5 €/t di CO<sub>2</sub>, che sale a 9,5 €/t per gasdotti offshore. Il trasporto via nave è inferiore ma comunque dipende dalle distanze.

L'ultimo step riguarda la conservazione, sicura e per lunghi periodi senza che l'anidride carbonica possa fuoriuscire dai siti, discorso simile al combustibile esausto della tecnologia nucleare. I siti maggiormente accreditati sono giacimenti esauriti di gas naturale e petrolio, pozzi acquiferi salini e vecchie miniere di carbone. Il potenziale varia in base al fattore di efficienza, soprattutto per le falde saline, in media quello stimato in tutto il mondo è di

10000 Gt di CO<sub>2</sub>, in Europa di 117 Gt. In Italia facendo una media del fattore di efficienza dei siti a disposizione ci sono tra i 3-11,8 Gt [1]. Come detto precedentemente i primi impianti CCS entreranno in funzione a partire dal 2030 e si stima che lo stoccaggio annuale mondiale ammonti a 2 Gt fino a raggiungere i 7 Gt di CO<sub>2</sub> stoccata nel 2050. Costi di stoccaggio tipici saranno compresi tra 1 e 7 €/t di CO<sub>2</sub> per le riserve di gas e petrolio esaurite mentre per le i pozzi acquiferi salini i costi aumentano, dai 6 ai 20 €/t.

○ Potenza installata e Energia prodotta

In Europa l'87,4% delle emissioni di anidride carbonica deriva dalla combustione delle risorse fossili e l'industria energetica ne genera il 34,5%. Come detto prima i primi impianti di CCS saranno installati su impianti di generazione di elettricità a carbone in quanto questo sono la causa di un quarto del totale delle emissioni in tutto il mondo. Seguendo successivamente una crescita notevole nelle installazioni, dai 3 GW nel 2020 fino ai 50-250 GW nel 2050 in dipendenza degli scenari adottati, la tecnologia CCS si prevede contribuirà a diminuire le emissioni di gas serra nel settore elettrico del 19-32% [9].

○ Parametri caratteristici

In questo studio si è scelto di utilizzare la tecnologia post-combustione sia negli impianti a carbone USC che in quelli a gas CCGT in quanto è quella più affidabile al momento e meno costosa sia a livello di investimenti di capitale che energetici. Di seguito, tabella 17, vengono elencati tutti gli indici di caratteristici e di costo di queste 2 applicazioni. Negli scenari si ipotizzerà che gli impianti USC+CCS entreranno in funzione a partire dal 2020 mentre quelli CCGT+CCS a partire dal 2030 per le ragioni sopra elencate [1][10].

TABELLA 17 - PARAMETRI CARATTERISTICI DI IMPIANTI CCGT E USC CON CCS

CCGT + CCS						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	1500	1500	15	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza totale</b>	%	50	55	10	10	triangolare
<b>Efficienza di cattura</b>	%	86	86	10	10	lineare
<b>Vita Utile</b>	anni	30	30	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	2	2	50	50	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	30	30	20	30	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	53	4	-	-	-
<b>Trasporto CO<sub>2</sub></b>	€/t	4,8	4,8	65	65	lineare
<b>Stoccaggio CO<sub>2</sub></b>	€/t	7,5	7,5	75	75	lineare
USC + CCS						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	3000	2550	15	15	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Efficienza totale</b>	%	34	38	10	10	triangolare
<b>Efficienza di cattura</b>	%	87	87	10	10	lineare
<b>Vita Utile</b>	anni	40	40	15	15	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	4	4	25	25	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	65	65	20	30	triangolare
<b>Emissioni GHG</b>	tCO <sub>2</sub> (eq)/GWh	110	95	-	-	-
<b>Trasporto CO<sub>2</sub></b>	€/t	5	5	65	65	lineare
<b>Stoccaggio CO<sub>2</sub></b>	€/t	7,5	7,5	75	75	lineare

## 5.5. ACCUMULO CON POMPAGGIO IDRICO

### ○ Stato dell'arte

Affinché possa esserci un utilizzo massiccio delle fonti rinnovabili in uno scenario futuro, senza che tale energia venga sprecata è necessario tenere in considerazione l'utilizzo di tecnologie in grado di immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso e restituirla alla rete quando c'è la necessità. Lo *storage* permette una maggiore flessibilità del sistema, l'utilizzo massimo dell'energia prodotta e allo stesso tempo conferisce maggior affidabilità ad un mix energetico fortemente rinnovabile. Infatti il problema del rinnovabile è nella sua non programmabilità e quindi ci si può ritrovare in momenti in cui c'è un surplus di energia prodotta ed altri in cui c'è carenza e si deve ricorrere ad altre fonti. L'accumulo dunque si potrebbe dire che minimizza gli sprechi sotto un certo punto di vista. È una tecnologia che suscita quindi molto interesse anche in prospettiva di una decentralizzazione della produzione, piccoli accumulatori di energia, principalmente batterie, sparsi per il Paese in grado di rendere autosufficienti alcune zone, concetto di micro-smart-grid. A farla da padroni però è il sistema di accumulo centralizzato, dove la tecnologia principale PHS (Pumped Hydro Storage) è la più consolidata. Il principio di base è la conversione dell'energia elettrica in altre forme energetiche accumulabili e conservabili e la riconversione per la messa in rete.

Una prima classificazione di accumulo può essere fatta in base alla durata di energia immagazzinata: storage a breve termine, meno di 1 ora di energia, storage giornaliero in grado di ottimizzare il mix energetico poiché compensa la differenza tra produzione e domanda, e l'accumulo stagionale già praticato nel settore idroelettrico e che vede il suo futuro nell'accumulo ad elettrolisi di idrogeno.

Altra distinzione viene fatta in base alla tecnologia utilizzata: meccanica, l'energia elettrica viene convertita in energia gravitazionale, PHS, o di rotazione, volani, o altre forme; chimica, attraverso reazione chimiche scaturite dall'energia elettrica, elettrolisi H<sub>2</sub>; elettrochimica, le più comuni batterie o anche i *supercapacitors*; elettrica, non c'è nessuna conversione ma si utilizzano condensatori e magneti superconduttori per accumulare energia; termica, attraverso sistemi di riscaldamento elettrico si accumula calore, difficile però dopo da riconvertire in energia elettrica ma utilizzato per molteplici scopi.

In questo studio l'unica tecnologia che verrà utilizzata per gli scenari è quella a pompaggio in quanto è l'unica consolidata e utilizzata già da quasi un secolo e quindi la sola certa nel suo utilizzo futuro. La prossima prospettiva si incentrerà sicuramente anche sull'utilizzo delle batterie però ad oggi non ci sono ancora sistemi commercialmente in grado di fornire grandi potenze e grandi energie allo stesso tempo. Dunque per ciò che riguarda il PHS, tale sistema immagazzina energia pompando acqua in riserve ad un'altitudine maggiore rispetto alla riserva di utilizzo sfruttando l'energia proveniente dalla rete in eccesso, quando poi ci sono picchi di domanda tale acqua viene rilasciata e con lo stesso sistema di produzione dell'idroelettrico si produce nuova energia elettrica. Tale sistema è quindi un ciclo infinito e l'elevata capacità e l'elevata durata di vita lo rendono perfetto per uno storage giornaliero e di riserva a lungo termine. Alle volte vengono anche affiancati a impianti idroelettrici a bacino già esistenti per aumentarne la producibilità.

### ○ Potenza installata e Energia prodotta

In Europa la capacità installata di impianti PHS dedicati nel 2014 era di circa 43 GW con altri 5,5 GW in costruzione [9]. In Italia, nello stesso anno, grazie ad una capacità installata di pompaggio puro e misto di circa 7,7 GW sono stati prodotti 1,7 TWh di energia elettrica, molto meno rispetto alla producibilità lorda media annua di 5,8 TWh [6].

Il potenziale dell'accumulo da pompaggio in Europa è stimato essere teoricamente di 123 TWh, 80 TWh realizzabili se si considerano solo le riserve già esistenti, e nel 2050 è prevista una crescita del 50-100% della capacità installata, con un'aggiunta quindi di circa 20-40 GW di PHS secondo le fonti JRC. La situazione italiana prevede una disponibilità di 5,7 GW ancora da sfruttare. Ad ogni modo il futuro dell'accumulo è molto incerto e difficile da programmare perché dipende da molteplici fattori quali lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, l'ampliamento della rete di trasmissione e distribuzione e i costi di investimento che per ora, almeno per le nuove tecnologie, sono ancora molto elevati e quindi frenano gli investitori.

○ Parametri caratteristici

Nella tabella 18 sono indicati gli indici caratteristici di un impianto PHS dedicato. Il costo di overnight è simile al costo di un impianto idroelettrico medio-grande [10] Viceversa i costi di esercizio e manutenzione sono molto più bassi [1].

TABELLA 18 - INDICI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO PHS

PHS						
	Unità	2013	2050	min %	max %	distribuzione
<b>Overnight</b>	€/kW	3000	3000	50	50	triangolare
<b>WACC</b>	%	6	6	30	30	triangolare
<b>Vita Utile</b>	anni	60	60	20	20	triangolare
<b>Anni Costruzione</b>	anni	4	4	20	20	triangolare
<b>O&amp;M</b>	€/kW.a	6	6	25	25	triangolare
<b>Efficienza di conversione</b>	%	80	90	-	-	-
<b>Potenziale</b>	GW	7,7	13,4	-	-	-





## 6. ANALISI DI SENSIBILITÀ DI COSTO DEGLI SCENARI ELETTRICI

Arrivati a questo punto del lavoro di tesi, dopo aver esposto lo studio Europeo della Roadmap e quello Italiano della SEN, dopo aver fatto una panoramica sul sistema elettrico nazionale e sulle tecnologie in uso per la generazione di energia elettrica e dopo aver spiegato il codice implementato per il calcolo del costo di generazione delle singole tecnologie e del sistema completo, quest'ultima parte di tesi verterà sulla sull'analisi degli scenari studiati, sull'influenza dei parametri caratteristici sul costo di. Dunque, ora andremo a vedere in che misura vengono influenzate le tecnologie, e quindi il costo medio di generazione, dai diversi costi di produzione, come ad esempio il costo di overnight o da altri parametri, come la vita utile di un impianto.

### 6.1. INFLUENZA DEI PARAMETRI DI COSTO E TECNOLOGICI SUL COE

Ogni singolo parametro ha un suo peso diverso nel costo di produzione dell'energia elettrica all'interno di una stessa tecnologia e anche tra tutte le altre, in quanto ogni costo come anche ogni parametro può dare contributi con diverse influenze in tecnologie differenti. Ad esempio in una tecnologia che ha elevati costi di combustibile e overnight bassi, il primo ha un peso maggiore, e allo stesso tempo in una tecnologia con tempi lunghi di costruzione e elevati costi di produzione, il primo parametro può avere un'importanza maggiore. Per analizzare tali influenze è stata eseguita un'analisi di sensibilità; sono stati fatti variare i parametri singolarmente del  $\pm 25\%$  e poi si è comparato il risultato con il valore di riferimento anch'esso ottenuto con approccio deterministico. Si sono ottenute dunque delle variazioni in percentuale, esposte attraverso diagrammi tornado. Tutti i risultati mostrati sono aderenti all'analisi fatta nella "Projected Costs of Generating Electricity" [23]. Nella tabella che segue, tabella 19, sono mostrati tutti i valori dei parametri di riferimento delle tecnologie al 2050, usati per il caso base.

**TABELLA 19 - VALORI DI RIFERIMENTO DEI PARAMETRI DELLE TECNOLOGIE AL 2050**

	Carbone USC+CCS	Carbone USC	CCGT	CCGT+CCS	Biomasse	Geotermico
Vita Utile	40	40	30	30	30	30
Anni Costruzione	4	4	2	2	1.5	2
O&M [€/kW.a]	65	50	20	30	130	175
WACC	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Combustibile [€/·]	0.0394 [€/kg]	0.0394 [€/kg]	0.228 [€/m3]	0.228 [€/m3]	40 [€/t]	-
Overnight [€/kW]	2100	1300	650	1275	1500	3250
Costo Emissioni [€/t]	-	90	90	90	-	-
	Eolico onshore	Eolico offshore	Eolico offshore f	PV residenziale	PV industriale	CSP + Accumulo
Vita Utile	25	25	25	25	25	30
Anni Costruzione	1.5	1.5	2	1	1	1.5
O&M [€/kW.a]	42	70	120	20	20	70
WACC	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Combustibile [€/·]	-	-	-	-	-	-
Overnight [€/kW]	1450	2200	3300	1750	1000	2860
Costo Emissioni [€/t]	-	-	-	-	-	-
	Idroelettrico g.	Idroelettrico p.	EPR	SMR	PHS	
Vita Utile	50	30	60	60	50	
Anni Costruzione	5	1	7	4.5	4	
O&M [€/kW.a]	60	75	80	96	6	
WACC	6%	6%	6%	6%	6%	
Combustibile [€/·]	-	-	90 [€/kgUnat]	91 [€/kgUnat]	-	
Overnight [€/kW]	2750	4000	3000	3920	2300	
Costo Emissioni [€/t]	-	-	-	-	-	
Smantellamento [€/kW]	-	-	480	588	-	

### 6.1.1. VARIAZIONI TECNOLOGIE FOSSILI

Il confronto tra un impianto a Carbone USC senza cattura dell'anidride carbonica e lo stesso impianto ma con CCS, è riportato nel Grafico1. Si nota che nel primo caso il costo delle emissioni ha un peso molto più importante, 16,8% sia per variazione positiva che negativa, rispetto a tutti gli altri parametri, dove comunque il costo di overnight ha un'influenza del 3,43% sul CoE; viceversa nell'impianto USC con CCS, dove le emissioni sono quasi nulle, è il costo di overnight a far variare il costo di produzione dell'8% circa, a seguire il WACC che in questo caso ha influenze asimmetriche: -5,8% per una variazione negativa del 25%, e +6,2% per la stessa variazione positiva.

Una caratteristica che viene messa in evidenza da questi grafici è che la vita utile di un impianto di produzione ha una influenza sul costo di produzione di segno opposto rispetto alla sua variazione: aumentando la durata della vita di una centrale di generazione diminuisce il costo di produzione dell'energia elettrica e viceversa. Nei due casi specifici una diminuzione del 25% della vita di un impianto USC con CCS comporta un aumento del 3% sul CoE.

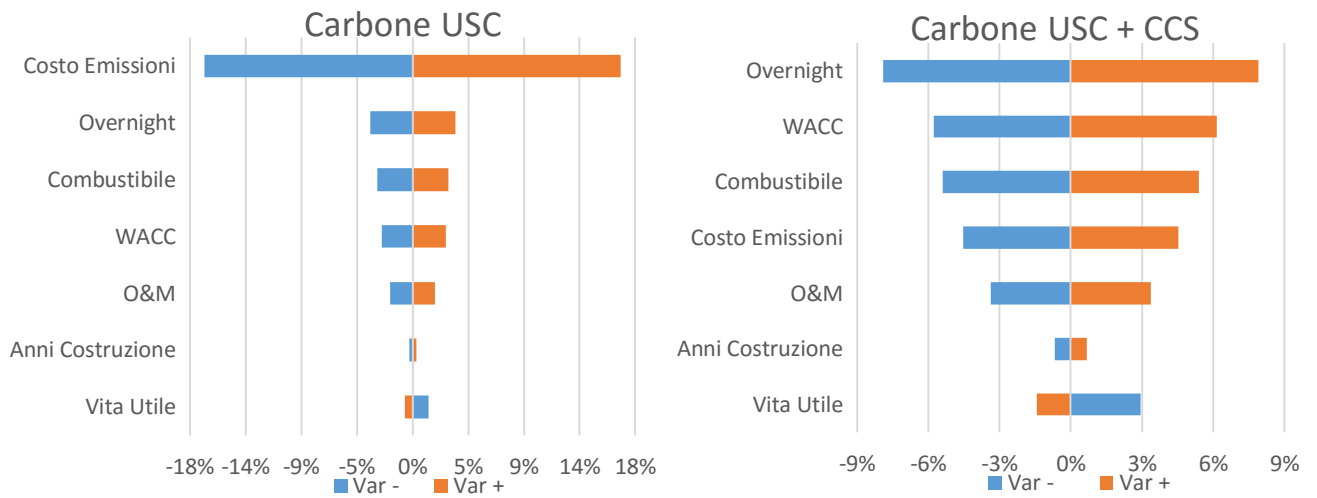


GRAFICO 1 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DI IMPIANTI USC E USC+CCS

Altra tecnologia analizzata è quella CCGT che utilizza gas naturale, con e senza cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Come visibile nel grafico 2, in questo caso è il costo del gas ad avere un peso importante sul costo di generazione: in un impianto senza CCS una variazione del  $\pm 25\%$  del prezzo del gas provoca una variazione del  $\pm 10\%$  del CoE mentre con CCS l'influenza è maggiore,  $\pm 14\%$  circa, in quanto nel primo caso ci sono anche i costi delle emissioni, che fanno variare il costo di produzione del  $\pm 7\%$ . Anche in questo caso la vita utile ha un peso maggiore per l'impianto con CCS, sono maggiori i costi di overnight, ed inoltre è sempre asimmetrica, con una influenza di segno positivo sempre maggiore rispetto a quella di segno negativo, rispettivamente  $+3,2\%$  e  $-1,7\%$ .

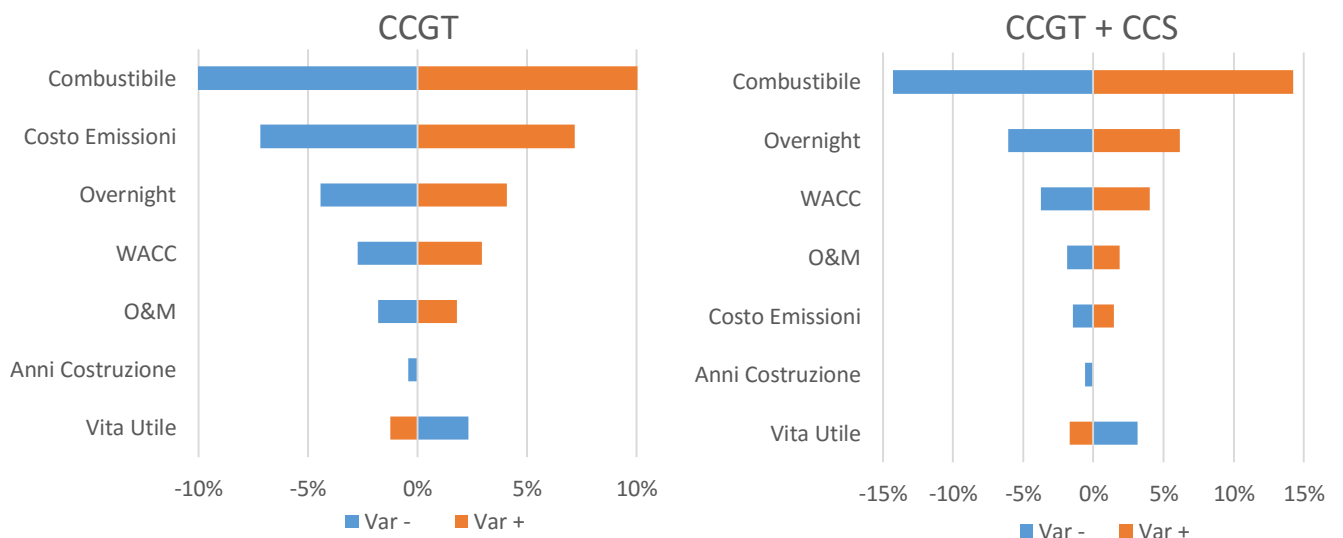


GRAFICO 2 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DI IMPIANTI CCGT E CCGT+CCS

## 6.1.2. VARIAZIONI TECNOLOGIE RINNOVABILI

Nelle fonti rinnovabili manca come componente di costo le emissioni di gas serra e il combustibile, tranne che per le biomasse dove quest'ultimo è presente. Per quanto riguarda dunque questa tecnologia, facendo un'analisi sull'influenza delle variazioni di costo si nota come, non è il combustibile ma sono i costi di esercizio e manutenzione ad avere il peso maggiore sul CoE,  $\pm 10,5\%$ . Anche il costo di overnight, che segue, provoca una variazione importante. Viceversa la durata di costruzione non genera nessuna oscillazione del costo di generazione. Cosa che invece succede con la vita utile che nella maggior parte dei casi è sempre asimmetrica, nello specifico  $+4,2\%$  e  $-2,2\%$  per variazioni rispettive del parametro del  $-25\%$  e  $+25\%$ , come visibile dal grafico 3.

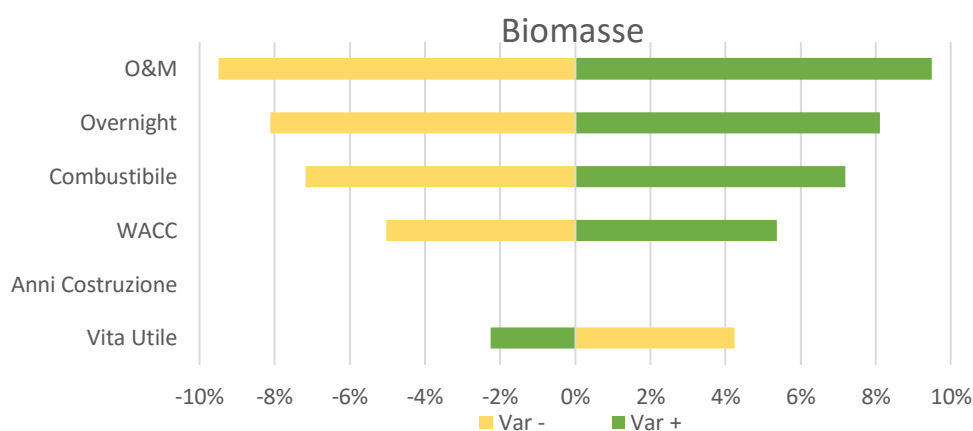


GRAFICO 3 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO A BIOMASSA

Per ciò che riguarda gli impianti geotermici sappiamo, da quanto esposto fin ora che hanno costi di overnight e di esercizio e manutenzione molto elevati. Andando a guardare infatti il grafico 4, si nota subito come all'estremità alta del diagramma tornado ci siano i costi di overnight che danno una variazione sul costo finale di generazione di energia elettrica del  $14,5\%$  circa, leggermente asimmetrici. A seguire ci sono i costi O&M con un'influenza del  $\pm 10,4\%$  circa. Per quanto riguarda gli anni di costruzione si nota solo una diminuzione del CoE per una variazione del parametro del  $-25\%$ , nessuna dunque variazione positiva.

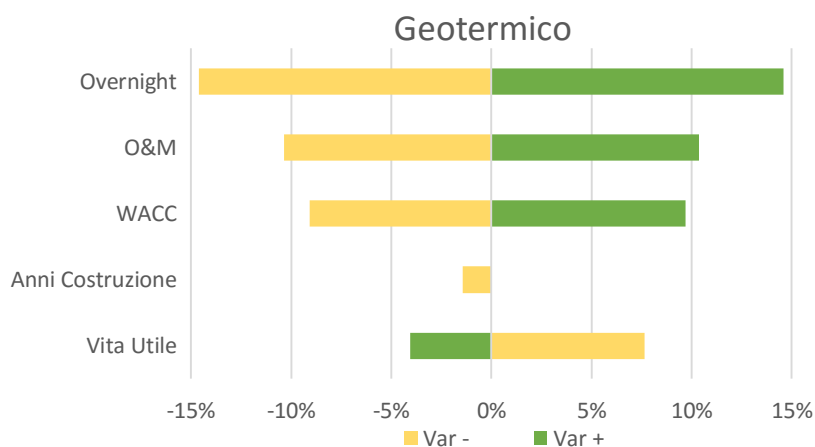


GRAFICO 4 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO GEOTERMICO

Altra tecnologia rinnovabile presente nel paniere di generazione è quella eolica. Un impianto di produzione eolico ha dei costi di overnight e di O&M crescenti in base al tipo di installazione: onshore, offshore e offshore galleggiante. D'altra parte ha tempi di vita utile e di costruzione relativamente brevi se paragonati ad altre tipologie di impianto. Fatta questa breve premessa, il Grafico5, conferma quanto detto: in tutte e tre le tipologie i costi di overnight hanno un peso maggiore rispetto agli altri parametri, sempre intorno al 20%. A seguire non vi sono i costi di esercizio e manutenzione ma il WACC, Weighted Average Cost Of Capital, in quanto essendo tecnologie con elevato overnight il peso delle risorse finanziarie verso terzi è elevato, circa sempre il 10% con leggera dissimmetria con tendenza ad essere più influente per variazioni positive. Essendo inoltre la vita utile molto breve, una sua diminuzione del 25% incrementa il costo del CoE del 11% circa.

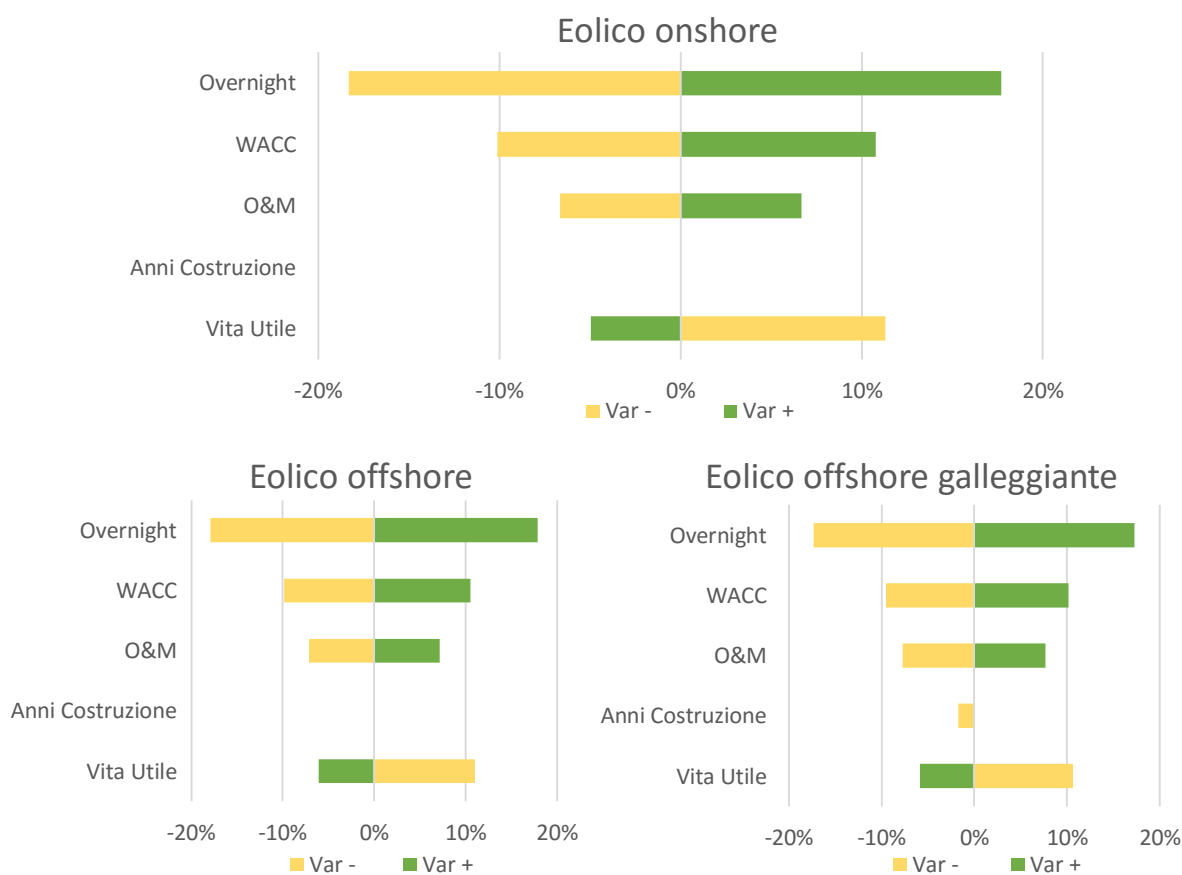


GRAFICO 5 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DEGLI IMPIANTI EOLICI

Passando ora al fotovoltaico, dal diagramma a tornato, grafico 6, si nota che gli andamenti sono simili all'eolico. In modo particolare per un impianto di generazione residenziale il costo di overnight fa oscillare il CoE tra  $\pm 19,8$  circa, segue poi il WACC con  $-10,9\%$ , per diminuzione del parametro del 25%, e  $+11,6\%$  per aumento del parametro del  $+25\%$ . I costi di esercizio e manutenzione essendo molto ridotti hanno basso peso sul costo di produzione. Per un impianto industriale le percentuali sono  $\pm 17,1\%$  per il costo di overnight, anche in questo per il WACC c'è una leggera dissimmetria,  $-9,4\%$  e  $+10\%$ , ma i costi di esercizio e manutenzione hanno influenza maggiore rispetto agli anni di costruzione, cosa che invece è al contrario per un impianto residenziale. Per ciò che riguarda la vita utile le considerazioni e i valori di influenza sono simili per entrambi i casi ed in linea con le tecnologie analizzate precedentemente.

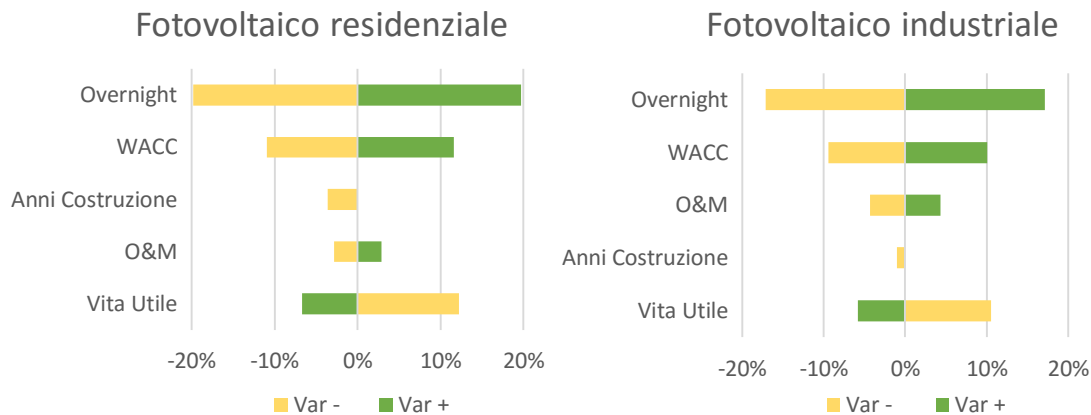


GRAFICO 6 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PRAMETRI CARATTERISTICI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

La tecnologia CSP presa in considerazione per tale tipo di analisi è quella con accumulo, la stessa utilizzata nel calcolo del costo di generazione degli scenari. Tale tecnologia rinnovabile ha elevati costi di overnight, paragonabili a quella geotermica. Andando a vedere il grafico 7 si nota infatti come tale parametro aumentato e diminuito del  $\pm 25\%$  influenzi il CoE del 18,8%. Il WACC come logica conseguenza ha un peso anche esso importante, +12,5% e -11,6%. Nessuna influenza da parte della durata di costruzione, è invece importante la variazione di costo da parte della vita utile la cui variazione negativa causa un incremento positivo di circa il doppio di quello negativo, vedi grafico 7.

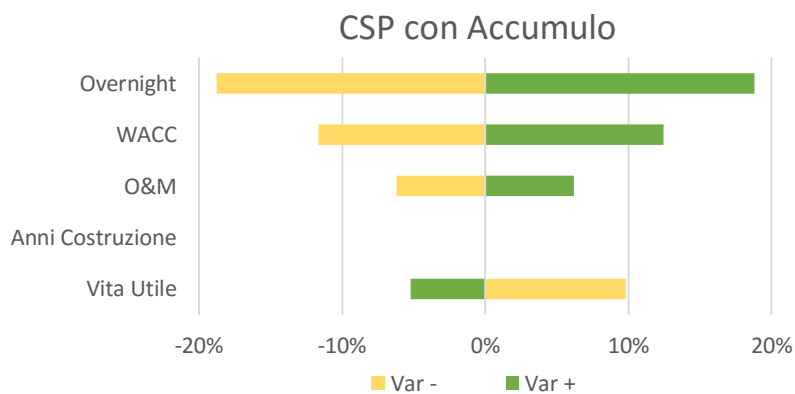


GRAFICO 7 - DIAGRAMMA TORNADO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DI UN IMPIANTO CSP CON ACCUMULO

Per concludere con le tecnologie rinnovabili resta da esaminare l'idroelettrico. Gli impianti di media-grande taglia hanno costi di overnight molto più piccoli rispetto a quelli di piccola taglia, circa la metà. Andando però a confrontare, vedi grafico 8, l'influenza di tale parametro tra le due si nota come la variazione è quasi identica, sempre nell'intorno del  $\pm 20\%$ . Il WACC ha invece peso maggiore nell'idro medio-grande in quanto il costo di generazione di riferimento non è la metà di quello dell'idro piccolo e quindi tale discrepanza si ripercuote in questa differenza. Viceversa essendo la seconda una tecnologia più costosa il peso della vita utile è maggiore rispetto alla prima. Altra differenza osservabile è la posizione dei costi O&M rispetto agli anni di costruzione: nell'idro di media-grande taglia

tale parametro influenza il CoE del  $\pm 5.9\%$ , viceversa nell'idro di piccola taglia del 5% e quindi nel primo caso il vengono dopo il WACC mentre nel secondo caso sono gli anni di costruzione, che hanno solo influenza solo sul decremento di costo (-6,13%), a seguire il WACC.

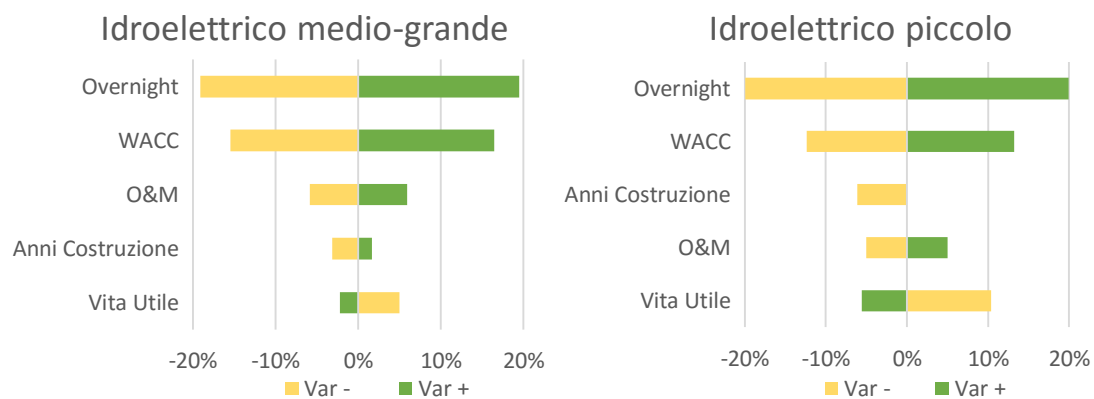


GRAFICO 8 - DIAGRAMMA TORNADO PARAMETRI CARATTERISTICI PER IMPIANTI IDROELETTRICI

### 6.1.3. VARIAZIONI TECNOLOGIE NUCLEARI

Per la tecnologia nucleare sono stati esaminati i costi di generazione degli impianti EPR e SMR, come anche per il calcolo degli scenari. Analizzando le due tecnologie, grafico 9, si nota che il costo di overnight è molto importante, infatti una sua variazione del  $\pm 25\%$  genera un incremento del  $\pm 15,6\%$  per impianti EPR e  $\pm 16,1\%$  per impianti SMR. Segue il WACC, anche esso molto influente nel costo di generazione, con valori dissimmetrici per variazioni positive e negative. Il costo di smantellamento invece ha una influenza molto bassa nel CoE,  $\pm 0,4\%$  per entrambe le tecnologie. Essendo la vita utile molto lunga per tali impianti, tale parametro ha un peso molto basso sia all'interno di questa tecnologia, circa 3% e -1%, che rispetto alle tecnologie rinnovabili, si hanno invece valori simili per le tecnologie fossili. Il combustibile ha una influenza minore rispetto a tutti gli altri parametri e rispetto anche alle altre tecnologie che utilizzano combustibile come ad esempio la CCGT, USC e biomasse; vedendo infatti i valori percentuali delle variazioni sul costo di produzione si nota come nel nucleare il combustibile ha in media un peso del 2,4%, nelle biomasse del 7,2%, nel gas facendo la media tra impianto con o senza CCS in media del 12%, e nel carbone USC in media del 3,5%.

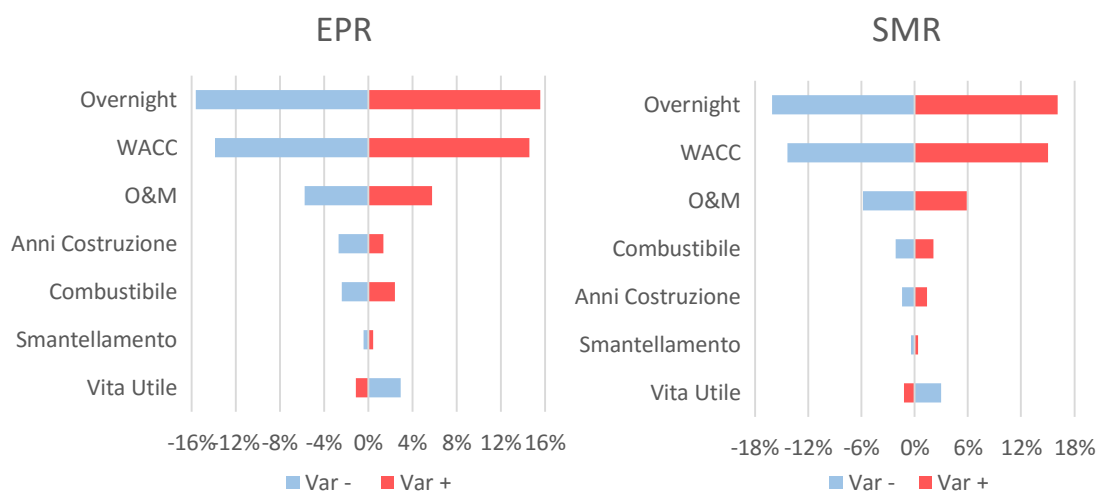


GRAFICO 9 - DIAGRAMMA TORNADO PARAMETRI CARATTERISTICI DI IMPIANTI NUCLEARI EPR E SMR

#### 6.1.4. VARIAZIONI TECNOLOGIA DI ACCUMULO CON BACINO IDRICO

Ultima tecnologia da esaminare è quella per l'accumulo. L'unica presa in considerazione nel paniere dei mix elettrici è quella Pumped Hydro Storage. Andando a vedere il grafico 10, si nota come una variazione del  $\pm 25\%$  dei costi di overnight genera una variazione sul costo di produzione del  $\pm 24\%$ , il che vuol dire l'influenza è in rapporto 1 a 1 circa. Discorso simile per il WACC. I costi di esercizi e manutenzione sono invece abbastanza ininfluenti,  $\pm 1\%$ , mentre totalmente irrilevanti sono le variazioni degli anni di costruzione.

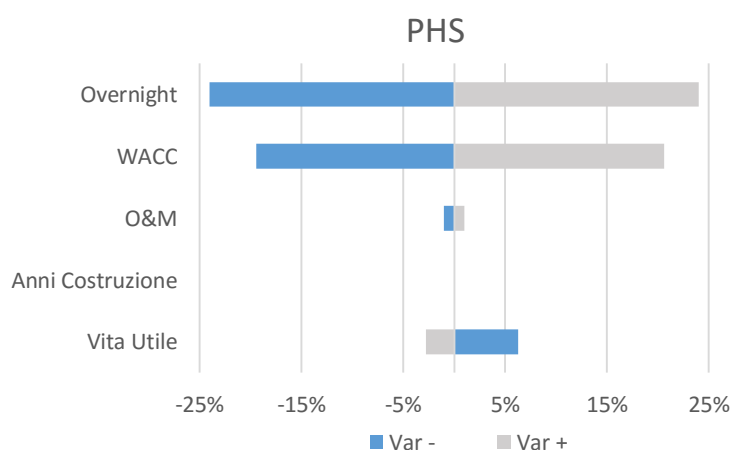


GRAFICO 10 - DIAGRAMMA TORNADO PARAMETRI CARATTERISTICI PHS



## 6.2. COSTO DI GENERAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

Dopo aver analizzato le influenze dei parametri caratteristici sul costo di generazione delle singole tecnologie, si andrà ad esporre i risultati ottenuti dall'esecuzione del codice su tutti gli scenari elettrici esplorati e quindi a confrontare i diversi costi di produzione nei diversi mix. Tali scenari derivano dallo studio condotto per il codice COMESE e sono stati implementati anche in questo lavoro di tesi per un ulteriore approfondimento.

### 6.2.1. SCENARI ELETTRICI

Utilizzando l'approccio di tipo "backcasting" sono stati analizzati scenari caratterizzati da mix di tecnologie di produzione di energia elettrica opportunamente scelte al fine di soddisfare la domanda del vettore elettrico e i vincoli di emissione prefissati, essendo una delle restrizioni che riguardano il sistema elettrico futuro la decarbonizzazione del settore. I mix energetici devono tuttavia tenere in considerazione anche la fattibilità del sistema, il che vuol dire la presenza di risorse energetiche nel proprio Paese, le condizioni strutturali della rete elettrica e i costi di produzione. Il presente studio è rivolto a studiare l'aspetto economico della produzione di energia elettrica. Il confronto tra gli scenari analizzati fornisce un'analisi di sensibilità del costo di generazione rispetto alla composizione del parco elettrico.

In tale studio sono state fatte alcune ipotesi necessarie per poter fornire dei risultati comparabili tra di loro:

- il miglioramento dell'efficienza studiato riguarda solo l'aspetto tecnologico di produzione e non quello della rete di trasmissione, che in questo caso viene considerata ideale; è quindi nelle diverse tecnologie che vengono fatte ipotesi sul miglioramento del rendimento finale;
- il costo del combustibile non varia tra i diversi scenari; inoltre è stata applicata per ciascun tipo di combustibile una distribuzione di probabilità coerente con le future previsioni come esposto nei capitoli precedenti;
- i potenziali di produzione sono diversi in ciascun scenario poiché considerano gli andamenti del sistema e i suoi futuri sviluppi;
- l'import di energia elettrica è quantitativamente diverso tra tutti gli scenari, ed è inserito direttamente come una voce di costo del sistema avendo preso in considerazione un costo al 2050 di 10c€/kWh uguale per tutti i mix elettrici [1];
- per ciò che concerne il costo di accumulo, l'unica tecnologia usata è quella a pompaggio. Ogni qualvolta che la potenza richiesta supera il potenziale del PHS, la parte restante di produzione da accumulo viene calcolata con una maggiorazione di costo rispetto al PHS valutata facendo una media tra le altre tecnologie presenti sul mercato, batterie ed accumulo ad idrogeno.

Gli scenari studiati sono divisi principalmente in 2 grandi macro categorie: una comprende lo scenario di riferimento e l'altra scenari in grado di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>.

#### 6.2.1.1. SCENARIO DI RIFERIMENTO

Lo scenario di riferimento, rappresenta l'evoluzione naturale della situazione elettrica senza nessun intervento esterno che miri a migliorare l'efficienza dell'intero sistema e a diminuire

la quantità di emissioni di gas serra. Tale scenario è dunque analogo a quello dell'Energy Technology Perspectives [20], "Baseline Scenario", e al "Current Policies Scenario" del World Energy Outlook [11] ma strutturato per l'Italia. In tale scenario viene ipotizzata una crescita annua della domanda elettrica dell'1% a partire dall'anno di riferimento, 2011. Si arriva al 2050 ad una richiesta di 495 TWh che si ipotizza siano prodotti secondo gli share indicati nella tabella 20. Il valore di questo tasso di crescita deriva dalle implicazioni demografiche, economiche politiche ed energetiche implicite nello scenario [11][20][4]. Si nota subito come non venga utilizzata la tecnologia CCS negli impianti a carbone ed a gas naturale, sebbene questi ultimi costituiscano la fonte principale di produzione, 58,4%. Inoltre le percentuali di produzione da fonte rinnovabile sono relativamente basse, 26% circa, non essendo supportate da politiche atte ad incentivarne l'uso e quindi anche l'utilizzo dello storage non è ingente, 0,7%. Come logica conseguenza in questo scenario non c'è una diminuzione delle emissioni di gas serra ma all'anno 2050 si arriva ad un incremento del 12% rispetto al 1990 [1].

In questo scenario non è presente l'import di energia elettrica in quanto si è ipotizzato un sistema chiuso.

TABELLA 20 - PROFILO TECNOLOGICO ED ENERGETICO DELLO SCENARIO DI RIFERIMENTO

Tasso di crescita	Riferimento		
	TWh	1% GW	%
Gas CCGT	289.3	53.9	58.4
Gas CCGT+CCS	0.0	0.0	0.0
Gas OCGT (back-up)	4.0	9.6	0.8
Coal USC	71.8	11.2	14.5
Coal USC+CCS	0.0	0.0	0.0
Oil	0.0	0.0	0.0
Biomass	16.3	4.3	3.3
Biogas (back-up)	0.0	0.0	0.0
Geothermal	7.4	1.1	1.5
Wind onshore	17.8	9.2	3.6
Wind offshore	2.0	0.7	0.4
Floating Wind	0.0	0.0	0.0
PV on grid	35.2	32.1	7.1
CSP	5.0	1.3	1.0
Hydro	43.1	16.3	8.7
Storage	3.5	7.8	0.7
Nuclear	0.0	0.0	0.0
Totale generato	495.3	147.5	
Import	0.0	0.0	0.0
Energia Richiesta	495.3		100.0
Emissioni CO2		+12%	

#### 6.2.1.2. SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE

I sette scenari appartenenti alla seconda categoria sono accumulati dalla decarbonizzazione del settore elettrico italiano. Il nome assegnato a tale macro categoria è Blue, in analogia al

“Blue Map Scenario” dell’Energy Technology Perspectives ed il 450 Scenario del World Energy Outlook [11]. In questi scenari è stato utilizzato un tasso di crescita della domanda dello 0,6% invece dell’1%, tranne nel Blue-CCS, poiché è stato ipotizzato un elevato efficientamento di tutti i sistemi che utilizzano energia elettrica e della rete di trasmissione e distribuzione, come descritto nell’Energy Roadmap 2050, che quindi portano ad una diminuzione della domanda di elettricità netta anche se il fattore di crescita economico e demografico è lo stesso dello scenario di riferimento. La richiesta dunque di energia elettrica è di poco più di 424 TWh.

Negli scenari a più alto utilizzo di fonti rinnovabili è stata inserita una percentuale di import per permettere la fattibilità del sistema.

Inoltre è stata considerata anche l’opzione nucleare. Tale prospettiva, come detto anche precedentemente, è impraticabile per la situazione italiana ma è stata comunque studiata e tenuta in considerazione per fare dei confronti sul costo finale di generazione del sistema.

- Blue CCS e Blue CCS+RES

Questi due scenari utilizzano entrambi la tecnologia di cattura e stoccaggio dell’anidride carbonica, ma il secondo è caratterizzato da una utilizzazione maggiore di fonti rinnovabili, 56,8%, rispetto al primo che ne utilizza il 30,8% del totale in quanto ricorre al 67,5% di utilizzazione di fonti fossili con CCS, vedi tabella 21.

Altra differenza importante riguarda il tasso di crescita; come detto precedentemente lo Scenario Blue CCS è l’unico tra tutti gli scenari Blue ad avere un tasso di crescita della domanda elettrica pari all’1% in quanto si è voluto studiare e quindi trovare il costo di generazione del kWh di uno scenario che non utilizza principalmente fonti rinnovabili ma è comunque in grado di ridurre le emissioni di gas serra nel 2050 del 98% rispetto all’anno di riferimento della Roadmap, 1990, continuando ad usare le fonti fossili, soprattutto il carbone, come baseline del sistema ma con l’utilizzo di una tecnologia come la CCS.

Lo scenario Blue CCS+RES rappresenta un equilibrio tra l’utilizzazione delle fonti fossili, 43,2%, e l’uso di quelle rinnovabili, 54,5%, richiedendo il 2,3% di storage. La percentuale delle emissioni in questo modo è del -95% rispetto al 2011. L’import in tale scenario è del 11% della totale energia richiesta.

- Blue NUC+CCS e Blue NUC+RES

Questi due scenari fanno ricorso alle fonti nucleari come baseload e si differenziano principalmente perché il Blue NUC+CCS utilizza le fonti fossili con cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> come seconda fonte di generazione, viceversa il Blue NUC+RES utilizza le fonti rinnovabili. Entrambi riescono a ridurre le emissioni di gas serra del 95%.

Nel primo caso, tabella 22, l’utilizzo delle fonti fossili è di circa il 29%, quello del nucleare del 40% e il rimanente 31% dell’energia richiesta è prodotta da fonti rinnovabili, compreso lo storage, il cui utilizzo è molto basso in quanto le tecnologie non programmabili non costituiscono la baseload del sistema. Entrambi non ricorrono all’import del vettore elettrico.

**TABELLA 21 - PROFILI TECNOLOGICI ED ENERGETICI DEGLI SCENARI BLUE-CCS E BLUE-CCS+RES**

Tasso di crescita	Blue CCS			Blue CCS+RES		
	TWh	1% GW	%	TWh	0.6% GW	%
Gas CCGT	3.5	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0
Gas CCGT+CCS	116.9	29.4	23.6	78.5	23.0	18.5
Gas OCGT (back-up)	4.5	9.6	0.9	8.9	21.6	2.1
Coal USC	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Coal USC+CCS	217.4	24.4	43.9	95.9	12.5	22.6
Biomass	18.8	4.3	3.8	33.1	18.0	7.8
Biogas (back-up)	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Geothermal	8.9	1.1	1.8	8.9	1.2	2.1
Wind onshore	20.8	9.2	4.2	22.1	11.4	5.2
Wind offshore	2.5	0.7	0.5	4.2	1.3	1.0
PV on grid	41.1	31.9	8.3	75.1	71.4	17.7
CSP	5.9	1.3	1.2	42.9	11.2	10.1
Hydro	50.0	16.3	10.1	45.0	17.0	10.6
Storage	4.0	7.7	0.8	9.8	9.6	2.3
Totale generato	495.3	136.8		424.3	198.2	
Import	0.0	0.0	0.0	52.5		11.0
Energia Richiesta	495.3		100.0	476.8		100.0
Emissioni CO <sub>2</sub>	-98%			-95%		

Nel secondo scenario la percentuale di nucleare impiegata nel sistema è simile alla precedente, viceversa il rinnovabile copre il 52% con un a richiesta di storage del 4,8%, il che implica una potenza installata per l'accumulo di 23 GW al 2050. Come visto precedentemente il potenziale del PHS massimo è di 13,4 GW, dunque il resto della potenza necessaria verrà coperta da altre tecnologie di accumulo che in questo studio sono state tenute in considerazione solo a livello di costo.

**TABELLA 22 - PROFILI TECNOLOGICI ED ENERGETICI DEGLI SCENARI BLUE NUC+CCS E BLUE NUC+RES**

Tasso di crescita	Blue NUC+CCS			Blue NUC+RES		
	TWh	0.6% GW	%	TWh	0.6% GW	%
Gas CCGT	3.0	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0
Gas CCGT+CCS	91.6	22.7	21.6	0.0	0.0	0.0
Gas OCGT (back-up)	3.8	9.7	0.9	9.8	22.7	2.3
Coal USC	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Coal USC+CCS	22.9	3.0	5.4	0.0	0.0	0.0
Biomass	16.1	4.3	3.8	33.1	24.7	7.8
Biogas (back-up)	0.4	0.0	0.1	0.4	0.0	0.1
Geothermal	7.6	1.1	1.8	8.9	1.2	2.1
Wind onshore	17.8	9.2	4.2	21.2	11.4	5.0
Wind offshore	2.1	0.7	0.5	3.8	1.3	0.9
PV on grid	35.2	31.9	8.3	64.9	75.6	15.3
CSP	5.1	1.3	1.2	42.9	11.2	10.1
Hydro	42.9	16.3	10.1	45.0	17.0	10.6
Storage	3.4	7.7	0.8	20.4	23.0	4.8
Nuclear	171.8	21.3	40.5	174.0	21.5	41.0
Totale generato	424.3	130.1		424.3	209.7	
Import	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Energia Richiesta	424.3		100.0	424.3		100.0
Emissioni CO <sub>2</sub>	-95%			-95%		

○ Blue RES, Blue RES no CSP e Blue 80%RES+CCS

L'utilizzazione delle fonti rinnovabili in questi tre scenari è la più alta rispetto a tutti gli altri mix analizzati fin ora. Si vuole studiare la fattibilità di costo di un sistema di generazione quasi del tutto rinnovabile con alcune varianti al suo interno.

Nel caso specifico il mix energetico Blue RES utilizza solo fonti rinnovabili, quelle più utilizzate sono il fotovoltaico, 23%, il solare termico a concentrazione, 21% e le biomasse, 20%. La sua variante è rappresentata dal non utilizzo del solare termico a concentrazione, e quindi le percentuali di share sono divise principalmente tra il 27,5% sia del PV che delle biomasse e circa il 13 % dell'eolico. Un tale elevato utilizzo di fonti non programmabili implica l'impiego del 18,7% di storage pari a 81 GW di potenza installata. Questi due scenari sono gli unici in grado di abbattere le emissioni di gas serra nel 2050 al 100% rispetto all'anno preso di riferimento dalla Roadmap.

È stato studiato un ulteriore scenario in cui si utilizza uno share dell'80% di fonti rinnovabili e del 20% di fossili con CCS è in grado di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 95% nel 2050 rispetto al 1990 qualora si volesse utilizzare le fonti rinnovabili senza lasciare definitivamente le tecnologie fossili. In tale scenario si ricorre principalmente al solare, sia PV che CSP, alle biomasse e all'eolico. Lo storage necessario è molto inferiore rispetto allo scenario precedente ma comunque in tutti e tre i casi è superiore al potenziale del PHS e quindi nella valutazione di costo la parte rimanente verrà calcolata con un incremento di costo, come spiegato precedentemente. C'è la necessità di importare energia elettrica dai paesi vicini nei tre scenari per rendere fattibile il sistema elettrico, le percentuali sono riportate in tabella 23.

Facendo un paragone tra le potenze installate di tutti gli scenari analizzati fin ora, si nota come lo scenario Blue RES senza CSP richiede la potenza maggiore, 376 GW, richiesta principalmente dal fotovoltaico, in sostituzione del CSP, che per produrre 117 TWh di energia necessita di 185 GW, valore superiore alla totale potenza installata nello scenario BaU, o nel Blu CCS o Blue NUC+CCS.

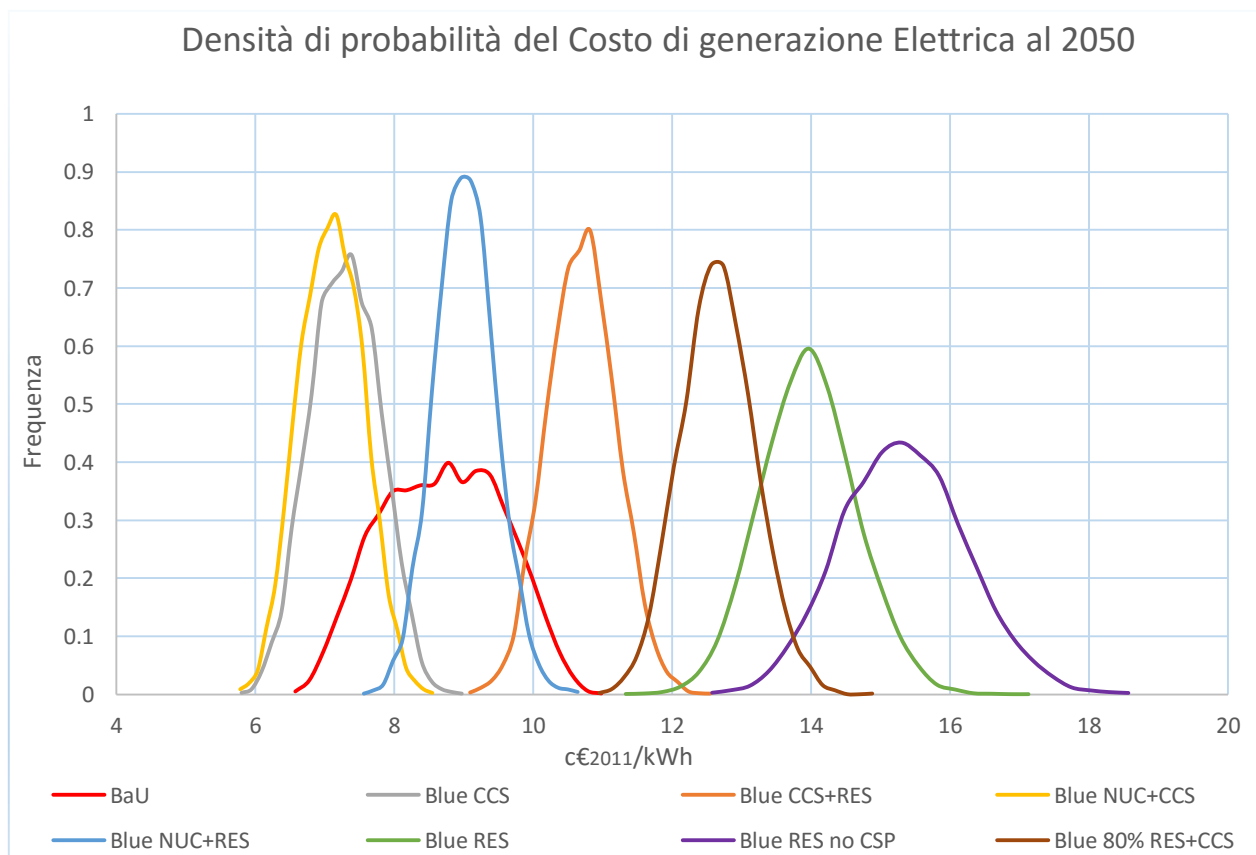
**TABELLA 23 - PROFILI TECNOLOGICI ED ENERGETICI DEGLI SCENARI BLUE RES, BLUE RES NO CSP E BLUE 80%RES+CCS**

	Blue RES			Blue RES no CSP			Blue 80% RES+CCS		
	TWh	0.6% GW	%	TWh	0.6% GW	%	TWh	0.6% GW	%
Gas CCGT+CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.7	7.3	7.0
Gas OCGT (back-up)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.7	30.9	3.0
Coal USC+CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.0	5.6	9.9
Biomass	84.4	58.8	19.9	116.7	65.0	27.5	56.0	34.7	13.2
Geothermal	10.2	1.4	2.4	10.2	1.4	2.4	8.9	1.2	2.1
Wind onshore	26.7	16.0	6.3	26.7	16.0	6.3	29.7	17.5	7.0
Wind offshore	5.5	2.0	1.3	5.5	2.0	1.3	6.4	2.4	1.5
Floating Wind	22.1	8.0	5.2	22.1	8.0	5.2	14.4	5.4	3.4
PV on grid	98.0	124.3	23.1	116.7	185.0	27.5	91.6	102.6	21.6
CSP	89.9	23.5	21.2	0.0	0.0	0.0	61.5	16.0	14.5
Hydro	47.1	17.8	11.1	47.1	17.8	11.1	45.0	17.0	10.6
Storage	40.3	41.5	9.5	79.3	80.9	18.7	26.3	30.6	6.2
Totale generato	424.3	293.2		424.3	376.0		424.3	271.3	
Import	57.7		12.0	52.5		11.0	57.7		12.0
Energia Richiesta	482.0		100.0	476.8		100.0	482.0		100.0
Emissioni CO <sub>2</sub>		-100%			-100%			-95%	

## 6.2.2. RISULTATI OTTENUTI

Dopo aver analizzato quantitativamente e qualitativamente gli scenari che si è deciso di studiare, in questa parte della tesi si passerà ad esporre i risultati ottenuti dall'esecuzione del programma e successivamente contestualizzarli nella situazione italiana, discutendo sulla loro applicabilità.

Come descritto precedentemente il codice è in grado di fornire delle curve di densità di probabilità del costo di generazione del mix elettrico e indici statistici come la deviazione standard o la mediana. Andando dunque a vedere il grafico 11, nel quale sono raffigurate tutte le curve di densità di probabilità degli scenari in relazione con il costo di energia prodotta in c€/kWh riferiti al 2011, si vede come spostandosi verso destra sull'asse delle ascisse si trovano gli scenari con un costo maggiore di produzione. Le curve sono caratterizzate da ampiezze della base diverse secondo il valore delle loro deviazioni standard che, esprimendo la dispersione dei dati intorno alla moda, rappresenta una stima della variabilità del risultato: maggiore è la deviazione standard, maggiore sarà l'ampiezza della base. Invece l'ampiezza della parte alta delle curve rappresenta in un certo modo il grado di incertezza del risultato in quanto rappresenta il range di valori più probabili che appaiono con la stessa frequenza. L'altezza delle curve rappresenta invece la frequenza di apparizione dei risultati, e quindi del CoE nei 23 intervalli scelti per costruire la distribuzione di probabilità. Valori con frequenza maggiore sono dunque valori più probabili. La moda infatti, che rappresenta il valore che appare più frequentemente, rappresenta la parte più alta delle curve. Lo scenario con frequenza di apparizione della moda più alta e quindi con un valore modale di costo più probabile è il Blue NUC-RES. Essendo le curve di densità di probabilità non simmetriche rispetto al valore della moda, la mediana, che rappresenta il valore centrale della distribuzione, si discosta sempre da quest'ultimo.



**GRAFICO 11 - DENSITÀ DI PROBABILITÀ DEL COSTO DI GENERAZIONE DEI SISTEMI ELETTRICI AL 2050**

Dopo questa breve premessa necessaria per spiegare alcune caratteristiche statistiche delle curve, si nota subito come gli scenari meno costosi sono il Blue NUC+CCS e il Blue CCS, con un costo di generazione medio pari a 7,10 c€/kWh e 7,31 c€/kWh rispettivamente e ampiezza della base di 2,76 e 3,16. Gli scenari con utilizzo di tecnologie nucleari o fossili con cattura dell'anidride carbonica anche utilizzano tecnologie con costi di overnight e di combustibile elevati, hanno un life time altrettanto lungo che permette di ammortizzare tali indici di costo e quindi di avere un costo finale di generazione del kWh più basso rispetto agli altri.

Lo scenario con un valore di costo medio di produzione più probabile e con deviazione standard più bassa, è lo scenario Blue NUC+RES, 9,07 c€/kWh.

Si nota inoltre che, come ci si aspettava, con l'aumentare dell'utilizzo di tecnologie rinnovabili aumenta anche il costo di generazione degli scenari, ed aumenta anche l'ampiezza delle curve, deviazione standard, e quindi la dispersione dei valori. I costi di overnight degli impianti rinnovabili, sono abbastanza elevati ed inoltre influenzano in media circa il 20% del costo finale di produzione del vettore elettrico, come visto nello studio di influenza dei parametri; inoltre il tempo di vita utile delle tecnologie più utilizzate negli scenari RES, quali il PV e biomasse è in media la metà delle tecnologie nucleari e fossili e quindi i tempi di ammortamento dei costi sono alquanto brevi. Dunque, in ordine crescente di costo abbiamo il Blue CCS+RES, 10,71 c€/kWh, il Blue 80%RES+CCS con un costo modale di generazione di 12,45 c€/kWh, il Blue RES che ha un costo di 13,96 c€/kWh e infine il più costoso è il Blue RES senza CSP, 15,32 c€/kWh.

Andando ad analizzare lo scenario di riferimento, si nota subito come non c'è un valore molto più probabile di altri, la punta della gaussiana è molto ampia e questo è dovuto ad una incertezza dei parametri di costo e delle tecnologie utilizzate nello scenario (costo gas e costo emissioni); il suo valore che ha frequenza di apparizione nella curva di densità di probabilità più alta, è di 8,77 c€/kWh. Tale scenario serve quindi solo per effettuare delle comparazioni di costo con gli scenari Blue, la sua impraticabilità è evidente solo considerando l'incremento delle emissioni a cui porterebbe.

### 6.2.3. APPLICABILITÀ NELLA SITUAZIONE ITALIANA

Entrando nel merito della situazione italiana, la Strategia Energetica Nazione [7] esposta precedentemente ha posto delle priorità d'azione in relazione alla fotografia energetica attuale italiana con gli obiettivi di costo e di decarbonizzazione da raggiungere: efficientamento, utilizzo delle rinnovabili in modo sostenibile, mercato competitivo del gas, incremento dell'uso del vettore elettrico. Queste linee guida sono ovviamente simili a quelle europee esposte nell'Energy Roadmap 2050 [2].

Per quanto visto fin ora, gli scenari esplorati in questo lavoro di tesi sono in linea sia con gli approcci ministeriali che Europei ed inoltre anche con lo studio condotto da ENEA, sulle strategie da adottare in merito ad energia e ambiente [22]. In questo rapporto viene espresso più volte che l'Italia è in grado di raggiungere una decarbonizzazione del settore energetico e quindi di quello elettrico nel 2050 (-80% delle emissioni rispetto al 1990), a patto che avvenga la totale decarbonizzazione di tale settore. Gli scenari studiati per raggiungere tale obiettivo sono strutturalmente simili a quelli analizzati in questo lavoro di tesi: elevata utilizzazione delle fonti rinnovabili e implementazione della tecnologia di cattura e stoccaggio negli impianti che utilizzano fonti fossili.

Se il mix Italiano di generazione elettrica al 2050 rispecchiasse quello proposto dagli scenari Blue CCS e Blue CCS+RES si otterrebbe la decarbonizzazione con il costo di generazione più basso tra le alternative proposte. Il primo si basa sull'ipotesi conservativa di un ridotto miglioramento dell'efficienza e di un modesto sviluppo della quota rinnovabile. D'altra parte lo scenario Blue CCS+RES ha invece una penetrazione di rinnovabile del più del 50%, la restante parte è affidata alle fonti fossili, principalmente carbone con CCS, raggiungendo comunque l'obiettivo della decarbonizzazione, -95%. È previsto l'incremento dell'impiego del vettore elettrico ma l'efficientamento di tutto il sistema di generazione, trasmissione e utilizzazione, vale a dire a livello industriale, domestico, del terziario, dell'agricoltura e nei trasporti, porta ad una riduzione degli sprechi e quindi ad una richiesta di energia elettrica netta minore rispetto allo scenario precedente e a quello di riferimento [24]. In entrambi c'è un forte utilizzo di una tecnologia, la CCS, che è ancora nell'ultimo stadio di sviluppo, quindi non del tutto consolidata, ragion per cui si deve tener presente che i costi potrebbero variare anche di molto in base alle decisioni politiche e agli investimenti per la ricerca in tale settore.

Da quanto esposto in questa analisi sembrerebbe che gli scenari in cui è prevista la tecnologia nucleare siano più competitivi degli altri per costo di generazione e sostenibilità economica ed ambientale, se si pensa alle emissioni di CO<sub>2</sub> ridotte. Il Blue NUC+CCS è lo scenario con il costo di generazione del kWh più basso, però la loro impossibilità di realizzazione in Italia, ad oggi, è molto più che evidente. Come detto anche precedentemente questi scenari sono stati studiati solo fornire dai dati di paragone sul costo medio di generazione, non per discuterne sulla loro applicabilità.

Qualora l'Italia decidesse di adottare un mix energetico con elevate percentuali di rinnovabili, come ad esempio i tre scenari Blue RES, si deve tener presente dello sviluppo energetico secondo aree geografiche. In base alle previsioni di Terna, lo sviluppo del settore elettrico non sarà uniforme in tutto il territorio italiano: nel Centro e Sud Italia anche se è previsto uno sviluppo medio leggermente superiore al Nord o comunque simile, la richiesta di energia elettrica resterà sempre di circa un terzo di quella del Nord Italia [4]. Questi dati sono fondamentali in quanto installando altri impianti rinnovabili come il fotovoltaico o il CSP nelle zone centro-meridionali si andrebbe ad aumentare il fenomeno di congestionamento della rete elettrica. Per evitare ciò dovrebbero essere attuate delle misure di ampliamento del sistema di trasmissione e distribuzione che porterebbero ad altri costi, non analizzati in questo studio, da aggiungere a quelli già previsti per gli scenari Blue RES. D'altra parte tale prospettiva potrebbe rappresentare un incentivo per la creazione di una Smart-Grid nazionale, dove assieme alle tecnologie rinnovabili sono affiancate quelle di accumulo, tra cui batterie sia lungo la rete che presso le utenze, sistemi a pompaggio e ad idrogeno, di cui si è già tenuto conto nei costi degli scenari, con incentivazione per l'autoproduzione.

Di fondamentale importanza, secondo gli studi ENEA, è il ruolo del gas durante la transizione alla decarbonizzazione del settore elettrico: focalizzando l'attenzione verso l'anno di fine orizzonte dello scenario Roadmap, 2050, non si pone la giusta attenzione al ruolo insostituibile che il gas sarà comunque chiamato a giocare nel periodo di transizione. Data la situazione odierna, fino al 2030 il gas rappresenterà ancora più del 25% dei consumi energetici primari, e solo dopo il suo ruolo inizierebbe un vero declino [22]. Dunque, nel medio periodo questa fonte mantiene un incarico strategico per l'Italia e sarà necessario vigilare su tutte le problematiche connesse alla certezza degli approvvigionamenti e al costo di questa fonte.

Gli scenari elaborati per minori emissioni di gas serra hanno un impatto diretto su tutte le componenti di costo, andando a maggiorare il costo di generazione del kWh. D'altra parte, anche se nel presente studio non sono stati valutati economicamente costi e benefici complessivi di uno scenario di forte decarbonizzazione per l'Italia, è immediato dedurre che oltre alla mitigazione del cambiamento climatico ne deriverebbero altri vantaggi ambientali quali una migliore qualità dell'aria anche a livello locale, che contribuiscono anche a dei



vantaggi economici quali minori spese sanitarie per malattie legate alla presenza di CO<sub>2</sub> nell'aria. Inoltre da un punto di vista economico, uno scenario low carbon ridurrebbe i flussi monetari verso l'estero per l'acquisto di combustibili fossili. Qualora l'Italia fosse capace di rafforzare la propria presenza sul mercato di sistemi e componenti più avanzati ed efficienti per la produzione o il consumo di energia, sarebbe anche capace di indirizzare una fetta importante degli investimenti verso prodotti nazionali, fornendo una ulteriore spinta propulsiva all'economia del Paese.

### 6.3. CONCLUSIONI

La valutazione dei costi del sistema energetico è sottoposta a forte incertezza se fatta in un orizzonte temporale esteso, in quanto dipende principalmente dalle ipotesi sul prezzo delle fonti fossili, ma anche dai costi delle tecnologie, e dall'evoluzione possibile delle curve di apprendimento tecnologico.

Il presente studio, che ha avuto il compito di re-implementare un codice, per renderlo fortemente modulare e flessibile, in grado di calcolare il costo di generazione di elettricità sia delle singole tecnologie di produzione che di un intero sistema di generazione, ha cercato di mettere in luce tramite un'analisi di sensibilità di costo, tutte le componenti che maggiormente influiscono sul costo di generazione del kWh. D'altra parte, poiché le prospettive future riguardano l'applicabilità del codice a qualsiasi sistema elettrico, non solo italiano ma anche europeo, al codice implementato è stata applicata una struttura neutrale, slegata da condizioni nazionali; nella presente tesi sono stati aggiornati a livello europeo e all'anno 2014 tutti i parametri caratteristici (tecnologici e di costo) delle tecnologie attualmente impiegate per la produzione del vettore elettrico. Per ultimo si è cercato di dare una panoramica sul costo di generazione di diversi sistemi elettrici modulati per la situazione italiana per cercare di valutare quali potrebbero essere i futuri costi di generazione per rispettare le normative europee, cioè decarbonizzando il settore elettrico.

Si è dunque riscontrato che le tecnologie rinnovabili sono principalmente influenzate dal costo di overnight e dal tempo di vita utile dell'impianto di generazione. Viceversa per le tecnologie fossili senza cattura e stoccaggio sono sia i costi del combustibile che delle emissioni di CO<sub>2</sub> ad avere un peso importante sul costo finale di produzione, mentre utilizzando la tecnologia CCS invece delle emissioni entra in gioco il costo di overnight.

Per ciò che riguarda l'analisi degli scenari e la valutazione dei costi medi di generazione dell'intero sistema elettrico, è emerso come una elevata utilizzazione di rinnovabile porta ad un sostanziale incremento della capacità da installare a causa dei bassi fattori di carico e come ulteriore conseguenza c'è la necessità di incrementare la capacità di accumulo. Il tutto, oltre ai costi elevati dovuti agli aspetti tecnologici, si ripercuote sull'incremento del costo di generazione dello scenario che si è visto avere un costo in media per gli scenari Blue RES di 14 c€/kWh riferiti al 2011, con probabilità del valore atteso inversamente proporzionale allo share di rinnovabile e maggiore rispetto a scenari con utilizzo principale di tecnologie fossili con cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

Queste ultime d'altra parte, anche se garantiscono riduzioni delle emissioni di gas serra coerenti con gli obiettivi prefissati dalla Comunità Europea, -80% nel settore elettrico al 2050 rispetto il 1990, sono soggetti a forti influenze politiche per ciò che riguarda il prezzo

del combustibile, ed una elevata incertezza sull'accettazione sociale della tecnologia CCS. In questo studio non si è tenuto conto di tali fattori, in quanto la valutazione era strettamente economica e tecnologica, per cui i valori risultano avere un'attendibilità maggiore rispetto agli scenari Blue RES. Quindi gli scenari che utilizzano  $\frac{3}{4}$  di fonti fossili con cattura della CO<sub>2</sub>, come il Blue CCS, e gli scenari con 50% di share di rinnovabile e 50% di share di fossile con CCS, come il Blue CCS+RES, hanno un CoE in media di 5 c€/kWh inferiore rispetto ai Blue RES.

Prevedere con quale sistema elettrico si arriverà al 2050 in Italia è difficile, tuttavia appare evidente la tendenza degli ultimi anni, mirata ad un incremento sempre maggiore delle rinnovabili ed una diminuzione delle fonti fossili. A conferma di ciò il recente primato dell'Italia che nel 2015 si è aggiudicata il primo posto nella produzione di energia da fotovoltaico (25,2 TWh) a livello mondiale pari all'8% del fabbisogno nazionale, seguono la Grecia con il 7,4% e la Germania con il 7,1% secondo le fonti dell'International Energy Agency [26]. Ed anche nel resto del mondo il 2015 è stato l'anno dei primati delle energie green, periodo in cui comunque i prezzi dei combustibili fossili come petrolio e gas erano 1/3 di quelli medi fin ora registrati [25].

Tale lavoro di tesi, non ha il compito di suggerire alcune vie piuttosto di altre ma ha voluto esporre i costi di generazione tecnologici e fornire una panoramica di possibili alternative di generazione elettrica mediante scenari, nell'ottica di offrire un contributo nell'ambito della pianificazione energetica nazionale.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] C. Bustreo, G. Zollino, G. Meneghini, I. Vignotto, “The COMESE code for the analysis of a future Italian energy system largely based on renewables”, *Energy Policy*, ottobre 2015.
- [2] McKinsey & Company, ECF, “ROADMAP 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe”, vol. 1, aprile 2010.
- [3] McKinsey & Company, ECF, “Power Perspectives 2030 - On the road to a decarbonised power sector”, aprile 2010.
- [4] TERNA, “Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2014 -2024”, dicembre 2014.
- [5] <http://www.istat.it/it/conti-nazionali>
- [6] TERNA, “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia”, Programma Statistico Nazionale”, *Sistan*, TER-00001 e TER-00007, 2014.
- [7] Ministero dello Sviluppo economico delle Infrastrutture e dei Trasporti e Ministero dell’Ambiente, “Strategia Energetica Nazionale: per un’energia più competitiva e sostenibile”, marzo 2013.
- [8] R. Caldon, *Impianti di produzione dell’energia elettrica – Dispense delle lezioni*, Padova, Edizioni Libreria Progetto, 2014.
- [9] Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport, “2013 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan. (SET-Plan)”, 2014.
- [10] Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport, “Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050”, 2014.
- [11] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2015”, 2015.
- [12] International Energy Agency, “Potential for Building Integrated Photovoltaics”, *IES-PVPS T7-4*, 2002.
- [13] EUROBSERV’ER, “Wind Energy Barometer”, febbraio 2015.
- [14] EUROBSERV’ER, “Solid Biomass Barometer”, dicembre 2015.
- [15] EUROBSERV’ER, “Biogas Barometer”, novembre 2014.
- [16] GSE, “Rapporto Statistico 2011 – Impianti a fonti rinnovabili”, GSE, 2012
- [17] SUSPLAN (7° Framework Programme), “Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure. Report from the regional case study: Southern Europe (Italy)”, ottobre 2010.
- [18] OECD Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency, “Uranium 2014: Resources, Production and Demand”, 2014.

- [19] C. Bustreo, G. Casini, G. Zollino, T. Bolzonella, R. Piovan, "FRESCO, a simplified code for cost analysis of fusion power plants", *Fusion Engineering and Design*, vol.88, 3141– 3151, 2013.
- [20] A. Fontanella, T. Crescenzi, F. Di Mario, F. Fabrizi, D. Mazzei, "Quaderno Solare Termodinamico", luglio 2011.
- [21] International Energy Agency, "Energy Technology Perspectives 2010", luglio 2010.
- [22] B. Baldissara, U. Ciorba, M. Gaeta, M. Rao, M. R. Viridis, "Rapporto Energia E Ambiente - Scenari E Strategie. Verso un'Italia low carbon: sistema energetico, occupazione e investimenti", ENEA, 2013.
- [23] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation And Development, "Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition", OECD PUBLICATIONS, 2010
- [24] ENEA, "Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica", luglio 2014
- [25] <http://ricerca.repubblica.it/repubblica/archivio/repubblica/2016/06/02/dalleolico-al-solare-lanno-dei-primati-lenergia-del-mondo-verde20.html>
- [26] G. Masson, M. Brunisholz, Becquerel Institute, "Snapshot of Global Photovoltaic Markets - IEA PVPS", *A Snapshot of Global PV (1992-2015)*, Report IEA PVPS T1-29:2016, 2016.