

# POLITECNICO DI TORINO

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN  
INGEGNERIA ENERGETICA E NUCLEARE

Tesi di Laurea Magistrale

Deregolamentazione del mercato elettrico italiano:  
identificazione delle variabili geopolitiche impattanti sui prezzi  
al consumo, costruzione di un modello di valutazione delle  
offerte e verifica della fatturazione, e presentazione di un caso  
studio per un intervento di efficienza energetica.



**Relatore:**  
Prof. Mancò Salvatore

**Candidato:**  
Corbacio Arianna

Marzo 2019



## Indice

Sommario.....	5
<b>1. Introduzione .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Geopolitica dei mercati energetici .....</b>	<b>8</b>
2.1. Panorama energetico mondiale (Energy Strategy 2050) .....	8
2.2. I principali mercati energetico a confronto .....	19
2.2.1. USA.....	19
2.2.2. La Cina e “La Rivoluzione Energetica” .....	24
2.2.3. Unione degli Emirati Arabi .....	26
2.2.4. Europa.....	28
2.2.4.1. Italia.....	40
2.2.4.1.1. Le tappe storiche del sistema energetico italiano .....	40
2.2.4.1.2. Il decreto Bersani (Dlgs 79/99).....	42
2.2.4.1.3. Il Decreto Letta (Dlgs 164/2000).....	43
2.2.4.1.4. Principali conseguenze della liberalizzazione in Italia.....	45
2.2.5. Il mercato libero e il mercato regolamentato a confronto .....	48
2.2.6. Impatto dei mercati energetici globali sul mercato energetico italiano .....	52
2.2.6.1. Analisi qualitativa dell’influenza dell’EUA e del Brent sul PUN .....	53
<b>3. Sistemi adottati in Italia per consentire la transizione dal mercato vincolato al libero mercato... ..</b>	<b>58</b>
3.1. Tutela Simile – “Tutela Simile ad una fornitura di Mercato Italiano Libero dell’Energia elettrica” .....	59
3.2. PLACET – Prezzo Libero a Condizioni Equiparate di Tutela .....	61
<b>4. Analisi della struttura dei costi dell’energia elettrica per gli utenti finali domestici.....</b>	<b>66</b>
4.1. Nuova struttura del mercato regolamentato - Il servizio di continuità energetica .....	66
4.2. I soggetti aggregatori di domanda per le forniture di energia elettrica .....	70
4.3. Confronto tra le condizioni economiche di ARERA e le condizioni economiche delle centrali di committenza della Pubblica Amministrazione .....	73
4.4. L’utente finale - Consapevolezza ed efficienza nella valutazione delle condizioni economiche nel libero mercato .....	77
4.4.1. Il controllo di gestione dell’energia elettrica - Modello per la comprensione della struttura della tariffazione in regime di maggior tutela e per la valutazione di una potenziale offerta economica nel libero mercato.....	77
4.4.1.1. Comprensione della struttura della tariffazione.....	77
4.4.1.2. Gestione della fornitura e verifica della fatturazione.....	82
4.4.1.3. Scelta delle offerte di libero mercato.....	87
<b>5. Soluzioni proposte per migliorare la gestione domestica dell’energia .....</b>	<b>94</b>

5.1.	Le figure professionali del settore energetico .....	94
5.1.1.	L'Energy Manager e l'Esperto in Gestione dell'Energia .....	94
5.1.2.	Il TED (Tutor per l'Energia Domestica) - Un aiuto alla sensibilizzazione dell'utente finale alla tematica dell'energia .....	96
5.2.	Incentivi e soluzioni impiantistiche – Valutazione delle offerte e riduzione dei costi di approvvigionamento e dell'impatto ambientale .....	99
<b>6.</b>	<b>Conclusione .....</b>	<b>124</b>
	<b>Ringraziamenti .....</b>	<b>125</b>
	<b>Indice Delle Abbreviazioni .....</b>	<b>126</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>128</b>

## Sommario

Il presente lavoro di tesi è stato svolto presso l'azienda Energon Trade S.r.l., società di consulenza energetica facente parte del Gruppo Energon ESCo S.p.a., il cui core business è rappresentato dall'analisi tecnico-strategica per ottimizzare i costi di approvvigionamento per le utenze del gruppo e per utenze esterne appartenenti al comparto industriale e non. In questo contesto lo studio delle principali variabili che influenzano il prezzo dell'energia elettrica è essenziale: riuscire infatti ad effettuare buone previsioni sull'andamento del mercato è indispensabile affinché cliente tragga il massimo vantaggio dall'acquisto delle commodities. Per questo motivo la trattazione si apre con uno studio dei principali aspetti della regolamentazione attualmente in vigore nei Paesi industrializzati considerati, e con lo studio della correlazione esistente tra il PUN (Prezzo Unico Nazionale), il prezzo dei certificati neri (EUA, European Emission Allowances) ed il Brent.

Nella restante parte della trattazione viene invece effettuato uno studio che porterà ad identificare una soluzione per gli utenti finali domestici nella riduzione dei costi energetici, nella verifica della fatturazione e nella valutazione di potenziali offerte di libero mercato. Questo condurrà a sottolineare l'importanza delle figure professionali del settore energetico: per un utente domestico medio capire i meccanismi del settore ed effettuare analisi economiche lo porterebbe ad investire un tempo eccessivo nella gestione della fornitura. Diventa pertanto estremamente utile il supporto di Energy Manager, Esperti in Gestione dell'Energia e Tutor per l'Energia Domestica, sia per accompagnare l'utente in fase di approvvigionamento, sia in fase di efficientamento dei sistemi energetici. Infatti, a seguito della comparazione effettuata nel capitolo 5, si è riscontrata una forte convenienza per l'utente nell'affidarsi ad una ESCo per effettuare un intervento di efficientamento sfruttando il Finanziamento Tramite Terzi.

## 1. Introduzione

L'evoluzione del settore energetico a livello mondiale è guidata da alcune principali "driving force". Gli interessi economici in gioco nel commercio delle materie prime, quali per esempio petrolio e gas naturale, svolgono un ruolo fondamentale. In secondo luogo la lotta al cambiamento climatico che, attraverso accordi internazionali e direttive, sta guidando la transizione verso l'elettrificazione dei consumi finali. Quest'ultimo aspetto, si sta rendendo particolarmente utile nella penetrazione dell'energia elettrica anche laddove povertà economica e povertà energetica hanno impedito all'energia di essere un bene alla portata di tutti. Ulteriore elemento è rappresentato dalla necessità di rendere i mercati energetici maggiormente efficienti e competitivi. Per rispondere a quest'ultima esigenza si sta andando incontro alla deregolamentazione del mercato dell'energia, affinché il prezzo delle commodities sia definito dalle sole dinamiche di mercato. Nel contesto mondiale delineato, è interessante identificare le principali caratteristiche rappresentative dei mercati energetici di alcune nazioni. Sono stati scelti gli USA, la Cina, l'Unione degli Emirati Arabi a livello mondiale e Germania, Inghilterra, Francia e Italia a livello europeo. L'obiettivo è stato quello di individuare i fattori che possono aver favorito un paese nell'ottenere un prezzo al consumo dell'energia elettrica inferiore.

Nell'ambito della lotta al riscaldamento globale l'istituzione dell'Emissions Trading System a livello europeo, quale strumento di mercato per disincentivare le emissioni di  $CO_2$  e viceversa per incentivare l'efficientamento dei sistemi energetici, sta influenzando in modo significativo il mercato energetico. Nel presente studio, nell'ambito del mercato elettrico italiano, è stata condotta un'analisi per mettere in evidenza il cambio strutturale nell'andamento del prezzo nell'energia elettrica che si è riscontrato soprattutto a partire dalla seconda metà del 2018. Lo studio è volto a definire in modo qualitativo la correlazione esistente tra EUA, European Emission Allowances, il Brent ed il PUN, ovvero il Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica in Italia. Nell'ottica delle vigenti normative, che andranno a modificare il numero di certificati annualmente assegnati ai soggetti coinvolti nel sistema ETS, comprendere quelle che sono le relazioni tra PUN, EUA e Brent potrebbe influenzare le strategie di acquisto dell'energia elettrica.

A completamento del processo di deregolamentazione del mercato elettrico italiano, che si concretizzerà a partire dall'1 luglio 2020, verranno meno le tariffe calmierate del mercato della Maggior Tutela. Per avvicinare gli utenti finali domestici al libero mercato è stata allora creata dall'Autorità una particolare offerta di libero mercato, a condizioni contrattuali definite dall'Autorità ed a condizioni economiche decise dal fornitore. Tuttavia la maggior parte degli utenti ad oggi acquista i vettori energetici di cui necessita nel mercato tutelato principalmente per due motivi. In primo luogo per la dubbia convenienza delle offerte che è possibile trovare nel libero mercato. In secondo luogo a causa di una scarsa informazione dell'utente finale riguardo al settore energetico, che gli impedisce di curare i propri interessi economici. Per colmare queste lacune, è stata innanzitutto svolta un'analisi finalizzata a confrontare i prezzi dell'energia elettrica proposti nel mercato di Maggior Tutela con quelli del libero mercato. In particolare, sono state considerate le offerte PLACET e le offerte economiche garantite dalle più grandi centrali di committenza italiane, Consip e SCR-Piemonte. In seguito è stato creato

un modello utile all'utente nella comprensione della struttura della tariffazione, nella verifica della fatturazione dell'energia elettrica in bolletta ed infine nella valutazione delle offerte economiche del libero mercato. Lo scopo è quello di comprendere quella che per l'utente finale domestico può essere la migliore soluzione, sia in termini di risparmio economico che in termini di risparmio di tempo, per la gestione della fornitura di energia elettrica.

Per concludere, su un caso studio reale è stato scelto l'intervento di efficientamento che meglio si adatta all'utenza in oggetto, per poi affidare a due differenti aziende il compito di effettuare un business plan relativo all'installazione della tecnologia scelta. La comparazione di queste due proposte tecnico-economiche ha condotto ad individuare la soluzione tecnicamente ed economicamente più vantaggiosa per l'utente, che gli permetta allo stesso tempo di risparmiare sull'acquisto della materia prima, ridurre l'impatto ambientale e gestire al meglio il proprio impianto.

## 2. Geopolitica dei mercati energetici

Il presente capitolo si apre con un overview del contesto energetico mondiale che permette di capire in che direzione si sta muovendo la politica energetica mondiale, con focus su alcuni Stati. La trattazione si incentra infatti su USA, Cina, Unione degli Emirati Arabi ed Europa, in particolare su Germania, Inghilterra, Francia e Italia. La scelta di questi Stati è stata dettata dal livello di benessere e ricchezza, con conseguente impatto nell'economia globale (in particolare per Cina e USA), dallo sviluppo del sistema energetico, in quanto per questi paesi l'elettrificazione è pressoché totale, e per la ricchezza di fonti energetiche primarie, in particolare per USA e UAE. Quest'analisi permette innanzitutto di vedere in quali Stati l'implementazione di un particolare sistema di regolamentazione ha condotto a un prezzo più accessibile dell'energia elettrica per gli utenti finali, e quindi a una maggiore accessibilità economica, e di osservare quali sono i fattori che maggiormente impattano sullo stesso. Questo permetterà di definire indicatori in grado di descrivere qualitativamente l'andamento del prezzo dell'energia.

### 2.1. Panorama energetico mondiale (Energy Strategy 2050)

Il World Energy Outlook 2018 [1], tenutosi a Londra il 13 novembre 2018, ha presentato un contesto energetico mondiale in cui si riscontrano molti segnali di cambiamento. Se si osserva lo scenario attuale dal punto di vista dell'affidabilità, dell'accessibilità economica e della sostenibilità dei sistemi energetici, ci si rende subito conto che la politica energetica internazionale ha ancora molta strada da fare. L'accesso all'energia non è l'unico indice di benessere di un paese, ma vi è indissolubilmente legata ogni attività della vita quotidiana. Pertanto il consumo di poca energia pro-capite può essere indice di un lento e carente sviluppo, e quindi di basso benessere. Il grafico 2.1 evidenzia come le maggiori difficoltà di accesso all'energia si riscontrino in Asia ed Africa.

L'elettrificazione nel mondo è ancora in pieno corso poiché si stima che una persona su otto non possa accedere al servizio elettrico a causa di condizioni geograficamente sfavorevoli. L'87% della popolazione che versa in questa condizione si trova infatti in zone rurali e difficilmente raggiungibili dalla rete elettrica. Le soluzioni che si stanno diffondendo maggiormente si trovano nell'installazione di sistemi off-grid<sup>1</sup> per la produzione locale di energia elettrica. Ad oggi solo una piccola percentuale di questa fetta di popolazione, che va dal 5 al 15%, se n'è servita. [2] [3]

---

<sup>1</sup> Le tecnologie maggiormente diffuse sono il solare fotovoltaico, mini idroelettrico e sistemi a biogas, sia per uso domestico o in mini reti chiuse al servizio di comunità.

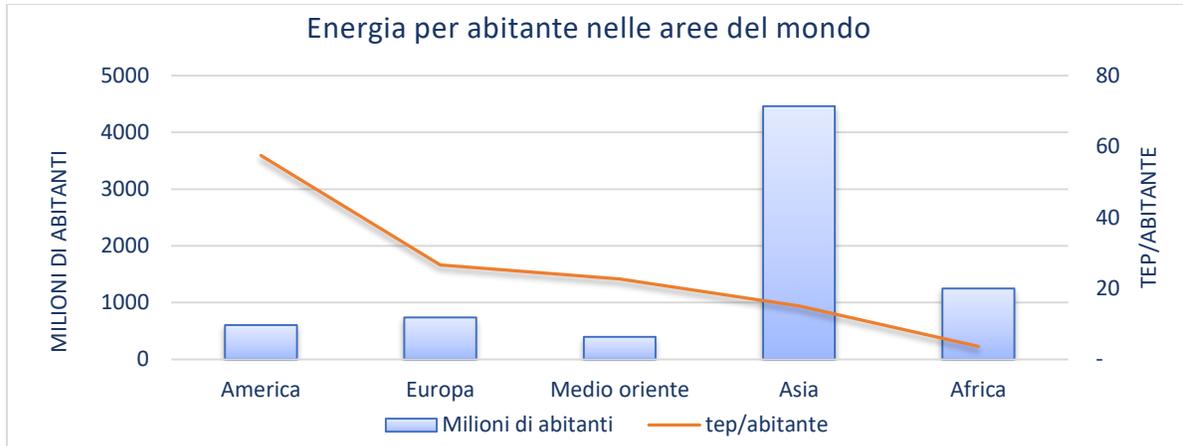


Grafico 2.1 - Numero di tep l'anno per abitante nelle differenti aree geografiche [4]

In Africa, per esempio, per agevolare l'evoluzione e per la maggior parte dei casi la nascita di sistemi energetici, è stato introdotto un sistema di valutazione delle autorità che localmente regolamentano il settore. A seguito di un'analisi, basata su indici che qualificano il sistema di regolamentazione sotto tutti i suoi punti di vista, si calcola l'ERI, o Electricity Regulatory Index [5], il cui valore corrisponde ad un grado di sviluppo dell'ente regolatore. Nonostante questo sia un sistema ancora embrionale e potenzialmente migliorabile, sta comunque esercitando un impatto nel settore molto positivo nei 15 stati nei quali viene ad oggi applicato.

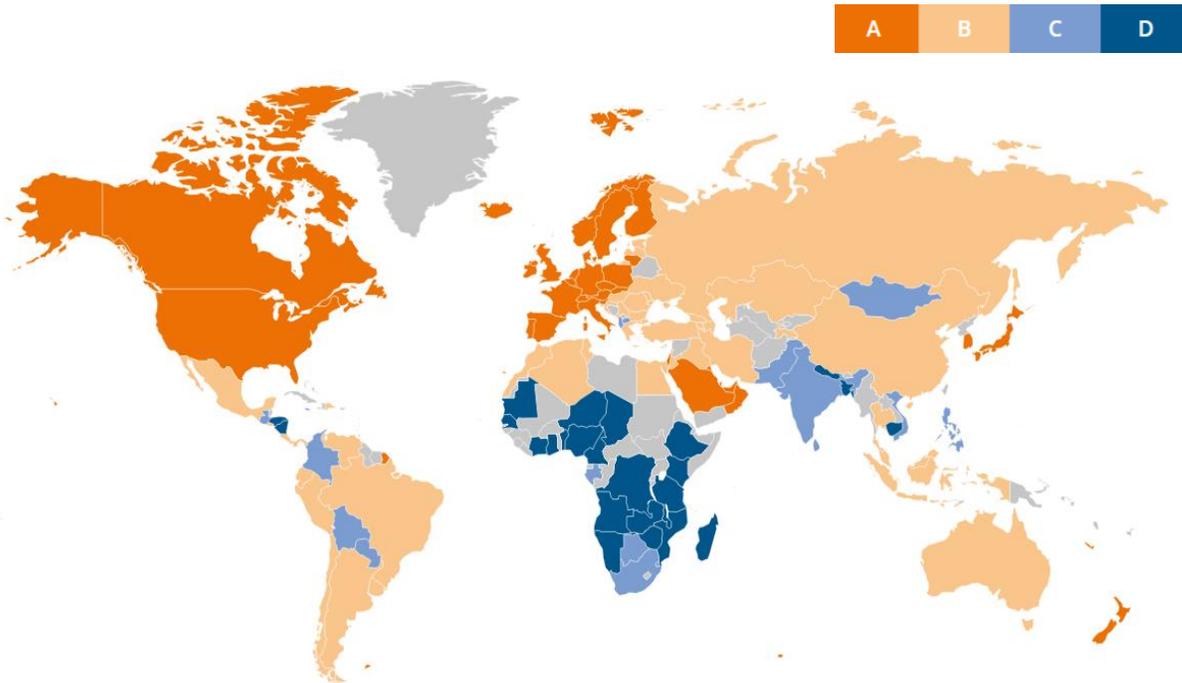


Figura 2.1 – Nella mappa è presentato l'esito di un'analisi effettuata dal World Energy Council sull'equità energetica nel mondo. Le lettere rappresentano il punteggio raggiunto dalle nazioni: A- best ranking, D-worst ranking. [6]

Problema differente si pone invece nelle aree urbane del mondo, dove ad oggi si concentra il 55% della popolazione mondiale. Questo valore è destinato a salire, determinando un ulteriore aumento della domanda di energia con il rischio di mettere in discussione la sicurezza negli approvvigionamenti e la loro convenienza economica. Ebbene, nelle zone urbane il problema non è l'accessibilità "fisica" dell'energia bensì l'accessibilità "economica", e sono proprio questi gli aspetti che definiscono il fenomeno della cosiddetta "Povertà Energetica".

Altro problema attuale è la sostenibilità ambientale dei sistemi energetici ed in generale dello stile di vita della popolazione mondiale. L'aumento del fabbisogno energetico ha causato l'incremento delle emissioni, determinato prevalentemente dalla Cina (il cui contributo è contenuto nella voce Asia Pacifica del Grafico 2.2 e della Tabella 2.1), che da sola contribuisce al 57% delle emissioni dell'Asia Pacifica.

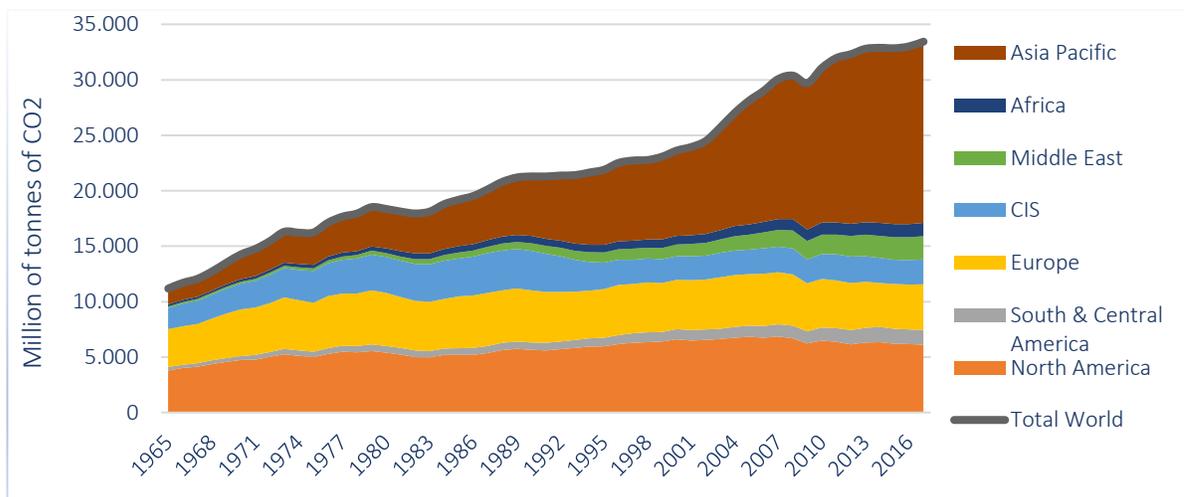


Grafico 2.2 - Produzione di CO2 dal 1965 al 2017.

Area Geografica	2016		2017	
North America	6.161	19%	6.121	18%
South & Central America	1.327	4%	1.310	4%
Europe	4.061	12%	4.152	12%
CIS	2.212	7%	2.213	7%
Middle East	2.058	6%	2.112	6%
Africa	1.185	4%	1.205	4%
Asia Pacific	16.013	48%	16.330	49%
<b>Total World</b>	<b>33.018</b>		<b>33.444</b>	
<b>Incremento emissioni dal 2016 al 2017</b>			<b>1,3%</b>	

Tabella 2.1- Milioni di tonnellate di CO2 emesse nelle rispettive aree geografiche tra il 2016 e il 2017 [4]

Dai risultati esposti nella Tabella 2.1, si arriva a parlare del Paris Agreement, o Accordo di Parigi, stipulato durante il COP 21 tenutosi appunto a Parigi nel 2015, con il quale 195 paesi si sono uniti in un accordo giuridicamente vincolante che definisce quelli che sono gli attuali obiettivi delle loro politiche energetiche. Con l'accordo di Parigi viene ribadita l'importanza di arginare i pericolosi cambiamenti climatici che stanno interessando da anni il pianeta ponendo un limite al riscaldamento globale a 2°C rispetto ai livelli di temperatura preindustriali. Per farlo si rende allora necessario uno sforzo globale nel promuovere e portare a termine una transizione energetica, che veda il progressivo abbandono delle fonti fossili a favore dell'utilizzo di fonti energetiche "pulite". Parole chiave di questo accordo sono state trasparenza, adattamento e assistenza. Gli stati membri hanno preso l'impegno di riunirsi ogni cinque anni per fare il punto della situazione, tenendosi costantemente aggiornati su eventuali obiettivi raggiunti, e a fornire supporto e assistenza ai paesi in via di sviluppo affiancandoli in un percorso di crescita economica sostenibile dal punto di vista ambientale. Gli sforzi dei paesi aderenti si concentrano su sette tematiche principali: l'utilizzo del suolo, degli oceani e delle coste, dell'acqua, lo sviluppo degli insediamenti umani, l'evoluzione dei sistemi di trasporto, il settore energetico, ed infine l'industria. Essendo contenuti ambiziosi quelli dell'accordo di Parigi necessiterebbero di un programma specifico di azioni, ed è proprio su questo che si riscontrano alcuni limiti. Pur essendo un trattato vincolante non sono stati definiti meccanismi di controllo e sanzioni per eventuali violazioni degli impegni presi. Altro aspetto è la mancanza di una pianificazione di riferimento per la progressiva sostituzione delle fonti fossili. Nell'accordo non vengono inoltre menzionati i sussidi a favore delle fonti fossili che dovrebbero andare a ridursi per favorire una transizione energetica.

I consumi mondiali attuali, guidati dallo sviluppo economico, sono in costante crescita e come mostra il grafico 2.3, sono basati sui combustibili fossili, la cui quota copre l'85% del totale. Ogni stato che si è fatto carico degli impegni del trattato di Parigi dovrà ridurre gradualmente il proprio contributo entro il 2020, il 2030 e il 2050, date che scandiscono il progredire della transizione energetica.

Nel dicembre 2018 si è tenuto in Polonia il COP24 conclusosi con l'emanazione del Katowice Climate Package. Si può dire che questo accordo abbia colmato una delle lacune del Paris Agreement, in quanto nel testo sono state fornite linee guida e norme dettagliate riguardo alle modalità con le quali gli Stati aderenti dovranno mitigare e ridurre le emissioni di gas serra ed informare riguardo i loro contributi nazionali di emissione. Aspetti negativi riguardano invece l'atteggiamento avverso alla politica a tutela dell'ambiente di stati quali USA, Kuwait e Arabia Saudita, e la mancanza di vero impegno e di un approccio di collaborazione per raggiungere risultati nell'uso di meccanismi di mercato legati al conteggio dei crediti di CO<sub>2</sub>. È inoltre stato confermato come, procedendo con le linee guida delle attuali politiche energetiche (volte al rispetto degli obiettivi stabiliti nell'Accordo di Parigi), non solo si supererà il limite dei 2°C imposto dall'Accordo, ma si potrebbe arrivare ad un incremento di temperatura di circa 3.2°C (Fonte: Intergovernmental Panel on Climate Change). Per questo motivo, data la necessità di intervenire con maggior decisione, ci si potrà aspettare una ristrutturazione delle attuali politiche energetiche.

Scenario dei consumi mondiali – 2017 [4]:

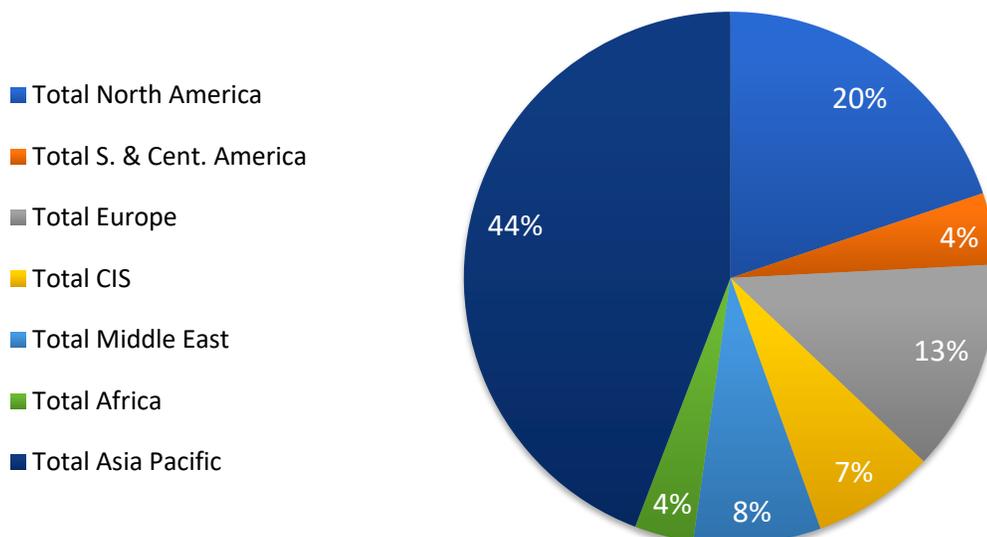


Grafico 2.3 - Ripartizione per area geografica del consumo di Gas Naturale, Carbone e Petrolio.

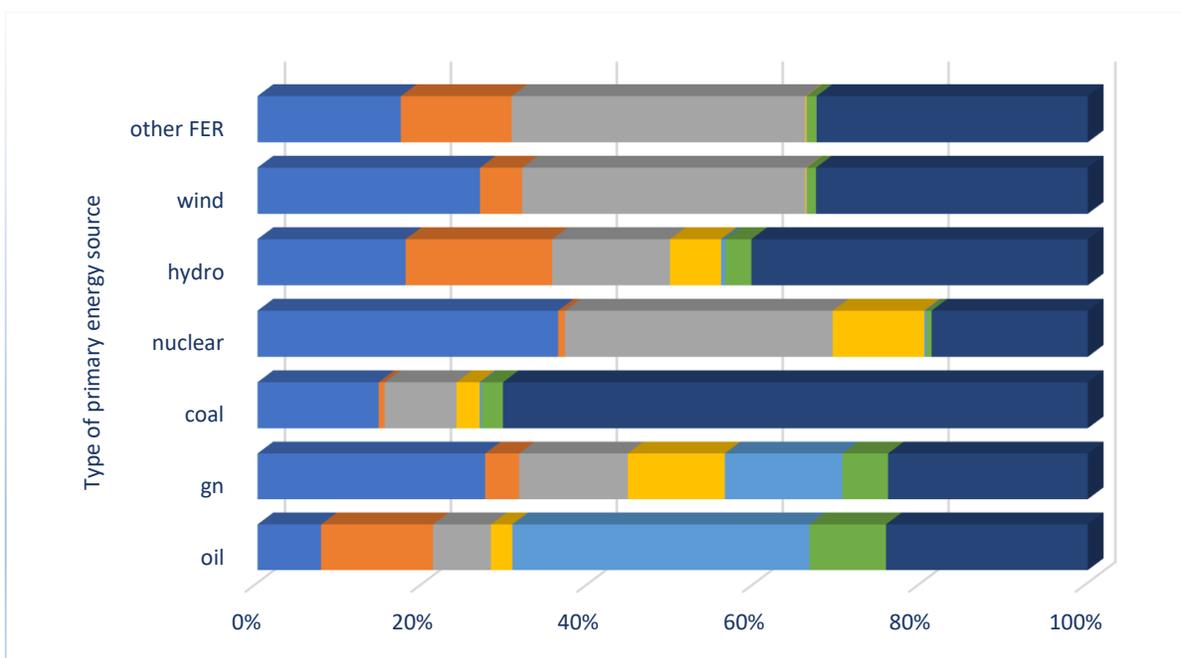


Grafico 2.4 - Suddivisione mondiale della produzione di energia elettrica per tipo di fonte di energia primaria e area geografica - Anno 2017.

<i>Fonte Primaria</i>	<i>[TWh/anno]</i>	<i>% sul Totale</i>
<i>Oil</i>	883	4%
<i>Natural Gas</i>	5.915	24%
<i>Coal</i>	9.723	39%
<i>Nuclear</i>	2.636	11%
<i>Hydroelectric</i>	4.060	16%
<i>Eolic</i>	1.123	5%
<i>Other Renewables<sup>2</sup></i>	586	2%

Tabella 2.2 – Generazione di energia elettrica per fonte primaria - Anno 2017. [4]

Si apre quindi un periodo di evoluzione e cambiamenti su tutti i fronti, a partire dal mondo dei prodotti petroliferi e del carbone, che vedranno una riduzione del loro impiego nella generazione di energia elettrica a favore del gas naturale, delle tecnologie rinnovabili e del nucleare. Elemento nuovo introdotto nell'Accordo di Parigi, rispetto alle precedenti strategie energetiche, è l'esonero delle economie in via di sviluppo dal rispetto dei limiti imposti ai fini del raggiungimento degli obiettivi. Per questo motivo, a tendere, il mercato del petrolio potrebbe espandersi in Africa, in India e nelle altre economie nascenti asiatiche. Oltre a questa fetta di mercato, il business per le società petrolchimiche crescerà nella direzione dei "non-combusted fuels", la cui domanda è prevista in crescita per via del naturale sviluppo economico, e rimarrà costante nel trasporto a causa della diffusione di veicoli elettrici, che secondo le previsioni sarà solo in grado di compensare l'incremento di domanda futuro.

---

<sup>2</sup>Solar, Biomass, Pumped Hydro

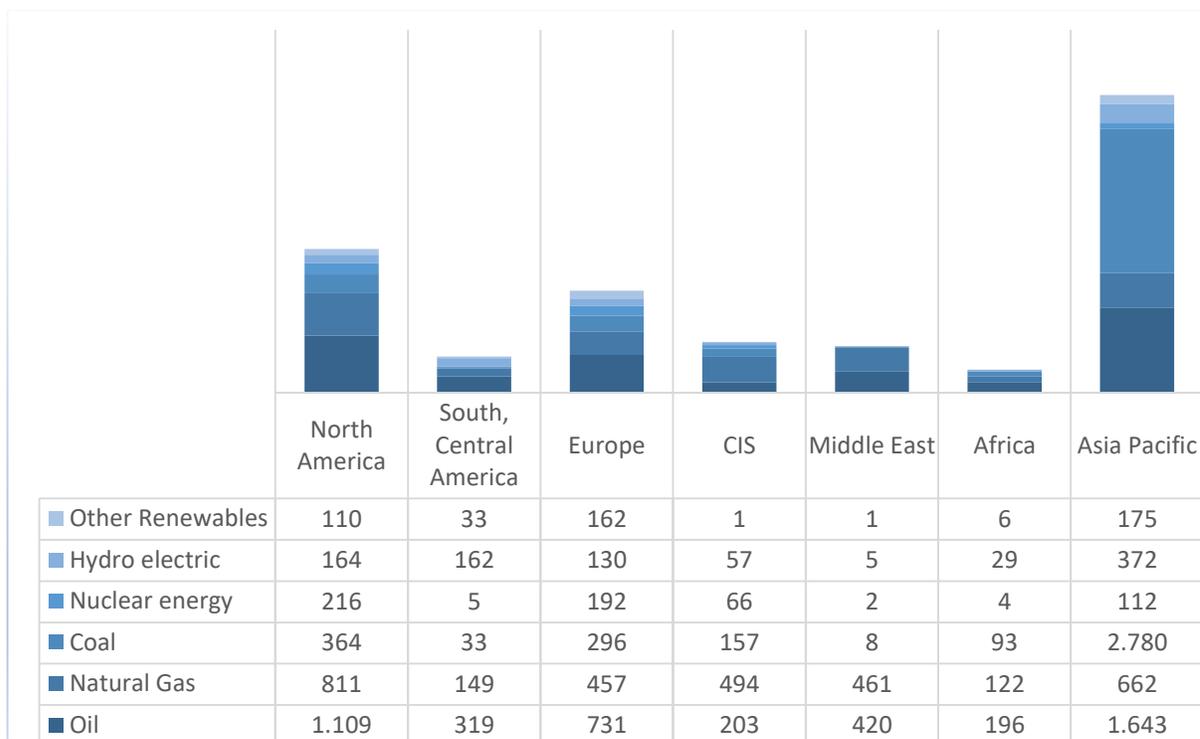


Grafico 2.5 - TPES [millions of tep] – 2017 [4]

#### Dettaglio Europa:

Europe	OIL	NATURAL GAS	COAL	NUCLEAR	HYDROELECTRIC	OTHER RENEWBLES	% DEL TOTALE MONDIALE
	16%	14%	8%	32%	14%	33%	15%

La domanda di petrolio come accennato, crescerà grazie alle economie in via di sviluppo, ma sempre più lentamente. Questo va in controtendenza con la crescente produzione di petrolio da parte dei maggiori esportatori “non-OPEC”: Stati Uniti, Inghilterra, Brasile e Russia. Questi elementi hanno portato l’OPEC a decidere invece, già nel corso del 2018, di tagliare la produzione di greggio. Importanti tagli sono attesi anche per il 2019, e verranno effettuati secondo specifiche quote attribuite ai componenti dell’OPEC, a meno di Iran, Venezuela e Libia. Nella figura 2.2 viene esposta una previsione di ripartizione dell’offerta di mercato del petrolio e GNL al 2040.

Il gas naturale come accennato precedentemente avrà larga diffusione anche grazie all’incremento nella domanda di LNG soprattutto per usi energetici, allo sviluppo industriale e all’ampia disponibilità di risorse provenienti da Nord America, Iran e Qatar.

La generazione elettrica da fonte nucleare nei paesi dell’OECD sta conoscendo un calo come mostrato nel grafico 2.7 a causa di una rivalutazione dei margini di sicurezza degli impianti in esercizio e la chiusura di altri oramai giunti a fine vita utile.

Durante l'estate del 2018 circa 21 centrali francesi sono state chiuse, alcune per via delle alte temperature che rendevano difficoltoso il raffreddamento dei reattori, ed altre sono invece andate incontro a dismissione. Questo ha avuto un impatto notevole in Italia, dove per compensare la carenza di energia elettrica proveniente dalla Francia è stata usata quella proveniente da centrali a gas italiane, con conseguente aumento dei prezzi in prima istanza del gas per via dell'incremento della domanda, ed in secondo luogo dell'energia elettrica. Questo conferma la forte dipendenza energetica dell'Italia dall'energia estera. [7]

### Regional oil/gas imbalances

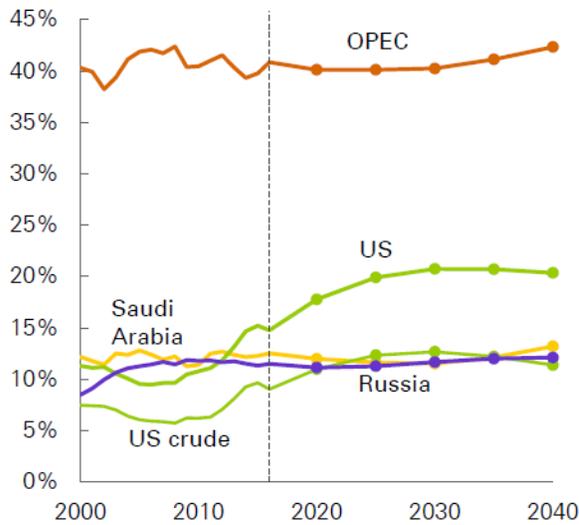


Figura 2.2 - Previsione al 2040 del bilanciamento import - export di prodotti oil & gas nelle aree geografiche. [7]

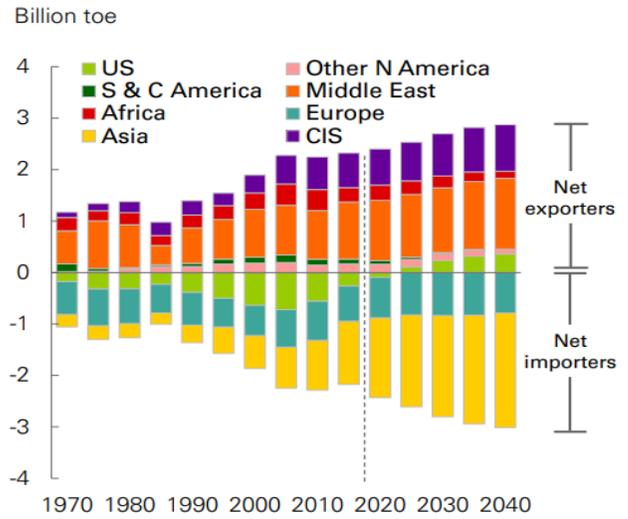


Figura 2.3 - Quote di produzione di combustibili liquidi (petrolio, GNL) - Proiezione 2020, 2030 e 2040. [7]

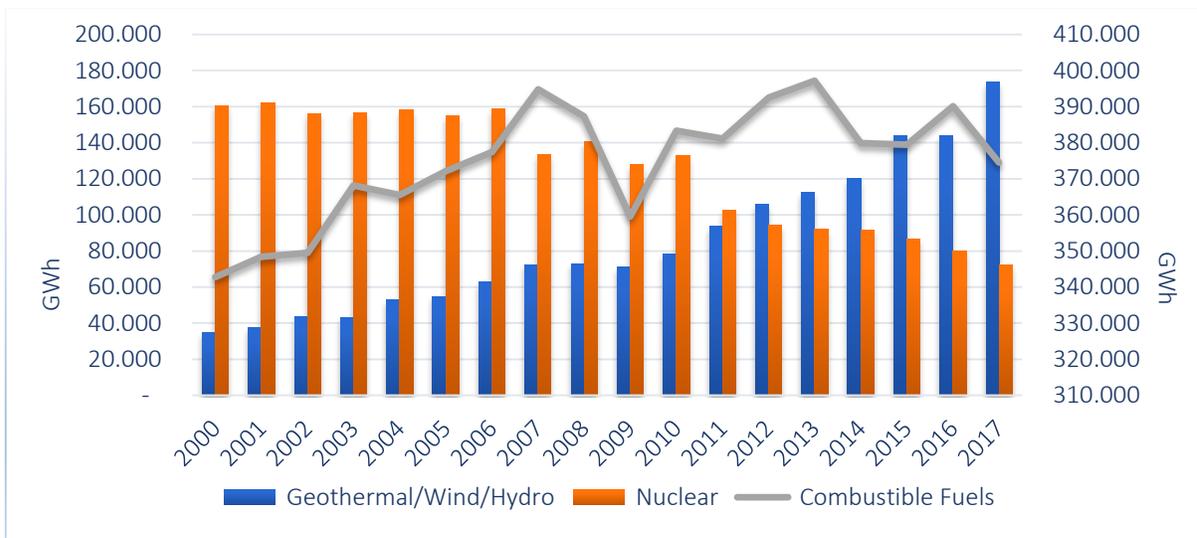


Grafico 2.7 - Trend delle maggiori fonti per la produzione di energia elettrica per i Paesi dell'OECD. [8]

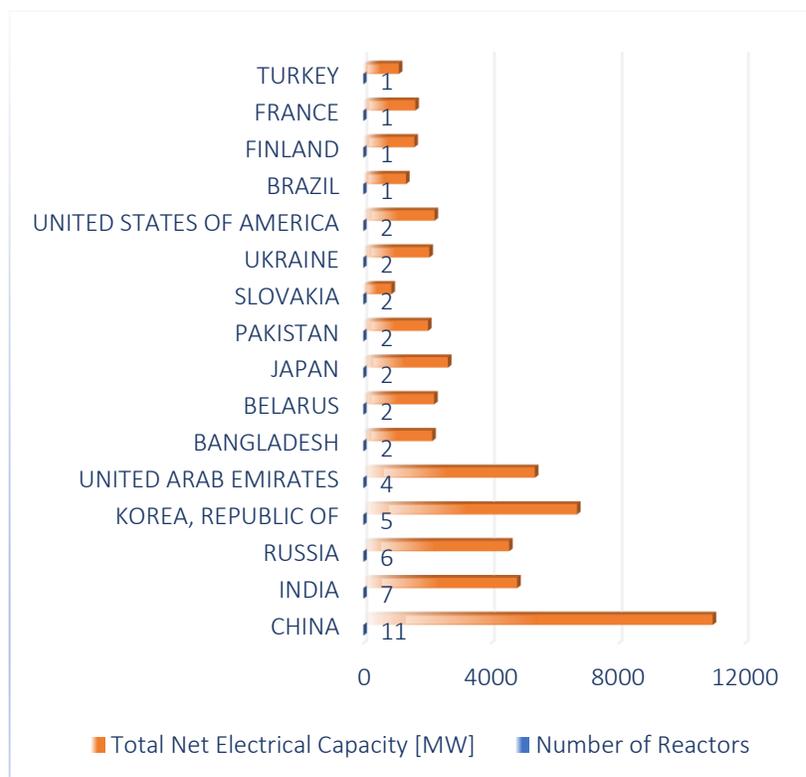


Grafico 2.8 - Capacità delle centrali nucleari in costruzione durante il 2018. [9]

Nel grafico 2.8 sono invece riportate le nazioni che stanno ricorrendo al nucleare per diversificare e “decarbonizzare” il proprio mix energetico in vista degli sviluppi delle nuove politiche energetiche. In prima linea vi è la Cina, che nel 2018 ha intrapreso la costruzione di ben 11 reattori nucleari, per una potenza installata di circa 11.000 MW

Le energie rinnovabili sono destinate a svolgere un ruolo a lungo termine fondamentale. A favore della decarbonizzazione del mix di generazione, vi è la tendenza ad elettrificare i consumi finali di energia, poiché con le fonti di energia alternativa è possibile soddisfare la domanda senza impattare sull'ambiente. Questo sta spingendo anche lo sviluppo dei veicoli elettrici e di reti di trasmissione e dell'energia elettrica in tutto il mondo, poiché l'unico modo per rendere efficiente un sistema basato sull'elettricità è creare a livello nazionale e internazionale una rete elettrica integrata.

È interessante calcolare l'intensità energetica, in quanto indicatore dell'efficienza energetica del sistema economico dello stato considerato. Risultante dal rapporto tra CIL e GDP, tanto più piccolo risulta questo valore, tanto più elevata sarà l'efficienza del sistema energetico del paese. Come si evince dal grafico 2.9, il migliore risultato risulta essere quello della Germania, ed il peggiore quello della Cina. Ponendo a confronto questi trend con l'evoluzione del mix energetico dei paesi (grafici dal 2.10 al 2.13), risulta evidente come l'intensità energetica diminuisca al crescere della quota di rinnovabili e nucleare nel parco di generazione. Questo indicatore si può ritenere rappresentativo anche della sostenibilità energetica e della competitività del sistema energetico.

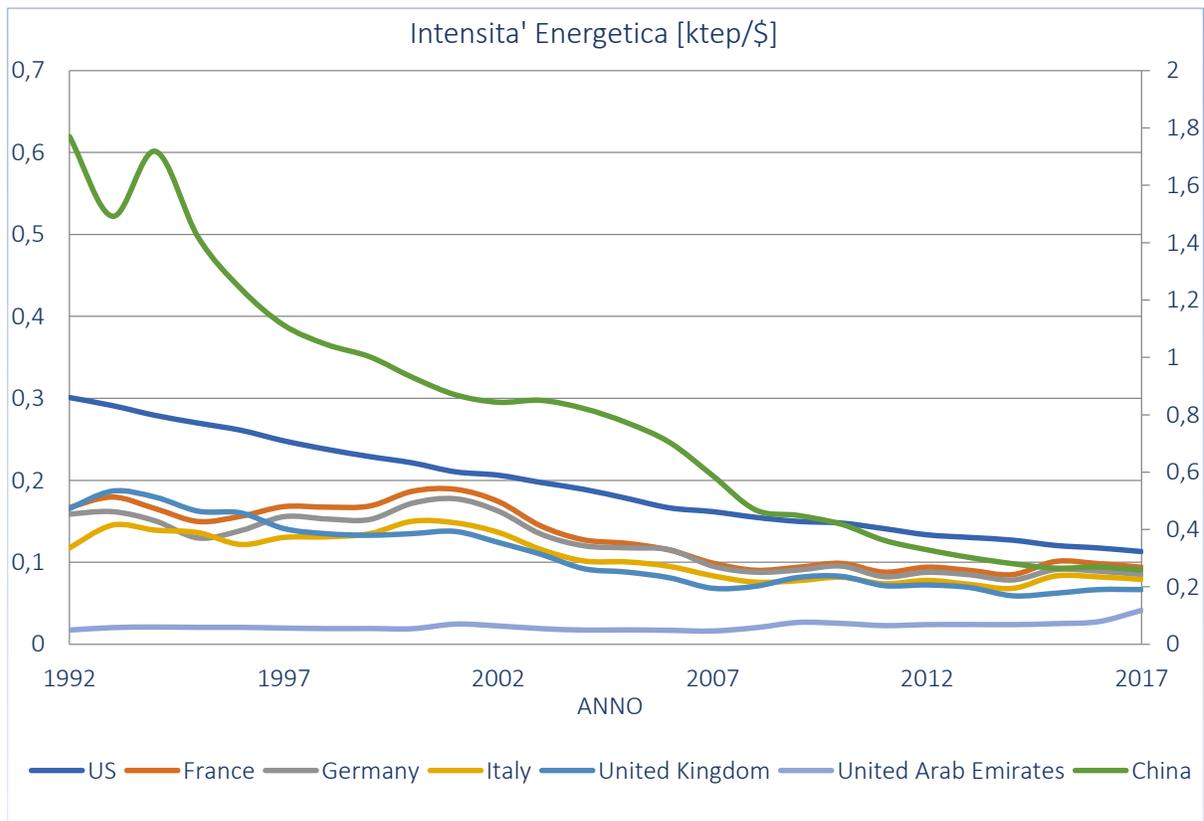


Grafico 2.9 - Intensità energetica dall'anno 1992 al 2017 per le Nazioni considerate. [10]

Grafico 2.10 - Electricity generation from Renewables [TWh] - [10]

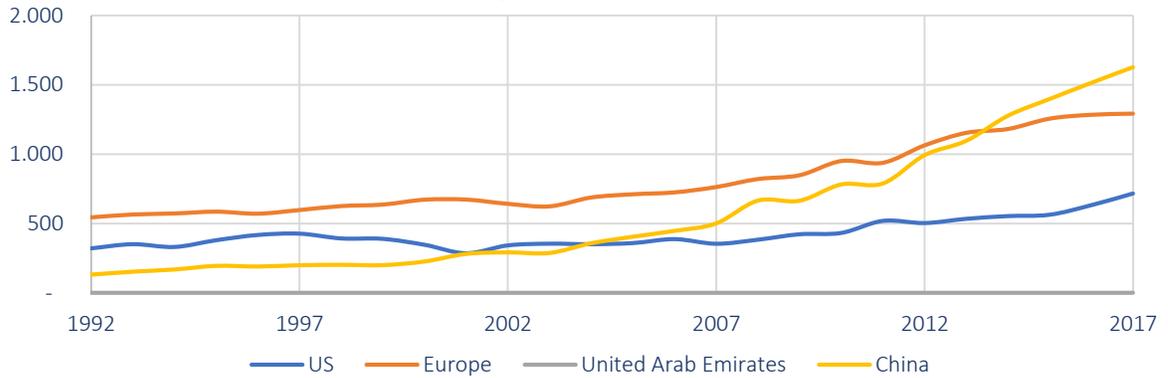


Grafico 2.11 - Electricity generation from Nuclear [TWh]

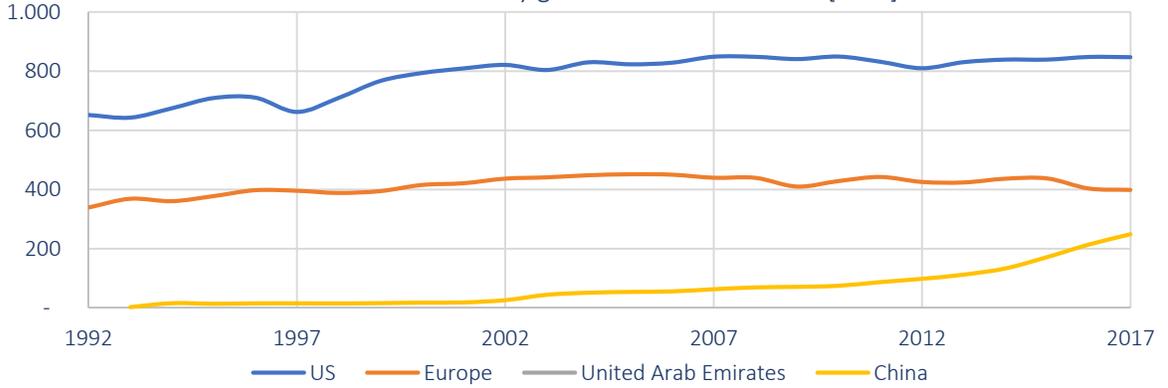


Grafico 2.12 - Electricity generation from Natural Gas [TWh]

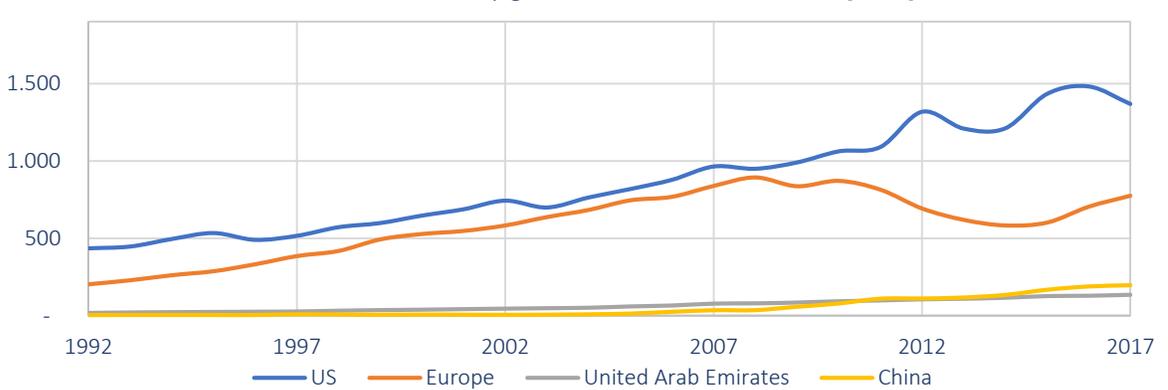
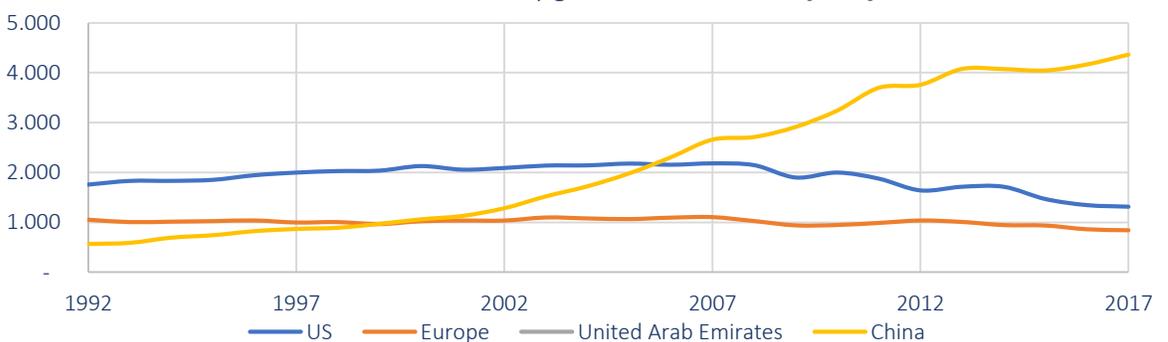


Grafico 2.13 - Electricity generation from Coal [TWh]



## 2.2. I principali mercati energetico a confronto

### 2.2.1. USA

La politica energetica degli Stati Uniti negli ultimi anni si è rivelata contraddittoria a causa del passaggio da Obama a Trump alla guida del paese. Con Obama si era arrivati stipula dell'Accordo di Parigi, rivelatosi inizialmente molto efficiente poichè vedeva la collaborazione di due dei maggiori emettitori di gas serra al mondo, Cina e USA. Con l'avvento di Trump alla Casa Bianca la situazione si è capovolta. Il nuovo presidente ha infatti comunicato l'uscita del paese dall'accordo, considerandolo un freno per l'economia. Ad oggi, grazie all'estrazione di petrolio e shale gas, gli USA sono produttori, consumatori ed esportatori di combustibili fossili (NSS 2017). Questo è frutto della politica energetica messa in atto da Trump, l'American First Energy Plan, i cui capisaldi sono:

- La riduzione delle imposte alle compagnie energetiche
- Rendere nuovamente il carbone il combustibile fossile centrale della strategia energetica americana
- Rimuovere tutte le restrizioni che in passato avevano frenato l'economia americana.

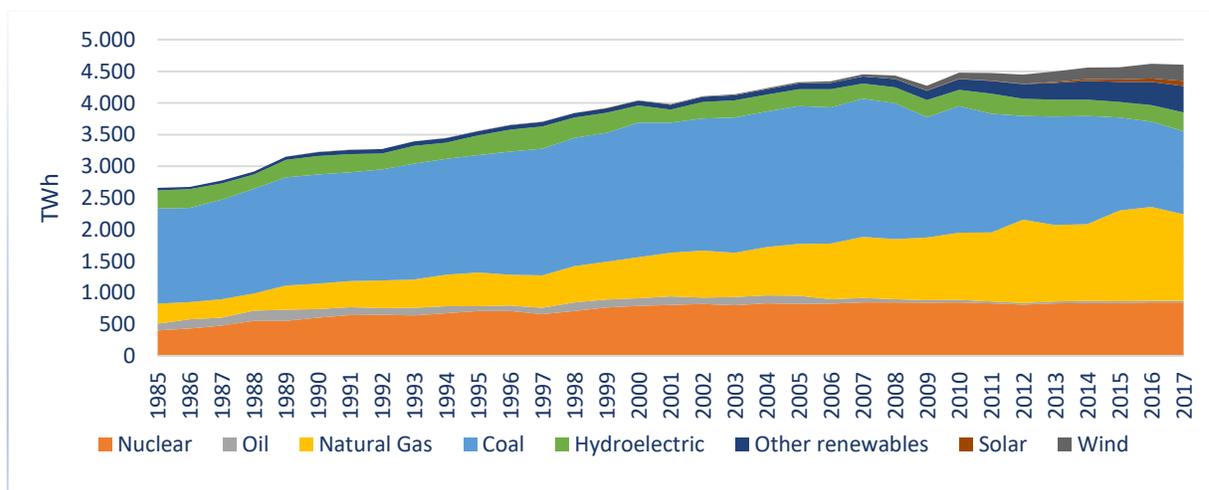


Grafico 2.14 – Andamento della produzione di energia elettrica per fonte di energia primaria negli USA. [4]

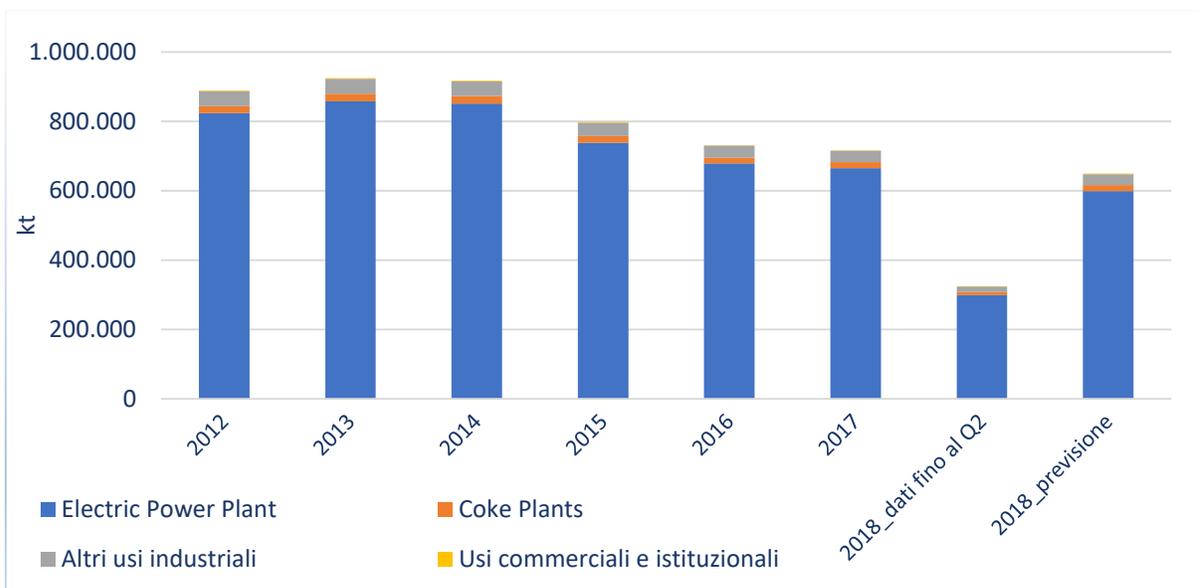


Grafico 2.15 – Impiego del carbone negli USA per i diversi usi finali. [8]

Con la nuova politica messa in atto sono stati indeboliti enti quali l’Environmental Protection Agency (EPA, agenzia indipendente del governo federale, proposta dal presidente Nixon nel 1970) nonostante sia legalmente supportata dal Clean Air Act per il controllo delle emissioni di gas serra. Uno degli intenti della precedente amministrazione era l’abbandono progressivo del carbone come fonte di energia primaria, e si stava già procedendo con la conversione di alcune centrali in gas naturale. Questa transizione, nonostante la politica avversa di Trump, è proseguita e dal 2012 al 2018 si è arrivati ad una riduzione nell’utilizzo di carbone di circa il 27%, come evidenziato nei grafici 2.14 e 2.15. Nei dati relativi alle emissioni degli Stati Uniti è stata riscontrata una diminuzione dello 0,8%, che potrebbe essere dovuta proprio alla progressiva riduzione dell’uso di questo combustibile, poiché in generale il trend dei consumi è cresciuto, come mostrato nel grafico 2.14.

Come accennato, gli Stati Uniti sono la prima potenza energetica mondiale, grazie soprattutto all’avvento dello shale gas. Tuttavia, non crescendo la domanda interna di gas quanto la sua produzione, si apre una vantaggiosa possibilità di esportazione. Questo avrà importanti impatti sull’Europa: il gas americano potrebbe sostituirsi come importatore alla Russia, che ad oggi rifornisce l’Europa della maggior parte del gas naturale di cui necessita in aggiunta a quello proveniente dall’Africa e dal sud est europeo.

Il sistema elettrico statunitense è un mix di due modelli diffusi in modo disomogeneo su tutto il territorio. Uno è fortemente competitivo per quanto riguarda produzione e vendita, l’altro di tipo monopolistico in quanto anche dove la vendita è stata liberalizzata vi è una forte tendenza delle maggiori utilities a dominare il settore [11][12]. Gli enti fondamentali operanti nella gestione e nella regolamentazione del sistema elettrico sono:

- il FERC (Federal Electricity Regulatory Commission), regola lo scambio e la vendita di energia a livello interstatale definendo tariffe e criteri;

- il NERC (North America Electricity Reliability Council), che provvede alla gestione della rete di trasmissione sovrastatali e al dispacciamento;
- le PUCs (Public Utilities Commissions), che regolamenta la distribuzione, le tariffe finali all'interno di ogni singolo stato e le concessioni per la costruzione di nuovi impianti.

Se con l'emanazione del PURPA, o Public Utility Regulatory Policy Act, si pongono le basi per la deregolamentazione del settore elettrico, è con gli Order 888 e 889 che viene rivoluzionato il sistema elettrico del Nord America. In particolare:

- le utilities non possono bloccare l'accesso al mercato ad altri soggetti che ne fanno richiesta, e compatibilmente con la sicurezza del sistema, viene concesso il passaggio sulla base delle regole dei PUCs.
- Nonostante il modo e i tempi della liberalizzazione siano definite dalle PUCs, essendo la vendita liberalizzata, le utilities perdono il diritto di erogare energia in una data zona. Sono inoltre stati definiti i Powermarketers, ossia soggetti diversi dalle utilities che possono o no essere dotati di impianti, che previa autorizzazione del FERC possono vendere energia a patto di rispettare i criteri di trasparenza e non discriminazione nello stabilire le tariffe;
- Obbligano all'Unbundling, sia amministrativo che contabile, delle diverse attività della filiera e incentivano alla costituzione delle ISO (Independent System Operators): enti subregionali responsabili della gestione, ma non proprietari, della rete di trasmissione e con tariffe stabilite dal regolatore o stabilite da meccanismi di mercato.

L'applicazione di questi Order non è obbligatoria: ogni stato decide se liberalizzare il settore elettrico o no, e qualora lo facesse dovrebbe attenersi alle suddette normative. In linea di massima la liberalizzazione è stata avviata in particolar modo dove i prezzi dell'energia erano più elevati, salvo in stati come la California, dove la transizione verso il libero mercato è stata congelata a causa del fallimento di un primo tentativo fatto.

La rete di trasmissione non è completamente interconnessa ma divisa in tre reti principali, come mostrato in figura 2.5: la Western Interconnection, la Eastern Interconnection e la Texas Interconnection (che coincide con i confini del Texas). Tra queste reti non scorrono flussi di energia poiché non sono interconnesse tra loro.

La Eastern Interconnection è ulteriormente divisa in otto macro aree sovranazionali, che insieme alle altre due reti costituiscono le aree controllate dal NERC (California (CA-ISO), MISO, New England (ISO-NE), New York (ISO-NY), PJM, South East, South West, SPP, Texas (ERCOT)). I flussi fisici tra le aree sono limitati, in maniera analoga a quanto accade in Europa relativamente alle connessioni tra le reti di trasmissione dei diversi Stati. Le "regioni NERC" non coincidono con i confini statali e le dieci aree individuate non possono essere considerate come dieci mercati regionali separati. I mercati sono infatti ulteriormente frammentati, ed all'interno di alcune di queste micro aree le utilities proprietarie della rete di trasmissione si sono associate in ISO (come da Order 888 e 889 del FERC). Sono rappresentati in figura 2.4 le ISO formate nelle diverse aree del paese, che vanno a definire mercati indipendenti per quanto riguarda il dispacciamento e la programmazione degli impianti rientranti nella loro area NERC di competenza. In seguito ad un'ulteriore norma, l'Order 2000, sono state istituite nuove entità

territoriali di trasmissione, le RTOs (Transmission System Operators) che raggruppando aree geografiche più estese in un'unica rete di trasmissione possono garantire maggiore efficienza del servizio, data la facilità con cui le ISO sono state soggette a speculazioni.

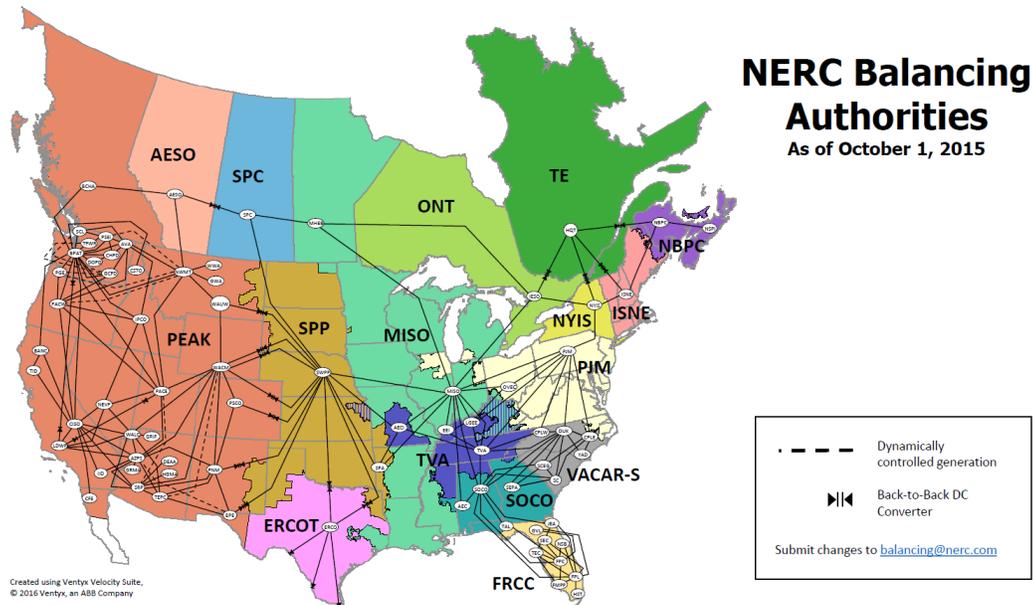


Figura 2.4 - Rete delle autorità di bilanciamento nelle rispettive aree NERC. [11]

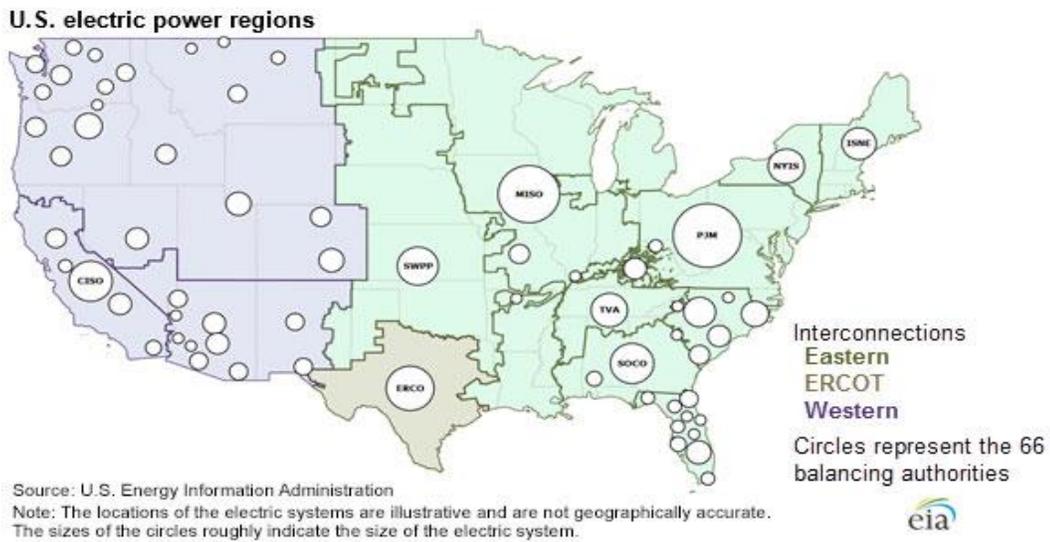


Figura 2.5 - Suddivisione del territorio USA nelle tre principali macro-reti di trasmissione. [11]

La creazione delle ISO ha portato alla nascita dei primi mercati centralizzati per lo scambio di energia elettrica. Tutti, ad eccezione dell'ERCOT (l'ISO texano), gestiscono un mercato centralizzato della generazione e forniscono indicazioni di prezzo dell'energia all'ingrosso. Ogni ISO possiede una propria gestione del mercato, legata strettamente alla geografia, alla struttura del parco di generazione e alla domanda di ogni zona.

Una delle prime ISO ad entrare in funzione è stata la PJM, a nord ovest degli USA, che si è rivelata molto efficiente negli anni, permettendo di conseguire un risparmio di circa 2.2 miliardi

di dollari l'anno. Il PJM presenta diversi aspetti "amministrativi" che sfavoriscono le speculazioni che facilmente si vedrebbero nascere nel libero mercato.

Nel grafico 2.16 è riportata la cartina recante i prezzi dell'energia elettrica medi, riferiti all'anno 2018, per i differenti stati USA. Gli stati che presentano prezzi maggiori sono indubbiamente l'Alaska e le Hawaii, per ovvi motivi di accessibilità fisica alle risorse. Quest'ultimo in particolar modo, basa il suo parco di generazione su centrali ad olio combustibile e carbone, entrambi importati. Situazione nettamente differente si riscontra in Nord Dakota dove il prezzo del kilowattora si attesta a circa 10.80 cents. Il motivo principale risiede nel fatto che questo stato soddisfa ampiamente il proprio fabbisogno di elettricità. La generazione si fonda su carbone, di produzione interna, e sull'ampia risorsa eolica che ha a disposizione. Il prezzo si abbassa ulteriormente, circa 9.7 cents/KWh, se ci si sposta nello stato di Washington, dove la preponderante quota di generazione elettrica si ha da fonte idroelettrica, eolica e biomassa, seguite in quote nettamente inferiori da gas naturale, nucleare e carbone.

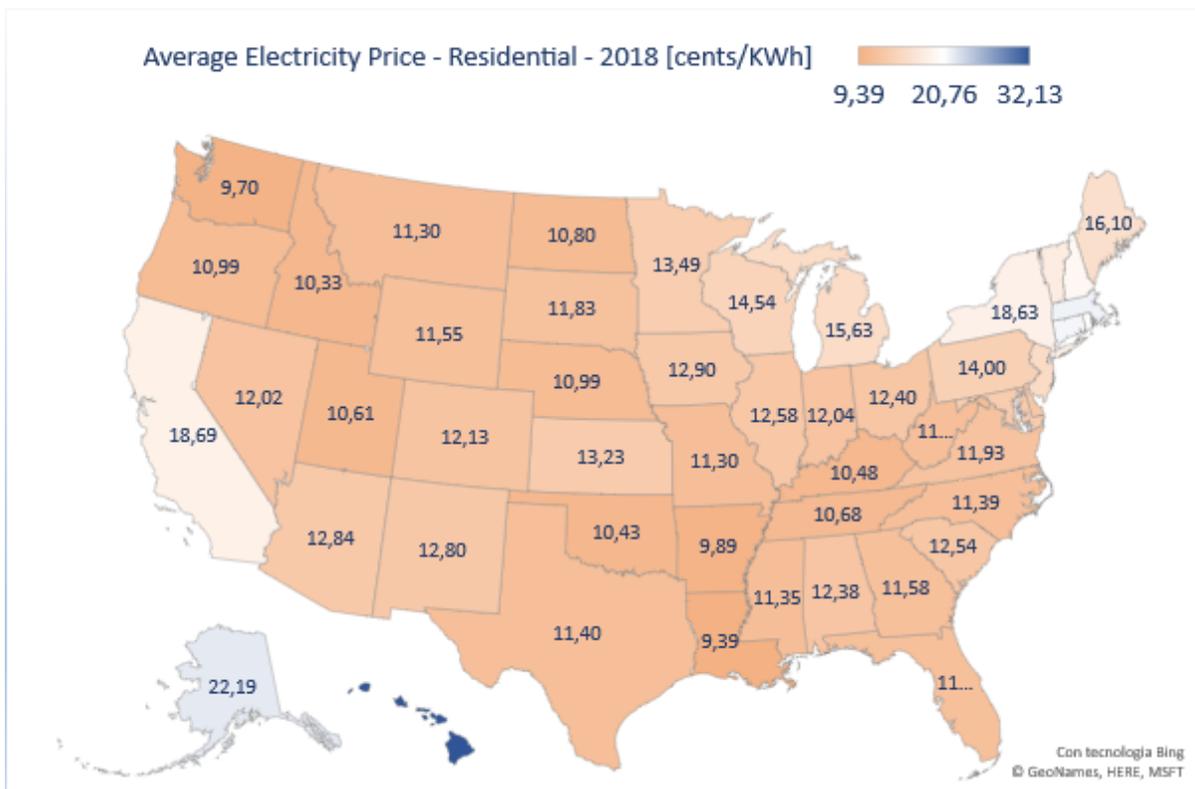


Grafico 2.16 – Costo totale medio dell'energia elettrica sul territorio USA [11]

## 2.2.2. La Cina e “La Rivoluzione Energetica”

Quelli della politica energetica cinese sono traguardi più che ambiziosi, motivati da costi sociali e ambientali che la nazione sta pagando in quanto l'inquinamento sta rendendo invivibili le città, e dal peso economico delle importazioni gravante pesantemente sul fisco. Ingenti investimenti sono in programma per poter sviluppare la rete di trasmissione ed integrarla con le tecnologie “pulite”. Questa trasformazione avrà un impatto considerevole sia sulla crescita della Cina come potenza economica, sia sulla scena commerciale mondiale; gli investimenti che questa nazione sta facendo in veicoli elettrici, nei sistemi di stoccaggio della  $CO_2$ , nell'energia nucleare, eolica e solare tenderanno ad abbassare i costi di queste tecnologie facilitandone la diffusione.

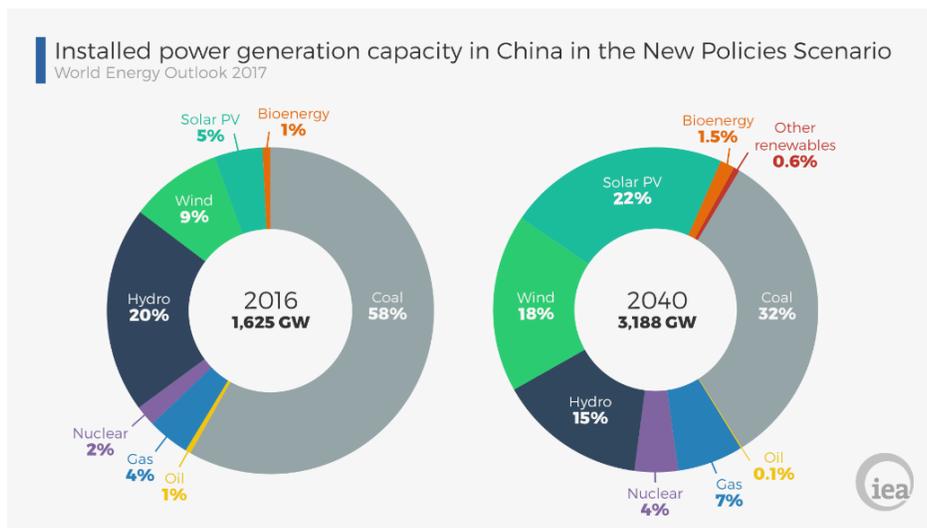


Figura 2.6 - Suddivisione percentuale degli investimenti previsti in Cina [13]

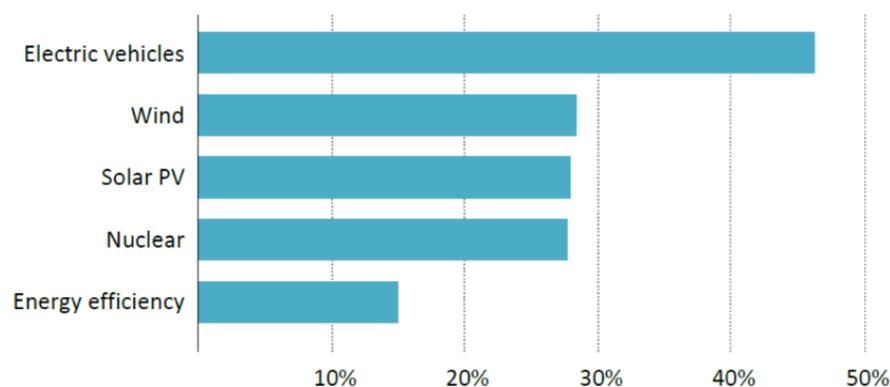


Figura 2.7 - Obiettivo della strategia energetica cinese per l'anno 2050 [13]

[14] La struttura amministrativa della Cina è sempre stata fortemente centralizzata e la liberalizzazione del sistema elettrico è ancora in lenta sperimentazione. La sua forma odierna è in gran parte il risultato di una riforma avvenuta nel 2002 con il “Documento n°5” che ha

suddiviso una filiera verticalmente integrata in cinque diverse società di generazione e due società responsabili di trasmissione, distribuzione, vendita al dettaglio, tutto questo riallocando le funzioni precedentemente nelle mani della State Power Corporation cinese.

Nel 2003 è stata fondata la State Regulatory Commission (SERC) che ha emesso due documenti su regolazione del mercato e regole base sul finanziamento del mercato elettrico, dando vita a due programmi pilota per la liberalizzazione del settore elettrico nelle regioni del Nord Est ed Est (con acquisto diretto dell'energia da parte degli utenti e definizione di una tariffazione di orientamento). Una seconda ondata riformatrice si è presentata con il "Documento n°9". Dati i suoi obiettivi ambiziosi, questo documento può essere considerato come una seconda pietra miliare nella trasformazione del settore energetico della Cina. Le principali modifiche attuate a seguito di questa riforma sono riassunte di seguito:

- Sono state stabilite tariffe separate per trasmissione e distribuzione, mediante un modello di ricavo basato su costi autorizzati e su un margine di entrate consentito;
- I prezzi all'ingrosso dell'energia sono decisi dalla negoziazione o all'asta tra generatori e grandi consumatori nei mercati elettrici a medio e lungo termine, e il prezzo al dettaglio addebitato al cliente è la somma dei prezzi all'ingrosso, la trasmissione e la tariffa di distribuzione, e accise governative. Istituti di commercio energetico sono stati istituiti per facilitare gli scambi e per garantire trasparenza nelle transazioni;
- Possibilità per i piccoli clienti di finali di accrescere il loro potere negoziale attraverso apposite aziende il cui compito è quello di aggregare la domanda degli utenti e rappresentarli nel mercato all'ingrosso.

Sebbene l'attuazione di questo provvedimento sia ancora in corso, molti passi importanti sono già stati fatti; le grandi quote di energia prodotta vengono scambiate attraverso operatori preposti, i prezzi dell'energia che corrisponde il cliente finale sono definiti dal mercato all'ingrosso ed i primi progetti pilota di mercato a pronti sono in fase di attuazione. Il primo caso è rappresentato dal mercato a pronti in Guangdong; si tratta di un mercato nodale, costruito fin dall'inizio con l'obiettivo di coordinare tutte le risorse circolanti nella CSG (China South Grid). Il secondo è il mercato di servizio ausiliario nella regione del nordest, identificato anche come il mercato ausiliario del servizio di picco, che recentemente è andato incontro a diversificazione del parco di generazione con l'introduzione di generazione da energia solare ed eolica come alternativa all'uso del carbone.

### 2.2.3. Unione degli Emirati Arabi

Gli Emirati Arabi Uniti (UAE) sono una Federazione dei sette Emirati: Abu Dhabi, Dubai, Sharjah, Ajman, Fujairah, Ras al Khaymah e Umm al-Quwain. Abu Dhabi, capitale federale, è il più grande emirato per area (86% del paese) e il più ricco in termini di risorse petrolifere. La crescita degli UAE è principalmente dovuta all'industria del petrolio, la cui produzione aumenta costantemente dal 1997. Tuttavia i recenti sviluppi del mercato del petrolio hanno costretto l'OPEC a tagliare la produzione, pertanto sarà necessario diversificare la produzione di prodotti petrolchimici verso benzina e fertilizzanti.

Gli Emirati Arabi Uniti, quarto paese dell'OPEC per produzione di petrolio e gas naturale, si stanno dimostrando uno dei paesi più protesi verso la transizione energetica del Medio Oriente. Con un nuovo programma, Vision 2021, si sono dati obiettivi di crescita su sei fronti, identificati come priorità di miglioramento necessari allo sviluppo nazionale. Fra questi il miglioramento delle strategie economiche e la sostenibilità ambientale delle attività umane. Essendo la tecnologia la chiave di volta dello sviluppo, hanno deciso di stanziare l'1% del GDP nella ricerca e nell'evoluzione del mix energetico verso una diversificazione delle fonti primarie. Questo si lega all'Energy Strategy 2050, considerata la prima vera e propria strategia energetica che il paese abbia mai attuato, la quale in vista del 2050 prevede lo sviluppo di un mix energetico composto dal 44% di generazione da fonti rinnovabili (Figura 2.8). [15][16]



Figura 2.8 – Emirates Energy Strategy goals.

Per quanto riguarda la regolamentazione del settore energetico [14], si sta assistendo ad una parziale privatizzazione delle imprese statali. Generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica sono dominate da quattro autorità principali. Tre di queste autorità sono di proprietà dei governi degli Emirati di Dubai, Abu Dhabi e Sharjah, mentre l'autorità che opera nei più piccoli Emirati settentrionali è controllata dal governo federale. Queste autorità statali sono acquirenti esclusivi, distributori, e si occupano della trasmissione di energia elettrica nei

rispettivi Emirati; è stata invece permessa la partecipazione dei privati alla generazione di energia elettrica. Abu Dhabi e Dubai sono gli unici Emirati che fino ad ora hanno permesso ai privati di entrare a far parte della filiera dell'energia. In linea con i regolamenti vigenti, i partecipanti privati possono raggiungere il 40% di interesse economico negli impianti di produzione di energia elettrica ad Abu Dhabi e fino al 49% a Dubai. A seguito della privatizzazione parziale del settore vi sono state molte speculazioni di cui non si è però ancora avuto un riscontro formale da parte delle autorità. Le reti di trasmissione e distribuzione negli Emirati Arabi Uniti sono saldamente possedute e controllate dalle autorità statali, ognuno dei quali gode di un monopolio nella sua area di competenza. Queste autorità sono integrate verticalmente e operano in tutti e tre i segmenti del mercato (trasmissione, distribuzione e vendita).

Il Ministero dell'energia è responsabile della definizione delle politiche per il settore dell'acqua e dell'elettricità e garantisce che le autorità e le società presenti nei vari Emirati operino in modo conforme a quanto questo stabilisce. Nel 2014, il governo federale ha ristrutturato il Ministero dell'energia per introdurre tre nuovi dipartimenti:

- Clean Energy and Climate Change Department
- Rationalisation and Energy Usage Efficiency Department
- Regulation and Control Department

Entità di regolamentazione locali sono presenti solo ad Abu Dhabi, Dubai e Sharjah, unici Emirati a possedere organi specializzati nel settore elettrico.

L'Abu Dhabi Water and Electricity Authority (ADWEA) detiene quasi interamente e controlla le società responsabili di generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica dell'Emirato, che opera attraverso RSB-Abu Dhabi (Ufficio di controllo e Regolamentazione di Abu Dhabi). A Dubai invece l'organo di regolamentazione è il DEWA, Dubai Electricity and Water Authority (proprietario della rete di trasmissione), che ha a sua volta istituito il Consiglio Supremo dell'Energia di Dubai (DSCE) e l'Ufficio di Regolamentazione e Controllo di Dubai (RSB-Dubai), mentre a Sharjah si ha invece il SEWA (Sharjah Water and Electricity Authority).

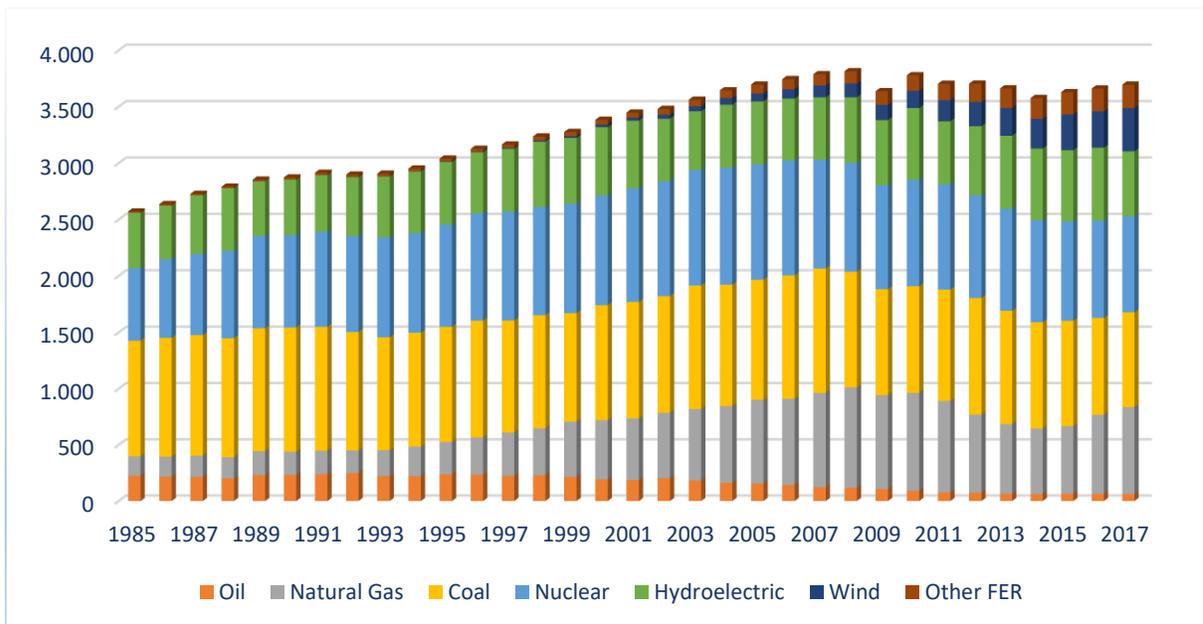
L'alto consumo energetico, soprattutto a livello industriale per la presenza di industrie altamente energivore, ha portato gli UAE ad avere una delle più alte "carbon-footprint" pro capite al mondo. Lo sviluppo delle energie rinnovabili si rivela quindi indispensabile nella riduzione di questo parametro e a favore della diversificazione della sua economia (verso la decarbonizzazione delle fonti di energia primaria e degli usi finali). Un certo numero di progetti sono stati lanciati ad Abu Dhabi e Dubai per avviare lo sviluppo delle energie rinnovabili nel paese. Per favorire questa transizione il piano energetico degli UAE del 2017 ha stabilito per il 2050 di voler spostare la domanda di energia per il 40 % sull'energia "pulita", per il 38% sul gas naturale, per il 12% sul carbone pulito e per il restante 6% sulle centrali nucleari. In vista di ciò, il governo ha pianificato di investire 163 milioni di dollari per garantire che almeno la metà dell'energia elettrica di cui lo stato ha bisogno venga prodotta da fonte solare, eolica, nucleare e dai rifiuti. Per incoraggiare gli investimenti privati nelle energie rinnovabili, il governo emanerà appositi provvedimenti per regolamentare lo sviluppo e la diffusione di tali tecnologie, anche attraverso agevolazioni fiscali ed incentivi.

#### 2.2.4. Europa

L'Europa ad oggi basa la sua domanda di energia primaria per i tre quarti sui combustibili fossili, di cui il circa 45% solo per la produzione di energia elettrica (Grafico 2.17), rendendosi strettamente dipendente dalle importazioni ad oggi rappresentate per la stragante maggioranza da gas naturale e petrolio russi. Diversificazione del mix energetico e degli approvvigionamenti energetici potrebbe portare maggiore sicurezza energetica al continente dati i rapporti sempre più difficili con il colosso russo.

Tra il 2009 e il 2015 sono stati scoperti nell'area europea alcuni giacimenti di gas naturale, che nonostante abbiano dimensioni inferiori rispetto a quelli russi e iraniani, potrebbero diventare un nuovo riferimento energetico per il nostro continente. In particolare con la scoperta dei giacimenti Zohr a largo dell'Egitto, di Leviathan a largo di Israele e di altri a largo di Cipro, si è aperta la possibilità per l'Europa di fuggire alla dipendenza Russa per le importazioni di gas. Nella cartina riportata di seguito (Figura 2.9) sono rappresentate le vie di esportazione verso l'Europa dalla Russia e le alternative proposte dall'UE per l'importazione di gas e LNG. In questo scenario rivestirebbe un ruolo estremamente importante il gasdotto TAP, o Trans Adriatic Pipeline.

Grafico 2.17 - Consumi per fonte di energia primaria per la produzione di energia elettrica [TWh]. [4]



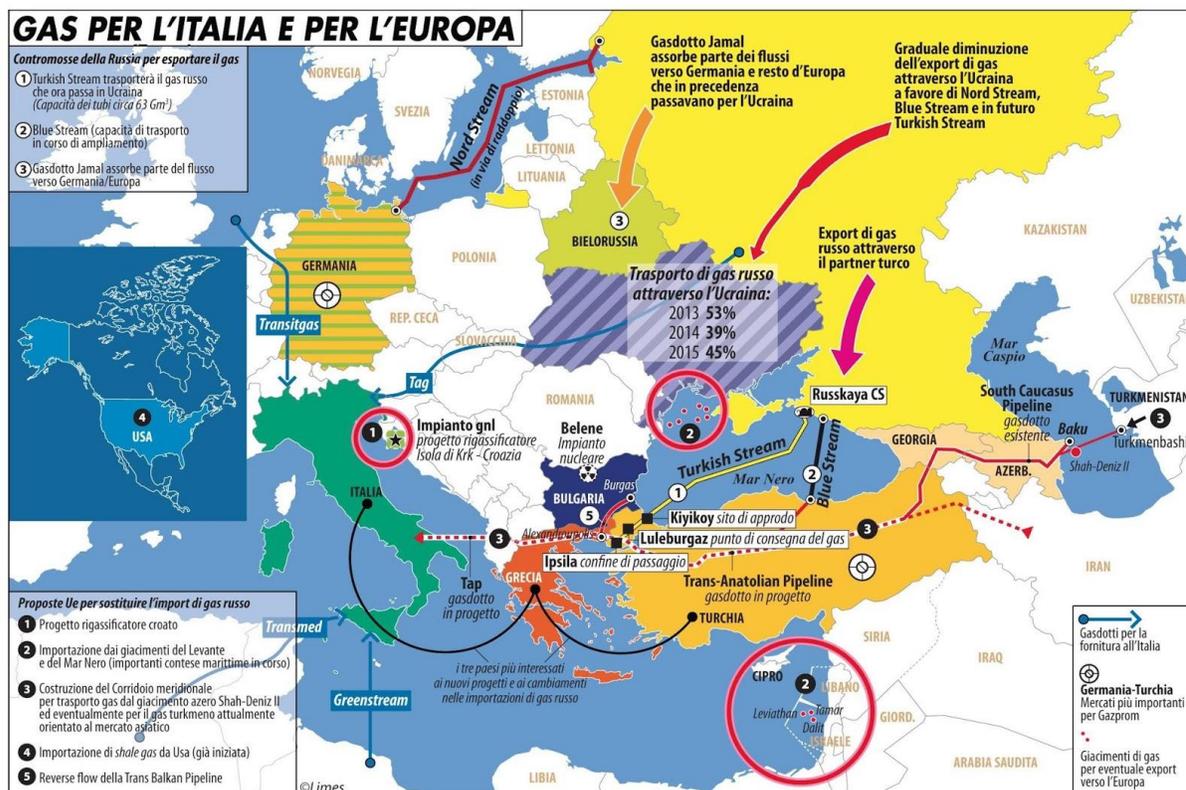


Figura 2.9 - Quadro dei gasdotti che portano gas naturale all'Europa, ed in particolare all'Italia. [17]

La TAP è un gasdotto ancora in costruzione che percorre 870 km dal confine greco-turco alle coste pugliesi attraverso Grecia, Albania e Mar Adriatico. Con quest'opera si è aperto il cosiddetto "corridoio sud", che potrà garantire all'Europa l'accesso al gas del Mar Caspio attraverso la SCP (South Caucasus Pipeline) e la TANAP (Trans Anatolian Pipeline), come mostrato nella cartina in figura 2.10. [18]

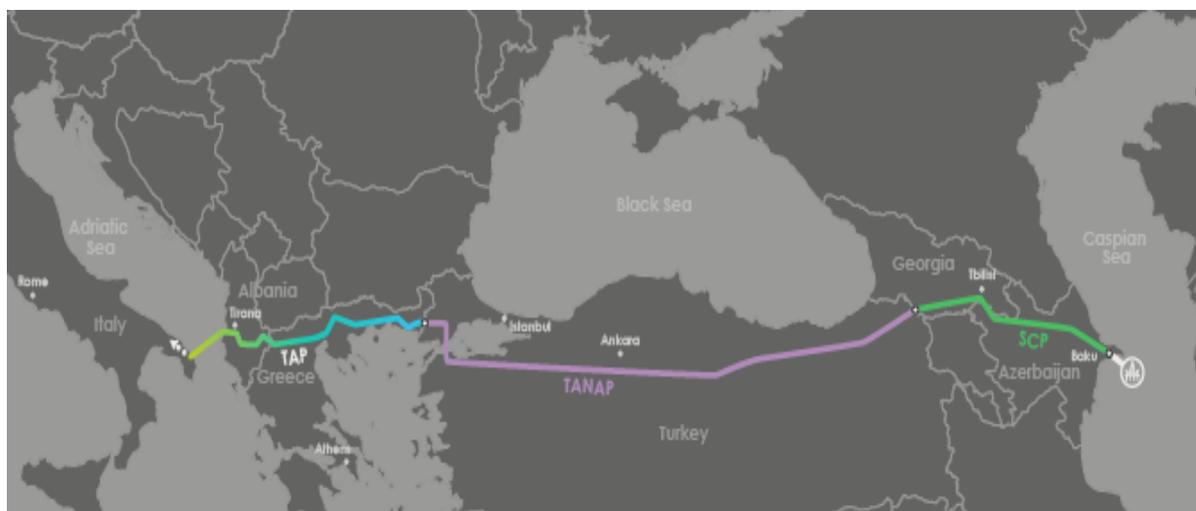


Figura 2.10 - Rete di gasdotti dal Mar Caspio all'Europa.

Dal Mar Caspio il combustibile potrebbe arrivare in Italia attraverso la TAP, che si collegherà alla rete di SNAM, per poi essere convogliato nei diversi punti di uscita dalla rete italiana verso

l'Europa Sud Orientale, la Bulgaria, il Regno Unito, la Francia e la Germania attraverso il gasdotto svizzero Transgas, l'Austria e l'Europa Centrale attraverso la Trans Austria Gas Pipeline (TAG).

Il miglioramento della capacità di approvvigionamento che si potrebbe avere in seguito ai nuovi collegamenti nei gasdotti del Mediterraneo e nel sud est Europa, permetterebbe di ridurre notevolmente i costi legati alle importazioni e potenzialmente rendere meno volatili i prezzi nel mercato del gas naturale.

Questo è uno degli obiettivi del pacchetto energia 20-20-20, accrescere l'indipendenza dalle importazioni, un potenziale abbassamento dei prezzi della materia prima, e per l'Italia ridare vita al parco italiano di centrali a ciclo combinato riducendo le importazioni di energia elettrica dalla Francia, e allo stesso tempo diventare principale crocevia per l'accesso del gas naturale in Europa. La politica energetica intrapresa dall'Europa si basa sulle linee guida riassunte nella figura 2.11.

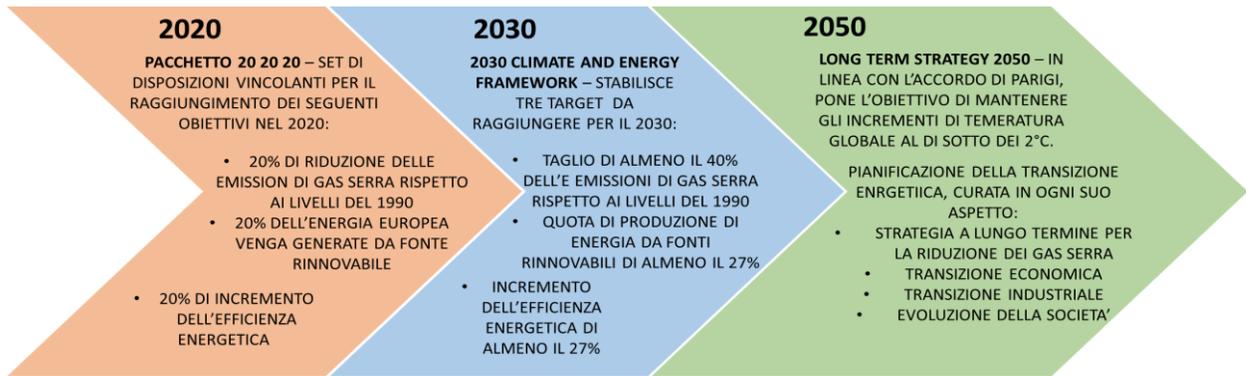


Figura 2.11 - Capisaldi della strategia energetica europea.

In vista degli obiettivi del 2030 e del 2050 sono previsti un incremento del grado di elettrificazione dei consumi specialmente nel settore dei trasporti, pur mantenendo il gas naturale un ruolo fondamentale nello scenario energetico.

Nel 2003 l'Unione Europea ha emanato una direttiva per l'istituzione di un sistema di scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub> per invogliare i soggetti maggiormente responsabili delle emissioni di gas serra nel rendere più efficienti i loro sistemi di produzione (ETS 2018/410/UE – Emission Trading System nel periodo 2021-2030). Il sistema ETS è un sistema “cap-and-trade”, che cioè fissa un tetto massimo al livello totale delle emissioni anche se, all'interno di tale limite massimo, consente ai partecipanti di acquistare e vendere quote secondo le loro necessità.

**Ai sensi del paragrafo 3 dell'allegato I della direttiva 2009/29/CE, sono compresi nel campo di applicazione "Emissions Trading Sistem" tutti i tipi di unità, in particolare:**

Caldaie, bruciatori, turbine, riscaldatori, altiforni, inceneritori, forni, motori, essiccatoi, pile a combustibile, torce, unità di chemical looping combustion, post-combustori termici catalitici.

**Sono ricompresi nel campo di applicazione gli impianti che raggiungono la soglia prevista per l'attività, cioè:**

Potenza termica installata di 20 MW, capacità produttiva a seconda dell'attività svolta.

Tabella 2.3 - Soggetti coinvolti nella direttiva EU ETS.

La normativa coinvolge i soggetti specificati in tabella 2.3, i quali a decorrere dal primo gennaio 2005 non potevano svolgere la loro regolare attività senza essere in possesso dell'autorizzazione ad emettere gas serra, ottenibile previa richiesta. La direttiva stabilisce la creazione di un mercato per lo scambio delle quote attribuite ad ogni società, che vengono assegnate a titolo gratuito o mediante asta. Ogni quota dà diritto ad emettere una tonnellata di CO<sub>2</sub> o la quantità equivalente di NO<sub>2</sub> o PFC. Le società si trovano quindi a dover scegliere tra efficientare i loro impianti o pagare le quote dovute ad emissioni di gas serra in eccesso.

L'applicazione della direttiva si snoda in differenti periodi, caratterizzati da diverse percentuali di quote di emissione rilasciate a titolo gratuito:

- Primo periodo 2005-2008: almeno il 95%
- Secondo periodo 2008-2012: almeno il 90%
- Terzo periodo 2013-2020: riduzione ulteriore progressiva delle quote e coinvolgimento di nuovi settori. I punti cardine della nuova normativa sono i seguenti:

1) Il volume totale di emissioni si riduce annualmente del 2,2%

2) La percentuale di quote da mettere all'asta viene fissata pari al 57% del totale, con una riduzione condizionata fino al 3%

3) Introduzione di nuove norme per il calcolo dell'assegnazione gratuita in funzione del livello di attività, come l'aggiornamento dei benchmark di riferimento per il calcolo delle assegnazioni

4) Conferma dell'assegnazione totalmente gratuita ai settori rientranti nella nuova lista del "carbon leakage" diretto ossia esposti ad un elevato rischio di rilocalizzazione delle emissioni, mentre per gli altri settori la percentuale dell'assegnazione viene fissata al 30%, con la graduale riduzione fino all'eliminazione a partire dal 2026, ad eccezione del teleriscaldamento

5) Costituzione della riserva per i nuovi entranti attraverso le quote inutilizzate nel periodo 2013-2020 e 200 milioni di quote della riserva stabilizzatrice del mercato

6) Temporaneo raddoppio, fino alla fine del 2023, del numero di quote da immettere nella riserva stabilizzatrice del mercato e cancellazione, a partire dal 2023, delle quote presenti nella riserva al di sopra del numero di quote messe all'asta nell'anno precedente, fatta salva la revisione della Decisione UE/2015/1814

7) Introduzione di un massimale, non obbligatorio, per le compensazioni alle industrie più energivore dei costi indirettamente derivanti dalla applicazione dell'EU-ETS (*carbon leakage* indiretto) che consente l'utilizzo dei proventi d'asta non destinati a finalità ambientali, in misura pari al 25%

8) Istituzione dell'Innovation Fund a favore di progetti di tecnologie innovative.

- Quarto periodo 2021-2030: secondo questa nuova fase che partirà dal 2021, dovranno ridursi del 43% le emissioni rispetto ai livelli del 2005; è prevista a tal proposito la diminuzione del numero di quote dal mercato del 2.2%. Verranno inoltre messe nella riserva stabilizzatrice di mercato<sup>3</sup> un numero doppio di quote previste (si passerà da un 12% a un 24%), almeno fino al 2024. Rispetto alle precedenti norme, sono state modificate le modalità di assegnazione gratuita, prorogandole per altri 10 anni, e verrà effettuata in maniera più efficiente tenendo conto dei cali e degli aumenti di produzione annuale di impianti e stabilimenti.

Il mercato energetico e il mercato delle quote del carbonio sono strettamente legati poiché la maggior parte delle emissioni deriva dal settore dell'energia e dall'industria. Questo rende il valore degli EUA, i titoli di CO<sub>2</sub>, estremamente legati ai prezzi delle commodities, seppur con relazioni che nel tempo sono variate.

Negli anni si è assistito sia alla riduzione dei consumi dovuta a periodi di crisi economica, sia all'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: questi due fattori hanno influenzato domanda ed offerta nel mercato delle quote di CO<sub>2</sub>, e di conseguenza il prezzo. Infatti il calo del consumo ha comportato la riduzione delle emissioni, un abbassamento di domanda degli EUA ed un surplus di offerta che ha causato un eccesso di quote sul mercato e di conseguenza una diminuzione del valore dei titoli. La nuova normativa EU ETS ha quindi fatto in modo di ridurre il numero di quote in circolazione comportandone un aumento del prezzo, che è stato accentuato anche da speculazioni di altri operatori. Tuttavia nel corso del 2018 il prezzo di questi titoli è eccessivamente cresciuto, dai  $5 \frac{\text{€}}{\text{teq}}$  di CO<sub>2</sub> a circa  $25 \frac{\text{€}}{\text{teq}}$ . Questo può trovare una parziale spiegazione nello spegnimento di 21 centrali francesi: di fatto ha comportato una compensazione dell'energia che precedentemente veniva prodotta dalla Francia per mezzo di centrali nucleari con energia prodotta da centrali a combustibili fossili; essendo queste soggette al sistema ETS, hanno fatto crescere la domanda di titoli causandone un aumento del prezzo.

L'Italia ha recepito questo Pacchetto Clima-Energia a pieno, definendo il seguente piano di obiettivi:

---

<sup>3</sup> MSR: è un meccanismo istituito al fine di ridurre le eccedenze di quote di carbonio sul mercato, accantonandone una parte in questa riserva, si renderà maggiormente resiliente il meccanismo ETS.

- Riduzione delle emissioni pari al 18% complessivo, ripartite come segue: 21% per i settori ETS (Emission Trading System, in particolare la generazione elettrica) e 13% rispetto al 2005 nei settori non coperti da sistema ETS.
- Un impegno vincolante del 17% di energia da fonti rinnovabili, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.
- Un impegno di riduzione del 20% nel consumo di energia primaria al 2020 rispetto ai livelli previsti.

All'inizio degli anni '90, con un'inversione di tendenza rispetto al periodo della ricostruzione del secondo dopoguerra e motivata non solo dall'avvenuto completamento dell'elettrificazione in tutta l'Europa dei 15 ma anche da fattori attinenti il rilancio della competitività del sistema economico europeo, sono prevalsi orientamenti che hanno rimesso in discussione la natura del ruolo dello Stato in differenti settori, privilegiandone la funzione di Regolatore Del Mercato. Conseguenza di questa scelta è stata la dismissione delle attività sotto controllo pubblico (enti e società a partecipazione statale) e l'apertura al mercato ed alla concorrenza dei settori fino ad allora da questa esclusi. Iniziarono così i processi di liberalizzazione e privatizzazione. Si svilupparono i processi di liberalizzazione dei due comparti dove maggiormente era presente la mano pubblica se non altro attraverso forme di regolamentazione molto rigide: l'elettricità ed il gas.

Il terzo pacchetto energia già citato è un pacchetto legislativo composto da tre regolamenti e due direttive volte a creare il mercato interno dell'elettricità e del gas. Si tratta del regolamento ACER, della direttiva sull'energia elettrica e della direttiva sul gas, del regolamento sull'accesso all'elettricità e del regolamento sull'accesso al gas. Il sistema normativo per i mercati europei dell'energia è effettivamente ancora suddiviso a livello nazionale.

A livello nazionale, le direttive sull'energia elettrica e sul gas obbligano gli Stati membri ad istituire le autorità nazionali di regolamentazione (NRA), gli organismi indipendenti che sono principalmente responsabili della fissazione delle tariffe nazionali di trasmissione o distribuzione, cooperando con altre NRA su questioni transfrontaliere, monitorando i piani di investimento dei gestori nazionali dei sistemi di trasmissione (TSO), garantendo la trasparenza dei dati relativi al consumo per i consumatori.

In Europa l'approccio maggiormente diffuso per la regolamentazione è il RAB (Regulatory Asset Based), con molte differenze nella sua applicazione da Stato a Stato. Le strutture più diffuse sono le RAB-Based, nelle quali si approssima l'investimento che una società ha sostenuto per poi conferirle un ritorno in denaro. Vi sono due tipologie principali di regolamentazioni RAB-Based, una "Incentive-Based" (basata sugli incentivi) ed una seconda "Revenue-Cap" (basata sui ricavi). Nella figura 2.12 si vede come queste due tipologie son diffuse sul territorio europeo.

[19]

### National regulatory model

<b>Cost plus</b>
Belgium
<b>Incentive-based</b>
Czech Republic
France
Germany
The Netherlands
<b>Combination of models</b>
Finland
Greece
Italy
Spain
Switzerland
The UK
<b>Revenue/price/income cap</b>
Poland
Romania
Slovakia
Sweden
Turkey

Source: EY analysis

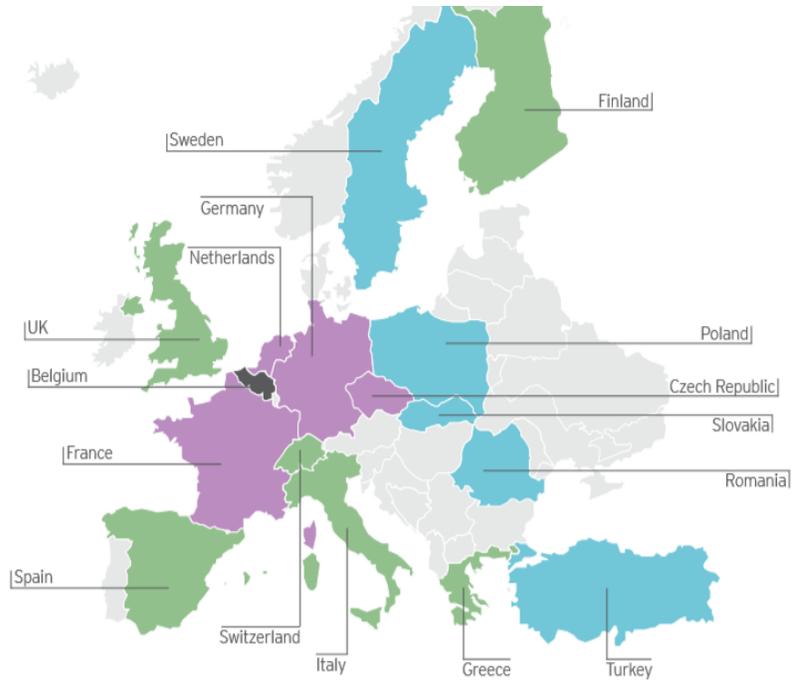


Figura 2.12 - L'immagine raffigura quali sono i principali tipi di regolamentazione diffusi in Europa.

## *Inghilterra*

L'Inghilterra è stato il secondo stato europeo a nazionalizzare il settore energetico, ed il primo a liberalizzarlo tra il 1989 e il 1991. Vennero infatti quotate nel mercato azionario le società di distribuzione, di produzione, mentre la trasmissione venne affidata ad una società, la National Grid, controllata da dodici società regionali di distribuzione e con possibilità di accedere alla rete da parte di ogni produttore e distributore. Il mercato all'ingrosso è gestito dal NETA, o New Electricity Trade Arrangements, in cui viene stabilito il prezzo sostanzialmente come incontro tra domanda ed offerta (pay as bid).

Il settore energetico è regolato dalla Gas and Electricity Markets Authority che opera attraverso OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets). Il ruolo di OFGEM è quello di tutelare l'interesse dei consumatori promuovendo la concorrenza dove opportuno. OFGEM rilascia alle aziende le licenze necessarie allo svolgimento delle attività nei settori dell'elettricità e del gas, stabilisce i target di efficienza che le imprese monopolistiche della rete devono soddisfare e decide eventuali modifiche da apportare alle regole di mercato. [14]

Esistono in Inghilterra 14 operatori di reti di distribuzione con licenza DNO (Distribution Network Operators), ciascuno responsabile dei servizi di distribuzione in una data area e rientranti in sei maggiori operatori. Vi sono poi quattro operatori di rete indipendenti, che possiedono e gestiscono reti più piccole incorporate nelle reti DNO.

I consumatori domestici e commerciali acquistano la loro elettricità da fornitori che pagano i DNO per il trasporto dell'elettricità dei loro clienti lungo le loro reti. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità in Inghilterra e nel Galles è stato riformato il 27 marzo 2001, quando il Pool del mercato elettrico è stato sostituito dalla New Electricity Trading Arrangements (NETA). L'accordo è stato esteso alla Scozia l'1 aprile 2005 con l'introduzione della British Electricity Transmission and Trading Arrangements (BETTA).

Le caratteristiche principali del BETTA sono:

- La presenza di un mercato a termine in cui i produttori sono in grado di contrattare con i fornitori e i grandi clienti per la fornitura fisica di energia elettrica. Tali contratti possono essere stipulati vicino al momento della consegna o di un anno o più;
- La presenza di due centrali elettriche (N2EX e APX Endex) a disposizione per consentire ai partecipanti di perfezionare le loro posizioni contrattuali, attraverso aste giornaliere e scambi in tempo reale;
- Un meccanismo di bilanciamento, che opera dall'ora antecedente la consegna al momento della consegna, è gestito dalla National Grid Company (NGC). La stragrande maggioranza delle negoziazioni avviene nei mercati a termine piuttosto che nel meccanismo di bilanciamento;
- Mercati OTC associati ed exchange-based (solo su N2EX) per consentire agli operatori di mercato di gestire i rischi commerciali;
- Un processo di regolamentazione per affrontare le norme finanziarie delle negoziazioni dei meccanismi di bilanciamento e trattare con coloro la cui generazione o consumo di energia elettrica non è bilanciato con la loro posizione contrattuale.

Il Regno Unito possiede inoltre un ente per la regolamentazione del settore energetico nell'ambito del nucleare. L'Office for Nuclear Regulation (ONR), come è avvenuto in tutte le altre nazioni con un consistente parco energetico nucleare. È stato istituito come una Public Corporation indipendente nell'aprile 2014 a seguito della legislazione nella legge sull'energia del 2013. L'ONR svolge la sua funzione nell'ambito della sicurezza nel nucleare, incorporando l'ispettorato delle installazioni nucleari, l'ufficio del nucleare civile Sicurezza e ufficio di controllo del Regno Unito. Dal 2011, l'ONR ha anche la responsabilità della regolamentazione del trasporto di materiali radioattivi su strada, ferrovia e vie navigabili interne, che erano stati precedentemente trattati dalla divisione Trasporti del settore dei materiali radioattivi del trasporto.

## *Germania*

[14] Il governo tedesco nel febbraio 2018 ha annunciato di avere come obiettivo l'intensificazione degli sforzi per la riforma del mercato energetico senza che competitività e sicurezza dell'approvvigionamento internazionale della Germania siano messi a rischio. Tuttavia, al fine di garantire che la Germania raggiunga nel 2030 gli obiettivi previsti dal piano di politica energetica, il governo dovrà revisionare ulteriormente le misure necessarie: tra queste un piano su come ridurre progressivamente la produzione di elettricità dal carbone e una strategia coerente per l'integrazione delle energie rinnovabili nel settore del riscaldamento domestico e non, e dei trasporti.

La principale autorità di regolamentazione è l'Agenzia federale per la rete elettrica, del gas, delle telecomunicazioni, delle poste e delle ferrovie (BNetzA), posta sotto l'autorità del Ministero federale dell'economia e dell'energia (BMWi). Il BNetzA è responsabile della regolamentazione delle reti del gas e dell'elettricità con almeno 100.000 clienti o reti di rete che si estendono oltre il territorio di un singolo stato, e svolge anche un ruolo chiave nella pianificazione ed approvazione delle misure di estensione della rete energetica di grandi dimensioni in base alla legge sull'accelerazione delle estensioni di rete. A livello regionale, le autorità di regolamentazione dei sedici stati tedeschi sono responsabili delle reti minori, in particolare di quelle di distribuzione; verificano inoltre la conformità degli operatori di rete alle norme di legge e determinano le regole generali del mercato per il trasporto di elettricità e gas. Le loro funzioni comprendono la supervisione dell'accesso alla rete non discriminatorio e la determinazione dei massimali delle entrate dei gestori di rete, garantendo inoltre che gli operatori di rete rispettino le norme in materia di separazione e gli obblighi in materia di sicurezza del sistema.

L'European Energy Exchange AG (EEX) di Lipsia gestisce mercati organizzati per lo scambio di energia elettrica, gas naturale, petrolio, carbone, certificati neri e garanzie di origine. EEX offre la negoziazione di future sull'elettricità per la consegna nell'area di mercato Germania-Austria e la negoziazione di contratti a termine del gas e contratti di gas a breve termine per la consegna nelle due aree di mercato tedesche GASPOOL e NCG. Il mercato spot elettrico per Germania-Austria è gestito da EPEX SPOT SE a Parigi.

A proposito dei contratti di vendita, non vi sono limitazioni normative riguardo la sottoscrizione di contratti individuali sia a livello di vendita all'ingrosso che di vendita al dettaglio. Tuttavia, i clienti domestici hanno il diritto di essere forniti a tariffe standard, ma non regolamentate, dal fornitore locale con la maggior parte dei clienti domestici all'interno di un'area di rete, mediante un fornitore di ultima istanza. Anche i contratti di fornitura di energia con i clienti domestici devono rispettare determinati requisiti di trasparenza e informazione.

Sebbene non vi sia una regolamentazione dei prezzi dell'energia all'ingrosso o al dettaglio, le tariffe di rete regolamentate, le tasse e le sovrattasse (come il sovrapprezzo per le energie rinnovabili) rappresentano oltre la metà dei prezzi finali dell'energia. Le autorità garanti della concorrenza possono rivedere i prezzi dell'energia, eccetto le componenti regolamentate e quindi passanti, e vietare ai fornitori dominanti di applicare prezzi che superano irragionevolmente i costi. Negli ultimi anni infatti, gli aumenti dei prezzi per i clienti finali basati sul trasferimento dei costi dei fattori di produzione (ad esempio, aumento del costo del

carburante per la produzione di elettricità) sono stati spesso annullati dai tribunali, sostenendo che questi non erano giustificati o che le disposizioni nei contratti di fornitura di energia consentire tali aumenti di prezzo non erano sufficientemente trasparenti.

### *Francia*

[14] In Francia, il mercato dell'energia ha subito una progressiva liberalizzazione in seguito al piano europeo per la creazione di un mercato energetico unico che ponesse fine ai monopoli nazionali. Ciò ha portato naturalmente a un'importante evoluzione del quadro legislativo e regolamentare, che è stato modificato dal decreto del 9 maggio 2011, e con il quale si stabiliscono le disposizioni relative ai settori dell'energia elettrica, gas, energie rinnovabili, energia idroelettrica, petrolio e entrambe le reti di riscaldamento e raffreddamento.

Il rispetto delle nuove normative sul mercato dell'energia è controllato principalmente dalla Commissione di regolamentazione dell'energia (CRE), l'autorità di regolamentazione settoriale, creata dalla legge del 10 febbraio 2000. La sua missione è quella di contribuire al buon funzionamento dei mercati dell'elettricità e del gas naturale, a vantaggio dei clienti finali.

Il CRE si occupa principalmente di:

- Approvare ed autorizzare: operatori di sistema, contributi al settore dell'elettricità pubblica, e ha poteri decisionali;
- Risolvere le controversie e gestire le sanzioni relative all'accesso alle reti elettriche e del gas.

Ha inoltre:

- Poteri di proposta (tariffe per l'utilizzo di reti elettriche pubbliche, contributi a servizi pubblici di elettricità, ecc.);
- Poteri informativi e investigativi delle parti interessate;
- Poteri consultivi (tariffe, accesso regolamentato all'energia nucleare);
- Poteri supplementari: elaborazione delle offerte per la produzione di elettricità.

È stato istituito un "difensore civico" nell'ambito del settore energetico, il cui ruolo è fornire ai consumatori tutte le informazioni necessarie in merito ai loro diritti, alla legislazione vigente e ai mezzi di risoluzione delle controversie a loro disposizione qualora queste si presentassero.

L'Autorità preposta alla salvaguardia della concorrenza (FCA), è garante del buon funzionamento della concorrenza nel mercato ed ha il potere di prevenire e sanzionare pratiche anticoncorrenziali in qualsiasi settore economico, inclusi quello dell'elettricità e del gas.

Vi è infine il Consiglio per l'energia superiore, un organismo istituito dal ministero dell'Energia con lo scopo di fornire consulenza sulla politica energetica nazionale. Il Consiglio viene consultato in merito agli atti normativi relativi a tale politica e alle decisioni relative al mercato dell'elettricità e del gas.

Per quanto riguarda la promozione del libero mercato, in Francia l'offerta di energia è aperta alla concorrenza ma soggetta a determinati requisiti e a monitoraggio. La vendita di elettricità o gas è infatti soggetta all'approvazione governativa: i fornitori disposti ad acquistare energia elettrica o gas per venderli ai consumatori devono disporre di autorizzazione. Ogni transazione effettuata sul mercato francese che implicherebbe la partecipazione di un produttore, broker o fornitore di energia, deve essere monitorata dal CRE, indipendentemente dal metodo di negoziazione.

La libera concorrenza è limitata nell'ambito tariffario poiché in determinate circostanze, le tariffe regolamentate possono essere scelte all'interno del mercato elettrico dai clienti domestici. Tuttavia, a causa del dissenso della Commissione europea verso la posizione dominante di EDF, in particolare nel mercato al dettaglio, è stata decisa la rimozione di queste tariffe, aprendo completamente il mercato alla concorrenza con l'accesso di nuovi operatori sul mercato all'ingrosso.

La separazione giuridica tra le attività di produzione e di distribuzione imposte dal mercato dell'energia ha creato numerosi inconvenienti per il consumatore; la legge del 7 dicembre 2006 ha quindi dedicato una nuova sezione del Codice del consumo ai "contratti di fornitura di energia elettrica o di gas naturale", le cui disposizioni si applicano ai contratti conclusi da consumatori e professionisti per meno di 36kVA (elettricità) o meno di 30.000 kW (gas). Il fornitore di energia "deve offrire al cliente l'opportunità di sottoscrivere un contratto unico relativo sia alla fornitura che alla distribuzione di elettricità o gas naturale". Questo contratto, che deve avere durata minima di un anno, crea quindi una relazione tripartita tra fornitore, distributore e consumatore, anche se spesso il fornitore rimane l'interlocutore principale del consumatore.

## 2.2.4.1. Italia

### 2.2.4.1.1. Le tappe storiche del sistema energetico italiano

Negli anni in Italia si è assistito al processo che ha portato dalla nazionalizzazione del settore energetico fino all'attuale situazione di incompleta liberalizzazione, che stando alle ultime disposizioni si completerà nel luglio del 2020, a questo proposito verrà richiamato in seguito il decreto "Milleproroghe". Le motivazioni di quest'evoluzioni sono molteplici. Se da un lato infatti la creazione di un mercato monopolistico ha permesso di completare il processo di elettrificazione e metanizzazione del paese e unificare il costo dell'energia, la creazione di un mercato concorrenziale come conseguenza della liberalizzazione del settore energetico, permette di creare concorrenza tra gli operatori coinvolti nella filiera e potenzialmente ridurre il costo marginale di produzione dell'elettricità. Altri fattori determinanti sono state le politiche comunitarie, che hanno indirizzato gli stati membri dell'Unione Europea verso l'integrazione dei mercati, e la crescente attenzione alla tutela dell'ambiente.

Sono state moltissime le vicende che si sono susseguite sulla scena politica ed economica ed italiana e che han condotto all'evoluzione del sistema elettrico. Va sicuramente citata la fondazione dell'ENEL (1962) come ente nazionale verticalmente integrato che raccoglieva la stragrande maggioranza delle compagnie elettriche italiane, prima di allora private. Se proprio questo ha permesso di completare l'elettrificazione dell'intero paese, sia con lo sviluppo del parco di generazione sia con lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e di distribuzione, è stato altresì necessario verso la fine del 900 riformare nuovamente il settore per garantirne ulteriore maturazione. Questo processo ha interessato anche il settore del gas naturale. Ad opera di AGIP (costituita nel 1926), SURGI e Terme di Salsomaggiore nasce SNAM nel 1941 grazie alla quale la rete di trasporto e distribuzione in Italia è arrivata oggi ad estendersi per circa 32.229 km, e che controlla:

- Snam Rete Gas Spa, che si occupa di progettare, realizzare e gestire le infrastrutture per il trasporto del gas;
- Gnl Italia Spa, che è il maggior operatore nell'ambito della rigassificazione del gas naturale liquefatto;
- Stogit Spa, che si occupa invece dello stoccaggio del gas naturale.



Figura 2.13 - Settore energetico in Italia prima della liberalizzazione del mercato.

Nella figura 2.4 è schematizzata la struttura dei due settori prima che si iniziasse in Italia il processo di apertura al libero mercato, in corso ancora oggi.

Verso la fine degli anni '90, questa configurazione va incontro ai primi mutamenti. Uno dei primi passi è stato fatto con l'istituzione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG, oggi ARERA), nel 1995 con la legge 481 (del 14 novembre 1995) con l'obiettivo di:

“garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, di seguito denominati "servizi", nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse” (Articolo 1- comma 1, Legge 14 novembre 1995, n. 481).

Stabilisce inoltre che:

“Per la privatizzazione dei servizi di pubblica utilità, il Governo definisce i criteri per la privatizzazione di ciascuna impresa e le relative modalità di dismissione e li trasmette al Parlamento ai fini dell'espressione del parere da parte delle competenti Commissioni parlamentari.” (Articolo 1- comma 2, Legge 14 novembre 1995, n. 481).

I compiti fondamentali del regolatore consistono nel:

- Offrire al consumatore un servizio migliore a parità di prezzo garantendo un certo grado di benessere, sottratto da prezzi troppo elevati a causa di rendite monopolistiche e di inefficienze indotte dalla mancanza di stimolo competitivo;
- Promuovere e tutelare la concorrenza;
- Garantire l'efficacia e la qualità del servizio elettrico;

- Definire regole, a livello sia amministrativo che tariffario, in grado di limitare effetti negativi sull'ambiente.

Un ulteriore passo verso la concorrenza è stato fatto con i decreti "Bersani" e "Letta", per i quali si rimanda al paragrafo successivo.

La concretizzazione del libero mercato comincia a realizzarsi qualche anno dopo: nel 1999, per il mercato dell'energia elettrica e nel 2000 per il gas naturale, con l'emanazione di decreti legislativi in Italia, per recepire le Direttive Europee con le quali l'UE stava promuovendo l'apertura dei mercati nazionali verso un mercato unico dell'energia.

#### 2.2.4.1.2. Il decreto Bersani (Dlgs 79/99)

Nel 1999, con il decreto Bersani viene recepita la Direttiva Europea 96/92/CE. Questo decreto rende libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica. Nascono l'Acquirente Unico, i Clienti Idonei che possono acquistare l'energia nel mercato libero, e il gestore di mercato (GSE).

L'attività di vendita può avvenire in due mercati separati: quello vincolato, o della Maggior Tutela, e quello libero. L'accesso al mercato libero è stato reso graduale; inizialmente erano definiti clienti idonei solo i soggetti rientranti in determinate fasce di consumo, nel 2004 tutti i clienti finali non domestici, ed infine tutti i clienti finali nel 2007.

L'acquirente unico è una società per azioni cui spetta l'obbligo di garantire la disponibilità della fornitura sia per clienti vincolati, sia per clienti idonei che preferiscano non acquistare direttamente sul mercato libero.

Prevista con il decreto Bersani del 1999, viene istituita nel 2004 la Borsa Elettrica (IPEX, Italian Power EXchange), il sistema per l'incontro di domanda ed offerta di energia elettrica, oggi gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME)

Viene inoltre modificato l'assetto societario dell'ENEL. A seguito del decreto, non sarebbe stato più possibile per un soggetto produrre/importare direttamente o indirettamente più del 50% dell'energia complessivamente prodotta in Italia. ENEL fu costretta allora a cedere non meno di 15.000 MW di capacità produttiva. Da questi 15.000 MW opportunamente suddivisi, nacquero tre società differenti: l'Elettrogen S.p.A. oggi appartenente al gruppo A2A, l'Eurogen S.p.A. venne acquisita dal gruppo spagnolo Endesa, e l'Interpower S.p.A.

Altro aspetto importante riformato dal decreto Bersani riguarda le attività di trasmissione e dispacciamento. Vennero a questo proposito istituite due società: TERNA, proprietaria della rete di trasmissione, e il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che si occupava, appunto della sua gestione operativa. Solo più avanti vengono unificate nella sola figura di TERNA sia la gestione che la proprietà della rete di trasmissione.

Le reti di distribuzione sono gestite da distributori locali attraverso concessioni trentennali; considerate come monopoli naturali, vengono suddivise per aree territoriali, ed affidate ad un unico distributore il quale ha l'obbligo di connettere alla propria rete chiunque ne faccia richiesta, e l'onere di investire nello sviluppo della rete stessa attraverso progetti di efficientamento.

Altra novità introdotta a seguito della liberalizzazione del mercato, è la creazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse) con il compito di andare a compensare lo squilibrio tra il gettito proveniente dagli utenti finali, ed i costi sostenuti dai soggetti attivi della filiera. Vengono così definite quote atte a compensare gli oneri derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili e la sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari, insieme alle componenti per la copertura dei costi di combustibile e per la generazione termoelettrica. Nonostante questo sistema di compensazioni e l'emanazione di due provvedimenti volti a riequilibrare i costi delle aziende del settore elettrico (Cip n.34/74) e a riformare il sistema di copertura dei costi del combustibile per le centrali termoelettriche (Cip n.6/92), non sono stati sanati alcuni difetti di sistema emersi nel tempo.

#### 2.2.4.1.3. Il Decreto Letta (Dlgs 164/2000)

L'instaurazione di un mercato del gas naturale concorrenziale è un importante elemento nel completamento del mercato interno dell'energia nell'Unione Europea. Vista la peculiarità del settore, il mercato interno del gas naturale deve essere instaurato gradualmente, allo scopo di permettere a tutti gli operatori del sistema di adeguarsi in modo flessibile e ordinato e soprattutto per tener conto delle differenti strutture di mercato degli Stati membri.

Con il decreto Letta proseguì il processo di liberalizzazioni già iniziato con il decreto Bersani, ma a differenza di quest'ultimo si concentrò sulla parte relativa al gas, sbloccando il monopolio statale verticalmente integrato e scompattando le fasi della filiera.

Il decreto 164/2000 recepisce la direttiva europea n°98/30/CE del 28 giugno 1998, per le norme comuni per il mercato interno del gas. La direttiva punta a scardinare i monopoli nazionali nel settore del gas (come precedentemente era avvenuto per il settore elettrico), puntando quindi a sviluppare un mercato concorrenziale unico, capace di attirare maggiormente potenziali investimenti e di allineare gli stati su standard tecnici comuni.

Con tali direttive viene introdotto il principio di sussidiarietà secondo il quale ogni stato membro decide con quali modalità recepire le linee guida, e nella fattispecie prendere atto del proprio contesto specifico. Ognuno è quindi in piena autonomia nel decidere quali utenti definire come "idonei" (definizione analoga al decreto Bersani). L'accesso alla rete è possibile per chiunque ne faccia richiesta, sia esso un cliente finale o un operatore attivo della filiera. Il cliente idoneo domestico o non domestico con un consumo annuo inferiore a 200.000 smc può accedere alla fornitura sia nel mercato libero sia nel mercato regolamentato, ed in quest'ultimo caso avrebbe diritto ad un prezzo della materia prima disposto dall'Autorità. Viene inoltre stabilito l'unbundling contabile ed amministrativo per le imprese che operano in più fasi della filiera.

Il cardine del decreto Letta è riassunto nell'articolo 1: "Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere".

Gli ambiti di intervento principali possono essere di seguito sintetizzati:

- Norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza (Titolo IV): per stroncare eventuali posizioni dominanti di società, e fissa un tetto alla vendita ed all'importazione di gas naturale da parte di una singola società, o da una seconda società controllata dalla precedente.
- Separazione contabile e societaria (Art.21): sono soggette a separazione societaria il trasporto, il dispacciamento e la distribuzione; è sottoposto invece a separazione contabile lo stoccaggio. A partire dal 2003 devono separare al livello societario le attività di distribuzione e vendita, le aziende che forniscono meno di 100.000 clienti finali.
- Accesso al sistema e clienti idonei (Titolo VII): ogni stato membro ha dato una definizione di cliente idoneo a patto che dal 2003 venga estesa a tutti i clienti finali. Grazie al principio di reciprocità la definizione di cliente idoneo si estende oltre i confini del singolo stato; negli ultimi articoli vengono definite appunto le condizioni di reciprocità a livello internazionale tra i diversi stati dell'Unione Europea. Esse costituiscono la base per la creazione di un mercato unico a livello europeo perché l'esistenza di regole sovranazionali che consentano pari opportunità di accesso ai diversi mercati nazionali può garantire un'effettiva ed efficace liberalizzazione. Si stabilisce allora che le imprese che aventi sede in Italia possono concludere contratti con utenti stranieri, che siano però idonee rispetto a quanto stabilito dal legislatore, e viceversa (solo nel caso in cui la stessa tipologia di cliente sia stata dichiarata idonea nel Paese dove tali imprese hanno sede, come definito nell'articolo 33). Con tali indicazioni si assicura un accesso a terzi non discriminatorio al sistema del gas naturale e si creano le basi e le condizioni per una concorrenza sul mercato europeo.

#### 2.2.4.1.4. Principali conseguenze della liberalizzazione in Italia

La liberalizzazione in Italia è stata condotta in maniera limitata, data la presenza ancora oggi, di tariffe regolamentate che coinvolgono il 60% degli utenti finali domestici e che rappresentano un'importante fetta dei consumi in Italia; questo, nonostante sia un limite al pieno sviluppo di un regime concorrenziale, fa in modo che il consumatore inesperto possa essere tutelato: interfacciarsi sul libero mercato, per un utente poco informato, porterebbe sicuramente a situazioni di svantaggio economico.

Diventando libere alcune attività della filiera, in modo differenziato per energia elettrica e gas naturale, è cresciuto il numero di operatori con conseguente aumento degli investimenti che ha portato sia ad un incremento della capacità di generazione, sia ad un rinnovamento del parco di generazione. Nonostante questo, e l'iniziale diminuzione dei costi che in bolletta rappresentano i "costi di sistema" (che hanno tuttavia ripreso a crescere negli anni), la forte dipendenza dell'Italia dai combustibili fossili che importiamo dall'estero ci rende fortemente penalizzati sul costo della materia prima.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, sono migliorate le interconnessioni con l'estero, favorendo importazione ed esportazione; i costi elevati di generazione derivanti dalla struttura del nostro mix energetico rendono economicamente conveniente l'importazione di energia prodotta da fonte nucleare dalla Francia, nonostante la capacità di generazione installata in Italia potrebbe ampiamente soddisfare la domanda interna.

Nonostante la crescita del numero di operatori di mercato, un limite allo sviluppo della concorrenza è arrivato anche da posizioni dominanti nel mercato da parte di Eni ed ENEL, i colossi del vecchio regime monopolistico.

Un aspetto fondamentale della liberalizzazione del mercato elettrico è stata la nascita della borsa elettrica, che ha facilitato non solo l'accesso di tutti gli operatori al mercato elettrico favorendo la concorrenza, ma ha permesso anche di evidenziare la differente situazione in termini di congestioni che si verificano rispettivamente nelle aree a nord e nelle aree a sud della penisola (nonostante miglioramenti infrastrutturali avvenuti negli anni), e le differenze di prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso che si verificano tra Italia e resto dell'Europa.

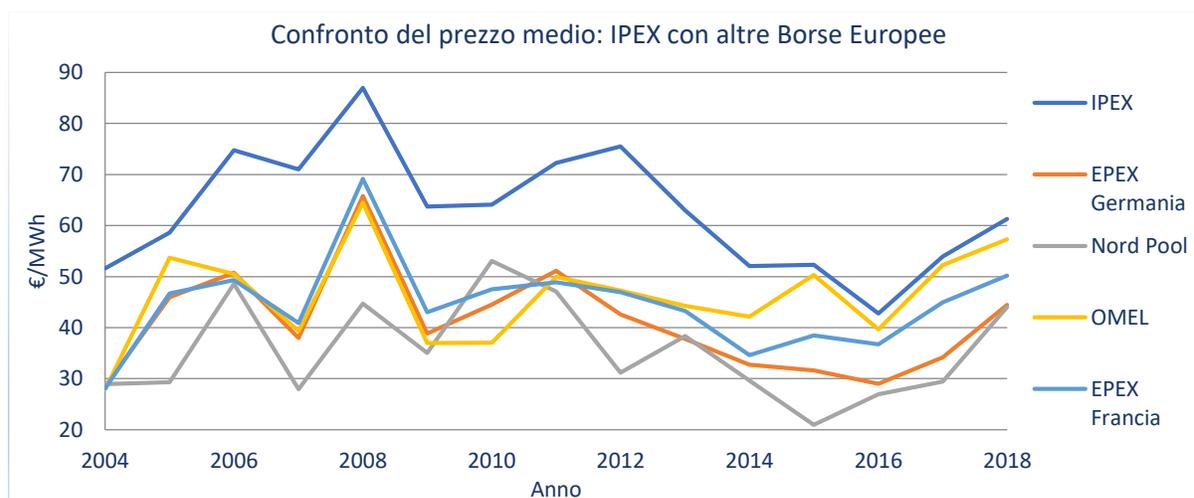


Grafico 2.18 - Confronto del prezzo medio annuale dell'energia elettrica tra la borsa italiana e le altre borse europee (Fonte dati: GME, Thomson Reuters).

L'attuale configurazione di mercato, sia nel settore elettrico sia del gas naturale, è rappresentata con gli schemi di seguito riportati. A seguito del completamento del processo di liberalizzazione, verrà rimossa in entrambi i settori la possibilità di approvvigionarsi nel mercato retail attraverso il mercato di Maggior Tutela, per l'energia elettrica, e di Tutela, per il gas naturale. [20]

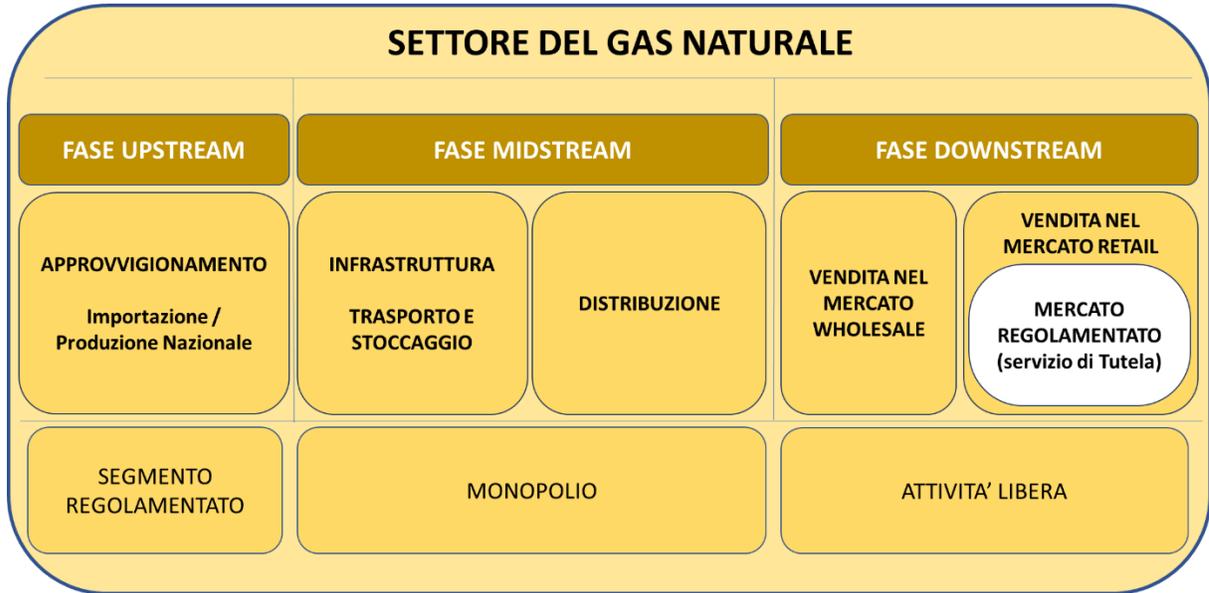


Figura 2.14 - Filiera del gas naturale post Decreto Letta

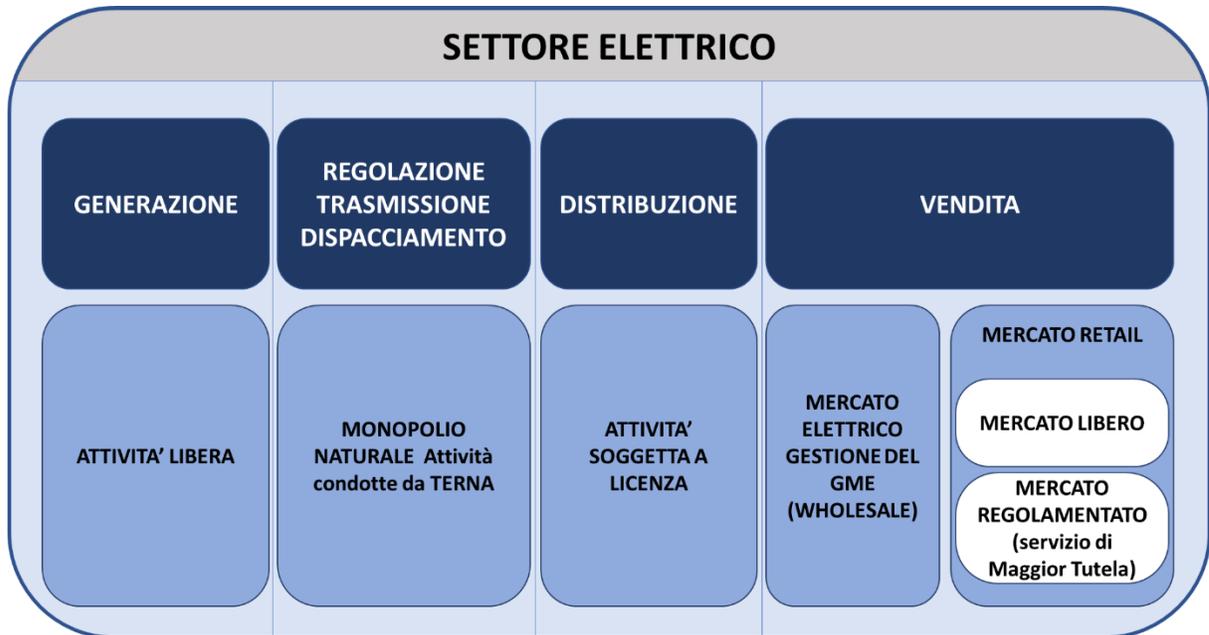


Figura 2.15 - Filiera dell'energia elettrica post Decreto Bersani

PROVVEDIMENTO	OBIETTIVO	UNBUNDLING	ACCESSO AL SISTEMA	SCELTA DEL FORNITORE	ULTERIORI PREVISIONI
Dir. 98/30	Abolizione dei monopoli nazionali	Separazione contabile delle attività infrastrutturali	Negoziato e/o regolato	Clients idonei almeno gli impianti a gas per la produzione di energia elettrica e i clienti finali con consumo annuo superiore a 25 Mm3	-
D. Lgs 164/2000	Sviluppo della concorrenza	Separazione societaria delle attività infrastrutturali	Regolato e con tariffe regolate dall'AEEG	Dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti finali sono idonei	-
Dir. 2003/55	Piena liberalizzazione, integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico europeo	Separazione funzionale e giuridica attività di trasporto e di distribuzione	Trasporto regolato, Stoccaggio negoziato e/o regolato	Clients idonei: dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non civili; dal 1 luglio 2007 tutti i clienti	Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori Autorità di Regolamentazione nazionale Possibile esenzione dall'accesso dei terzi per le nuove reti transfrontaliere, GNL e stoccaggio
Dir. 2009/73	Completa liberalizzazione con effettivo mercato unico europeo	Separazione proprietaria o ISO o ITO per le reti di trasporto; separazione funzionale e giuridica per le reti di distribuzione	Regolato	Per tutti i clienti	Aumento delle competenze e dell'indipendenza dei Regolatori; Agenzia internazionale per la cooperazione dei Regolatori; Regole sul possesso delle reti da parte di operatori esterni alla UE; Codici di rete definiti da organizzazione dei gestori di rete
D. Lgs 93/2011	-	Modello ITO per impresa maggiore di trasporto	Regolato	Per tutti i clienti	Estensione ambito tutela clienti finali; Nuove regole priorità conferimento stoccaggio modulazione e obblighi di strategico; piano decennale di sviluppo delle infrastrutture

Tabella 2.5 – Principali normative liberalizzazione settore gas (Assolombarda).

### 2.2.5. Il mercato libero e il mercato regolamentato a confronto

Nella tabella 2.6 è proposto un quadro riassuntivo di quelle che sono le caratteristiche che, di un sistema energetico, possono denotare un grado di apertura o meno al mercato concorrenziale ed elementi strutturali del mercato che gli possono invece conferire efficienza. Per ognuno degli Stati precedentemente analizzati si vanno a definire:

- Il mix energetico: il parco di generazione influenza notevolmente il prezzo dell'energia per via della differenza nei costi di esercizio che si possono presentare da una tecnologia all'altra;
- La tipologia di mercato: principalmente si distinguono in mercati a contrattazione continua e mercati ad asta. Importante è anche la distinzione tra due modelli di formazione del prezzo, il Local Pricing o il Nodal Pricing, detto anche LMP o Local Marginal Price. Questi rappresentano due diversi approcci per la risoluzione delle congestioni nelle reti elettriche; il nodal pricing, se sviluppato in regime pienamente concorrenziale, si rivela molto efficiente: permette infatti di realizzare un dispacciamento efficiente dell'energia elettrica, riducendo costi di generazione e trasporto [21];
- La deregolamentazione del settore energetico di uno stato: la deregolamentazione implica che il mercato funzioni secondo le sole dinamiche concorrenziali; si è notato come, nel caso di liberalizzazione del mercato non completa, si frenino le dinamiche concorrenziali, impedendone un pieno sviluppo, e questo può tradursi in un minor vantaggio economico;
- Numero di operatori che svolgono la loro attività nell'ambito del libero mercato: denota quanto il mercato sia più o meno partecipato e quindi quanto il regime concorrenziale sia sviluppato ed efficiente;
- Presenza di tariffe regolamentate per gli utenti domestici: nonostante sia un vincolo alla concorrenza, può essere indice di tutela del consumatore (nel caso in cui le tariffe regolamentate siano effettivamente più basse di quelle del libero mercato);
- Il prezzo dell'energia elettrica per un utente domestico: confrontando questo dato con quelli riportati ai punti precedenti si possono fare varie osservazioni, con il presupposto di considerare un prezzo all'utente finale basso come un indice di buon funzionamento del sistema e di tutela del consumatore.

Nella tabella 2.6 sono stati portati come esempi rappresentativi degli USA tre diversi Stati. Tutti gli stati americani hanno infatti implementato propri sistemi energetici, accomunati solo dal TSO di appartenenza che raggruppa insieme di stati in un unico mercato energetico. Il TSO di appartenenza di ogni stato è specificato in tabella.

STATO	TRO/ISO DI APPARTENENZA	MIX ENERGETICO						TIPO DI MERCATO	DEREGOLAMENTAZIONE DEL SETTORE ENERGETICO	COMPETITIVITA' DEL MERCATO Numero di venditori	PRESENZA DI TARIFFE REGOLAMENTATE PER GLI UTENTI FINALI DOMESTICI	COSTO ENERGIA ELETTRICA UTENTE DOMESTICO (Comprensivo di tasse ed imposte) [c€/KWh]	
		Oil	natural gas	Coal	Nuclear	Hydroelectric	Other Renewables						
AMERICA	KENTUCKY	PJM	0.10%	37%	16%	34%	5%	8%	POOL MARKET - LMP	MERCATO DEREGOLAMENTATO	170*	NO	10.48
	MINNESOTA	MISO	0.06%	11%	42%	20%	1%	26%	POOL MARKET - LMP	MERCATO DEREGOLAMENTATO	407*	NO	13.49
	CALIFORNIA	CA-ISO	0.02%	55%	0.1%	10%	8%	27%	POOL MARKET - LMP	MERCATO DEREGOLAMENTATO	300*	NO	18.69
CINA			0.23%	3%	67%	4%	18%	8%	MERCATO EXCHANGE A CONTRATTAZIONE CONTINUA (maggiormente diffuso) - AD ASTA (meno diffuso)	MERCATO DEREGOLAMENTATO	50*	NO	9.36
UAE			1%	98%	0%	0%	0%	0%	-	MERCATO CHIUSO ALLA CONCORRENZA	1	SI	7.98
EUROPA	GERMANIA	4 TSO SUL TERRITORIO NAZIONALE	1%	13%	37%	12%	3%	34%	MERCATO EXCHANGE A CONTRATTAZIONE CONTINUA - ZONAL PRICING	MERCATO DEREGOLAMENTATO	1000*	NO	30.48
	REGNO UNITO	NGET	1%	40%	7%	21%	2%	31%	MERCATO EXCHANGE A CONTRATTAZIONE CONTINUA - ZONAL PRICING	MERCATO DEREGOLAMENTATO	73*	NO	17.66
	FRANCIA	RTE	3%	9%	2%	48%	20%	18%	MERCATO EXCHANGE A CONTRATTAZIONE CONTINUA - ZONAL PRICING	MERCATO PARZIALMENTE DEREGOLAMENTATO	21*	SI	16.90
	ITALIA	TERNA	3%	49%	11%	0%	12%	25%	MERCATO AD ASTE, CONTINUO - ZONAL PRICE	MERCATO PARZIALMENTE REGOLAMENTATO	701	SI	21.32

Tabella 2.6 - Principali caratteristiche dei sistemi energetici analizzati nel capitolo 2. [22] (I valori che riportano il simbolo \* sono stimati)

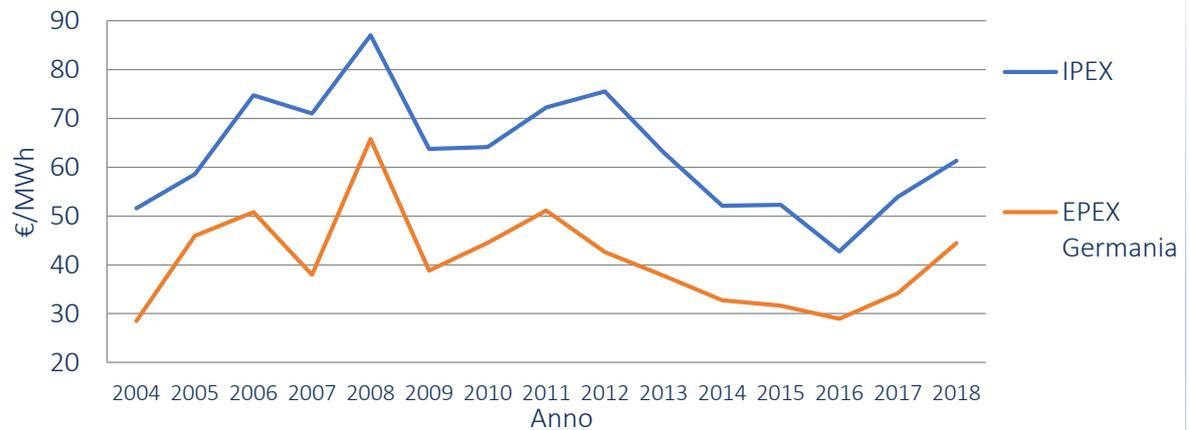
Come si può osservare i prezzi più bassi dell'energia elettrica si hanno negli Emirati, per via della loro ricchezza di gas naturale, e in Cina, per via della sua ricchezza di carbone. Queste due nazioni soddisfano quindi larga parte dei loro consumi attraverso risorse di cui il loro territorio è ben fornito, ottenendo prezzi dell'energia bassi nonostante il loro mercato energetico non sia molto sviluppato: gli Emirati perché hanno un sistema chiuso alla concorrenza e le tariffe per gli utenti finali sono definite dall'autorità, la Cina perché è ancora in fase di sviluppo.

Il Kentucky è uno degli stati americani in cui si hanno i prezzi più bassi; il mercato è infatti molto efficiente in quanto nodale: questo modello permette infatti al prezzo di rispecchiare le caratteristiche e i fenomeni di congestione di un particolare punto della rete in modo che l'aspetto economico e l'aspetto fisico del prezzo siano allineati. In caso di rete congestionata infatti il prezzo sarà differente in ogni nodo, viceversa se ne avrà uno unico per tutti i nodi della rete. La quota preponderante di energia elettrica viene generata da carbone e gas naturale; il Kentucky infatti è molto ricco sia di carbone che di shale gas. Situazione analoga si riscontra in Minnesota, con la differenza dell'impiego della fonte nucleare nel mix di generazione. Questi due stati, insieme alla California, presentano un mercato di tipo pool con gestione nodale delle congestioni, e aperto alla concorrenza, non vi sono infatti tariffe regolamentate per gli utenti finali. La California tuttavia, in quanto fortemente dipendente dalle importazioni di gas naturale, presenta prezzi superiori nonostante sia elevata la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Se ci si sposta in Europa, si nota come il prezzo più elevato tra gli stati proposti sia quello della Germania; il prezzo dell'energia nel wholesale market sarebbe più basso, come mostrato nel grafico 2.17; a gravare maggiormente sono però gli oneri aggiuntivi di sistema dovuti alle forme di incentivazione delle fonti rinnovabili. Si evince quindi che un buon funzionamento del sistema elettrico sia dal punto di vista dell'efficienza del mercato elettrico sia dal punto di vista del mix di generazione, non porta necessariamente a prezzi bassi all'utente, poiché è strettamente legato anche alla struttura della regolamentazione del settore. Un segnale di cambiamento verso un abbassamento del costo dell'energia all'utente finale arriva dalla Legge Europea del 2017 per l'istituzione di "aste neutre" per l'assegnazione degli incentivi per la realizzazione di nuova capacità. Gli incentivi vengono messi all'asta, in cui competono più tecnologie (eolico e fotovoltaico per esempio); stabilito un tetto massimo, i concorrenti offrono proposte al ribasso: vi sono state aste in cui il prezzo di aggiudicazione al MWh era inferiore alla tariffa media incentivante, con conseguente diminuzione della ricaduta dell'incentivo sull'utente. Aspetto negativo di questo sistema sta nel fatto che i distributori dovranno sostenere i costi di integrazione degli impianti in reti in cui sono già presenti molti sistemi di produzione non programmabili e questo potrebbe portare ad un incremento dei costi di allacciamento alla rete.

In Italia si riscontra una situazione simile, nonostante il costo complessivo dell'energia sia inferiore. Risulta infatti che solo il 39% (anno 2017) del costo tabulato sia relativo alla spesa per l'approvvigionamento di energia elettrica. Questo è indubbiamente indice di un sistema di regolamentazione non ben organizzato, e che accresce la pressione fiscale sull'utente finale. Nel capitolo 4 si andrà a studiare la struttura del costo dell'energia elettrica per fornire un quadro completo di tutti i corrispettivi di cui si compone una bolletta. Nel grafico 2.19 viene presentato il confronto tra il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nella borsa elettrica italiana e tedesca, che evidenzia un ampio divario tra le due nazioni.

Grafico 2.19 - Confronto del prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica: IPEX e borsa tedesca EPEX (fonte: GME)



Periodo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Delta IPEX-EPEX	81%	27%	47%	87%	32%	64%	44%	41%	77%	67%	59%	65%	48%	58%	38%

Tabella 2.17 – Differenza percentuale tra IPEX e EPEX. (Fonte: GME)

## 2.2.6. Impatto dei mercati energetici globali sul mercato energetico italiano

Di seguito è presentata un'analisi qualitativa di quelli che sono i fattori endogeni, dovuti alla struttura del settore elettrico e dal mix di generazione italiani, ed esogeni, ossia fattori derivanti dalla geopolitica dei mercati energetici, che vanno ad impattare direttamente e non sul prezzo dell'energia elettrica in Italia.

### Fattori endogeni

#### *Composizione del parco di generazione*

Vi sono tecnologie i cui costi operativi sono più elevati rispetto ad altre. Pertanto, se ad una particolare configurazione del mix energetico corrisponderà una bassa convenienza economica, è altresì vero che ne esisterà una ottimale che sposterà risorse ambientali presenti sul territorio e struttura del sistema energetico. Se una grande percentuale dell'energia elettrica viene prodotta da gas naturale, risorsa di cui l'Italia è una scarsa produttrice ma grande importatrice, ci rende estremamente dipendenti dalle importazioni, ed il mercato sarà soggetto a forti oscillazioni di prezzo perlopiù per motivi derivanti dalla geopolitica dei mercati.

#### *Struttura di mercato e gestione delle congestioni*

L'introduzione all'interno del settore elettrico di particolari meccanismi di mercato è subordinata a caratteristiche proprie dell'energia elettrica. Prima fra tutte l'impossibilità di immagazzinarla in grosse quantità in modo efficiente; in secondo luogo l'impossibilità di controllarne in real time il flusso da un operatore all'altro e la difficoltà nel mantenere un livello di tensione adeguato attraverso il continuo bilanciamento della rete. Per questi motivi il mercato dovrebbe essere, idealmente, istantaneo e nodale, poiché il valore dell'energia varia di nodo in nodo a secondo delle congestioni che si possono presentare in ogni istante sulla rete elettrica. Non essendo possibile costruire un mercato di questo tipo, si ricorre a standardizzazioni che meglio si adattano alle caratteristiche di ogni zona. Il mercato italiano è un mercato zonale, con sei zone di mercato ed in ognuna delle quali si forma un prezzo differente. Questo modello per la gestione delle congestioni non è sempre in grado di garantire efficienza.

#### *Produzione industriale*

Secondo la naturale dinamica di mercato, al crescere della domanda i prezzi di un bene aumentano e viceversa. In questo modo, anche l'aspettativa futura che gli operatori del mercato hanno relativamente alla produzione industriale influenza il prezzo delle commodities; se, infatti, se ne prevede un incremento, l'operatore di mercato tenderà a far salire il prezzo dell'energia elettrica e viceversa.

### Fattori esogeni

#### *La chiusura di centrali nucleari francesi*

L'Italia, come già si è detto nel corso della trattazione, ha un parco di generazione fortemente sbilanciato sul gas naturale che la rende dipendente dall'importazioni di questo fuel; risulta però per noi estremamente sconveniente importare gas naturale ad uno dei prezzi più alti d'Europa, e produrre energia elettrica con elevati costi di generazione dovuti alle tecnologie impiegate. Per questo motivo si è scelto di importare direttamente parte dell'energia elettrica dalla Francia a prezzi inferiori poiché prodotta da fonte nucleare. La dipendenza da gas naturale si trasforma

quindi parzialmente in dipendenza dall'energia francese: dal momento che 21 centrali sono state chiuse negli ultimi 12 mesi, l'Italia ha risentito negativamente di questa ridotta capacità francese.

#### *Indice Brent*

Petrolio e gas naturale si sono mostrati correlati nell'andamento di mercato. Da sempre tra le due commodities sono state evidenziate analogie negli andamenti del prezzo, e questo è apprezzabile se si osservano gli andamenti durante gli ultimi cinque anni. Una delle possibili spiegazioni può risiedere nella possibilità di una delle due di sostituirsi alla precedente, sulla base del prezzo che questa assume nel mercato: se un bene aumenta di prezzo, i consumatori si spostano sull'altro, che aumenterà di prezzo a sua volta a causa dell'incremento della domanda.

#### *Tasso di cambio euro-dollaro (EUR/USD)*

Il petrolio viene venduto in dollari al barile. Al ridursi del tasso di cambio a nostro sfavore, risulterà uno svantaggio per noi nell'importazione.

#### *Prezzo delle quote di emissione di CO<sub>2</sub>(EUA, European Emission Allowance)*

L'Italia basa circa il 49% della generazione su centrali a gas, soggette al sistema ETS. I produttori, per far lavorare la loro centrale, acquistano allora quote di emissione; questo si somma ai costi di esercizio dell'impianto, causando un incremento del costo del kilowattora prodotto, che si riscontra persino nel mercato all'ingrosso, e di conseguenza un aumento di prezzo per l'utente finale. A loro volta gli EUA, sono soggetti a variazioni di prezzo sia per via della rimozione di titoli dal mercato, sia per la variazione della domanda degli stessi.

##### 2.2.6.1. Analisi qualitativa dell'influenza dell'EUA e del Brent sul PUN

Nella presente trattazione, si è interessati a comprendere in che misura i principali fattori esogeni influenzano il prezzo dell'energia elettrica in Italia. A questo proposito sono stati analizzati gli andamenti di EUA, tasso di cambio EUR/USD e BRENT, al fine di valutare qualitativamente la loro correlazione con il PUN.

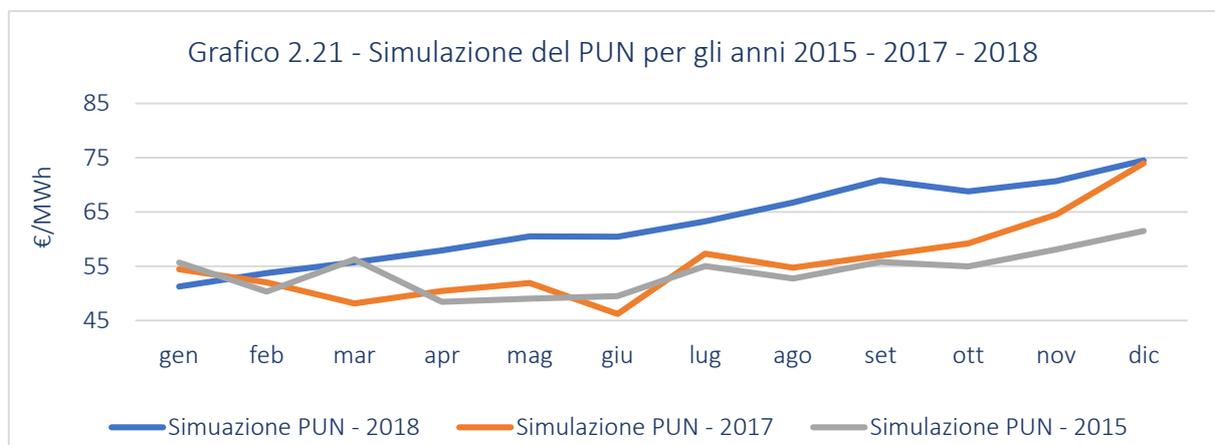
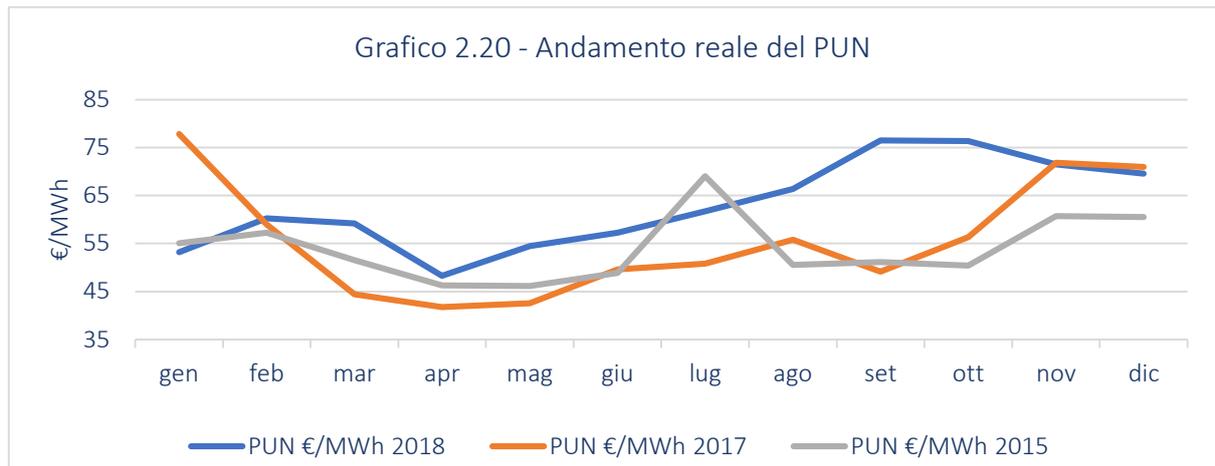
L'arco temporale oggetto della trattazione è l'anno 2018, per il quale si è interessati a capire se a causa dei fattori sopra citati, in particolar modo degli EUA, vi sono state delle variazioni strutturali nell'andamento del PUN; tuttavia l'analisi è stata effettuata anche per gli anni 2015, 2016 e 2017, sia per confermare la correttezza del modello, sia perché lo studio del trend degli anni precedenti serve per rappresentare quella che era una situazione standard e quindi con la quale confrontare ed evidenziare eventuali anomalie.

Per gli anni in oggetto, sono stati reperiti i dati mensili relativi a tasso di cambio e del Brent Oil Futures Gas sull'archivio storico di Investing [23]; per quanto riguarda i valori del PUN, nell'archivio storico sul sito del GME [24], ed infine i valori del prezzo degli EUA dal mercato primario del GSE [25]. A partire dai dati disponibili sono stati calcolati i valori mensili, per poi andare ad omogeneizzare i dati convertendo il Brent in €/barile attraverso il tasso di cambio: così facendo non è stato più necessario valutare la correlazione tra quest'ultimo ed il PUN perché tale informazione è già contenuta nel Brent convertito.

Il metodo utilizzato è stato quello della regressione multilineare, che ha permesso in prima istanza di valutare il differente comportamento del PUN in relazione all'andamento di EUA e Brent; sulla base di questa prima analisi è stato scartato l'anno 2016 in quanto il risultato ha evidenziato un comportamento anomalo tra le tre variabili. Spiegazione a questo fatto risiede nel crollo, nel mese di gennaio, del prezzo del petrolio. Questo ha infatti stravolto la correlazione che esisteva tra le

tre variabili, non rendendo questo anno come rappresentativo di un comportamento standard del mercato.

Di seguito, nei grafici 2.20 e 2.21, sono presentati i reali andamenti del PUN e le simulazioni ottenute. Questa modellizzazione, che tende ad omogeneizzare l'andamento della variabile dipendente attorno al suo valore medio (motivo per cui i trend risultano meno spigolosi), mostra come vi sia una netta differenza di comportamento del prezzo nel 2018 (curva blu) rispetto alle altre due curve. Osservando sia il modello che la curva reale, si nota come si attesti su valori di prezzo più alti per tutto il per quasi tutto il periodo. I valori medi annuali registrati son infatti di 62.89 €/MWh per il 2018, di 55.83 per il 2017 e di 53.96 per il 2015.



Nei valori riscontrati dalla correlazione è emerso che nel 2015 e nel 2017 la correlazione del PUN con gli EUA era molto debole, quasi nulla, e più stretta invece con il Brent, che da sempre influenza il mercato delle commodities. Nel 2018 si è riscontrato invece che questa relazione si sia indebolita a favore dell'EUA.

Si ritiene che un coefficiente di correlazione compreso tra 0 e 0.3 sia indice di una correlazione debole, moderata se compresa tra 0.3 e 0.5, ed invece dia luogo ad una correlazione forte se superiore a 0.7. Alla luce di questi range sono esposti nella tabella sottostante i valori di correlazione ottenuti.

COEFFICIENTI DI CORRELAZIONE			
ANNO	2015	2017	2018
PUN-BRENT	0,37	0,58	0,18
PUN-EUA	0,2	0,5	0,85

Tabella 2.18 – Coefficienti di correlazione ottenuti dall'interpolazione lineare delle variabili indipendenti (EUA, BRENT) con la variabile dipendente (PUN).

Avendo avuto conferma dell'anomalia verificatasi durante quest'ultimo anno, si può definire in modo qualitativo l'impatto che questi due fattori hanno avuto sul prezzo dell'energia elettrica. Secondo il modello sviluppato, per l'anno 2018, un incremento marginale dell'EUA ha portato un incremento del PUN del 2.5%<sup>4</sup>; per quanto riguarda invece il Brent, una sua variazione marginale ha comportato un'incidenza inferiore e pari allo 0.034%. Nel prospetto sottostante sono riportate la variazione di prezzo previste dal modello, per l'anno 2018.

MESE	IMPATTO MENSILE DELL'EUA SUL PUN €/MWh		IMPATTO MENSILE DEL BRENT SUL PUN €/MWh	
	€	%	€	%
gen-18	0	0%	0,0	0%
feb-18	1,8	3%	0,12	0%
mar-18	3,4	6%	-0,14	0%
apr-18	3,2	5%	-0,09	0%
mag-18	2,9	6%	0,00	0%
giu-18	0,3	1%	-0,04	0%
lug-18	2,0	3%	0,13	0%
ago-18	4,5	7%	-0,06	0%
set-18	5,1	8%	-0,05	0%
ott-18	-3,6	-5%	0,15	0%
nov-18	-1,5	-2%	0,40	1%
dic-18	3,3	5%	0,10	0%
<b>Totale:</b>	<b>21,4</b>	<b>37%</b>	<b>0,5</b>	<b>1%</b>

Tabella 2.19 – Variazione mensile del PUN dovuta alla variazione di EUA e BRENT.

Questi numeri trovano spiegazione in alcuni avvenimenti; primo fra tutti la chiusura delle centrali francesi, che ha comportato il ricorso alle centrali a gas italiane, ed in seguito all'incremento del prezzo degli EUA, dovuto innanzitutto alla crescita della domanda. Si ricorda come oltre a questi fattori vicini alla realtà italiana e quindi di diretto impatto sul nostro sistema, incidono anche indirettamente fattori geopolitici dovuti a guerre e vicende politiche non considerate nell'ambito dell'analisi.

Per rendere maggiormente significativo il risultato ottenuto attraverso l'analisi dei trend mensili di PUN, EUA e Brent, si è deciso di effettuare una prova ulteriore sui loro trend settimanali. Questo ha infatti permesso di verificare la correttezza del modello anche se applicato ad intervalli di tempo ridotti ed in cui le grandezze sono maggiormente soggette ad oscillazioni. I coefficienti di correlazione in tal caso sono risultati leggermente più bassi proprio a causa delle oscillazioni che si riscontrano in un'osservazione settimanale, nonostante tutto si sono mostrati significativi ai fini dell'analisi: se tra PUN e Brent si è ottenuto un coefficiente di 0.14, tra PUN ed EUA è invece pari a 0.64.

<sup>4</sup> Valore riferito al PUN medio annuo.

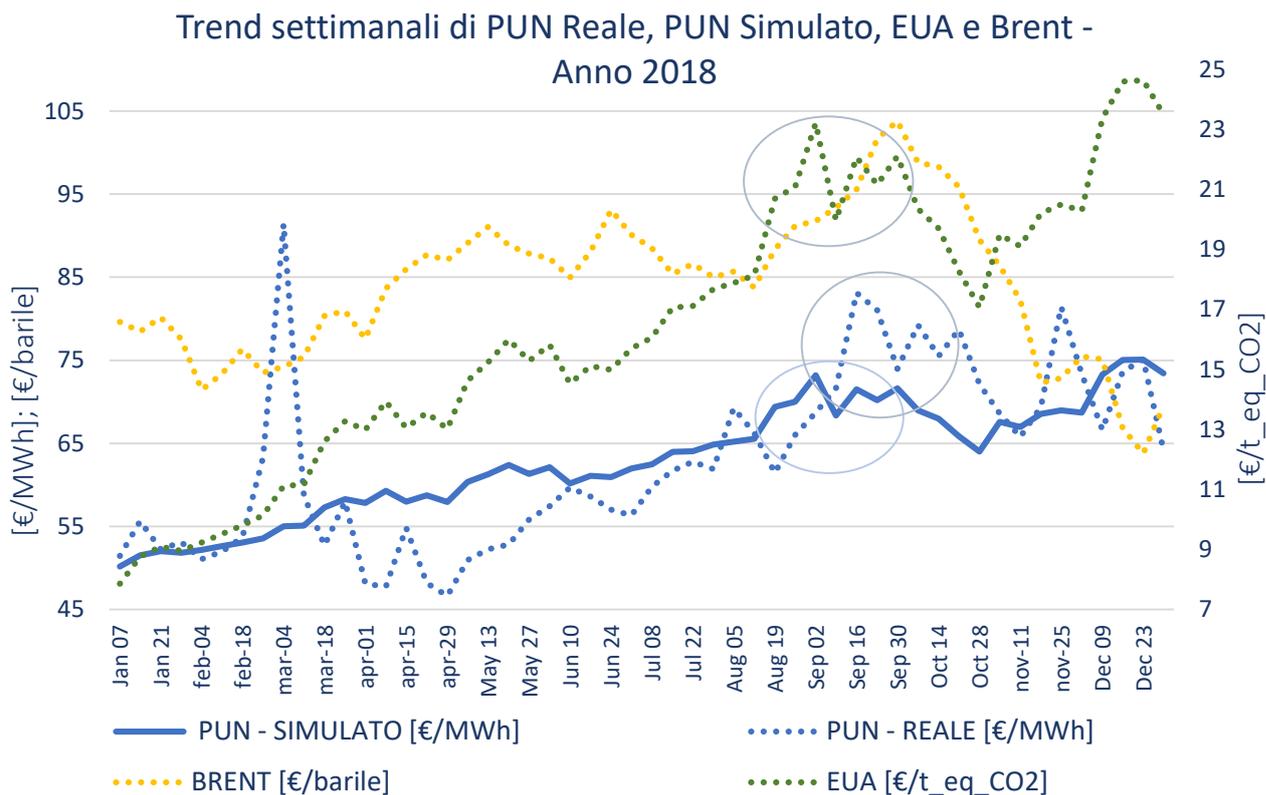


Grafico 2.22 – Trend settimanali: confronto di PUN-Reale e Simulato con gli andamenti di EUA e Brent.

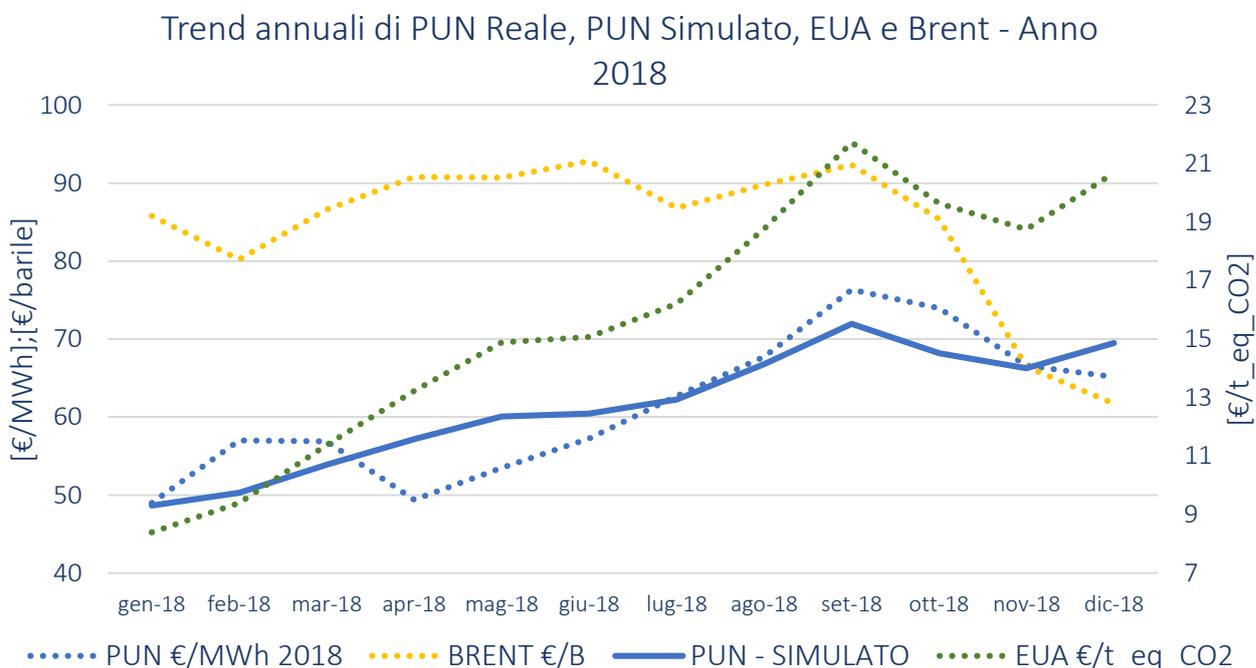


Grafico 2.23 – Trend annuali: confronto di PUN-Reale e Simulato con gli andamenti di EUA e Brent.

Come si evince dal grafico 2.22, analogamente a quanto accade nello studio mensile, il PUN “simulato” segue quello reale attenuando i picchi ed omogeneizzandosi attorno al suo valore medio. Lo studio settimanale ha messo in evidenza come nei mesi che vanno da agosto ad ottobre il PUN (reale) abbia seguito, seppur con un lieve ritardo, alcune variazioni dell’EUA messe in evidenza nel grafico. Il modello creato ha ben rappresentato queste oscillazioni, pur non tenendo

conto e non simulando il ritardo tra la variazione della variabile dipendente e quella indipendente. Viene anche riportato nel grafico 2.23 il risultato della simulazione annuale, posto a confronto con Brent ed EUA: i due grafici mostrano un comportamento analogo, confermando che sia nella simulazione settimanale che annuale la correlazione riscontrata risulta essere qualitativamente rappresentativa.

La metodologia utilizzata nella presente analisi ha portato ad un modello che per l'anno 2018 ha mostrato uno scostamento dell'1.9% tra il valore reale ed il valore simulato del PUN, calcolato mediante i coefficienti ricavati dall'interpolazione multilineare. Si ritiene accettabile questo errore in quanto l'obiettivo della trattazione è di effettuare un'analisi di carattere qualitativo (naive); questo permette innanzitutto di comprendere l'importanza dei fattori geopolitici, che intervengono ed impattano nei mercati energetici, e della regolamentazione; in seguito, a partire dalla loro comprensione, di poter costruire una previsione di medio-lungo termine volta ad intuire le tendenze future dei prezzi delle commodities e a mettere atto in tempi utili particolari strategie di acquisto.

In questo caso specifico, stando agli sviluppi della politica energetica europea relativamente all'Emission Trading System, andrà a ridursi di anno in anno il tetto massimo di certificati di emissione presenti sul mercato, e di pari passo anche il limite massimo di emissioni consentiti ad ogni impianto o stabilimento soggetti al sistema ETS. Questo potrebbe suggerire il verificarsi di un aumento dei prezzi dei titoli di carbonio, con dirette e non trascurabili conseguenze sul mercato energetico italiano.

### 3. Sistemi adottati in Italia per consentire la transizione dal mercato vincolato al libero mercato

A seguito della completa apertura dei mercati energetici alla concorrenza non vi sarà più la possibilità per gli utenti domestici e le Piccole Medie Imprese<sup>5</sup> di acquistare l'energia elettrica ed il gas naturale attraverso il mercato di Maggior Tutela. Avvicendamenti politici hanno portato la data di fine del servizio di Maggior Tutela dal 30 giugno 2018 al 30 giugno del 2019, a seguito del cosiddetto Decreto Milleproroghe.

Al fine di accompagnare i clienti interessati da questa evoluzione del mercato verso il libero mercato, sono stati creati dei sistemi attraverso i quali l'utente ha la possibilità di ricercare informazioni sul funzionamento del sistema energetico ed essere guidato in varie operazioni inerenti alla gestione della fornitura. Sul sito web dell'Acquirente Unico sono quindi state messe a disposizione le seguenti sezioni:

- Consumatori, che introduce l'accesso allo "Sportello del Consumatore", attraverso il quale, previa registrazione, l'utente è guidato nelle pratiche relative alla gestione delle forniture di energia elettrica e gas naturale, inclusa l'eventuale risoluzione di controversie con il fornitore;
- Portale Offerte, sul quale dal primo luglio 2018 si possono trovare tutte le offerte di fornitura che i singoli venditori propongono nel libero mercato.

Questi utenti, che necessitano di avvicinarsi per gradi al mercato della concorrenza hanno inoltre a disposizione particolari offerte, che nonostante siano stipulate nel libero mercato, garantiscono all'utente particolari condizioni economiche e contrattuali definite da ARERA. Si tratta delle offerte di Tutela Simile, la cui introduzione nel gennaio 2017 ha comportato una trasformazione del Mercato di Maggior Tutela, e delle offerte PLACET introdotte a partire dal 1° gennaio 2018 e presenti anche nel Portale Offerte.

Nel 2016 è stata condotta una trasformazione del Mercato di Maggior Tutela, con l'attuazione dei provvedimenti presentati in tabella 3.1, a favore dell'introduzione delle offerte di Tutela Simile, introdotte nel paragrafo successivo. La riforma del Mercato di Maggior Tutela, ha modificato:

- Relativamente al corrispettivo PED, le modalità di calcolo, "prevedendo che esso avvenga sulla base della stima della media trimestrale (anziché annuale) dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica";
- La stima dei costi di acquisto dell'energia elettrica, che verrà fatta "prendendo a riferimento esclusivamente il prezzo che si forma sul mercato a pronti dell'energia elettrica (mercato del giorno prima e mercato dei prodotti giornalieri)";
- La metodologia di calcolo degli importi da recuperare (scostamenti tra i costi e i ricavi degli esercenti la maggior tutela nei successivi 6 mesi rispetto al momento dell'aggiornamento). (Scheda tecnica 633/2016/R/eel).

---

<sup>5</sup> Piccole Medie Imprese con un fatturato annuo inferiore a 10 milioni di euro e meno di 50 dipendenti.

Nella tabella 3.1 sono sintetizzati i provvedimenti emanati in fase di modifica ed evoluzione della Maggior Tutela al fine di inserire le offerte di Tutela Simile.

DATA	OGGETTO	PROVVEDIMENTO
07/07/2016	RIFORMA MECCANISMO TUTELA DI PREZZO E DISCIPLINA DELLA TUTELA SIMILE	DEL 369/2016/R/eel
29/09/2016	REGOLAMENTO ACQUIRENTE UNICO PER ACCREDITAMENTO FORNITORI	DEL 541/2016/R/eel
04/11/2016	SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA "RIFORMATO" (MTR)	DEL 633/2016/R/eel
24/11/2016	DISCIPLINA DEI FACILITATORI	DEL 689/2016/R/eel

Tabella 3.1 – Provvedimenti finalizzati alla riforma della Maggior Tutela per l’instaurazione del servizio di Tutela Simile.

### 3.1. Tutela Simile – “Tutela Simile ad una fornitura di Mercato Italiano Libero dell’Energia elettrica”

Questo particolare tipo di offerta viene proposta nel libero mercato, per le sole forniture di energia elettrica, per far incontrare gli utenti domestici e i fornitori del mercato libero che vengono ritenuti idonei a proporle dall’Acquirente Unico. Quest’offerta prevede condizioni contrattuali omogenee e standardizzate e condizioni economiche definite dell’Autorità; a quest’ultime viene però applicato uno sconto, “bonus una tantum”, definito liberamente da ogni fornitore. Il cliente poteva stipulare un contratto di Tutela Simile una volta soltanto ed inizialmente con una durata massima di 12 mesi. L’utente in questi primi 12 mesi di contratto aveva la possibilità di recedere prima della naturale scadenza del contratto, perdendo però il diritto sullo sconto bonus una tantum. Una volta giunto alla scadenza del contratto, è possibile ritornare alle condizioni regolamentate nella Maggior Tutela, scegliere una delle offerte PLACET (di cui si parlerà nel paragrafo successivo), oppure stipulare un contratto nel libero mercato, anche con lo stesso fornitore che aveva precedentemente erogato il servizio di Tutela Simile (entro 3 mesi dalla scadenza quest’ultimo ha infatti la possibilità di proporre all’utente un’offerta per il successivo periodo di fornitura).

La gestione della Tutela Simile è stata affidata all’Acquirente Unico, per la verifica ed il mantenimento dei requisiti che i fornitori scelti devono possedere. In aiuto ai clienti finali è stata poi creata la figura dei “Facilitatori”, ovvero associazioni per i consumatori ed organizzazioni rappresentanti le PMI con il compito di informare i clienti circa le caratteristiche ed il funzionamento della Tutela Simile, ed in particolar modo riguardo alla piena comprensione delle offerte.

Il meccanismo della Tutela Simile è stato di recente modificato a seguito della proroga della fine della maggior tutela a giugno 2020. Non sarà più possibile stipulare nuovi contratti poiché il servizio è terminato il 30 giugno 2018, ma per coloro che ne avevano concluso uno entro tale data è stata concessa la possibilità di prorogarlo di ulteriori 12 mesi.

Nello schema seguente sono riportate le opzioni che la normativa mette a disposizione degli utenti circa le tipologie di contratto di fornitura che è possibile finalizzare a seguito della conclusione di un contratto di Tutela Simile, con particolare riferimento a due periodi distinti:

- Primo periodo, dal 1° luglio 2018 al 30 giugno 2019;
- Secondo periodo, dal 1° luglio 2019 al 30 giugno 2020, reso possibile a seguito della proroga della scadenza della fine della Maggior Tutela.

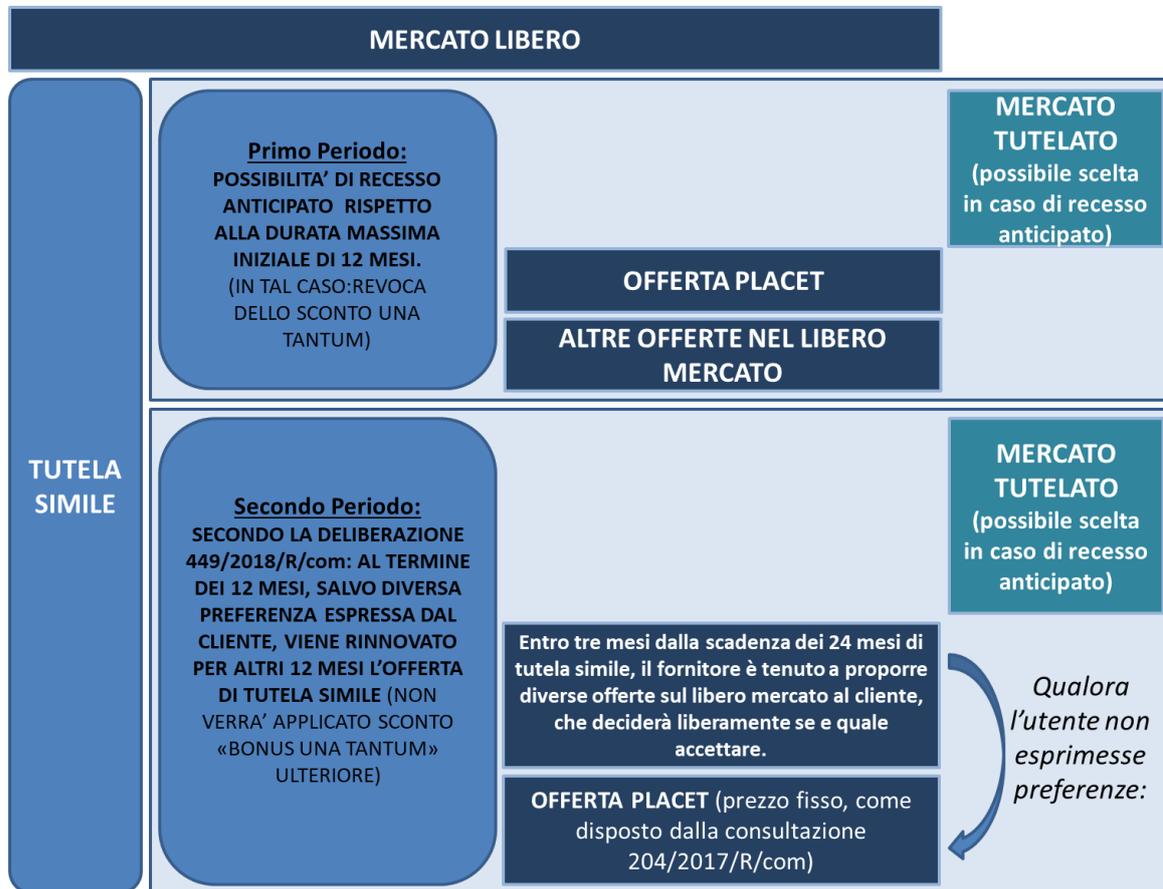


Figura 3.1 - Possibilità messe a disposizione degli utenti della tutela simile sia in caso di recesso anticipato sia alla naturale scadenza del contratto in oggetto (Fonte: Arera).

### 3.2. PLACET – Prezzo Libero a Condizioni Equiparate di Tutela

Con la delibera 555/2017/R/com è stata approvata la disciplina delle offerte PLACET, sulla base di quanto disposto dalla legge 124/2017 sulla concorrenza, che obbliga i venditori del libero mercato di energia elettrica e gas naturale a predisporre nel loro ventaglio di offerte commercializzate soluzioni per i clienti:

- Del mercato elettrico in bassa tensione domestici e non domestici (Piccole e Medie Imprese con meno di 50 dipendenti e fatturato annuo inferiore a 10 milioni di euro);
- Del mercato del gas naturale con un consumo non superiore ai 200.000 smc annui.

A disposizione degli utenti per la ricerca ed il confronto delle offerte è stato messo a disposizione sul sito web dell'Acquirente Unico il "Portale Offerte", dove dal primo gennaio 2018 sono presenti anche le PLACET. Si tratta di offerte di fornitura nel libero mercato le cui condizioni contrattuali sono stabilite dall'Autorità ed inderogabili; le condizioni economiche sono invece decise dal fornitore che deve però rispettare la struttura del prezzo definita dall'Autorità al fine di rendere le offerte dei differenti operatori facilmente confrontabili tra loro. La durata dei contratti è indefinita, con aggiornamento delle condizioni economiche ogni dodici mesi. Il fornitore si impegna entro tre mesi dalla data di scadenza ad informare l'utente delle eventuali variazioni di prezzo previste a partire dal successivo anno di fornitura (se differenti e/o superiori alle condizioni economiche in corso per più del 5%), e in tal caso l'utente sarà libero di accettarle o meno ed eventualmente recedere dal contratto corrente.

I prezzi della materia energia possono essere a tariffa fissa, e quindi mantenuti costanti per dodici mesi, e a tariffa variabile. Per quanto riguarda l'energia elettrica il prezzo variabile è indicizzato al PUN, o Prezzo Unico Nazionale; per quanto riguarda il gas naturale invece il prezzo variabile sarà indicizzato al TTF, ovvero l'indice del mercato all'ingrosso del gas naturale olandese.

Le offerte prevedono una struttura del costo della materia prima formata da due componenti, una fissa e una dipendente dai volumi prelevati; si ha questa configurazione sia per la tariffa fissa sia per la tariffa variabile. Nelle figure 3.2 e 3.3 vengono dettagliate e poste a confronto le strutture dei corrispettivi della materia energia a prezzo variabile dell'offerta PLACET con la struttura tariffaria della materia energia proposta dalla Maggior Tutela (le componenti inserite verranno spiegate nel dettaglio nel capitolo successivo). Nella quota fissa e nella quota variabile della materia energia sono da includere i corrispettivi dettagliati in tabella 3.2 a copertura degli oneri di dispacciamento. In aggiunta alla materia energia, il venditore applica altri oneri, definiti passanti e stabiliti da ARERA e da TERNA, a copertura dei costi relativi alle attività di:

- Distribuzione, misura, commercializzazione, oneri di sistema, dispacciamento, per le forniture di energia elettrica;
- Trasporto, distribuzione, misura, commercializzazione, oneri di sistema, per le forniture di gas naturale.

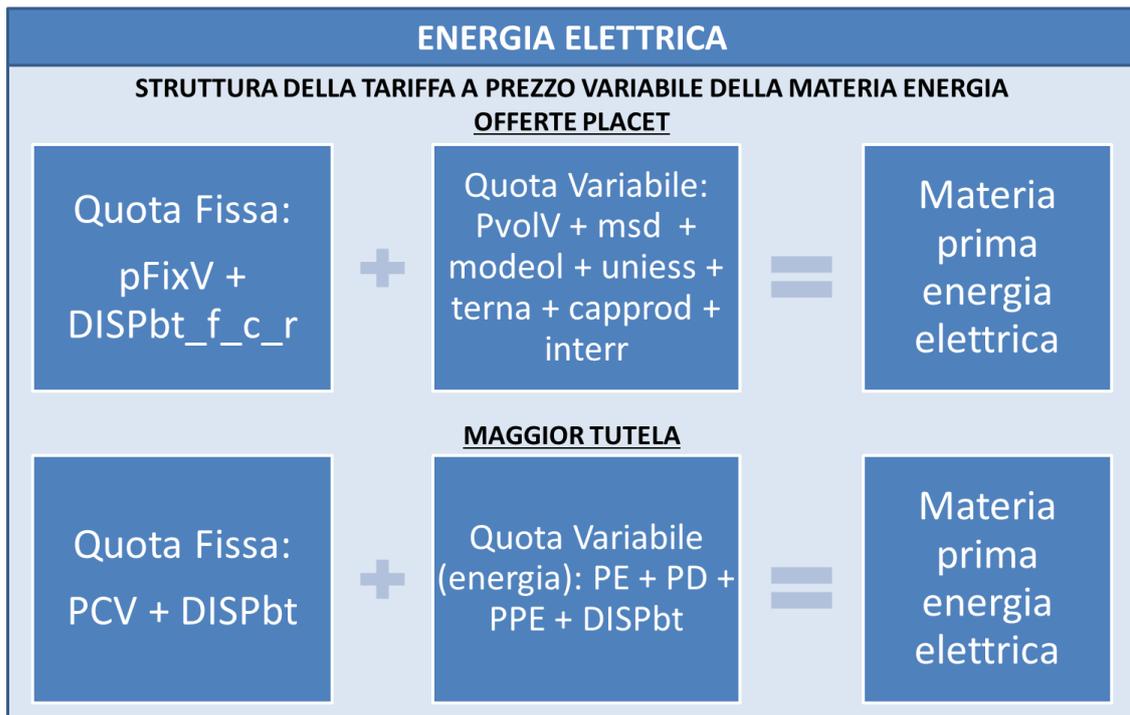


Figura 3.2 - Struttura della tariffa della materia prima energia elettrica: confronto tra PLACET e Maggiore Tutela.

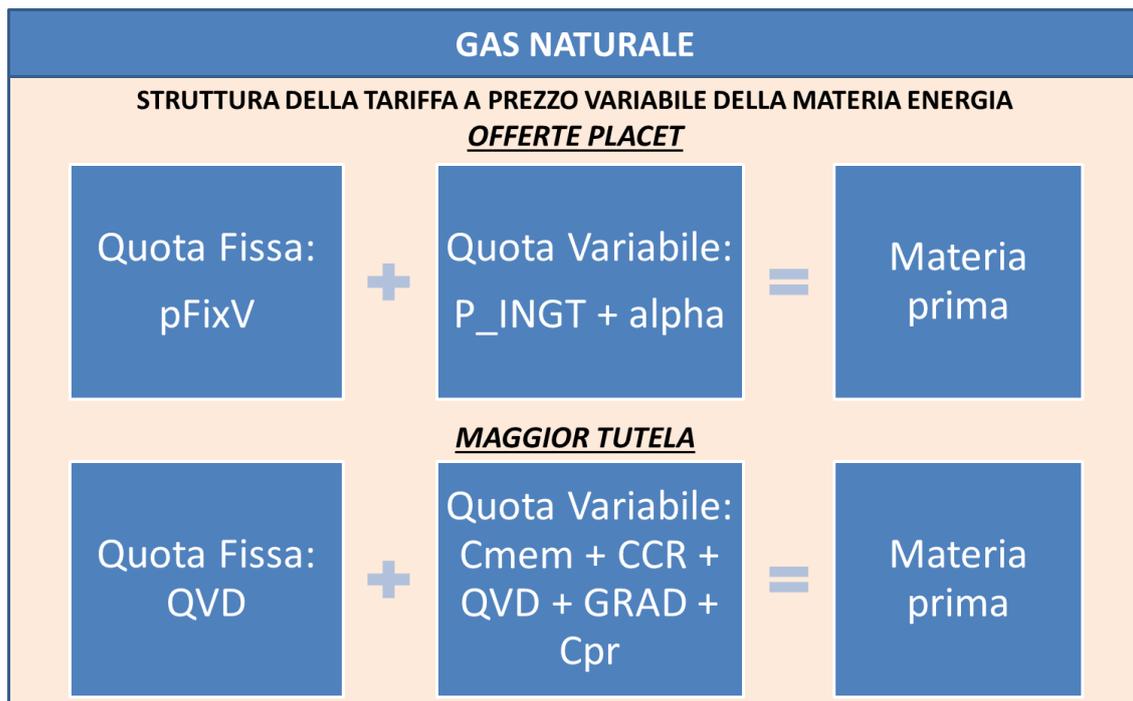


Figura 3.3 - Struttura della tariffa della materia prima gas naturale: confronto tra PLACET e Maggiore Tutela.

PLACET - Energia Elettrica	
Quota fissa (€/anno)	
Prezzo variabile	Prezzo fisso
pFixV	pFixF
DISPbt	
Quota energia (€/KWh)	
Prezzo variabile	Prezzo fisso
pVOL_FU	-
pVOL_F1	pVOLBF1
pVOL_F23	pVOLBF23
$\alpha$ (aggiornata ogni 12 mesi, stabilita dal fornitore)	-
MSD - dispacciamento	
Modulazione Eolico	
Unità essenziali	
Terna	
Capacità Produttiva	
Interrompibilità del carico	

Tabella 3.2 - Corrispettivi considerati nelle quote fissa e volume dell'offerta PLACET a prezzo variabile e a prezzo fisso – ENERGIA ELETTRICA

PLACET - Gas Naturale	Prezzo variabile	Prezzo fisso
Quota fissa (€/anno)	pFixV	pFixF
Quota energia (€/KWh)	$\alpha$ (aggiornata ogni 12 mesi, stabilita dal fornitore)	-
	PvolV	PvolF

Tabella 3.3 - Corrispettivi considerati nelle quote fissa e volume dell'offerta PLACET a prezzo variabile e a prezzo fisso – GAS NATURALE

Per chiarire meglio la struttura delle offerte PLACET rispetto a quella della Maggior Tutela, è proposto di seguito un confronto tra le due condizioni economiche. L'offerta selezionata, è quella di un fornitore che per l'anno 2019 risulta come migliore proposta a seguito di una ricerca condotta sul Portale Offerte per una fornitura domestica ed in residenza anagrafica, con potenza disponibile di 3 KW e un consumo annuo di 2.000 KWh. Per il confronto si è optato per un'offerta a prezzo variabile, che si compone appunto, di una parte fissa pari a quella applicata dall'Autorità, e di una parte variabile data dalla somma tra il PUN medio mensile ed uno spread in tal caso nullo.

## Maggior Tutela

- PE: prezzo energia, reperito sulle tabelle aggiornate trimestralmente da ARERA, a copertura degli oneri di approvvigionamento e più altri oneri finanziari relativi all'approvvigionamento;
- PPE: componente di perequazione, reperito sulle tabelle aggiornate trimestralmente da ARERA, utile a garantire l'equilibrio tra quanto pagato dai clienti finali attraverso le componenti PE e PD, ed i costi effettivamente sostenuti per fornire loro l'energia elettrica;
- PCV: prezzo di commercializzazione e vendita, reperito dalla medesima fonte.

## PLACET

- $P_{vol_V}$ : componente della quota energia dipendente dal consumo, calcolata come segue:

$$P_{vol_V} = (PUN_{ING_M} + \alpha) * (1 + \Lambda)$$

Dove:  $\Lambda$  è il coefficiente di perdita di rete, pari al 10.4%, applicato alle forniture in bassa tensione, non considerato per i corrispettivi riportati in tabella 3.4, e  $PUN_{ING_M}$  è il PUN medio mensile riportato dal GME.

- $P_{FIX}$ : componente fissa della quota energia che viene confrontata con il PCV della Maggior Tutela.

$P_{FIX_V}$ ( $\frac{\text{€}}{\text{anno}}$ )	$\alpha$ ( $\frac{\text{€}}{\text{KW}^2}$ )
57.79	0

Tabella 3.4 – Corrispettivi applicati per il confronto, contenuti nell'offerta PLACET scelta.

Nella tabella 3.5 sono dettagliati gli importi contenuti nelle offerte in oggetto per tutti i mesi dell'anno, privi delle perdite di rete.

MESE	Offerta PLACET a Prezzo Variabile - Fornitore scelto				Offerta Maggior Tutela			
	P_VOL_V - QUOTA ENERGIA (aggiornamento mensile) (€/kWh)			pFixV (€/ANNO/POD)	PE - QUOTA ENERGIA (aggiornamento trimestrale) (€/kWh)			QUOTA FISSA (€/ANNO/POD)
	pVOL_FU	pVOL_F1	pVOL_F23		FU	F1	F23	
gen-18	0,0490	0,0560	0,0456	58	0,0616	0,0686	0,0579	58
feb-18	0,0570	0,0656	0,0528	58	0,0616	0,0686	0,0579	58
mar-18	0,0569	0,0637	0,0536	58	0,0616	0,0686	0,0579	58
apr-18	0,0494	0,0539	0,0476	58	0,0461	0,0496	0,0445	58
mag-18	0,0535	0,0591	0,0508	58	0,0461	0,0496	0,0445	58
giu-18	0,0573	0,0624	0,0548	58	0,0461	0,0496	0,0445	58
lug-18	0,0627	0,0666	0,0608	58	0,0668	0,0748	0,0627	58
ago-18	0,0677	0,0699	0,0666	58	0,0668	0,0748	0,0627	58
set-18	0,0763	0,0828	0,0735	58	0,0668	0,0748	0,0627	58
ott-18	0,0739	0,0807	0,0704	58	0,0789	0,0828	0,0769	58
nov-18	0,0666	0,0765	0,0619	58	0,0789	0,0828	0,0769	58
dic-18	0,0652	0,0747	0,0614	58	0,0789	0,0828	0,0769	58
NOTA	Quota variabile per fascia oraria di consumo			Quota fissa definita dal fornitore. La metto a con fronto con il PCV della Maggior Tutela	Valori pubblicati trimestralmente da arera per fascia oraria di consumo			Quota fissa definita da ARERA

Tabella 3.5 – Dettaglio dell'offerta per utente domestico residente con potenza impegnata di 3 KW; corrispettivi non comprensivi delle perdite di rete [26].

Se si ipotizza un profilo di consumo piatto durante tutto l'anno, per un'utenza con contatore di 3 KW e consumo pari a 2.700 KWh annui, si ottiene una differenza di spesa mese per mese riportata nella tabella sottostante.

Si ottiene una variazione della spesa per la sola materia prima di circa il 3% da PLACET alla Maggior Tutela, le cui spese ammontano rispettivamente a 165.47€ e 171.02€. Tuttavia, nel passaggio dal mercato tutelato a libero vi è una differenza nella struttura del costo della materia energia che va considerata perchè potrebbe portare ad una spesa superiore (questo aspetto verrà esaminato nel dettaglio nel capitolo successivo).

MATERIA PRIMA	Delta Costo		Totale
	QUOTA ENERGIA	QUOTA FISSA	
	-€	6,12	€ -

Tabella 3.6 – Differenza della spesa mensile tra offerta nel mercato di Maggior Tutela ed offerta PLACET, per la sola componente relativa alla materia prima (incluse le perdite ed esclusi dispacciamento, perequazione e componente DISPbt che verrà spiegata nel capitolo successivo)

Il grafico 3.1 mostra l'andamento dei prezzi mono orari delle due offerte. Si nota come, essendo il prezzo della Maggior Tutela ad aggiornamento trimestrale, segue con ritardo i movimenti del PUN, che in tal rappresenta il prezzo dell'energia applicato dal fornitore (data l'applicazione di uno spread nullo); questo si riterrà un vantaggio in caso di salita improvvisa dei prezzi nel mercato perchè la tendenza rialzista lo influenzerà con ritardo garantendo fino alla fine del trimestre un prezzo costante; analogamente lo seguirà più lentamente in caso di ribasso dei prezzi, a svantaggio dell'utente che comprerà energia ad un prezzo superiore a quello di mercato almeno fino alla fine del trimestre corrente.

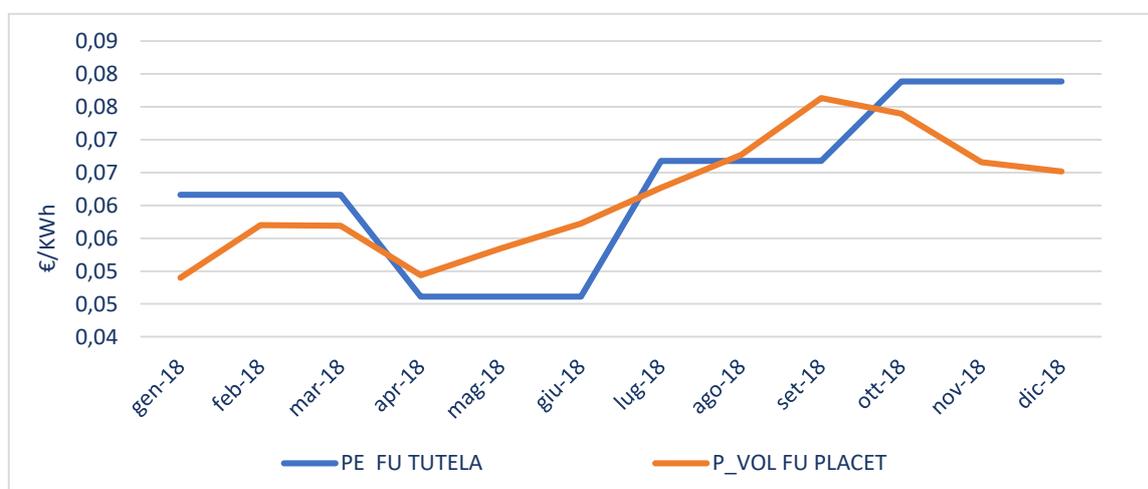


Grafico 3.1 - Confronto PLACET - TUTELA

Per comprendere l'effettiva convenienza di quest'offerta (rappresentativa della miglior offerta PLACET che si può trovare sul Portale Offerte) si rimanda al capitolo successivo, in cui verrà svolta un'analisi dei prezzi dell'energia elettrica offerti nell'ambito della Maggior Tutela, PLACET, e da due centrali di committenza: Consip a livello nazionale e SCR Piemonte a livello regionale.

## 4. Analisi della struttura dei costi dell'energia elettrica per gli utenti finali domestici

### 4.1. Nuova struttura del mercato regolamentato - Il servizio di continuità energetica

Fino al 30 giugno 2020 l'Acquirente Unico si occuperà di approvvigionare di energia elettrica e gas naturale quegli utenti che non ancora scelto di affacciarsi sul mercato libero (tra i quali si contavano nel 2017 circa 49.979 utenze); nella fattispecie le utenze aventi diritto alla Maggior Tutela sono:

- a) "Le utenze domestiche, titolari di punti di prelievo definiti nelle tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettera a) e di cui alla lettera c) punto i);
- b) le piccole imprese, purché tutti i punti di prelievo nella titolarità della singola impresa siano connessi in bassa tensione;
- c) i clienti finali titolari di applicazioni relative a servizi generali utilizzati dai clienti di cui alle precedenti lettere a) e b), limitatamente ai punti di prelievo dei medesimi servizi generali."

*(TIV, Testo Integrato della Vendita reperibile sul sito web di ARERA, Articolo 8, comma 8.2)*

A questa tipologia di utenti sono rivolte le offerte di cui si è parlato nel precedente capitolo, PLACET e Tutela Simile. In linea di massima coloro che hanno sottoscritto uno di questi contratti sono già avviati verso il libero mercato; partendo infatti da un contratto di tutela simile, alla sua conclusione un utente riceverà offerte che, a prescindere dalla loro convenienza economica, se accettate garantirebbero all'utente la continuità del servizio. Supponendo invece che il cliente non voglia accettare un'offerta di libero mercato PLACET proposta dal fornitore e che preferisca invece tornare ad un contratto nel mercato regolamentato fino al primo luglio 2020, in che situazione si troverebbe al venir meno della Maggior Tutela? A questo proposito "L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico adotta disposizioni per assicurare, dalla medesima data di cui al periodo precedente (1° luglio 2020), il servizio di salvaguardia ai clienti finali domestici e alle imprese connesse in bassa tensione con meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro senza fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero" *(Secondo quanto previsto dal Testo del decreto-legge 25 luglio 2018, n. 91)*.

Il servizio di Salvaguardia è operativo dal 2008 a seguito dell'emanazione della Legge n.125/2007, ed è esercito da soggetti selezionati dall'Acquirente Unico mediante procedura concorsuale e che sono in possesso di requisiti tecnico economici che ne garantiscano il funzionamento. Solitamente è dedicato a tutti gli utenti al di fuori di quelli citati ad inizio paragrafo, ovvero:

- Tutte le imprese e gli enti pubblici intestatari di almeno un sito in media o alta tensione sul territorio nazionale;
- Imprese titolari di soli siti in bassa tensione con oltre 50 dipendenti e con un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro.

Qualora questi non avessero ancora esercitato il diritto di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero dell'energia, verrebbero riforniti sul mercato di Salvaguardia. Le condizioni economiche di questo servizio sono penalizzanti, in quanto al corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento verrebbe sommato il parametro  $\Omega$ , che figura come una penale per essere rimasti privi di contratto di fornitura. In tabella 4.1 è riportato, a titolo informativo, l'esito della procedura concorsuale condotta dall'AU per il biennio 2019-2020, recante le società aggiudicatrici e i relativi corrispettivi addizionali. Dall'Autorità è inoltre stabilito il

corrispettivo  $C_{sal}$ , a copertura degli oneri derivanti dalle morosità in cui potrebbero incorrere gli esercenti.

Regione	Società esercente la salvaguardia dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2020	$\Omega$	Csal (copertura oneri di morosità)
		€/KWh	c€/KWh
LIGURIA, PIEMONTE, VALLE D'AOSTA, TRENINO ALTO ADIGE	HERA COMM S.R.L.	0,01663	0,50
LOMBARDIA	HERA COMM S.R.L.	0,01389	0,50
VENETO, EMILIA ROMAGNA, FRIULI VENEZIA GIULIA	HERA COMM S.R.L.	0,01239	0,50
TOSCANA, MARCHE, UMBRIA	A2A ENERGIA S.P.A.	0,01590	0,50
SARDEGNA	HERA COMM S.R.L.	0,01889	0,50
LAZIO	HERA COMM S.R.L.	0,01709	0,50
CAMPANIA, ABRUZZO	HERA COMM S.R.L.	0,02165	0,50
PUGLIA, MOLISE, BASILICATA	HERA COMM S.R.L.	0,01949	0,50
CALABRIA	ENEL ENERGIA S.P.A.	0,05186	0,50
SICILIA	ENEL ENERGIA S.P.A.	0,03996	0,50

Tabella 4.1 - Per il periodo 2019-2020, gli esercenti del servizio di salvaguardia e i relativi corrispettivi addizionali (fonte dati: Acquirente Unico).

Per garantire quindi la continuità della fornitura anche a questa nuova fascia di utenti che potenzialmente verranno a trovarsi senza contratto di energia elettrica nel libero mercato, verrà estesa anche a loro la possibilità di entrare nel mercato di salvaguardia. Ovviamente le condizioni non saranno economicamente favorevoli, e faranno in modo che gli utenti si affrettino nella ricerca di un contratto alternativo [27].

Analogamente al mercato elettrico, dove a tamponare la rimozione delle tariffe regolamentate sarà la Salvaguardia, nel mercato del gas naturale ci si servirà dei SUI, Servizi di Ultima Istanza.

I servizi di ultima istanza, istituiti a seguito del decreto Letta e alla legge n. 99/09 del 23 luglio 2009, si differenziano in FUI, Fornitore di Ultima Istanza, e SDD, Servizio Default di Distribuzione. Inizialmente è stato creato il FUI, aperto a utenti civili e non, con consumi non superiori ai 20.000 smc annui privi di fornitore per motivi indipendenti dalla loro volontà e ad utenti pubblici rimasti privi di fornitore indipendentemente dalla causa. Solo in seguito l'SDD, per servire soggetti che non posso accedere al FUI (qual'ora un utente non risulti idoneo o in caso non sia stato selezionato in una determinata area geografica, tramite concorso, alcun fornitore disponibile ad erogare il servizio).

Nell'ambito delle future evoluzioni del mercato retail, in cui verranno meno le tariffe regolate dell'Autorità, queste due tipologie di servizio saranno utilizzate come mezzo temporaneo per favorire la transizione degli utenti più "piccoli" verso il libero mercato. Nonostante l'Autorità abbia messo in atto sistemi per avvicinare questi utenti al mercato concorrenziale, la maggior parte dei domestici acquista gas naturale ancora nel mercato tutelato (nel 2017 la quota era pari a circa il 63% per i domestici e il 55% per i condomini ad uso domestico). Alcuni dei primi problemi che ci si dovrà porre nell'ambito della ristrutturazione delle regole di funzionamento dei SUI per accogliere anche questa ampia fetta di utenze (ad oggi la configurazione di mercato futura è ancora non nota), riguarderanno:

- La durata massima dei contratti: la preferenza degli esercenti è stata data per un tempo massimo di due anni, per un più agevole ritorno degli investimenti necessari a erogare il servizio;

- La determinazione delle aree geografiche per l'organizzazione dei SUI: una buona distribuzione del servizio sul territorio migliorerebbe la competitività e favorirebbe l'omogeneità di prezzo sul territorio (alcune zone, poiché ritenute rischiose dal punto di vista della morosità, sono soggette a prezzi superiori ad altre).

Come accennato le condizioni economiche nell'ambito delle future evoluzioni di mercato saranno tali da velocizzare il passaggio ad altri tipi di contratti di libero mercato, nonostante ciò nei primi mesi di fornitura verrà posto maggior riguardo verso la tutela degli utenti finali che subiranno direttamente questi cambiamenti.

Le offerte economiche contengono una componente fissa,  $P_{FIX}$ , ed una proporzionale ai volumi prelevati,  $P_{VOL}$ . La prima è determinata da ARERA ancor prima che vengano aperte le procedure concorsuali.  $P_{VOL}$  è invece la somma di più contributi:

- $P_{VOL_{FUI}}$  è dato dalla somma di:
  - ♦  $P_{INGT}$ , espresso in  $\frac{\text{€}}{\text{smc}}$ , è il prezzo a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale (stesso termine dell'offerta PLACET);
  - ♦  $\beta = \beta_1 + \beta_2$  dove  $\beta_1$  è a copertura di ulteriori costi di approvvigionamento e consegna della materia prima (fissato da ARERA prima dell'apertura del concorso, ed è indifferenziato per le diverse tipologie di utenze), e  $\beta_2$  è il valore dell'offerta economica presentata da ogni esercente il FUI, ed è espresso in  $\frac{\text{€}}{\text{smc}}$ .
- $P_{VOL_{SDD}}$ : la struttura è la medesima del  $P_{VOL_{FUI}}$ , a meno del parametro  $\beta$ , che viene sostituito con il  $\gamma = \gamma_1 + \gamma_2$  ( $\gamma_1$  a copertura di ulteriori costi di approvvigionamento e consegna della materia prima (fissato da ARERA prima dell'apertura del concorso, ed è indifferenziato per le diverse tipologie di utenze e  $\gamma_2$  è il valore dell'offerta economica presentata da ogni esercente il FUI); coerentemente, è espresso in  $\frac{\text{€}}{\text{smc}}$  con un differente valore a copertura degli oneri aggiuntivi derivanti dall'erogazione dell'SDD, analoghi al FUI).

In entrambi i casi, a questi si aggiungerebbero gli oneri passanti di trasporto, distribuzione, misura, commercializzazione, oneri generali, e qualora fosse previsto un corrispettivo a copertura dei costi derivanti da morosità dei clienti finali  $INA_{UI}$ .

Nelle tabelle 4.2 e 4.3, sono riportate le condizioni economiche riferite ai periodi di erogazione dei servizi per le differenti tipologie di utenti che potranno usufruire del FUI e dell'SDD; nella 4.4 vi sono invece le condizioni economiche assegnate a partire da ottobre 2018.

Condizioni economiche applicate ai clienti FUI

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	PERIODO DI EROGAZIONE FUI	CONDIZIONI ECONOMICHE APPLICATE
CLIENTI DOMESTICI - CONDOMINI USO DOMESTICO CON CONSUMO MASSIMO DI 200.000 smc/anno	PRIMI 3 MESI	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1$
	DAL 4° MESE	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1 + \beta_2$
SERVIZIO PUBBLICO	PRIMI 3 MESI	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1 + 0.7 * \beta_2$
	DAL 4° AL 6° MESE	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1 + \beta_2$
	DAL 7° MESE	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1 + 1.3 * \beta_2$
CLIENTI ALTRI USI CON CONSUMO MASSIMO DI 50.000 smc/anno	PRIMI 3 MESI	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1 + 0.7 * \beta_2$
	DAL 4° MESE	$P_{FIX} + P_{\_INGT} + \beta_1 + \beta_2$

Tabella 4.2 – Fonte: ARERA

### Condizioni economiche applicate ai clienti SDD

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	PERIODO DI EROGAZIONE FUI	CONDIZIONI ECONOMICHE APPLICATE
CLIENTI PER I QUALI NON SUSSISTONO I REQUISITI PER L'ATTIVAZIONE DEL FUI	PRIMI 3 MESI	$PFIX + P\_INGT + \gamma_1 + 0.7 * \gamma_2$
	DAL 4° AL 6° MESE	$PFIX + P\_INGT + \gamma_1 + \gamma_2$
	DAL 7° MESE	$PFIX + P\_INGT + \gamma_1 + 1.3 * \gamma_2$
CLIENTI PER I QUALI SUSSISTONO I REQUISITI PER L'ATTIVAZIONE DEL FUI, MA NON RISULTA POSSIBILE	MEDESIME CONDIZIONI PREVISTE PER IL FUI (VEDI TABELLA FUI)	

Tabella 4.3 – Fonte: ARERA

### PFIX, $\beta_1$ e $\gamma_1$ per i SUI

Assegnati dall'1 ottobre 2018

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	PFIX - €/PDR/anno
CLIENTI DOMESTICI	60,01
CONDOMINI USO DOMESTICO	78,82
SERVIZIO PUBBLICO	78,82
CLIENTI ALTRI USI	78,82

TIPOLOGIA CLIENTE FINALE	$\beta_1$ e $\gamma_1$ - €/Smc
TUTTI CLIENTI FINALI	0,032877

Tabella 4.4 – Fonte: ARERA

#### 4.2. I soggetti aggregatori di domanda per le forniture di energia elettrica

Le centrali di acquisto, analogamente all'Acquirente unico, svolgono la funzione di aggregatori di domanda per far sì che possano esercitare potere negoziale anche quegli utenti che singolarmente non ne avrebbero. Enti come Consip, a livello nazionale, e SCR-Piemonte, a livello regionale, svolgono questo ruolo per le Pubbliche Amministrazioni. L'AU invece fino a che saranno in vigore i servizi di tutela si occuperà dei piccoli utenti, quali domestici e PMI, che a seguito della liberalizzazione del mercato energetico e dell'emanazione di nuove regole potrebbero potenzialmente approvvigionarsi attraverso gli enti appena citati. Sorge però spontaneo chiedersi quale sia a livello economico il soggetto aggregatore che svolga il proprio ruolo nel modo economicamente più efficiente relativamente alla fornitura di energia elettrica.

Di seguito viene proposto un confronto tra i prezzi dell'energia che rispettivamente l'AU, Consip e SCR hanno offerto per l'anno 2018.

Nell'ambito delle forniture di energia elettrica, e non solo, i soggetti aggregatori di domanda hanno il compito di creare grandi gruppi di acquisto per accrescere il potere negoziale di soggetti che singolarmente non ne avrebbero. Infatti, stipulare sul mercato libero un contratto di fornitura significherebbe in molti casi accettare un'offerta proposta dal fornitore senza possibilità di ottenerne di migliori.

##### *Acquirente Unico*

L'acquirente unico risulta essere il maggior soggetto aggregatore in Italia, in quanto il mercato di Maggior Tutela copriva nel 2017 una quota pari al 18% [28] del consumo nazionale (320.5 TWh per l'anno 2017).

L'acquirente Unico è il soggetto che acquista energia elettrica nel mercato all'ingrosso per poi rivenderla agli esercenti la maggior tutela ad un prezzo detto "di cessione"; tale prezzo di cessione è differenziato per fasce orarie F1, F2 e F3, ed è dato dalla somma di quattro contributi:

- Il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia nei mercati all'ingrosso, a copertura dei rischi derivanti dalle oscillazioni del mercato e per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- Costi sostenuti per il servizio di dispacciamento;
- Copertura del costo di acquisto e vendita agli utenti in maggior tutela;
- A copertura degli oneri finanziari generati dal finanziamento per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela.

A loro volta gli esercenti la maggior tutela, scelti sulla base di requisiti determinati da ARERA, rivendono l'energia elettrica acquistata agli utenti finali alle condizioni economiche definite dall'Autorità. Come già accennato con la delibera 633/2016/R/eel sono state apportate modifiche ad alcune condizioni contrattuali del servizio di maggior tutela. In particolare, la componente PE a copertura dei costi di approvvigionamento, si basa ora su un calcolo del costo medio trimestrale, e non più annuale che si presume verrà sostenuto dall'AU. Questa modalità di calcolo era già stata applicata ad utenti non domestici, e solo con questa delibera è stata allargata anche agli utenti domestici. La motivazione principale è stata quella di rendere le tariffe della Maggior Tutela più allineate alle dinamiche del mercato al (MGP).

### *Con.S.I.P. - Concessionaria Servizi Informativi Pubblici [29]*

Dopo l'AU, Consip risulta essere il più grande soggetto aggregatore per una moltitudine di beni, tra i quali anche l'energia elettrica ed il gas naturale. Consip è l'ente che gestisce il MEPA, o Mercato Elettronico delle Pubbliche Amministrazioni, che rappresenta lo strumento utilizzato dalle PA per gli acquisti di beni con importi al di sotto della soglia comunitaria, pari a 200.000 €. Le procedure di acquisto vengono scelte da chi effettua l'ordine, e possono avvenire tramite Gara oppure attraverso un Ordine Diretto. Per quanto riguarda i soli acquisti tramite ODA, vi è un limite superiore a 40.000 €.

Per quanto riguarda le forniture di energia elettrica, Consip provvede ogni anno ad indire una gara d'appalto per l'assegnazione delle forniture delle Pubbliche Amministrazioni. A livello nazionale la domanda è stata suddivisa in lotti, che non coincidono necessariamente con i confini regionali ed il cui numero è variato negli anni (ad oggi sono 17 ed il Piemonte rientra nel lotto numero uno). Per ognuno dei lotti viene stimata una quota di consumo, che sarà oggetto della gara ed il cui esaurimento, maggiorato di un plafond previsto del 10% del totale previsto dal lotto, comporterà la cessazione della convenzione stipulata tra fornitore e Consip. Alla gara d'appalto possono partecipare tutte le società di vendita che rispondono ai requisiti riportati nel bando; i vincitori verranno scelti a seguito di un'asta, ed il criterio di aggiudicazione, come definito nel capitolato di gara, si basa sulla scelta dell'offerta a prezzo più basso. Sia per le offerte a prezzo fisso che variabile viene definita una base d'asta, al di sotto della quale dovranno risultare le proposte offerte dalle società di vendita al fine di partecipare alla gara. Per Consip, la base d'asta è costituita da uno spread, calcolato come media tra lo spread assegnato per l'offerta a prezzo fisso e spread assegnato per l'offerta a prezzo variabile, e che a loro volta derivano da una media pesata degli spread differenziati per le diverse fasce orarie. Ad aggiudicarsi le forniture saranno le società di vendita che per i lotti oggetto della gara proporranno gli spread più bassi.

Relativamente alle offerte a prezzo fisso, il prezzo è dato dalla somma dello spread del soggetto aggiudicatario e dal prodotto fisso, ovvero il valore medio delle quotazioni giornaliere del settlement price dell'Italian Baseload Quarter Futures dei quattro quarter di riferimento della delivery (rilevate sull'Italian Futures di EEX Power derivatives). Per l'attivazione della fornitura a prezzo fisso, è necessario che l'ordine di acquisto (ODA) pervenga a Consip tre mesi prima di quello che sarà il mese di avvio della delivery, e ad ognuno di questi corrisponderà un'offerta economica differente, che si basa appunto sul calcolo di una media delle quotazioni che viene fatta durante il quarto mese antecedente l'avvio della consegna. Comprare energia a prezzo fisso equivale a stipulare un contratto a termine, ovvero ad acquistare energia a partire da una certa data fino alla scadenza del contratto, ad un prezzo definito in fase di contrattazione. Per quanto riguarda invece le offerte a prezzo variabile, hanno come riferimento il PUN medio mensile, differenziato per fasce, del mercato del giorno prima (MGP).

La durata delle forniture può variare: le forniture negoziate a prezzo fisso hanno una durata massima di 12 mesi a partire dalla data di attivazione; lo stesso per le quelle a prezzo variabile, con la differenza che possono essere soggette a proroghe in caso di disponibilità, sia nel lotto in questione sia in altri (se in un lotto vi è disponibilità di fornitura, può essere utilizzata da un altro lotto che ha invece terminato la quota prevista dal suo lotto di appartenenza, a patto che il fornitore aggiudicatario sia il medesimo per i due lotti).

### *Società di Committenza Regione Piemonte [30]*

SCR è la centrale di committenza regionale per il Piemonte. La sua funzione è analoga a quella di Consip a livello però regionale; stipula quindi convenzioni per la fornitura di energia elettrica e

gas naturale (non di interesse nella presente trattazione), a favore di Enti regionali ed enti di diritto pubblico piemontesi.

I quantitativi ordinati di energia elettrica si basano su consumi storici, e sono ripartiti per le differenti tipologie di utenza, che vanno dalle alte tensioni alle basse tensioni, e per fasce orarie di consumo. Le aste si svolgono in maniera analoga a quelle di Consip, e vengono proposte solo offerte a prezzo fisso. La base d'asta è costituita da prezzi, potenzialmente differenziati per fasce orarie ed i contratti hanno durata massima di dodici mesi a decorrere dal primo gennaio di ogni anno.

La principale differenza tra le diverse stazioni appaltanti è data dal timing di acquisto. Il loro limite principale è invece l'impossibilità di attuare delle strategie di acquisto efficienti e strutturate per via di stringenti condizioni poste dalle normative che impediscono a questi enti di agire con flessibilità.

#### 4.3. Confronto tra le condizioni economiche di ARERA e le condizioni economiche delle centrali di committenza della Pubblica Amministrazione

Durante gli anni 2017 e 2018 sono stati avviati i meccanismi di Tutela Simile (ormai terminata) e di PLACET precedentemente presentati, volti ad avvicinare l'utente finale, che ancora non si approvvigiona nel libero mercato, alla concorrenza. In occasione della completa liberalizzazione sarà necessario che anche gli utenti finali possano trovare un modo economicamente efficiente per approvvigionarsi nel wholesale market. Pertanto è interessante andare a valutare quale delle opzioni presentate, tra le offerte di libero mercato a condizioni standardizzate (PLACET) e le offerte che le società di committenza riescono a proporre, risulta più vantaggiosa se comparata alle condizioni economiche proposte dall'Autorità.

Come caso specifico per l'analisi è stata scelta la regione Piemonte; pertanto le condizioni economiche scelte relativamente a Consip sono quelle del Lotto 1. Per i diversi proponenti sono state valutate le offerte a prezzo fisso ed a prezzo variabile, quest'ultima non presente per SCR; PLACET invece presenterà solo l'offerta per il solo anno 2018, e viene richiamata dal capitolo precedente.

Dovendo confrontare tra loro i prezzi medi ponderati nelle fasce orarie di consumo, si è dovuto scegliere un profilo di consumo che rappresentasse a pieno il prelievo di un utente domestico; la scelta è ricaduta allora sulla ripartizione dei consumi rilevata da ARERA in quanto quest'ultima gestisce la quota più importante di consumi tra i soggetti aggregatori presentati. Per quanto riguarda invece la suddivisione della fascia F23 in F2 e F3, si è semplicemente ripartita la percentuale sul numero di ore effettive rientranti nelle due rispettive fasce sulla base della definizione delle stesse approvata dall'Autorità.

Percentuale consumi in fascia F1	Percentuale consumi nelle fasce F2 e F3	
34,20%	65,80%	
	F2	F3
	36%	64%

Tabella 4.5 - Ripartizione in fasce orarie di consumo utilizzata per la comparazione dei prezzi (Fonte: Arera per la ripartizione F1-F23).

Per quanto riguarda le condizioni economiche applicate agli utenti della Maggior Tutela (il solo prezzo della materia prima, inclusivo della componente PE e PPE), viene pubblicato trimestralmente sul portale dell'Autorità, dove sono appunto state reperite [31].

Si ricorda come i prezzi offerti da SCR e Consip siano inclusivi di eventuali oneri relativi alle emissioni di  $CO_2$  e dei corrispettivi di sbilanciamento e dell'assegnazione della capacità di trasporto.

Come accennato Consip pone a base d'asta degli spread, a cui i concorrenti per la fornitura devono rispondere con una controproposta al ribasso. Per il 2017 ed il 2018 gli aggiudicatari delle gare sono risultati Gala e Iren, che hanno rispettivamente provveduto ad offrire le seguenti condizioni economiche a prezzo fisso e variabile:

GARA	FORNITORE	PRODOTTO FISSO APPLICATO DA GALA PER LA GARA D'APPALTO			SPREAD OFFERTI PER FASCE ORARIE DI CONSUMO [€/MWh] - Altri Usi Bassa Tensione		
		Mese di acquisto	Mese di avvio delivery	Euro/MWh	F1	F2	F3
EE14	GALA	ott-16	gen-17	41,90	-10,28	9,70	15,00
EE15	IREN	ott-17	gen-18	49,37	6,71	7,04	-7,09
SPREAD A BASE D'ASTA (il medesimo per le due gare d'appalto, al netto delle perdite di rete)					15	15	15

Tabella 4.6 - spread offerti da Gala e Iren per le gare EE14 e EE15 di Consip - Offerta a prezzo fisso.

GARA	FORNITORE	SPREAD OFFERTI PER FASCE ORARIE DI CONSUMO [€/MWh] Tipologia di utenza - Altri Usi Bassa Tensione		
		F1	F2	F3
EE14	GALA	-15,29	-2,22	15,00
EE15	IREN	0,81	0,81	0,81
SPREAD A BASE D'ASTA (il medesimo per le due gare d'appalto, al netto delle perdite di rete)		15	15	15

Tabella 4.7 - Spread offerti da Gala e Iren per le gare EE14 e EE15 di Consip – Offerta a prezzo variabile.

Gli spread offerti nella gara 14 da Gala risultano essere molto bassi, rendendo questo caso particolare ed anomalo: si è scelto di considerarlo lo stesso a seguito del risultato migliore raggiunto dalla gara di SCR, come si vedrà nel seguito, per l'anno 2017. È opportuno precisare che Gala nel 2017 è andata in contro a fallimento per via delle dinamiche di mercato che erano andate in forte contrasto con i prezzi eccessivamente bassi che il fornitore aveva proposto; questo ha fortemente e negativamente impattato sulle utenze delle PA che aveva in fornitura attraverso Consip, molte delle quali hanno dovuto ricorrere al mercato di Salvaguardia, la quale offre condizioni economiche estremamente svantaggiose. Questo porta dunque ad osservare come non vi sia stato alcun controllo che abbia segnalato un'offerta economica anomala proposta in fase di gara.

L'offerta a prezzo fisso che ha vinto la gara indetta da SCR, sia per l'anno 2017 che per l'anno 2018 è stata presentata da NOVA AEG S.p.A. ed è dettagliata di seguito:

TARIFFA A PREZZO FISSO SCR (€/MWh) - NOVA AEG S.p.a.			
GARA	F1	F2	F3
98/2016 (2017)	50,19	50,59	36,19
99/2017 (2018)	59,59	59,99	49,99
BASE D'ASTA	60,00	60,00	60,00

Tabella 4.8 - Offerta economica NOVA AEG Spa (Operatore Piemontese) a prezzo fisso per SCR-Piemonte.

La comparazione delle offerte presentate, viene fatta sui prezzi medi ponderati calcolati a partire dalle tariffe offerte; questi sono stati prima di tutto ponderati mensilmente, evidenziando la stima del trend mensile del prezzo della materia prima (grafici 4.1 e 4.2), ed in seguito su base annuale; è proprio il prezzo medio ponderato annuale a rappresentare il prezzo che è stato pagato dall'utente per la materia prima acquistata per tutto l'anno (tabella 4.8). Viene evidenziato innanzitutto come i prezzi dell'energia all'utente finale siano cresciuti dal 2017 al 2018, e questo non sorprende dati i risultati dell'analisi presentata nel capitolo 2. L'incremento del prezzo

della  $CO_2$  ha portato infatti l'incremento del costo dell'energia elettrica, riscontrato in particolare modo nella seconda metà del 2018. Questo fattore non ha influenzato ovviamente le tariffe a prezzo fisso, che in una situazione di rialzo dei prezzi si sono dimostrate estremamente convenienti.

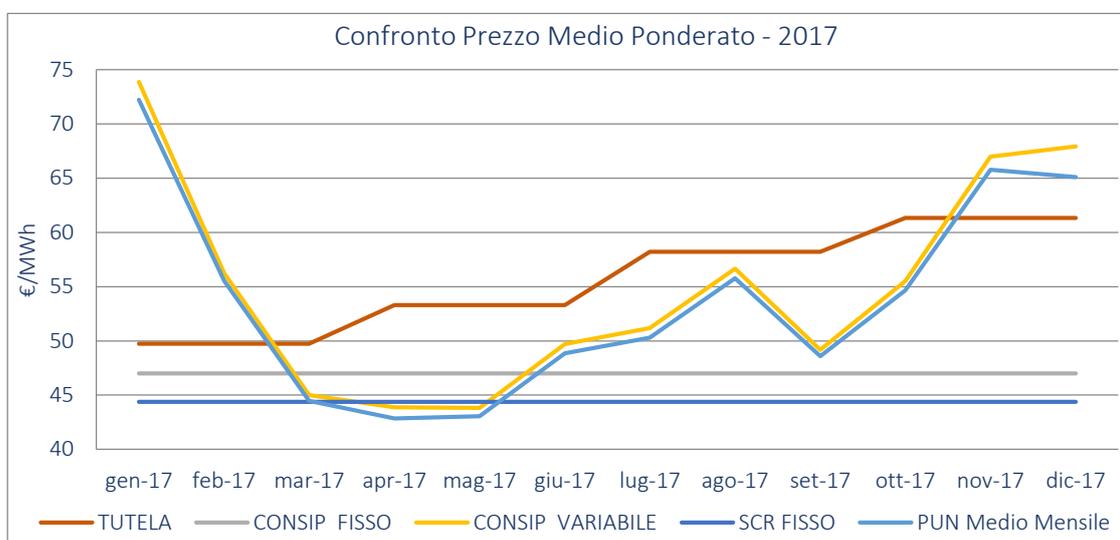


Grafico 4.1 - Prezzo medio ponderato calcolato mensilmente durante l'anno 2017 per le diverse offerte.

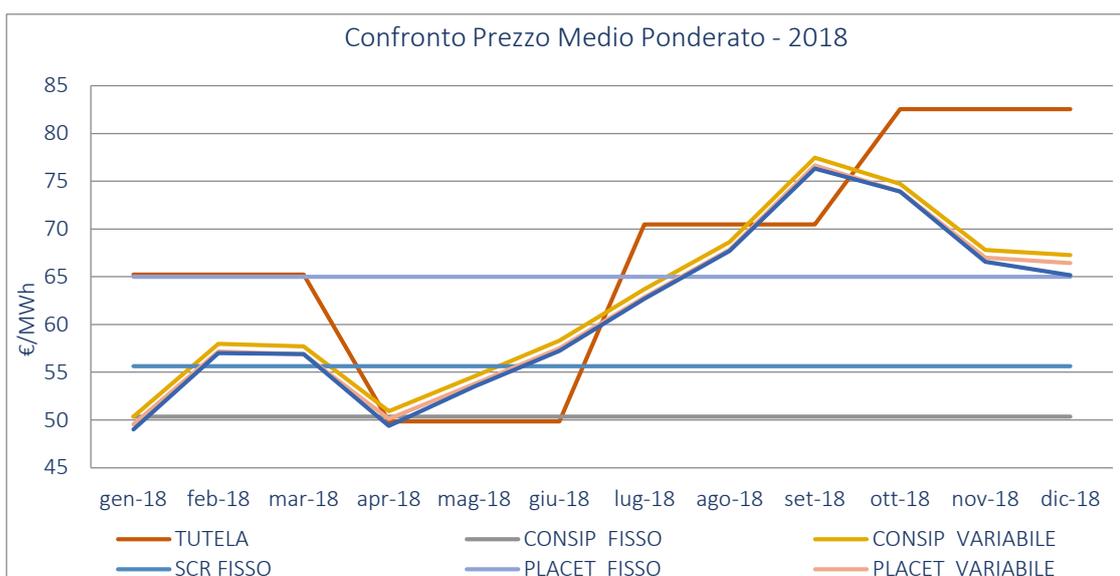


Grafico 4.2 - Prezzo medio ponderato calcolato mensilmente durante l'anno 2018 per le diverse offerte.

A dimostrazione di quanto accennato, nella tabella sono riportati i prezzi medi ponderati annuali: i prezzi inferiori sono rappresentati dalle offerte a prezzo fisso di Consip e SCR.

PREZZO MEDIO PONDERATO [€/MWh]						
ANNO	TUTELA	CONSIP		SCR	PLACET	
		VARIABILE	FISSO	FISSO	VARIABILE	FISSO
2017	52,71	54,19	47,00	44,39		
2018	62,08	57,29	50,35	55,64	65,00	56,48
<b>VARIAZIONE</b>	<b>18%</b>	<b>7%</b>	<b>6%</b>	<b>25%</b>		

Tabella 4.9 - Prezzi medi ponderati e loro variazione dal 2017 al 2018.

Ipotizzando che delle utenze domestiche avessero potuto approvvigionarsi attraverso questi soggetti aggregatori, nel grafico sottostante è riportata la spesa per la materia prima che per i

rispettivi anni si sarebbe dovuto sostenere. Le offerte più convenienti risultano essere quelle a prezzo fisso di SCR per l'anno 2017, che avrebbe consentito un risparmio del 15.5% rispetto alla Maggior Tutela, e di Consip per l'anno 2018, che invece avrebbe portato ad un 19.5% di risparmio.

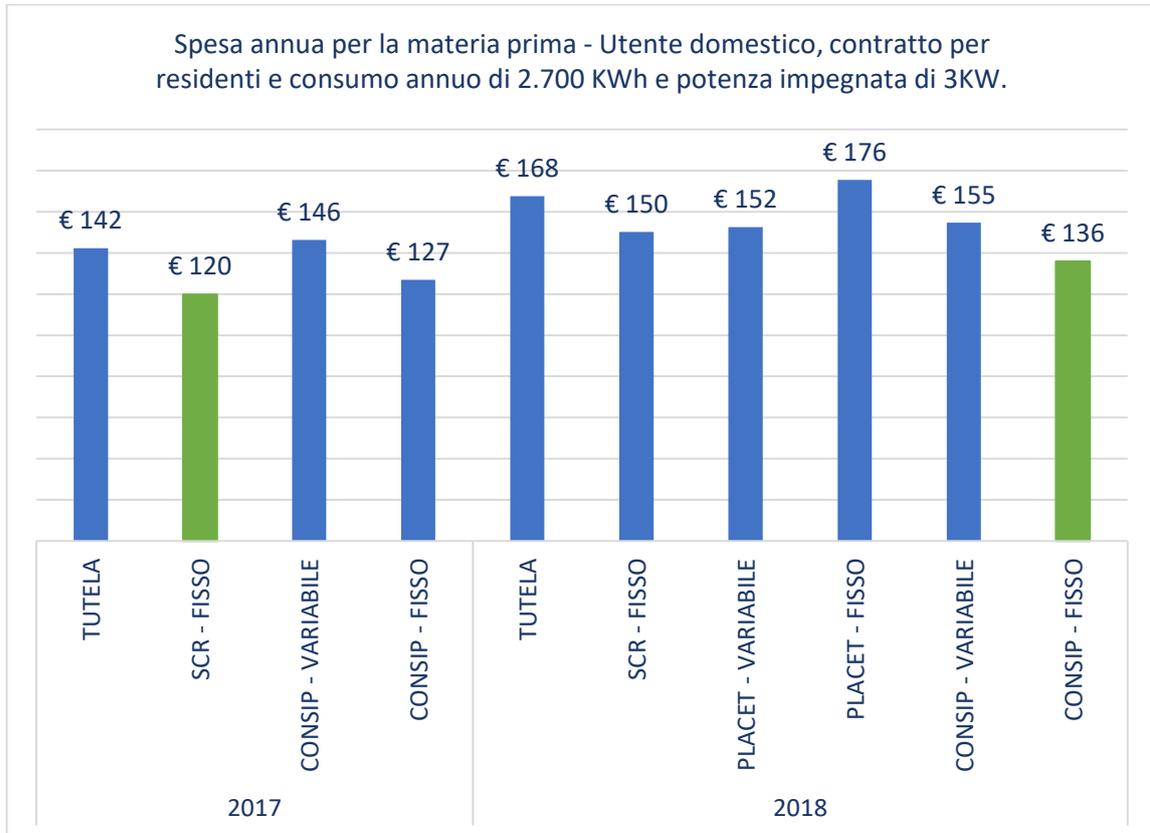


Grafico 4.3 - Previsione spesa annua per il costo della materia prima per le offerte in analisi.

Ad oggi le forniture gestite da Consip ed SCR riguardano solo le Pubbliche Amministrazioni; dimostrata con la precedente analisi la convenienza economica alla quale porterebbe l'attività di enti specializzati, e dotati di esperti che conoscendo le dinamiche di mercato riescono trarre vantaggio economico dalla contrattazione, si può pensare al beneficio che soggetti aggregatori, anche differenti da quelli pocanzi presentati, potrebbe portare a tutti quegli utenti che a seguito dell'apertura completa del mercato elettrico si troveranno in balia di un sistema a loro ignoto come quello del mercato concorrenziale dell'energia. Un'ultima osservazione è possibile farla in merito all'effettiva convenienza nella presenza di più enti che svolgono la stessa funzione di aggregatori di domanda, ma con differente efficienza. Bisognerebbe infatti appurare l'effettiva utilità ed il vantaggio economico che si trae dalla presenza di più enti aggregatori, il cui mantenimento grava sulle tasche dei contribuenti.

Si sottolinea infine l'importanza di figure specializzate come l'Energy Manager e l'Esperto in Gestione dell'Energia, il cui ruolo sarà fondamentale nell'intermediazione e nella diffusione di un sapere necessario per una corretta interpretazione del mercato, ed ancora per la nascita di nuovi soggetti in grado di aggregare la domanda di tutti quegli utenti domestici che potrebbero scegliere di aderire ai "gruppi di acquisto" per l'approvvigionamento di energia elettrica e gas naturale (caso non trattato nel presente studio).

#### 4.4. L'utente finale - Consapevolezza ed efficienza nella valutazione delle condizioni economiche nel libero mercato

È stato valutato nel precedente paragrafo quelle che sono le possibilità per un utente finale di ottenere un contratto di fornitura senza che questo sia in prima persona coinvolto nella scelta e nella gestione della stessa; attraverso la Maggior Tutela e i gruppi di acquisto l'utente ha un intermediario il cui compito è quello di ottenere per lui condizioni economiche vantaggiose. Attraverso le offerte PLACET i consumatori cominciano ad intravedere e a dover scegliere attivamente tra le condizioni proposte in un contratto di libero mercato, ma essendo queste a condizioni standardizzate risultano facilmente paragonabili solo ad altre offerte PLACET o alla Salvaguardia; per questo motivo non si dimostrano particolarmente utili ai fini della comprensione di future offerte di concorrenti nel libero mercato (diverse da offerte PLACET). Inoltre, nel passaggio dal mercato regolamentato al mercato libero per chi non è a conoscenza almeno della struttura della tariffazione, può essere molto complicato trovare una corrispondenza tra le voci di costo che vengono applicate nell'uno e nell'altro: in questo modo risulterebbe difficoltoso e confusionario comprendere una fattura o un contratto.

Il primo passo per il raggiungimento dell'indipendenza nella scelta di un contratto di approvvigionamento e nella gestione della propria fornitura è allora la conoscenza della struttura dei costi che permetta di orientarsi nella loro lettura, e soprattutto di approcciarvisi con spirito critico. Nel seguente paragrafo verrà presentato un modello per il controllo di gestione pensato, per gli utenti domestici, come uno strumento di comprensione, verifica e valutazione.

##### 4.4.1. Il controllo di gestione dell'energia elettrica - Modello per la comprensione della struttura della tariffazione in regime di maggior tutela e per la valutazione di una potenziale offerta economica nel libero mercato

Il modello che viene di seguito presentato pone le sue basi sul controllo di gestione, ma è strutturato in modo da essere un valido strumento di comprensione e valutazione. Questo strumento di controllo, può rivelarsi estremamente utile nell'ambito della gestione domestica dell'energia, divenendo soprattutto una buona soluzione per colmare una grossa lacuna della maggior parte degli utenti dei servizi energetici: la carenza di informazione e la mancanza di responsabilità, che portano il cliente finale ad essere passivo nella scelta del contratto di fornitura e non efficiente nella gestione della stessa.

L'utilizzo di questo modello può quindi svilupparsi in tre diverse fasi, corrispondenti al grado di conoscenza da parte dell'utente rispetto alla *comprensione della struttura della tariffazione*, al *controllo di gestione della fatturazione* e alla *scelta delle offerte di libero mercato*

##### 4.4.1.1. Comprensione della struttura della tariffazione

L'obiettivo è quello di trovare la corrispondenza delle voci di costo tra il libero mercato e il mercato regolamentato, in vista della rimozione della Maggior Tutela e quindi in vista di una potenziale scelta di un fornitore nel libero mercato.

Negli ultimi anni la struttura della tariffazione è cambiata a seguito di una riforma che ha coinvolto prettamente il mercato tutelato e che mirava alla rimozione della tariffazione progressiva; questa prevedeva la presenza di tariffe differenti per scaglioni di consumo, risultando poco equa, nonostante un'analisi dell'Autorità [ ] abbia mostrato come sia leggermente aumentata la spesa per i piccoli consumatori (domestici residenti con contatori da 3 KW) e sia diminuita invece per chi ha taglie di contatori superiori con consumi maggiori.

Nel servizio di Maggior Tutela (ricordandosi che è aperta alle sole basse tensioni) la prima distinzione tra utenti domestici e non domestici: per i primi le distinzioni successive si basano sulla

possibilità di avere un contratto per residenti e non e sulla possibilità di avere una tariffazione dedicata per via dell'utilizzo di pompe di calore come sistema unico di riscaldamento; i non domestici invece sono suddivisi per taglie di potenza impegnata del contatore e salvo per la materia energia, tutte le altre componenti sono le medesime che vengono applicate nel libero mercato.

La trattazione si concentra su un ipotetico utente domestico, con contratto per residenti e contatore da 3KW; la struttura viene di seguito spiegata andando, per ogni voce di costo, a trovare corrispondenza tra il libero mercato e la Maggior Tutela. Per facilitare il confronto, la ripartizione delle voci di costo utilizzata nella trattazione, rispecchia quella di una bolletta.

- *Materia Energia*

La prima quota della bolletta elettrica è la materia energia, in cui si trovano tutte le differenze tra mercato libero e regolamentato.

Il primo termine della materia energia nell'ambito della Maggior Tutela è il PED, o Prezzo Energia e Dispacciamento, composto da PE (Prezzo dell'energia) e PD (Prezzo di Dispacciamento). La PE è prezzo dell'energia elettrica offerto, ovvero il termine oggetto di contrattazione, che viene aggiornato trimestralmente dall'Autorità; nel libero mercato questa voce dipende invece dall'offerta economica accettata con la società di vendita. La PD rappresenta invece il costo di dispacciamento, l'attività svolta da Terna per il bilanciamento continuo della rete, trimestralmente aggiornato dall'Autorità. Quest'onere nel libero mercato è invece rappresentato dalla somma di sei corrispettivi, dettagliati nella tabella 4.11.

La voce PED della Maggior Tutela, come mostrato in tabella 4.10, corrisponde nel libero mercato alla somma dell'analogo voce di dispacciamento e del prezzo dell'energia elettrica offerto dal fornitore a copertura dei costi di approvvigionamento.

MATERIA ENERGIA									
MAGGIOR TUTELA									
PED			DISPACCIAMENTO			PEREQUAZIONE	COMMERCIALIZZAZIONE		
PE			PD - A copertura dei costi relativi ai servizi di dispacciamento - Aggiornamento trimestrale dell'Autorità	DISPbt - a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela con la PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV.			PPE	PCV - Viene preso come riferimento un operatore ritenuto efficiente del libero mercato	
F1 [c€/KWh]	F23 [c€/KWh]	FU [c€/KWh]	[c€/KWh]	Entro 1800 KWh/anno [c€/KWh]	Oltre 1800 KWh/anno [c€/KWh]	[c€/ANNO]	[c€/KWh]	[c€/ANNO]	
MERCATO LIBERO - BASSE TENSIONI									
ENERGIA		DISPACCIAMENTO		NON DOVUTE NEL LIBERO MERCATO			COMMERCIALIZZAZIONE		
Questa quota dipende da quello che il fornitore del mercato libero propone.		Nel libero mercato il costo del dispacciamento è dato dalla somma di più contributi, aggiornati trimestralmente da Terna.					Definita dal fornitore del libero mercato.		

Tabella 4.10 - Voci di costo inerenti alla materia prima.

Un'ulteriore componente a carico dell'utente relativamente alla materia energia è la DISPbt, che pagano tutti gli utenti titolari di un punto di dispacciamento connesso in bassa tensione ed aventi diritto a servizio di Maggior Tutela (viene quindi pagata sia dagli utenti del libero mercato che da quelli del mercato vincolato), ed è definito nell'articolo 25 del Testo Integrato Settlement dell'Autorità (riportato nella tabella 3 del Testo Integrato della Vendita).

CORRISPETTIVI DISPACCIAMENTO				
ARTICOLO 24 DEL TIS "Corrispettivi di dispacciamento in base all'energia prelevata"				CHI LO PAGA
24.1	ART 44.3	DELIBERAZIONE 111/06	corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento	ciascun utente del dispacciamento
24.2	ART 45.2	DELIBERAZIONE 111/06	corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema	ciascun utente del dispacciamento
24.3	ART 46	DELIBERAZIONE 111/06	corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna	ciascun utente del dispacciamento
24.5	ART 48	DELIBERAZIONE 111/06	corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva	ciascun utente del dispacciamento
24.6	ART 73	DELIBERAZIONE 111/06	corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico	ciascun utente del dispacciamento
24.7	ART 44BIS	DELIBERAZIONE 111/06	corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica	ciascun utente del dispacciamento
ARTICOLO 24BIS DEL TIS "Corrispettivo a copertura dei costi del SII"				
SOPPRESSO				-

Tabella 4.11 - Corrispettivi di dispacciamento applicati nel libero mercato alle utenze in bassa tensione.

Vi è poi una componente presente solo per la Maggior Tutela, la PPE, per la copertura dei costi derivanti dagli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento. All'interno della materia energia vengono considerate anche le perdite di energia elettrica nella rete; a seconda del livello di tensione, rappresentano una percentuale dell'energia elettrica consumata, che per le basse tensioni è del 10.4%. Le perdite tuttavia non si applicano a tutti i corrispettivi della bolletta, bensì solo a PE, PD e PPE: sul portale dell'Autorità i prezzi che vengono presentati sono già comprensivi delle perdite, mentre nel libero mercato sia al prezzo della materia energia che del dispacciamento sono ancora da aggiungere.

La componente di commercializzazione è presente in entrambe le tariffazioni, e solitamente nella Maggior Tutela viene preso come valore di riferimento il prezzo di commercializzazione adottato da una società di vendita del mercato libero ritenuta efficiente. È possibile infatti trovare la stessa componente applicata mensilmente nei due casi, ma non è scontato: ogni società può decidere di applicare un costo maggiore o inferiore.

- *Trasporto e gestione del contatore e oneri di sistema*

Passando alla seconda macro voce della bolletta, si trova la "spesa per il trasporto e gestione del contatore". Essa ingloba tutti costi di trasmissione, distribuzione, misura ed alcuni oneri. Le prime tre voci compongono la TD, o tariffa obbligatoria di distribuzione, nata dalla riforma tariffaria a seguito della fusione delle tariffe D2 e D3 (rispettivamente per domestici residenti con potenza impegnata minore o uguale di 3 KW, e utenti domestici non residenti o residenti con potenze superiori a 3 KW). Vi sono in aggiunta altre due voci di costo, la componente UC3, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, e la UC6, a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio. La struttura complessiva di queste voci costo è dettagliata nella tabella 4.12 ed è la medesima per il mercato libero e regolamentato.

Oneri comuni alla tariffazione del mercato libero e regolamentato.

TRASPORTO E GESTIONE DEL CONTATORE						ONERI GENERALI				
TD - Include: TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA			UC3	UC6		Arim			Asos	
SIGMA 1	SIGMA 2	SIGMA 3								
[c€/ANNO]	[c€/KW]	[c€/KWh]	[c€/KWh]	[c€/KWh]	[c€/KW]	Entro 1800 KWh/anno [c€/KWh]	Oltre 1800 KWh/anno [c€/KWh]	[c€/ANNO]	Entro 1800 KWh/anno [c€/KWh]	Oltre 1800 KWh/anno [c€/KWh]

Tabella 4.12 - Oneri comuni alla tariffazione del libero mercato e della maggior tutela.

A chiudere il quadro vi sono le componenti Arim e Asos, che rappresentano i cosiddetti oneri generali di sistema. Precedentemente questa voce di costo era così frammentata:

- A2: per la copertura dei costi derivanti dallo smantellamento delle centrali nucleari<sup>6</sup>;
- A3: è la quota più consistente fra tutte poiché copre i costi dovuti all'incentivazione delle fonti rinnovabili, della cogenerazione, lo scambio sul posto, il ritiro dedicato dell'energia, meccanismi del GSE per il ritiro dei certificati verdi, la copertura degli oneri dovuti alla CO<sub>2</sub> per impianti rientranti nel CIP6/92, e la tariffa onnicomprensiva per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- A4: inizialmente questa quota era nata per la copertura di agevolazioni a forte consumo di energia, ma ad oggi è stata limitata all'agevolazione delle Ferrovie dello Stato (le quali sono soggette alla sola MCT);
- A5: per il finanziamento di attività di ricerca sul sistema elettrico;
- As: per la copertura dell'agevolazione "Bonus Elettrico";
- Ae: necessaria al finanziamento delle agevolazioni delle imprese a forte consumo di energia in media ed alta tensione;
- UC4: necessaria alla copertura di costi per il mantenimento di 12 aziende elettriche sulle isole minori;
- MCT: o "misure di compensazione territoriale" a favore dei territori che ospitano le centrali nucleari dismesse e gli impianti di trattamento delle scorie;
- UC7: necessaria per la copertura dei costi derivanti dalla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia elettrica;
- UC3: componente di perequazione nell'ambito del trasporto dell'energia elettrica su reti di trasmissione e distribuzione;
- UC7: per coprire eventuali costi derivanti da recuperi di qualità del servizio elettrico.

Tutte queste componenti sono confluite in Arim e Asos, andando rendere particolarmente complicata la tracciabilità dei costi che ognuno di noi sostiene in bolletta: tutte le precedenti componenti, si precisa, non sono infatti state rimosse, sono semplicemente state ripartite in due calderoni, quello della Arim e quello della Asos, che vengono applicate agli utenti in modo differenziato a seconda delle caratteristiche del punto di fornitura.

Questo quadro generale della tariffazione dà un'idea della complessità del sistema tariffario, motivo per cui uno strumento come il controllo di gestione può tornare utile al fine di verificarne la correttezza e comprendere ogni voce di costo contenuta in fattura.

Conoscere la struttura della tariffazione avvicina l'utente finale alla comprensione del funzionamento del sistema energetico stesso, perché non solo ci informa di tutte quelle che sono le componenti che vengono pagate in bolletta, ma aiuta a comprenderne il perché; la

<sup>6</sup> Latina, Caorso, Trino Vercellese, Garigliano.

comprensione di quelli che sono tutti gli oneri di sistema che appesantiscono ogni mese la bolletta, rendono palese la bassa efficienza ed equità del sistema energetico italiano.

#### 4.4.1.2. Gestione della fornitura e verifica della fatturazione

Permette di monitorare tutti quei fattori che, in quanto coinvolti nel “sistema di gestione domestico”, impattano sul risparmio dell’energia e sulle spese energetiche, mettendo l’utente nelle condizioni di poter modificare delle cattive abitudini o riscontrare errori di fatturazione.

Il controllo di gestione coinvolge innanzitutto i consumi e la potenza disponibile dell’utenza durante il mese, che permettono di conoscere il proprio profilo di consumo mettendo in luce atteggiamenti che possono risultare economicamente sconvenienti; questo si capirà analizzando più avanti il profilo di consumo dei casi studio. In secondo luogo la tariffazione: a partire dai consumi, dalla potenza disponibile, dal tipo di contratto stipulato e dalle sue condizioni economiche è possibile ricostruire le singole voci di spesa.

I due casi studio riportati riguardano due utenze domestiche di cui una con contratto di fornitura nel libero mercato e l’altra nel mercato tutelato.

Il modello si sviluppa a partire da un database contenente il set completo di corrispettivi di cui si compongono le tariffe, in bassa tensione, nel mercato libero e tutelato; a seconda della tipologia di utenza sulla quale si vuole effettuare l’analisi verranno recuperate dal database le informazioni necessarie a ricostruire il profilo tariffario della fornitura. Nel dettaglio, la differenziazione si basa su alcuni parametri che fungono da input per il recupero dei dati:

- Potenza impegnata;
- Fascia di consumo annuo;
- Utenza domestica per residenti o non residenti;
- Se si tratta o meno di utenze che fanno uso di pompe di calore come unico sistema di riscaldamento;
- Se si tratta di utenza con contratto del libero mercato o nella Maggior Tutela.

I corrispettivi sono stati reperiti direttamente dai portali degli enti che disciplinano il settore, Terna per il dispacciamento per le utenze del libero mercato, e Arera per tutti i rimanenti corrispettivi, sia del mercato vincolato che libero, definiti per l’anno 2018.

In particolare, relativamente al dispacciamento del libero mercato, tre dei corrispettivi sono stati reperiti sul portale di Terna [31]; relativamente a tutti gli altri corrispettivi, sia di libero mercato che mercato tutelato, sul portale di Arera [32]. Un quadro sintetico è mostrato nella tabella sottostante.

<i>MERCATO DI RIFERIMENTO</i>	<i>MATERIA PRIMA</i>	<i>DISPACCIAMENTO</i>	<i>DISTRIBUZIONE, TRASMISSIONE E MISURA</i>	<i>ONERI GENERALI</i>	<i>IMPOSTE</i>
<b>MAGGIOR TUTELA</b>	<b>ARERA</b>	<b>ARERA</b>	<b>ARERA</b>	<b>ARERA</b>	<b>ARERA</b>
<b>MERCATO LIBERO</b>	<b>COTRATTO DEL FORNITORE DI LIBERO MERCATO</b>	<b>TERNA E ARERA</b>	<b>ARERA</b>	<b>ARERA</b>	<b>ARERA</b>

Tabella 4.13 – Prospetto riassuntivo dei corrispettivi che sono stati reperiti per il controllo di Gestione.

### CASO 1 – Utenza approvigionata sul mercato di Maggior Tutela

Il primo caso presentato è quello di un'utenza con contratto per residenti nel mercato vincolato e potenza impegnata pari a 3 KW (3.3 KW di potenza disponibile), con prezzo del kilowattora differenziato per fasce orarie F1 e F23. A partire dalle fatture per l'anno in esame è stato possibile recuperare i dati di consumo reali (ipotizzati sulla base dei consumi del 2017 per il mese di dicembre di cui non era ancora disponibile una lettura reale), e gli importi fatturati dalla società di vendita che sono stati in seguito confrontati con le voci di spesa simulate attraverso il modello. È opportuno precisare che le fatture a disposizione sono bimestrali, quindi non è stato possibile avere un quadro completo delle voci di costo e della relativa competenza del mese, dato che nelle fatture non erano presenti i prospetti dettagliati della fatturazione.

Dal grafico 4.4 si può osservare come i consumi siano inferiori nei mesi più caldi, concentrati per il 75% nella fascia oraria F1 e di come la potenza massima utilizzata durante tutti i mesi sia pari a quella impegnata. Questo ci porta a pensare che durante l'anno le componenti applicate alla potenza massima utilizzata, avranno la stessa incidenza sul costo totale, salvo variazioni dei corrispettivi dovute agli aggiornamenti trimestrali dell'Autorità.

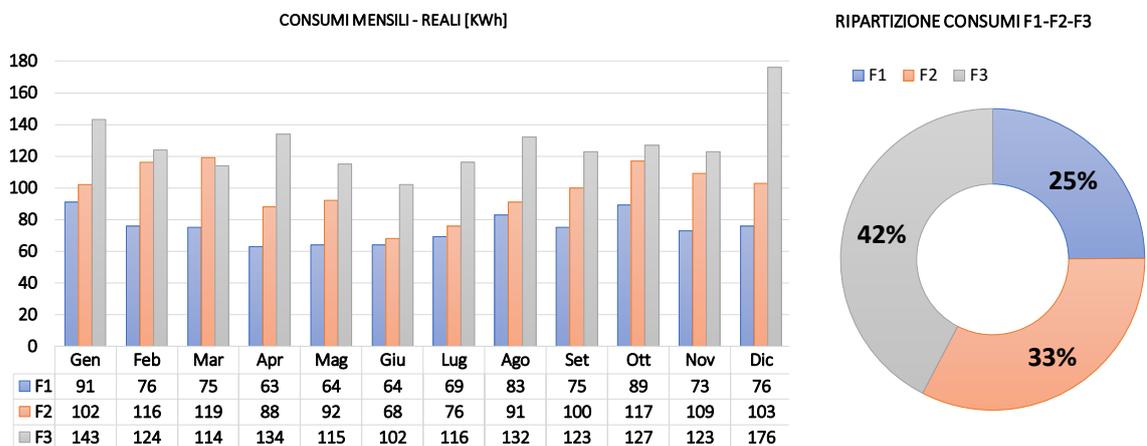


Grafico 4.4 - CASO 1 - Andamento mensile dei consumi e della potenza massima utilizzata nei differenti mesi, e ripartizione dei consumi annuale.

Alcuni corrispettivi, come visto nelle tabelle precedentemente mostrate, sono differenziate per scaglioni di consumo, applicati al superamento di soglie predefinite. Quest'utenza, avendo un consumo annuo di 3.547 KWh, potrà subire dei rincari durante l'anno per alcuni corrispettivi, quali DISPbt, Arim e Asos, al superamento dei 1.800 KWh consumati. Questo si nota dal grafico 4.5: nei mesi di maggio e giugno l'incidenza del costo della materia prima è diminuita a favore degli altri costi. Gli aggiornamenti trimestrali dell'Autorità hanno portato all'azzeramento a partire da luglio, e fino alla fine dell'anno, della componente Arim, comportando quindi un abbassamento di questi costi a partire dallo stesso mese. Tuttavia, il fattore che maggiormente incide sulla variazione dell'incidenza della materia prima è la variazione stessa del prezzo dell'energia. Come riscontrato nel capitolo 2, la normale tendenza del PUN fino al 2017, vedeva durante l'anno valori inferiori nei mesi centrali dell'anno e valori superiori nella parte iniziale e finale, ed in particolare negli ultimi mesi dell'anno i prezzi erano comunque più bassi rispetto ai primi mesi dell'anno. Per le dinamiche di mercato analizzate precedentemente, nel grafico 4.5 si riscontra una situazione opposta che vede un prezzo dell'energia elettrica superiore negli ultimi mesi del 2018. Pertanto l'incidenza della materia prima sul costo complessivo dell'energia elettrica in bolletta ha seguito un abbassamento nei mesi centrali dell'anno per poi crescere nuovamente verso la fine del 2018.

Una differenziazione sulla base della fascia di consumo annuo vi è anche per le imposte: per le utenze fino a 3 KW di potenza impegnata e consumo annuo 1.800 KWh vi è esenzione totale delle imposte, che corrisponderebbe a 150 KWh esentati ( $1.800KWh/(12\text{ mesi}) = 150KWh/mese$ ); in tal caso questa soglia viene superata, e come previsto dall’Autorità, al di sopra dei 220 KWh di consumo mensile, il numero dei KWh esentati decresce progressivamente. Nel caso in oggetto, l’imposta è stata calcolata ogni mese su 220 KWh.

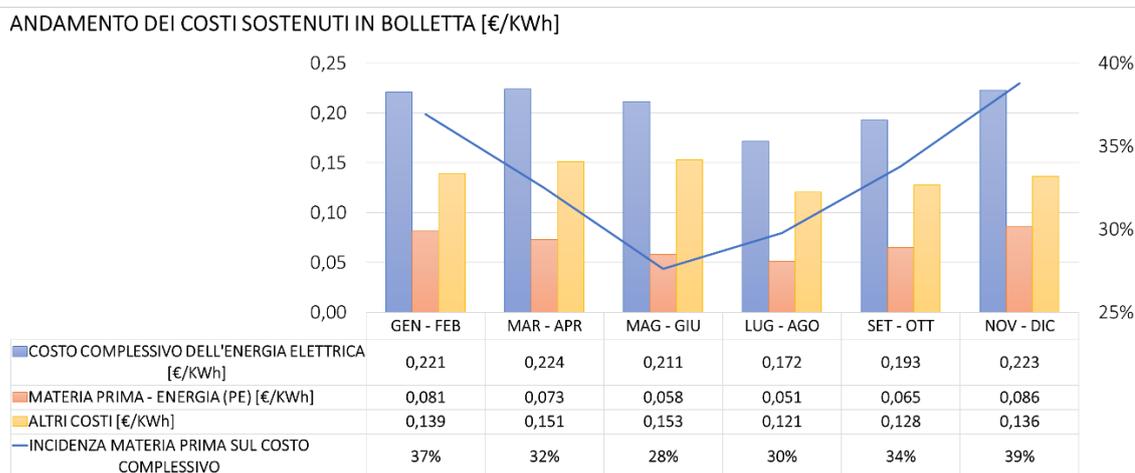


Grafico 4.5 – CASO 1. - Andamento bimestrale dei costi della materia prima, a confronto con i costi sostenuti per tutte le altre voci della bolletta, e sua incidenza in ogni bimestre.

Se si scompone la bolletta nelle singole voci di costo è possibile notare come l’incidenza della materia prima sul costo totale sia solo del 37% a causa dell’elevata quota dovuta ad oneri per il funzionamento del sistema energetico. Tutte le voci di costo relative agli oneri di sistema del precedente sistema tariffario (antecedente al 1° gennaio 2018) sono confluite in Arim e Asos; quest’ultima viene interamente applicata a tutti gli utenti al di fuori dei consumatori cosiddetti “energivori”, i quali vedono esentata in parte o del tutto questa quota in bolletta sulla base di quanto definito annualmente dalla CSEA<sup>7</sup>, risultando quindi avvantaggiati rispetto ai piccoli utenti.

<sup>7</sup> Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali: uno dei suoi compiti è quello di definire, tra gli utenti che ne fanno richiesta, quali utenti sono energivori e la classe di appartenenza, CLO, VAL1, VAL2, VAL3, ciascuna delle quali corrisponde ad un differente livello tariffario della componente Asos.

**SINTESI DEGLI IMPORTI SIMULATI SECONDO LA TARIFFAZIONE DELLA MAGGIOR TUTELA - SOTTO LA VOCE DIFFERENZE' RIPORTATO LO SCOSTAMENTO RISPONTRATO RISPETTO AL REALE FATTURATO IN BOLLETTA.**

		DIFFERENZA	
MATERIA ENERGIA	€ 359,10	€	0,00
MATERIA ENERGIA - ENERGIA	€ 252,85		-
MATERIA ENERGIA - ALTRI ONERI	€ 106,25		-
SPESA PER IL TRASPORTO E LA GESTIONE DEL CONTATORE	€ 109,04	-€	0,20
ONERI GENERALI	€ 153,13	€	0,76
IMPOSTE	€ 59,93	-€	0,70
<b>IMPONIBILE</b>	<b>€ 681,19</b>	<b>-€</b>	<b>0,15</b>
<b>IMPONIBILE + IVA 10%</b>	<b>€ 749,31</b>	<b>-€</b>	<b>0,16</b>
<b>VARIAZIONE RISPETTO AL REALE FATTURATO</b>			<b>-0,02%</b>

**RIPARTIZIONE SPESA ANNUA**

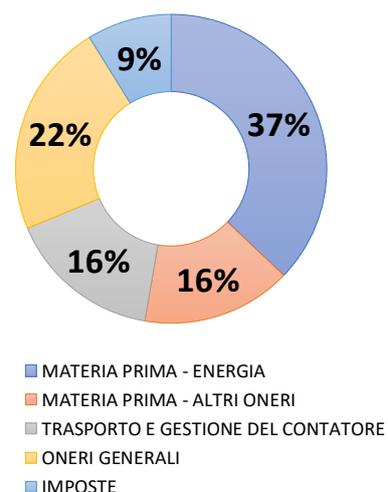


Tabella 4.14 – CASO 1 - Risultato della simulazione posto a confronto con i reali importi fatturati.

La tabella 4.14 mostra il risultato della comparazione tra gli importi calcolati nella simulazione per ogni voce di costo riportata in bolletta, e quelli effettivamente fatturati; rispetto al reale fatturato annuo, con la simulazione è stato ottenuto un importo che si discosta dal reale fatturato dello 0.02%, dovuto ad errori di arrotondamento. A seguito di questa verifica si ritiene pertanto corretta la fatturazione effettuata dal fornitore.

**CASO 2 – Utente Approvvigionato nel libero mercato**

La seconda utenza che viene presentata è provvista di contatore da 5 KW di potenza impegnata e contratto per domestici residenti nel libero mercato, con prezzo dell'energia fisso durante l'anno e mono orario, pari a 0.072 €/KWh (perdite di rete escluse).

Avendo un contatore da 5 KW il cliente non avrà kilowattora esentati per l'applicazione delle accise, ed avendo un consumo annuo e potenze massime superiori, ci si aspetta di riscontrare un'incidenza differente dei costi diversi dalla materia prima. Anche in questo caso, il mese di dicembre presenta valori non reali di consumo.

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti a seguito del controllo di gestione.

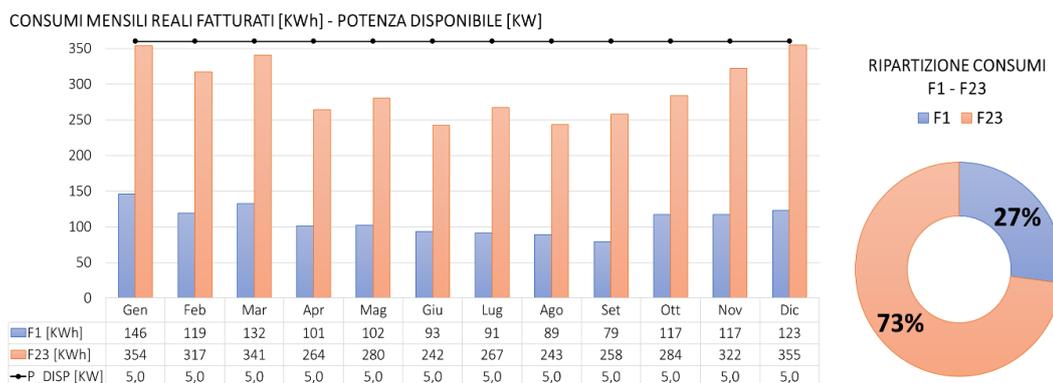


Grafico 4.6 – CASO 2 - Andamento mensile dei consumi e della potenza massima utilizzata nei differenti mesi, e ripartizione dei consumi annuale.

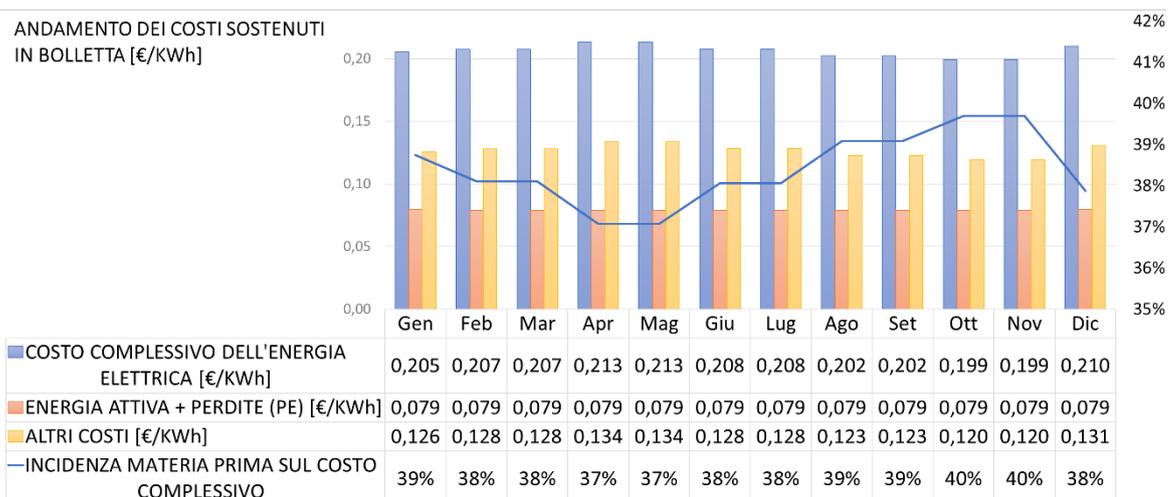


Grafico 4.7 - CASO 2 - Andamento mensile dei costi della materia prima, a confronto con i costi sostenuti per tutte le altre voci della bolletta, e sua incidenza per ogni mese.

Anche in questo caso la verifica ha portato ad accertare la correttezza della fatturazione; le differenze di costo riportate in tabella sono dovute a ricalcoli avvenuti durante l'anno e che globalmente portano ad una differenza dello 0,06% che si ritiene trascurabile.

SINTESI DEGLI IMPORTI SIMULATI SECONDO LA TARIFFAZIONE DEL LIBERO MERCATO - SOTTO LA VOCE DIFFERENZE E' RIPORTATO LO SCOSTAMENTO RISPONTRATO RISPETTO AL REALE FATTURATO IN BOLLETTA.

		DIFFERENZA	
MATERIA ENERGIA	€ 495,37	-€	1,47
MATERIA ENERGIA - ENERGIA	€ 384,40	-€	0,04
MATERIA ENERGIA - ALTRI IMPORTI	€ 110,96	-€	1,43
SPESA PER IL TRASPORTO E LA GESTIONE DEL CONTATORE	€ 160,60	€	6,85
ONERI GENERALI	€ 230,59	-€	5,81
IMPOSTE	€ 109,78	-€	0,18
<b>IMPONIBILE</b>	<b>€ 996,34</b>	<b>-€</b>	<b>0,62</b>
<b>IMPONIBILE + IVA 10%</b>	<b>€ 1.095,97</b>	<b>-€</b>	<b>0,68</b>
<b>VARIAZIONE RISPETTO AL REALE FATTURATO</b>			<b>-0,06%</b>

RIPARTIZIONE DELLA SPESA

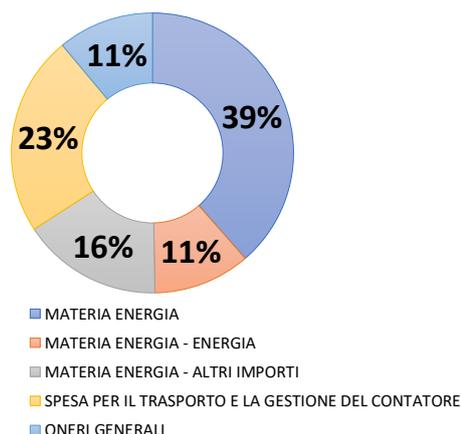


Tabella 4.15 - Risultato della simulazione posto a confronto con i reali importi fatturati – CASO 2.

Il controllo di gestione effettuato sulle utenze presentate ha messo in evidenza quelle che sono le caratteristiche del consumatore, motivando la spesa della bolletta anche dal punto di vista della regolamentazione del settore, avendo messo in luce gli aggiornamenti e le variazioni dei corrispettivi che intervengono nella tariffazione durante tutto il 2018. Nel paragrafo successivo, si va invece ad effettuare un confronto tra le due condizioni economiche presentate per valutarne la potenziale convenienza economica in relazione alla tipologia di utenza.

#### 4.4.1.3. Scelta delle offerte di libero mercato

Il modello precedentemente utilizzato per la verifica della fatturazione permette di simulare una potenziale spesa futura partendo dal proprio profilo di consumo, le caratteristiche del proprio punto di fornitura e le condizioni economiche proposte da un ipotetico fornitore; in questo modo chiunque può avere un'idea della spesa che andrà a sostenere con differenti potenziali offerte, scegliendo in modo consapevole poiché avrà lui stesso lo strumento di calcolo.

Ripartendo dall'utenza esaminata nel caso 1, si va ad applicare questa volta una tariffa mono oraria, che secondo la simulazione ha portato ad un incremento del costo della materia prima di circa 25.21€ (4.5% della spesa annua complessiva). Si considera per il confronto soltanto la materia prima, perché come già accennato è l'unica quota che differisce tra le due strutture tariffarie. È in questo caso interessante distinguere all'interno di questa voce di costo la parte relativa all'approvvigionamento ed alle perdite di rete, e quella relativa agli altri oneri quali dispacciamento e commercializzazione (nella tabella 4.16, la voce "altri oneri").

SINTESI DEGLI IMPORTI SIMULATI SECONDO LA  
TARIFFAZIONE DEL LIBERO MERCATO E CON PREZZO  
DELL'ENERGIA MONO ORARIO - A LATO E' RIPORTATO LO  
SCOSTAMENTO RICONTRATO RISPETTO ALLA  
SIMULAZIONE EFFETTUATA NELLA MAGGIOR TUTELA.

		DIFFERENZA
MATERIA ENERGIA	€ 384,32	€ 25,21
MATERIA ENERGIA - ENERGIA	€ 286,79	-
MATERIA ENERGIA - ALTRI ONERI	€ 97,52	-
SPESA PER IL TRASPORTO E LAGESTIONE DEL CONTATORE	€ 109,04	€ -
ONERI GENERALI	€ 153,13	€ -
IMPOSTE	€ 59,93	€ -
<b>IMPONIBILE</b>	<b>€ 706,41</b>	<b>€ 25,21</b>
<b>IMPONIBILE + IVA 10%</b>	<b>€ 777,05</b>	<b>€ 27,74</b>
<b>VARIAZIONE PERCENTUALE</b>		<b>3,93%</b>

#### RIPARTIZIONE SPESA ANNUA

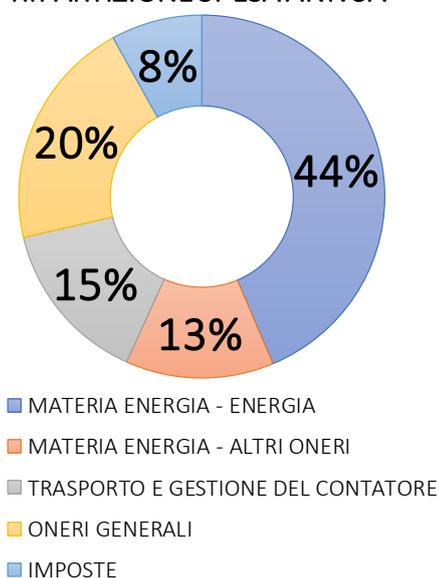
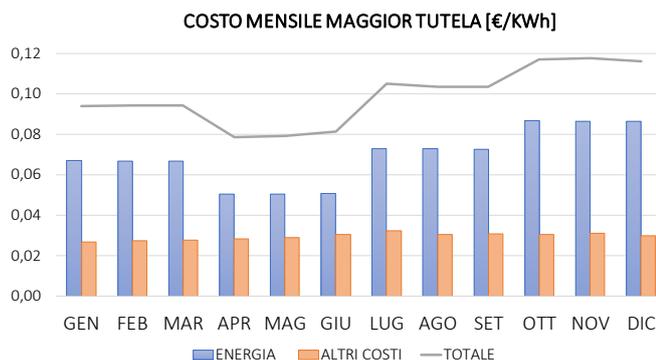


Tabella 4.16 - CASO 1 - Risultato del confronto tra offerta di mercato libero e reale fatturazione nella Maggior Tutela.

Osservando il prospetto sottostante, si nota come il libero mercato risulti conveniente per via di inferiori oneri di dispacciamento e la mancanza della componente PPE; al contrario la materia prima risulta più conveniente nella Maggior Tutela, portando ad un costo totale di 0.0995 €/KWh contro lo 0.1065 del mercato libero.

MESE	MAGGIOR TUTELA [€/KWh]		
	ENERGIA	ALTRI COSTI	TOTALE
GEN	0,0671	0,0268	0,0939
FEB	0,0668	0,0273	0,0941
MAR	0,0668	0,0276	0,0944
APR	0,0503	0,0284	0,0787
MAG	0,0504	0,0289	0,0793
GIU	0,0506	0,0306	0,0812
LUG	0,0727	0,0322	0,1049
AGO	0,0728	0,0305	0,1034
SET	0,0726	0,0308	0,1034
OTT	0,0866	0,0303	0,1170
NOV	0,0865	0,0311	0,1176
DIC	0,0863	0,0298	0,1161
<b>TOTALE</b>	<b>0,0701</b>	<b>0,0294</b>	<b>0,0995</b>



MESE	MERCATO LIBERO [€/KWh]		
	ENERGIA	ALTRI COSTI	TOTALE
GEN	0,0795	0,0222	0,1017
FEB	0,0795	0,0228	0,1023
MAR	0,0795	0,0230	0,1025
APR	0,0795	0,0239	0,1033
MAG	0,0795	0,0244	0,1039
GIU	0,0795	0,0261	0,1056
LUG	0,0795	0,0314	0,1109
AGO	0,0795	0,0298	0,1093
SET	0,0795	0,0300	0,1095
OTT	0,0795	0,0301	0,1096
NOV	0,0795	0,0309	0,1104
DIC	0,0795	0,0296	0,1091
<b>TOTALE</b>	<b>0,0795</b>	<b>0,0270</b>	<b>0,1065</b>

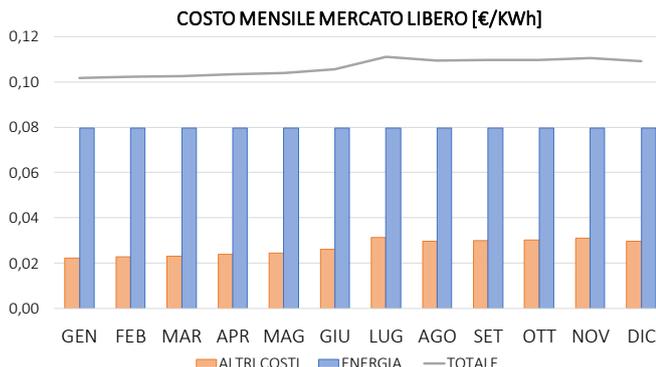


Grafico 4.8 – CASO 1 - Confronto delle condizioni economiche relative alla materia energia.

Osservando invece il caso 2, si riscontra un’analoga situazione: l’offerta della Maggior Tutela si rivela economicamente vantaggiosa, con un risparmio del 2.74%. visibile nella tabella 4.17.

SINTESI DEGLI IMPORTI SIMULATI SECONDO LA TARIFFAZIONE DELLA MAGGIOR TUTELA - SOTTO LA VOCE DIFFERENZE E' RIPIRTATO LO SCOSTAMENTO RICONTRATO RISPETTO ALLA SIMULAZIONE DELLA BOLLETTA NEL LIBERO MERCATO.

			DIFFERENZA
MATERIA ENERGIA	€	471,12	-€ 24,25
MATERIA ENERGIA - ENERGIA	€	338,32	-€ 46,08
MATERIA ENERGIA - ALTRI ONERI	€	132,80	€ 21,84
SPESA PER IL TRASPORTO E LA GESTIONE DEL CONTATORE	€	160,60	€ -
ONERI GENERALI	€	230,59	€ -
IMPOSTE	€	109,78	€ -
<b>IMPONIBILE</b>	€	<b>972,09</b>	<b>-€ 24,25</b>
<b>IMPONIBILE + IVA 10%</b>	€	<b>1.069,30</b>	<b>-€ 26,67</b>
<b>VARIAZIONE PERCENTUALE</b>			<b>-2,74%</b>

RIPARTIZIONE DELLA SPESA

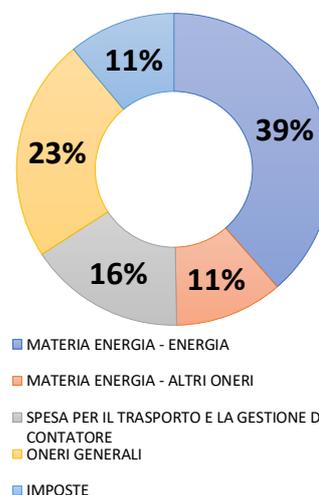
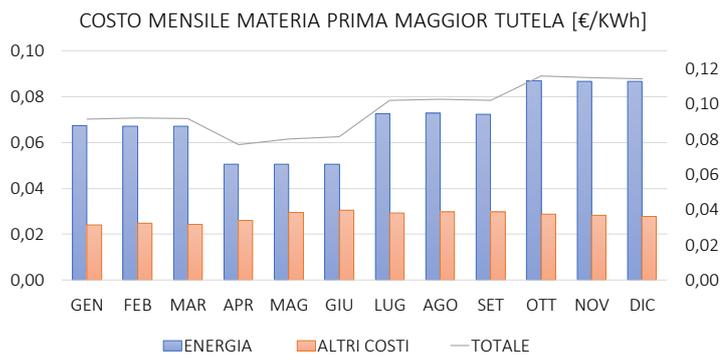


Tabella 4.17 - CASO 2 - Risultato del confronto tra offerta di Maggior Tutela e reale fatturazione nel mercato libero.

MESE	MAGGIOR TUTELA [€/KWh]		
	ENERGIA	ALTRI COSTI	TOTALE
GEN	0,0674	0,0239	0,0913
FEB	0,0672	0,0248	0,0920
MAR	0,0672	0,0243	0,0915
APR	0,0506	0,0261	0,0768
MAG	0,0506	0,0295	0,0801
GIU	0,0507	0,0306	0,0812
LUG	0,0726	0,0292	0,1018
AGO	0,0728	0,0298	0,1026
SET	0,0723	0,0297	0,1020
OTT	0,0868	0,0288	0,1156
NOV	0,0866	0,0282	0,1149
DIC	0,0866	0,0277	0,1143
<b>TOTALE</b>	<b>0,0700</b>	<b>0,0275</b>	<b>0,0974</b>



MESE	MERCATO LIBERO [€/KWh]		
	ENERGIA	ALTRI COSTI	TOTALE
GEN	0,0795	0,0221	0,1016
FEB	0,0794	0,0229	0,1024
MAR	0,0794	0,0229	0,1024
APR	0,0795	0,0239	0,1034
MAG	0,0795	0,0239	0,1034
GIU	0,0795	0,0238	0,1033
LUG	0,0795	0,0238	0,1033
AGO	0,0795	0,0236	0,1031
SET	0,0795	0,0236	0,1031
OTT	0,0795	0,0231	0,1026
NOV	0,0795	0,0231	0,1026
DIC	0,0795	0,0227	0,1021
<b>TOTALE</b>	<b>0,0795</b>	<b>0,0229</b>	<b>0,1024</b>

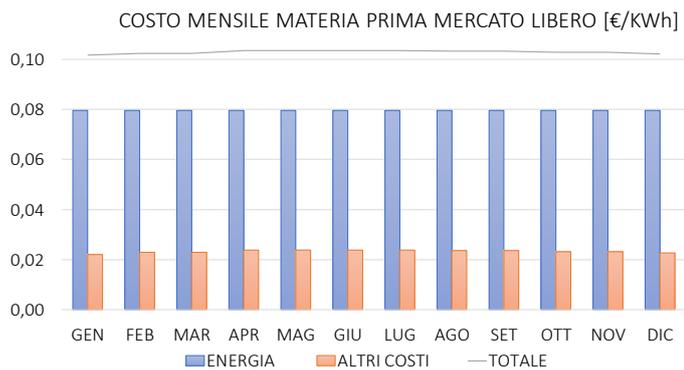


Grafico 4.9 – CASO 2 - Confronto delle condizioni economiche relative alla materia energia.

La prima osservazione che si può fare in merito ai risultati ottenuti riguarda l'incidenza del costo della materia prima sul costo totale. Considerando per esempio l'utenza numero 1 si osserva come nel passaggio al libero mercato questa variabile sia aumentata dal 37% al 44%; le motivazioni risiedono in misura ridotta agli inferiori costi delle voci di dispacciamento e perequazione, ed in misura maggiore alla variazione dell'onere di approvvigionamento: nelle tabelle del grafico 4.8 si osserva un incremento di circa 8 €/MWh per la materia prima, ed un decremento di circa 2.4 €/MWh sugli altri oneri. Si evince allora come un'incidenza alta riscontrata nel grafico a torta 4.14 sia indice di una cattiva contrattazione. Nel caso 2 invece, un decremento di 9.5€/MWh sulla materia prima (nel passaggio dal mercato libero alla Maggior Tutela) è stato accompagnato da un decremento di circa 4.6€/MWh sugli altri oneri della materia prima, lasciando invariata l'incidenza della materia prima ma comportando una convenienza, anche se minima, dell'offerta della Maggior Tutela.

Il controllo di gestione ha messo in evidenza quelle che sono le differenze tra la struttura della tariffa del libero mercato del mercato tutelato, ed in quale misura un'offerta presentata nei due mercati può risultare conveniente.

Quello che emerge da questo confronto è che indubbiamente gli oneri che intervengono nell'ambito della Maggior Tutela non favoriscono l'utente, che però è invogliato a rimanervi senza passare al libero mercato per una maggiore garanzia su un prezzo della materia prima più basso senza doversi preoccupare di analizzare e scegliere altre offerte. Il mercato della Maggior Tutela è infatti un mercato con prezzi calmierati ed all'interno del quale non viene lasciato molto spazio di guadagno a favore degli esercenti.

Come si osserva nel grafico 4.10, dal 2016 il trend dei costi è stato in rialzo, e sempre caratterizzato da una bassa incidenza della materia prima sul totale: la quota blu, che tuttavia comprende gli oneri di materia prima, dispacciamento e perequazione, risulta estremamente bassa fino al primo trimestre del 2018, quando ha conosciuto un incremento anche grazie all'aumento dei costi della materia prima di cui si è in precedenza parlato.

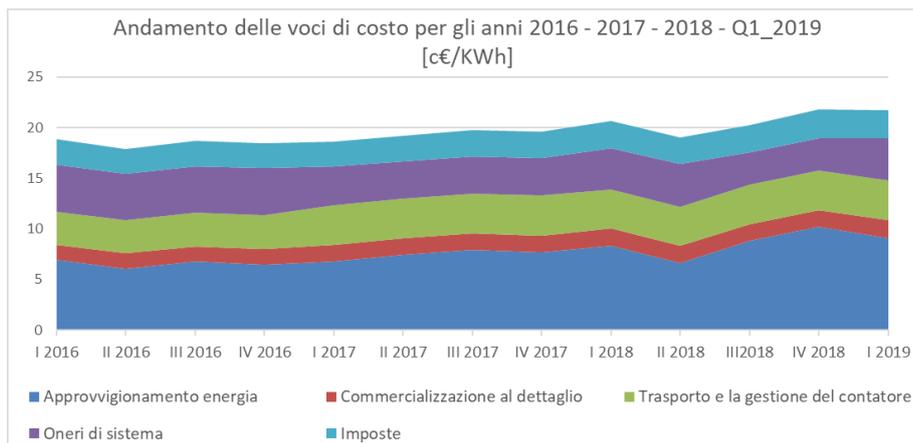


Grafico 4.20 – Voci di costo per un utente domestico residente (Potenza impegnata 3 KW e 2.700 KWh di consumo annuo) [33].

Duante il capitolo sono state esaminate molteplici offerte economiche per l’acquisto di energia elettrica nel libero mercato. Sfruttando il controllo di gestione è stato possibile simulare la spesa annua della materia prima per ognuna di queste, facendone emergere la potenziale convenienza. Stando alle voci di spesa sopra riportate, è chiaro come rispetto ad una potenziale offerta di mercato libero stipulata tra società di vendita e singolo utente sia più conveniente quella proposta dall’Autorità; questa osservazione si riferisce anche alle offerte PLACET: la Maggior Tutela per il 2018 avrebbe garantito un risparmio del 13% per entrambe le utenze rispetto all’offerta di libero mercato; per quanto riguarda invece l’offerta PLACET, si sarebbe mostrata leggermente più vantaggiosa (rispetto alla Maggior Tutela) per quanto riguarda quella a prezzo variabile, con un risparmio di circa il 2.4%, e leggermente meno vantaggiosa quella a prezzo fisso con un incremento di costo del 2.6%.

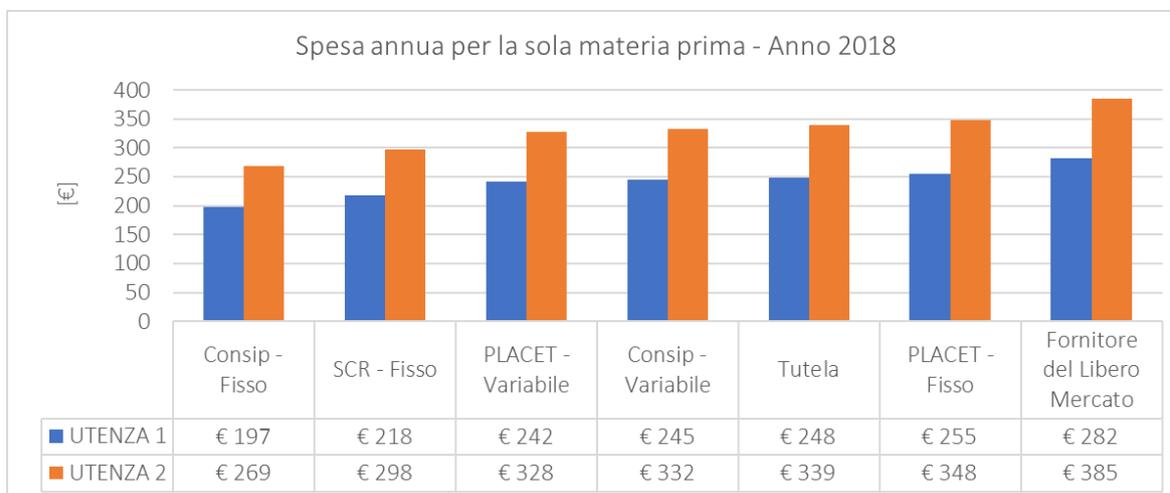


Grafico 4.11 – Simulazione del costo della materia prima per le utenze analizzate, con le differenti offerte economiche presentate nel presente capitolo.

Passando invece alle offerte presentate dai soggetti aggregatori, Consip e SCR, si evince come la loro attività, espletata da persone specializzate in grado di leggere il mercato e prevederne gli sviluppi, avrebbe portato ad un risparmio considerevole per quanto riguarda le offerte a prezzo fisso, di circa il 20% per Consip e del 12% per SCR, e in misura ridotta per le offerte a prezzo variabile, circa dell’1%.

Come accennato in precedenza, la non completa liberalizzazione del mercato impedisca un pieno sviluppo del meccanismo concorrenziale, che va ad impedire l’abbassamento dei prezzi dell’energia elettrica nel mercato all’ingrosso a causa di una ridotta partecipazione non

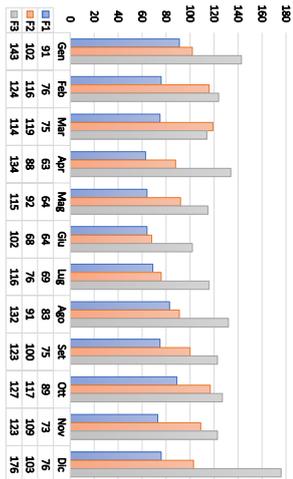
regolamentata di tutti gli utenti all'acquisto. Si evince tuttavia come l'aggregazione della domanda sia uno strumento importante ed efficiente al fine di ridurre i costi di approvvigionamento. Normalmente infatti i piccoli utenti stipulano offerte "one-to-one", ovvero tra società di vendita e singolo utente, con un ridotto potere d'acquisto del singolo rispetto ad una moltitudine di clienti che acquistano insieme grandi quantità di energia elettrica, trascurando l'importanza di una contrattazione efficiente al fine di ridurre i costi in bolletta. Il vantaggio nell'aderire al libero mercato si tradurrebbe non solo in inferiori costi di approvvigionamento, ma anche in inferiori costi relativi ad oneri che vengono applicati solo nel mercato tutelato e ad altre che abbiamo visto essere leggermente superiori a quelli del mercato libero.

Nelle pagine seguenti sono riportati i prospetti di gestione risultanti dall'analisi della fatturazione e dal confronto dell'offerta di mercato libero con quella di Maggior Tutela. A titolo di esempio sono riportati quelli relativi alla fornitura del caso 1.

**DATI FORNITURA**

PCD  
Potenza impegnata  
3 kW  
Contratto residenti - Maggior Tutela  
BT

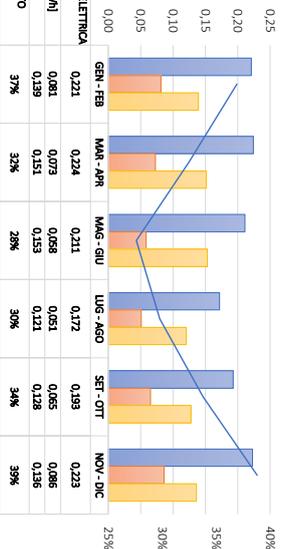
**CONSUMI MENSILI - REALI [KWh]**



**RIPARTIZIONE CONSUMI F1-F2-F3**



**ANDAMENTO DEI COSTI SOSTENUTI IN BOLLETTA [€/KWh]**



**MAGGIOR TUTELA - SIMULAZIONE DEL PROSPETTO DETAGLIATO DELLA FATTURAZIONE - riporta la spesa da sostenere per ogni singola voce di costo contenuta in bolletta.**

MATERIA ENERGIA	MATERIA ENERGIA - ENERGIA		MATERIA ENERGIA - ALTRI ONERI		Differenza
	€	€	€	€	
MATERIA ENERGIA	359,10	359,10	29,82	29,82	0,00
MATERIA ENERGIA - ENERGIA	359,10	359,10	106,25	106,25	0,20
MATERIA ENERGIA - ALTRI ONERI	0,00	0,00	106,25	106,04	0,20
Spesa per il trasporto e la gestione del contatore	0,00	0,00	159,13	159,13	0,76
Oneri generali	0,00	0,00	59,93	59,93	0,70
Imposte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>IMPONIBILE IVA 10%</b>	<b>681,18</b>	<b>681,18</b>	<b>719,51</b>	<b>719,51</b>	<b>0,15</b>
<b>IMPONIBILE + IVA 10%</b>	<b>749,30</b>	<b>749,30</b>	<b>790,66</b>	<b>790,66</b>	<b>-0,02%</b>

**PROSPETTO DI FATTURAZIONE - CONTIENE LA SINTESI DEGLI IMPORTI FATTURATI DAL FORNITORE**

MESE	ENERGIA	ALTRI ONERI	TOTALE	Spesa per il trasporto e la gestione del contatore	Spesa per oneri di sistema	IMPOSTE	IMPONIBILE	IMPONIBILE + IVA 10%
Gen	€ 70,76	€	€ 70,76	€ 18,95	€ 29,19	€ 11,95	€ 130,85	€ 143,94
Feb	€	€	€	€	€	€	€	€
Mar	€	€	€	€	€	€	€	€
Apr	€	€	€	€	€	€	€	€
Mai	€	€	€	€	€	€	€	€
Giù	€	€	€	€	€	€	€	€
Lug	€	€	€	€	€	€	€	€
Ago	€	€	€	€	€	€	€	€
Set	€	€	€	€	€	€	€	€
Ott	€	€	€	€	€	€	€	€
Nov	€	€	€	€	€	€	€	€
Dic	€	€	€	€	€	€	€	€
<b>TOTALE</b>	<b>€ -</b>	<b>€ -</b>	<b>€ 359,10</b>	<b>€ 109,24</b>	<b>€ 152,37</b>	<b>€ 60,63</b>	<b>€ 681,34</b>	<b>€ 749,27</b>

**SINTESI DEGLI IMPORTI SIMULATI SECONDO LA TARIFFAZIONE DELLA MAGGIOR TUTELA - SOTTO LA VOCE DIFFERENZE: RIPORTATO LO SCOSTAMENTO RICONTRATO RISPETTO AL REALE FATTURATO IN BOLLETTA.**

MATERIA ENERGIA	€	€	Differenza
MATERIA ENERGIA - ENERGIA	359,10	359,10	0,00
MATERIA ENERGIA - ALTRI ONERI	0,00	106,25	0,20
Spesa per il trasporto e la gestione del contatore	0,00	109,04	0,20
Oneri generali	0,00	159,13	0,76
Imposte	0,00	59,93	0,70
<b>IMPONIBILE IVA 10%</b>	<b>681,18</b>	<b>719,51</b>	<b>0,15</b>
<b>IMPONIBILE + IVA 10%</b>	<b>749,30</b>	<b>790,66</b>	<b>-0,02%</b>

**RIPARTIZIONE SPESA ANNUA**

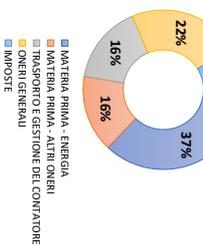


Immagine 4.1 – CASO 1: report di verifica della fatturazione.

**DATI FORNITURA**  
 POD: ...  
 Potenza impegnata: 3 kW  
 Livello di tensione: BT  
**Contratto residenti - Maggior Tutela**

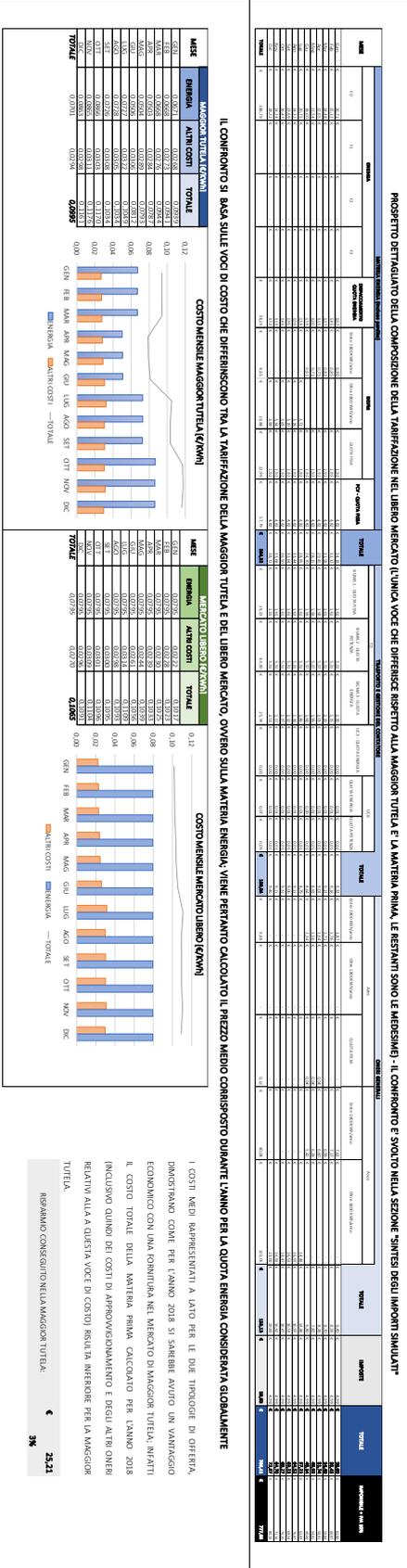
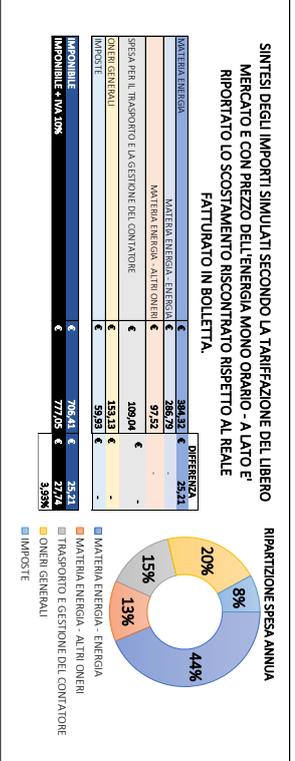
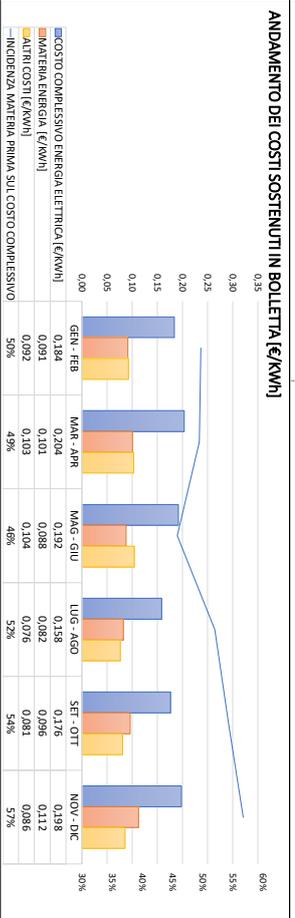
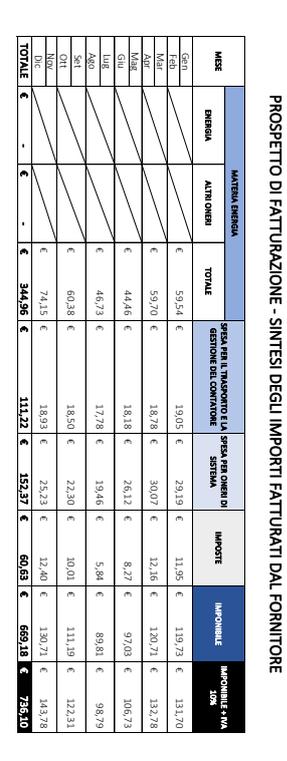
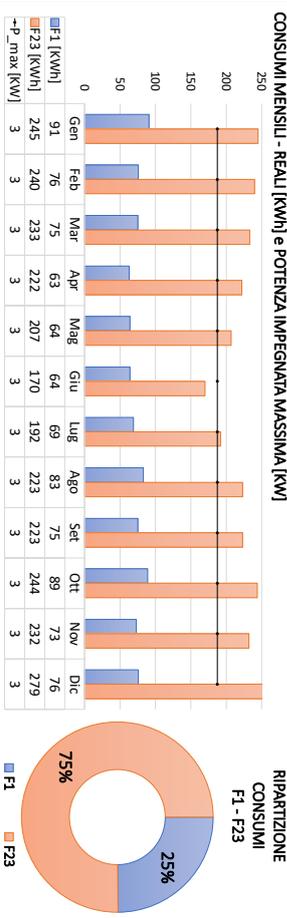


Immagine 4.2 – CASO 1: valutazione dell'offerta di libero mercato.

## 5. Soluzioni proposte per migliorare la gestione domestica dell'energia

Nel presente capitolo dopo una presentazione di quelle che sono le figure professionali oramai affermate del settore energetico, ne verrà introdotta una nuova: il TED, operativo nell'ambito domestico. La sua differente specializzazione si rivela estremamente utile per poter fornire ad ogni utente finale domestico il supporto tecnico di cui necessita. La trattazione si chiude con una valutazione delle proposte di due differenti aziende, in merito alla potenziale installazione di un cogeneratore all'interno di una struttura esistente. Questa analisi porterà ad identificare la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista tecnico-economico.

### 5.1. Le figure professionali del settore energetico

#### 5.1.1. L'Energy Manager e l'Esperto in Gestione dell'Energia

Data la spinta verso la riduzione dei consumi e delle emissioni di inquinanti, in particolar modo in quei settori in cui i consumi stessi sono molto elevati e i processi complessi, l'efficientamento dei sistemi e il continuo miglioramento nella gestione delle risorse diventano fondamentali sia in termini di costi economici che ambientali.

La figura dell'Energy Manager è stata introdotta per rispondere proprio a queste esigenze in tutti gli ambiti di intervento; necessita quindi di competenze trasversali, che gli permettano di inserirsi nelle differenti realtà ed interfacciarsi con interlocutori tecnici e non solo.

L'Energy Manager è nato ufficialmente in Italia con la Legge 10 del 9 gennaio del 1991, secondo la quale "i soggetti operanti nei settori industriale, civile, terziario e dei trasporti che nell'anno precedente hanno avuto un consumo di energia rispettivamente superiore a 10.000 tonnellate equivalenti di petrolio per il settore industriale ovvero a 1.000<sup>8</sup> tonnellate equivalenti di petrolio per tutti gli altri settori, debbono comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato il nominativo del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia." (art.19 della suddetta legge, comma 1). Laddove la nomina sia obbligatoria, la mancata comunicazione del nominativo dell'Energy Manager al Ministero dell'industria preclude l'accesso agli strumenti finanziari ed agli incentivi<sup>9</sup> previsti dalla stessa Legge 10. Nonostante la nomina sia obbligatoria solo nei casi riportati dall'articolo 19 citato, questa figura è presente anche qualora non risulti obbligatoria, per esempio in un contesto in cui il costo dell'energia incide fortemente sul costo di produzione di un'industria.

L'aspetto relazionale del lavoro dell'Energy Manager è estremamente legato alla sensibilizzazione degli addetti affinché facciano loro le buone pratiche nell'utilizzo, nella gestione e nella manutenzione dei sistemi. È essenziale che i lavoratori stessi comprendano l'impatto di determinate cattive pratiche sui consumi e che vengano coinvolti nelle varie fasi di un progetto o di un'iniziativa per renderli partecipi e consapevoli. Le attività dell'Energy Manager vanno dalle diagnosi energetiche alla gestione dei consumi sulla base dello studio degli *Energy Performance Indicator*. Queste attività permettono di individuare le possibili aree di intervento per l'efficientamento, e quando necessario di andare a monitorare nel tempo l'attività dei processi attraverso sistemi di misura e sensoristica, la cui installazione richiede spesso un notevole investimento (previa valutazione tecnico-economica). L'Energy Manager concilia competenze economiche e tecniche, in quanto ogni proposta va accompagnata da un'analisi che definisca

---

<sup>8</sup> 10.000 tep corrispondono a  $11.630 * 10^4 kWh_{th}$ , 1.000 tep corrispondono a  $11.630 * 10^3 kWh_{th}$ , nonché a  $53.475 kWh_{el}$  e  $5.347 kWh_{el}$ .

<sup>9</sup> Sistema dei Certificati Bianchi, Interventi di mobilità sostenibile, Fondo di rotazione per il FTT (Finanziamento Tramite Terzi)

l'investimento necessario alla realizzazione dell'opera, il beneficio che ne deriva in termini di efficientamento e risparmio economico e di conseguenza il pay-back period dell'intervento stesso.

A livello europeo la figura dell'Energy Manager è citata in diverse normative:

- UNI CEI EN ISO 50001, "Sistemi di gestione dell'energia – Requisiti e linee guida per l'uso", contenente quelli che sono gli specifici requisiti per creare e far funzionare un Sistema di gestione dell'energia;
- UNI CEI EN 15900, "Servizi di efficienza energetica – Definizioni e requisiti", in cui sono indicate specifiche definizioni e requisiti minimi per l'attuazione di un sistema di gestione dell'energia;
- UNI CEI 11352, "Gestione dell'energia – Società che forniscono servizi energetici – Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti";
- UNI CEI 11339, "Gestione dell'energia - Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione".

Di seguito è proposto uno schema contenente quelle che sono le norme italiane con le quali sono state recepite le direttive europee ed in che modo hanno previsto l'inserimento dell'energy manager nel contesto italiano.

<b>QUADRO NORMATIVO ENERGY MANAGER</b>	
<b>LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 10 (ABROGA L'ARTICOLO 22 DELLA LEGGE DEL 29 MAGGIO 1982, N. 308)</b>	<b>ARTICOLO 19 - PER LE AZIENDE CHE ALL'ANNO PRECEDENTE REGISTRAVANO UN CONSUMO DI 10.000 TEP/ANNO PER IL SETTORE INDUSTRIALE E DI 1.000 TEP/ANNO NEGLI ALTRI SETTORI È OBBLIGATORIA LA FIGURA DEL RESPONSABILE PER LA CONSERVAZIONE E L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA (ENERGY MANAGER) PER AVERE ACCESSO AGLI INCENTIVI DEFINITI DALLA NORMATIVA STESSA.</b> <b>ARTICOLO 34 - IMPONE SANZIONI PER L'INOSSERVANZA DELL'ARTICOLO 19.</b>
<b>D.LGS. 19 AGOSTO 2005 N. 192</b>	<b>A RECEPIMENTO DELLE DIRETTIVE SULLE PRESTAZIONI ENERGETICHE DEGLI EDIFICI: L'ENERGY MANAGER DEVE PRODURRE UNA "RELAZIONE TECNICA DI PROGETTO SULLA RISPONDEZZA ALLE PRESCRIZIONI PER IL CONTENIMENTO DEL CONSUMO DI ENERGIA DEGLI EDIFICI E DEI RELATIVI IMPIANTI TERMICI" ALLE PRESCRIZIONI DEL D.LGS. 192/20052.</b>
<b>D.LGS. 30 MAGGIO 2011 N. 115</b>	<b>A RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA EUROPEA SUI SERVIZI ENERGETICI: DEFINISCE LE CARATTERISTICHE DEI CONTRATTI DI SERVIZIO ENERGIA E DI SERVIZIO ENERGIA PLUS, PREVEDENDO CHE NEGLI ENTI PUBBLICI SOTTOPOSTI ALL'OBBLIGO DI NOMINA (LEGGE 10/1991) L'ENERGY MANAGER SVOLGA IL RUOLO DI CONTROPARTE PER CONTO DELL'AMMINISTRAZIONE.</b>
<b>CIRCOLARE MISE 18 DICEMBRE 2014</b>	<b>MODALITA' DI NOMINA DI ENERGY MANAGER DA PARTE DI SOGGETTI OBBLIGATI E NON - DEFINIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DEGLI ENERGY MANAGER (conferma del ruolo di soggetto attuatore da parte del FIRE)</b>
<b>D. M. 11 GENNAIO 2017</b>	<b>DEFINIZIONE NEL 2017 DELLE NUOVE LINEE GUIDA RELATIVE AL MECCANISMO DEI TEE E DEGLI OBIETTIVI CHE VANNO CONSEGUITI DALLE SOCIETA' DI DISTRIBUZIONE POWER&amp;GAS PER IL TRIENNIO 2017-2020</b>

Tabella 5.1 – Quadro normativo degli Energy manager.

Di recente è stata introdotta la figura dell'EGE, un Energy Manager dotato di certificazione UNI CEI 11339, chiamato ad intervenire in un contesto nuovo come quello di un mercato europeo unico dell'energia ed in continua evoluzione. La differenza sostanziale tra le due figure risiede in una maggiore esperienza dell'EGE sul campo, requisito per accedere alla nomina, e da più approfondite competenze tecniche. Talvolta infatti, in grandi organizzazioni, il ruolo dell'Energy Manager può essere ricoperto da un dirigente interno, che non possedendo competenze tecniche, può essere assistito dai tecnici presenti in quella realtà; in contesti di piccole dimensioni

invece è bene che la figura responsabile dell'SGE (Sistema di Gestione dell'Energia) sia un EGE, per via del ruolo prettamente tecnico che si trova a svolgere.

Negli anni la diffusione delle nomine di queste due figure è stata elevata anche tra i soggetti non obbligati all'adozione di un Energy Manager e nel 2017 si è arrivati infatti ad un 48% [34] di nomine volontarie sul numero complessivo. Questo è senza dubbio un buon segnale dato il ruolo fondamentale che queste due figure hanno nel processo di transizione energetica. La difficoltà infatti, in un mondo in continua evoluzione, sta nel continuo aggiornamento sia a livello normativo che tecnologico; pertanto sono indispensabili figure che fungano da intermediari tra gli "inesperti" in materia di energia e politica energetica.

#### 5.1.2. Il TED (Tutor per l'Energia Domestica) - Un aiuto alla sensibilizzazione dell'utente finale alla tematica dell'energia

Da sempre la carenza di informazione e di interesse da parte dei piccoli utenti del servizio energetico ha contribuito a tagliarli fuori dalla conoscenza di dinamiche di mercato e cambiamenti a cui la struttura del sistema energetico è andata incontro. Trattandosi di un mondo molto complesso ed in continua evoluzione, sarebbe difficile per un utente domestico riuscire a districarsi tra le infinite offerte di fornitura presentate in un mercato oramai libero; inoltre, non sempre è facile capire quali sono le possibilità di incentivi e le differenti forme di tariffe agevolate (pere le quali spesso non si sa se si possiedono i requisiti necessari) alle quali è possibile accedere. Per un utente medio, informarsi costa troppo tempo, e per questo è portato a soprassedere sulle possibilità che la normativa o la tecnologia mettono a disposizione, o a non curarsi dei contratti di fornitura stipulate. Se si considera quindi che circa il 22% dei consumi di energia in Italia sono dovuti ad utenze domestiche (circa 65.5 TWh all'anno) [35], di cui il 59.4% ad oggi compra energia elettrica nel mercato di Maggior Tutela, è facile pensare come alla rimozione delle tariffe regolamentate tutti questi utenti si troverebbero in difficoltà sia dal punto di vista della gestione della fornitura sia dal punto di vista economico, data l'inesperienza.

Per fornire quindi un aiuto a questa tipologia di utenze è nato il TED, Tutor per l'Energia Domestica [36], figura professionale specializzata creata apposta per fornire un supporto tecnico-normativo ai piccoli consumatori, facilitando la diffusione di informazioni e buone pratiche, al fine di rendere attivi i piccoli consumatori all'interno del settore dell'energia. L'idea parte dal progetto europeo ASSIST, attivo dal 1° maggio 2017, che coinvolge varie nazioni<sup>10</sup> a livello comunitario: l'obiettivo è infatti quello di creare una rete di "consulenti energetici domestici" attivi nella lotta alla povertà energetica. In ogni singolo paese coinvolto nel progetto sono stati lanciati dei programmi pilota, costruiti su misura per ogni realtà, con lo scopo di andare a toccare direttamente le singole utenze, dando loro consigli mirati ed assistenza sia a livello contrattuale per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, sia a livello comportamentale per mostrare come un'attenta gestione e buone pratiche portino al reale risparmio sia economico che energetico. Lato fondamentale dell'attività dei TED sarà la loro integrazione all'interno di iniziative e politiche messe in atto nei diversi Paesi. Ognuno di questi verrà quindi dotato di un comitato scientifico (VCSC – Vulnerable Consumers Steering Committee), ed uno ulteriore verrà creato a livello europeo, per conciliare le attività dei singoli comitati favorendo sinergie e scambio di informazioni. Questi comitati saranno inoltre il punto di incontro tra la politica e gli addetti ai lavori del progetto ASSIST, in quanto proprio a partire da loro sarà possibile la divulgazione di informazioni utili anche in ambito politico, per andare ad orientare in modo mirato le strategie politiche messe in atto a livello nazionale nella lotta alla povertà energetica. In questo modo sarà possibile aiutare gli utenti a

---

<sup>10</sup> Italia, Belgio, Finlandia, Polonia, Regno Unito e Spagna.

soddisfare i loro bisogni, ed affiancare la politica nel comprendere e risolvere le principali problematiche che essi incontrano.

Il fenomeno della povertà energetica è attualmente fronteggiato in modo differente nei paesi aderenti ad ASSIST. Vi sono infatti Italia, Finlandia, Polonia e Spagna che non hanno dato ancora specifica definizione del fenomeno, considerandolo infatti un problema economico-sociale non hanno ancora messo in atto sistemi efficaci per supportare i consumatori in difficoltà. Al contrario in UK e Belgio, riconoscendo formalmente il problema, sono stati creati appositi strumenti finanziari per il sostegno dei consumatori considerati energeticamente poveri. I due approcci sono molto differenti; la povertà energetica può derivare infatti sia da una difficoltà economica del consumatore, sia da inefficienze tecniche della struttura abitativa e degli impianti di cui è dotata. Pertanto, fronteggiando il problema come se fosse puramente economico si trascurerebbero moltissimi aspetti che di fatto possono essere la causa di alti costi energetici, quali sprechi e cattiva gestione delle risorse e difficoltà nella contrattazione del prezzo delle commodities.

I principali meccanismi di “aiuto” messi a disposizione in questi stati, sono sintetizzati nella tabella 5.2. Relativamente all’Italia [37], si osserva come la bassa diffusione dei bonus previsti a favore dei consumatori in condizioni di disagio economico siano scarsamente utilizzate dai diretti interessati. Questo potrebbe trovare motivo proprio nella scarsa informazione degli utenti; essendo il processo di richiesta strutturato come bottom-up, questa deve essere esplicitamente fatta dal consumatore, che non essendo al corrente della possibilità di ricevere un aiuto economico, non ne fa domanda. Ad oggi, questi bonus vengono applicati sulla base del valore dell’indicatore ISEE nel nucleo familiare ed alla sua numerosità; deve essere infatti inferiore a 8.107.5 €, oppure non superiore a 20.000 € con un numero di figli a carico superiore a 3. Una possibile soluzione, per rendere maggiormente fruibile questo strumento, potrebbe essere quella di automatizzare il processo di selezione/richiesta, facendo pervenire direttamente questi bonus a tutti coloro che risultano idonei.

NAZIONE	MISURA ATTUATA	DESCRIZIONE	DIFFUSIONE
BELGIO	SOCIAL RATE FOR ELECTRICITY AND GAS	SCONTO IN BOLLETTA SUL PREZZO DEL KILOWATTORA RISPETTO AL NORMALE PREZZO PROPOSTO DAI FORNITORI	8% DEI CONSUMATORI
	EXTRA PREMIUM FOR ENERGY SAVING MEASURES	SCONTO ULTERIORE PER I CONSUMATORI IN DIFFICOLTA'	-
	LOAN WITHOUT INTEREST FOR ENERGY SAVING MEASURES	PRESTITO SENZA INTERESSI DI AL MASSIMO 15.000 €, DA RESTITUIRE IN 8 ANNI, CONCESSO PER PROGETTI DI EFFICIENTAMENTO.	-
FINLANDIA	HOUSING ALLOWANCES	QUOTE MENSILMENTE CEDUTE AI CONSUMATORI IN DIFFICOLTA' ECONOMICA PER RIDURRE I LORO COSTI DI GESTIONE DOMESTICI.	-
	BASICS SOCIAL ASSISTANCE	QUOTE MENSILMENTE CEDUTE AI CONSUMATORI IN DIFFICOLTA' NEL SOPPERIRE AI LORO BISOGNI PRIMARI (CIBO, VESTIARIO E GESTIONE DELLA CASA), PER SOGGETTI NON IDONEI A RECEPIRE ALTRE FORME DI ASSISTENZA.	-
	REPAIR ALLOWANCE	SUSSIDIO DEDICATO AD UTENZE PER CUI ALMENO UNO DEI SOGGETTI RESIDENTI SUPERA I 65 ANNI DI ETA' E/O DISABILE.	-
ITALIA	BONUS ELETTRICO	SCONTO SULLA BOLLETTA ELETTRICA DEDICATO A FAMIGLIE NUMEROSE O IN SITUAZIONE DI DISAGIO ECONOMICO (DEFINITO SULLA BASE DELL'ISEE) - E' CONSIDERATO UNA MISURA PREVENTIVA PER EVITARE LA POVERTA' ENERGETICA	34% DEI CONSUMATORI
	BONUS GAS	SCONTO SULLA BOLLETTA DEL GAS DEDICATO A FAMIGLIE NUMEROSE O IN SITUAZIONE DI DISAGIO ECONOMICO (DEFINITO SULLA BASE DELL'ISEE) - E' CONSIDERATO UNA MISURA PREVENTIVA PER EVITARE LA POVERTA' ENERGETICA	27% DEI CONSUMATORI
	REI - REDDITO DI INCLUSIONE	SUSSIDIO DI CUI POSSONO GODERE LE FAMIGLIE NUMEROSE: A SECONDA DEL NUMERO DI COMPONENTI VIENE DATO UN'IMPORTO MENSILE. L'ACCESSO A QUESTO AIUTO E' DISCRIMINATO SULLA BASE DELL'ISEE E SULLE PARTICOLARI CARATTERISTICHE DEL NUCLEO FAMILIARE.	BASSO, PER VIA DI UN MECCANISMO DI ACCESSO LUNGO
POLONIA	ENERGY SUPPLEMENT - ELEGIBILITY WITH RESPECT TO ECONOMICAL DISADVANTAGE	SUPPORTO AL PAGAMENTO DELLE BOLLETTE	ALTA, POICHE' DI FACILE ACCESSO
	HOUSING SUPPLEMENT - ELEGIBILITY WITH RESPECT TO ENERGY POVERTY	SUPPORTO AL PAGAMENTO DELLE BOLLETTE	ALTA, POICHE' DI FACILE ACCESSO
	LOCAL SHELTER PROGRAMME	SUPPORTO PER INVESTIMENTI IN OPERE DI EFFICIENTAMENTO E E SISTEMI DI RISCALDAMENTO, DEDICATO A CONSUMATORI IN DISAGIO ECONOMICO.	ALTA
	BOILER EXCHANGE PROGRAMME	PROGRAMMA PER L'ALLACCI AGEVOLATO AL TELERISCALDAMENTO	-
	SPECIAL PURPOSE ALLOWANCES	AGEVOLAZIONI PER L'ACQUISTO DEL FUEL AD USO RISCALDAMENTO E RELATIVI DISPOSITIVI	ACCESSO AGEVOLE
	THERMO MODERNIZATIONS BONUS	SUPPORTO PUBBLICO PER IL MIGLIORAMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA DEGLI EDIFICI	DIFFICILE ACCESSO
	PRIVATE LOANS	PRESTITI CONCESSI PER DETERMINATI TIPI DI INTERVENTI, CONCESSI A PRIVATI	DIFFICILE ACCESSO
SPAGNA	SOCIAL TARIFF	TARIFFA AGEVOLATA PER L'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO; L'ACCESSO SI BASA SU SPECIFICI LIVELLI DI REDDITO E SULLA NUMEROSITA' DEL NUCLEO FAMILIARE	FACILE ACCESSO: PROCEDURE GUIDATE
	HOME RETROFIT FOR PEOPLE IN VULNERABLE SITUATION IN BARCELONA	AGEVOLAZIONI PER LO SVOLGIMENTO DI LAVORI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO, DEDICATE A CONSUMATORI IN CONDIZIONI DI POVERTA' ENERGETICA	-
	LOCAL FINANCIAL SUPPORT FOR VULNERABLE CONSUMERS	PAGAMENTO, PARZIALE O TOTALE, DELLA BOLLETTA ENERGETICA DEDICATO AGLI UTENTI CONSIDERATI IN POVERTA' ENERGETICA	-
	FINANCIAL SUPPORT IN FORM OF SUBSIDY OFFERED TO BY ZARAGOZA HOUSING CONSORTIUM	AGEVOLAZIONI PER LO SVOLGIMENTO DI LAVORI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO, DEDICATE A CONSUMATORI IN CONDIZIONI DI POVERTA' ENERGETICA	-
UK	ENERGY COMPANY OBLIGATION	DEDICATO AGLI UTENTI IN POVERTA' ENERGETICA, PER INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DELLE ABITAZIONI (DISPOSITIVI E STRUTTURALI DELL'EDIFICIO)	-
	RENEWABLES HEAT INCENTIVE	INCENTIVI PER L'INSTALLAZIONE DI DISPOSITIVI AD USO RISCALDAMENTO PER APPLICAZIONI DOMESTICHE	-
	WINTER FUEL PAYMENT	PER CONSUMATORI IN CONDIZIONI DI POVERTA' ENERGETICA - OVER 65, VIENE ELARGITO UN AIUTO PER SOSTENERE LE SPESE DI RISCALDAMENTO DURANTE LA STAGIONE INVERNALE	FACILE ACCESSO
	WARM HOUSE DISCOUNT SCHEME	DEDICATO AI CONSUMATORI IN POVERTA' ENERGETICA; CONSISTE IN UN AIUTO AGLI UTENTI QUALORA, DURANTE LA STAGIONE INVERNALE, SI PRESENTASSERO BOLLETTE TROPPO ELEVATE.	FACILE ACCESSO

Tabella 5.2 – Misure attuate nei differenti stati per contrastare la difficoltà di approvvigionamento energetico e la povertà energetica (Fonte dei dati: Indagine Assist).

## 5.2. Incentivi e soluzioni impiantistiche – Valutazione delle offerte e riduzione dei costi di approvvigionamento e dell’impatto ambientale

Il Gestore dei Sistemi Energetici offre agli utenti, siano essi privati, imprese o Pubbliche Amministrazioni, la possibilità di accedere a forme di incentivazione in relazione alle tecnologie impiegate per la produzione di energia ed al risparmio energetico che queste permettono di ottenere. Tra le principali forme di incentivazione vi sono il Conto Termico e i Certificati Bianchi.

Il Conto Termico [38] è un sistema al quale possono accedere privati, imprese e pubbliche amministrazioni. Consiste in incentivi, ceduti ai soggetti che vogliono investire in lavori di efficientamento e riqualifica di edifici o sistemi energetici, riducendo i tempi di recupero dell’investimento e permettendo agli utenti di risparmiare energia. L’accesso dei soggetti interessati al Conto Termico, a seguito della norma UNI CEI 11352, può avvenire solo attraverso le ESCO e secondo due distinte modalità: l’Accesso Diretto, che prevede la presentazione della richiesta entro 60 giorni dalla fine dei lavori, e la Prenotazione, che permette di prenotare l’incentivo prima ancora della realizzazione dell’opera. Quest’ultimo è permesso alle sole PA; per quanto riguarda invece i piccoli utenti, vi sono iter di accesso all’incentivo semplificati se a seguito dell’intervento vengono installati componenti contenuti in un catalogo pubblicato dal GSE (Catalogo degli apparecchi domestici, che viene periodicamente aggiornato dal GSE).

Di seguito è proposto un prospetto contenente una panoramica di quelli che possono essere gli interventi per i quali può essere richiesto il conto Termico.

<b>RETROFIT DELL'EDIFICIO</b>
COIBENTAZIONE INVOLUCRO OPACO DELL'EDIFICIO
SOSTITUZIONE INFISSI
INSTALLAZIONE DI SISTEMI DI OMBREGGIATURA
<b>EFFICIENTAMENTO DEI DISPOSITIVI DOMESTICI</b>
INSTALLAZIONE CALDAIE A CONDENSAZIONE
INSTALLAZIONE CALDAIE E STUFE A BIOMASSE
INSTALLAZIONE DI POMPE DI CALORE/SCALDA ACQUA A POMPA DI CALORE
SOLARE TERMICO
<b>IMPIANTI IBRIDI A POMPA DI CALORE</b>
<b>BUILDING AUTOMATION</b>
<b>NZEB (Near Zero Energy Building)</b>

Tabella 5.3 - Principali interventi per i quali si può richiedere il Conto Termico.

I Certificati Bianchi [39], o Titoli di Efficienza Energetica, sono titoli attestanti il risparmio energetico conseguito negli usi finali dell’energia a seguito della realizzazione di un intervento di risparmio energetico. Ogni tonnellata equivalente di petrolio risparmiata dopo aver effettuato un’opera di efficientamento corrisponde ad un certificato, il quale viene riconosciuto per tutta la vita utile del componente installato. L’accesso al sistema dei TEE è aperto sia a soggetti obbligati<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Obiettivi di risparmio energetico obbligatori per distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti finali.

che non obbligati<sup>12</sup>, che per mezzo di una piattaforma dedicata e gestita dal GME, possono scambiarsi tra loro i certificati. Si propone di seguito un quadro di quelli che sono gli interventi che consentono l'accesso al sistema di incentivazione dei certificati bianchi.

Settore industriale	Settore civile	Settore reti, servizi e trasporti	Misure comportamentali
Installazione di impianti di produzione di energia termica	Installazione di caldaie e generatori di aria calda	Efficientamento di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento esistenti	Adozione di sistemi di segnalazione e gestione efficienti
Installazione di generatori di aria calda			
Installazione di bruciatori rigenerativi	Interventi di isolamento termico	Acquisto flotte di mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno	Adozione di sistemi di analisi dati sui consumi di singoli impianti
Installazione di sistemi power quality			
Installazione di motori elettrici	Retrofit e realizzazione di edifici a energia quasi zero	Efficientamento reti elettriche, del gas e idriche	Adozione iniziative finalizzate all'utilizzo di veicoli a basse emissioni
Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL			
		Realizzazione ed efficientamento di CED	

Tabella 5.4 - Interventi per i quali è riconosciuta la partecipazione al sistema dei certificati bianchi.

I soggetti obbligati possono adempiere in due modi differenti ai vincoli di risparmio energetico posti dalla normativa:

1. Effettuando interventi di efficientamento ammessi al meccanismo dei TEE;
2. Acquistando certificati da altri soggetti, siano essi altri distributori, delle ESCo (Energy Service Company), soggetti privati o pubblici che hanno nominato un EGE.

Vengono riconosciuti differenti tipologie di certificati bianchi:

- Tipo I, per aver conseguito un risparmio energetico attraverso la realizzazione di interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- Tipo II, per aver conseguito un risparmio energetico attraverso la realizzazione di interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- Tipo III, per aver conseguito un risparmio di energia primaria differente da energia elettrica e gas naturale attraverso interventi di efficientamento, non realizzati nel settore dei trasporti;
- Tipo IV, per aver conseguito un risparmio di energia primaria differente da energia elettrica e gas naturale attraverso interventi di efficientamento, realizzati nel settore dei trasporti;
- Tipo V, per aver conseguito un risparmio di energia primaria differente da energia elettrica e gas naturale attraverso interventi di efficientamento, realizzati nel settore dei trasporti ma differenti rispetto al tipo IV;
- Tipo II-CAR, per aver conseguito un risparmio di energia primaria da impianti di cogenerazione riconosciuti CAR.

<sup>12</sup> Soggetti sia pubblici che privati che, per tutta la durata della vita utile dell'intervento presentato, sono in possesso della certificazione secondo la norma UNI CEI 11352, o hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato secondo la norma UNI CEI 11339, o sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

Il prezzo dei certificati bianchi viene stabilito dalle dinamiche di mercato, come incontro tra domanda ed offerta. Nel grafico 5.1 sono riportati prezzi medi annuali dei TEE, ponderati sul numero di certificati scambiati [40]. Ogni anno vengono definiti dall'Autorità gli obiettivi di risparmio energetico in capo ad ogni soggetto obbligato, stabiliti a partire dalla quota di energia distribuita da ogni singolo soggetto rispetto al totale. Nell'ambito degli obblighi di risparmio energetico definiti per il periodo che va dal 2017 al 2020, ogni anno vengono definite le quote in capo ad ogni singolo soggetto obbligato. A partire dal 2017 il numero di tep globali (e quindi dei TEE corrispondenti) è cresciuto da 5.340.001 TEE nel 2017 a 5.569.993 nel 2018, per arrivare a 6.199.998 nel 2019.

Durante i primi mesi del 2019, il prezzo medio ponderato si è attestato a 259.75 €/tep, in calo rispetto agli anni precedenti (267 €/tep nel 2017 e 303.6 €/tep nel 2018). Nella trattazione verrà utilizzato il valore medio riferito a gennaio, pari a 259.58<sup>13</sup> €/tep per valutare il ritorno economico derivante dal numero di certificati bianchi attribuiti in seguito all'intervento di efficientamento.

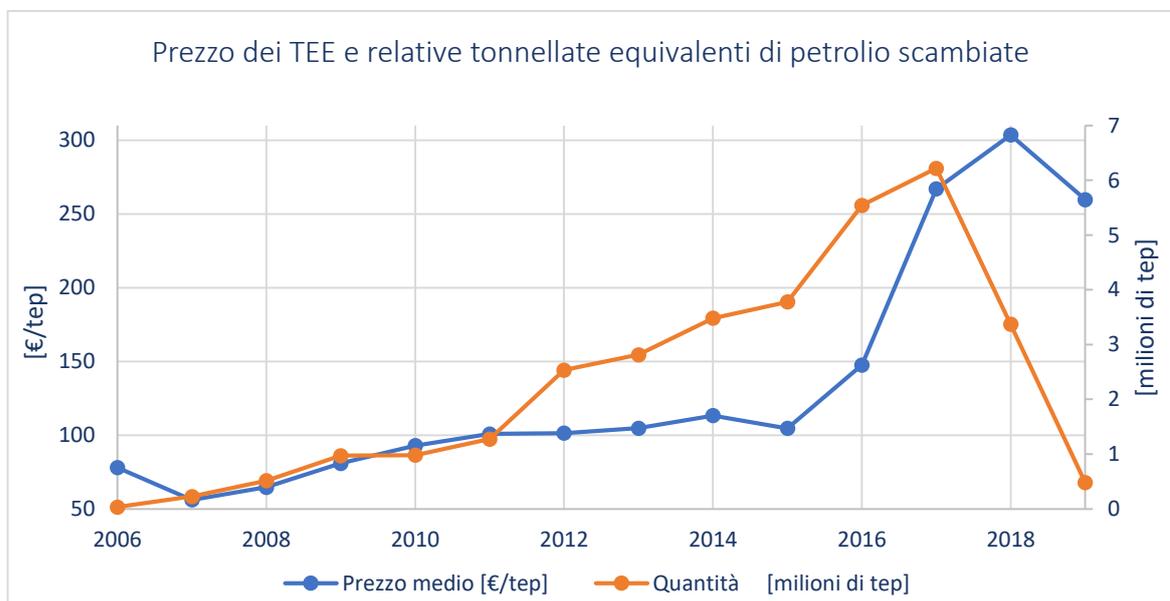


Grafico 5.1 – Prezzo dei TEE e relative quantità scambiate a partire dall'istituzione del sistema dei certificati bianchi.

Come si intuisce dalla presenza di TEE di Tipo II-CAR, l'accesso al meccanismo dei TEE è reso possibile anche per i soggetti il cui impianto di cogenerazione/micro-cogenerazione possieda la qualifica CAR, o Cogenerazione Alto Rendimento. Con cogenerazione si identifica la tecnologia che interviene nella produzione congiunta di energia elettrica e termica: invece di bruciare in differenti macchine lo stesso combustibile per produrre separatamente energia elettrica e termica, è possibile sfruttarlo in un'unica macchina per produrre energia elettrica in primo luogo, e recuperare il calore che verrebbe sprecato per soddisfare il fabbisogno di energia termica. Perciò, rispetto alla produzione separata, l'assetto cogenerativo permette di ridurre l'impatto ambientale, ridurre la spesa per l'acquisto della materia prima necessaria e le perdite di energia elettrica nella rete di trasmissione e distribuzione per via della produzione locale e dell'autoconsumo.

<sup>13</sup> Questo dato non tiene conto della differenziazione dei titoli nelle tipologie precedentemente elencate poiché con il Decreto dell'11 gennaio 2017 sono state unificate; pertanto ad oggi lo scambio dei TEE prescinde dalla tipologia dei titoli.

Molte sono oramai le tecnologie utilizzate, maturate nel settore industriale e dei servizi (si pensi ad impianti sportivi, centri commerciali o ad ospedali) ed in diffusione nell'ambito residenziale. L'utilizzo ottimale di questa soluzione impiantistica si ha infatti nel caso di utenze il cui fabbisogno di energia elettrica e termica sia contemporaneo ed elevato. Questo requisito si ha spesso per i primi due casi e non sempre in ambito residenziale, dove la maggior parte dei consumi si concentra in particolari ore della giornata; per questo in ambito domestico si stanno diffondendo macchine di taglia ridotte che meglio possono adattarsi a questo tipo di utenza, che rientrano nella micro-cogenerazione. Nella tabella sottostante sono sintetizzati gli scaglioni di potenza elettrica installata che definiscono la cogenerazione, piccola cogenerazione e la micro-cogenerazione.

	COGENERAZIONE	PICCOLA COGENERAZIONE	MICRO-COGENERAZIONE
TAGLIA DELLA MACCHINA	> 1 MWeI	< 1 MWeI	< 50 KweI

Tabella 5.5 – Distinzione delle macchine per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

La qualifica CAR [41], conferita ad un impianto di cogenerazione/micro-cogenerazione, viene rilasciata dal Gestore dei Sistemi Energetici (GSE) previa richiesta da parte del soggetto interessato ed approvazione da parte del gestore stesso sulla base di alcuni requisiti.

Il primo è relativo al calcolo del PES, o Primary Energy Savings, che rappresenta l'energia primaria risparmiata con produzione combinata di energia, rispetto alla produzione separata. Il valore di riferimento che consente ad un impianto di cogenerazione di essere qualificato CAR, è del 10%; per quanto riguarda invece la microcogenerazione, è sufficiente che si realizzi un risparmio di energia ( $PES > 0$ ).

Il secondo requisito è relativo al rendimento della macchina che si intende installare, la quale deve essere compresa tra quelle annoverate dal GSE come macchine cogenerative. Le soglie sono le seguenti e sono differenziate per tecnologia:

- Le unità di produzione combinata di energia elettrica e termica attraverso turbine a gas con recupero termico, turbine a vapore in contropressione, motore a combustione interna, microturbine, celle a combustibile o motori stirling, devono avere un rendimento di primo principio di almeno il 75%;
- Le unità a ciclo combinato con turbina a condensazione e recupero di calore, devono avere invece un rendimento di almeno l'80%.

Qualora non venissero rispettati i vincoli relativi al rendimento, andrebbe effettuata una suddivisione virtuale dell'impianto, definendo una parte non cogenerativa ed una cogenerativa. Per quest'ultima andrà calcolato il rapporto energia/calore effettivo, parametro che permette di quantificare l'energia elettrica prodotta che può essere considerata cogenerativa.

Il calcolo del parametro PES, quale indicatore fondamentale per la definizione dell'impianto come CAR, deve essere effettuato solo dopo aver valutato tutti gli aspetti impiantistici e le metodologie di calcolo come vengono espresse nella Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento.

La presentazione della richiesta può essere effettuata in qualunque momento dell'anno ai fini di una verifica preliminare e preferibilmente prima che l'impianto entri in funzione. Qualora venisse approvata dal GSE, con la qualifica CAR sarebbe possibile accedere ai meccanismi di Scambio Sul Posto, di Ritiro Dedicato ed al sistema dei Certificati Bianchi (di cui si è parlato in precedenza).

### Scambio Sul Posto (SSP) [42-43-44]

È una forma particolare di regime di consumo, in cui si alternano momenti di produzione di energia elettrica ed immissione in rete per via di inutilizzo momentaneo, a momenti di prelievo e consumo dalla rete in un secondo momento; in questo modo viene usata la rete elettrica come strumento per stoccare energia elettrica. Questo sistema è disponibile per impianti CAR con potenza nominale elettrica fino a 200 kW. Non possono accedere a questo meccanismo impianti fotovoltaici ed impianti alimentati da fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico che abbiano già aderito ai sistemi di incentivazione previsti dai Decreti Interministeriali 5, 6 e 7 luglio 2012<sup>14</sup>.

Lo SSP è una convenzione che il produttore stipula con il GSE relativamente alla sola immissione di energia elettrica in rete, ed è competenza del Gestore di Sistema remunerare il produttore attraverso il contributo in conto scambio (Cs) che viene emesso su base semestrale. Per quanto riguarda invece il prelievo dell'energia elettrica dalla rete, il produttore dovrà fare riferimento alla propria società di vendita. È data inoltre la possibilità all'utente produttore, di ricevere alla fine dell'anno una compensazione per colmare la differenza tra il valor economico dell'energia prelevata e quella immessa in rete.

Il contributo Cs viene calcolato dal GSE sulla base della stima dell'energia elettrica scambiata con la rete a partire dai dati tecnici dell'impianto, e calcolato su base semestrale per tutte le convenzioni di scambio sul posto attive.

Relativamente al contributo in conto scambio, è espresso in euro e calcolato su base semestrale come segue:

$$C_{S I SEM} = \frac{P_{impianto} * h * \alpha * C_{s medio}}{2} * \frac{Ng_{attivi sem I}}{Ng_{sem I}}$$
$$C_{S II SEM} = \frac{P_{impianto} * h * \alpha * C_{s medio}}{2} * \frac{Ng_{attivi sem II}}{Ng_{sem II}}$$

Dove:

- $P_{impianto}$  è la potenza nominale dell'impianto;
- $h$  sono le ore di funzionamento dell'impianto, a seconda della tecnologia impiegata;
- $\alpha$  dato dal prodotto tra  $\beta * \gamma$ , i quali sono fattori che tengono conto dell'energia che globalmente viene prodotta e auto-consumata da tutti gli USSP (Utenti dello Scambio Sul Posto);
- $Ng_{sem}$  e  $Ng_{attivi sem}$  sono rispettivamente il numero di giorni di cui si compone un semestre per l'attivazione delle convenzioni di scambio sul posto, ed il numero di giorni in cui la convenzione risulta effettivamente attiva.

Di seguito sono riportati i valori dei parametri che vengono annualmente aggiornati dal GSE.

Variabili	Valori
$\beta$	0,40
$\gamma$	0,35
$\overline{C_{s medio}}$	0,16 €/kWh

Tabella 5.6 – Valori annualmente aggiornati dal GSE.

<sup>14</sup> Decreto Ministeriale del 5, 6 e 7 luglio 2012: incentivi previsti per impianti fotovoltaici e per impianti alimentati da fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico.

I suddetti contributi vengono versati dal GSE in tre momenti dell'anno, a seconda di quando viene attivata la convenzione, ed a questi si somma un terzo contributo effettuato l'anno successivo come conguaglio riferito all'anno precedente.

Nella tabella sottostante vengono riportati i corrispettivi che ogni USSP deve corrispondere al Gestore di Sistema a copertura degli oneri amministrativi: un corrispettivo fisso dipendente dalla potenza nominale dell'impianto e da un corrispettivo variabile in funzione della potenza installata.

kW	Corrispettivo fisso	Corrispettivo variabile
	€/anno	€/kW
$P \leq 3$	0	0
$3 < P \leq 20$	30	0
$20 < P \leq 500$	30	1

Tabella 5.7 – Corrispettivi a favore del GSE per la copertura degli oneri amministrativi.

Stando ai valori riportati in tabella 5.6, il cui prodotto corrisponde ad un corrispettivo specifico a remunerazione del kilowattora immesso in rete, si evince la scarsa convenienza economica di questo sistema, nonostante la compensazione che è possibile richiedere al GSE.

#### Ritiro Dedicato [45]

Il ritiro dedicato è invece una forma di cessione dell'energia che permette di avere una remunerazione del kilowattora immesso maggiormente vantaggiosa rispetto allo SSP. Viene infatti riconosciuto il Prezzo Zonale Orario, ed in alternativa al Prezzo Minimo Garantito (PMG). Infatti, su richiesta del soggetto produttore che risulti in possesso di determinati requisiti<sup>15</sup>, possono essere applicati dei prezzi minimi garantiti, pubblicati annualmente dal GSE, e riportati in tabella 5.8.

Di seguito (tabella 5.9) sono riportati invece i valori del prezzo medio zonale differenziato per zone e fasce orarie di consumo, pubblicati dal GSE ed aggiornati mensilmente, riferiti al mese di gennaio 2019. Nella tabella 5.10, sono invece dettagliati i corrispettivi a copertura degli oneri amministrativi sostenuti dal GSE per il funzionamento del Ritiro Dedicato.

<sup>15</sup> Se il produttore è in possesso di: 1) impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che accedono a strumenti incentivanti sull'energia elettrica prodotta, a carico delle tariffe elettriche, 2) impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW che accedono a strumenti incentivanti sull'energia elettrica prodotta, a carico delle tariffe elettriche; 3) impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, che non accedono a strumenti incentivanti sull'energia elettrica prodotta, a carico delle tariffe elettriche [45].

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (formula riportata nella deliberazione 618/2013/R/efr)	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2019)
		[€/MWh]	[€/MWh]
<b>Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide</b>	fino a 2.000.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	94,3
<b>Biogas da discarica</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	50,0
<b>Eolica</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	50,0
<b>Solare fotovoltaico</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	39,8
<b>Idrica</b>	fino a 250.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	156,1
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	107,2
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	67,6
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	58,5
<b>Geotermica</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	52,3
<b>Fonti diverse dalle altre</b>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	39,8

Tabella 5.8 – Prezzi minimi garantiti ai produttori a remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete per il contratto di Ritiro Dedicato.

ZONA	FASCIA ORARIA [€/MWh]		
	F1	F2	F3
Centro Nord	75,45	68,21	57,98
Centro Sud	70,1	67,8	56,62
Nord	75,96	69,17	58,51
Sardegna	68,7	65,56	56,33
Sicilia	76,97	90,69	57,05
Sud	65,38	66,9	55,14

Tabella 5.9 – Prezzi medi mensili per fascia oraria di consumo e zona per il mese di gennaio 2019.

FONTE	Scaglioni di potenza (kW)			Massimale
	1<P≤20	20<P≤200	P<200	
	€/kW	€/kW	€/kW	€/anno
Solare	0,7	0,65	0,6	10.000
Eolica	0,9	0,8	0,7	10.000
Idraulica	1,1	0,9	0,8	10.000
Altro	1,2	1,0	0,9	10.000

Tabella 5.10 – Corrispettivi a copertura degli oneri amministrativi, dovuti al GSE, validi per l'anno 2019.

Ulteriori agevolazioni per gli impianti qualificati CAR, derivano dall'applicazione di condizioni semplificate per la connessione alla rete pubblica e dalla possibilità, nel caso di cogeneratore alimentato a gas naturale, di ricevere agevolazioni fiscali sull'applicazione delle accise relative al combustibile che alimenta l'impianto. Una parte di questo combustibile può essere infatti soggetto ad un'accisa per la produzione di energia elettrica da cogenerazione. Precisamente 0.22 smc per ogni kilowattora elettrico prodotto sono soggetti ad accisa agevolata e pari a 0.0004493 €/KWh. Per quanto riguarda l'applicazione dell'IVA, al gas naturale acquistato per l'alimentazione di cogeneratori può essere applicata l'aliquota del 10% anziché del 22%.

## Il Centro Sportivo San Giuseppe – Caso studio

La struttura scelta come oggetto per i due studi di fattibilità è il Centro Sportivo San Giuseppe, sito nel centro storico di Torino. La struttura fa parte di un complesso sorto nel 1875, ma risulta di più recente costruzione per via di ammodernamenti. Si pensa perciò, per il seguente caso studio, ad un intervento di retrofit impiantistico piuttosto che alla struttura dell'edificio. Il centro sportivo ospita al suo interno due palestre, una piscina, un campetto da calcio (ricavato sul tetto della struttura) ed i servizi necessari allo svolgimento delle attività, ovvero bagni e docce.

L'opera di efficientamento che si intende valutare, ha come obiettivo la riduzione del fabbisogno di energia primaria e della spesa sostenuta per l'approvvigionamento di energia elettrica e gas.

La scelta della soluzione impiantistica è stata strettamente vincolata alla posizione della struttura e dall'uso finale della stessa. Trovandosi nel centro storico della città, è stata immediatamente esclusa l'installazione di pannelli fotovoltaici per l'impossibilità di ricavare lo spazio per il loro posizionamento, e a causa dei vincoli edilizi presenti nell'area urbana centrale della città.

Soluzione che meglio si adatta è invece l'installazione di un impianto di cogenerazione in sostituzione all'attuale caldaia, le cui specifiche tecniche sono contenute nella tabella 5.6.

La struttura è dotata di un impianto termico per sopperire alla domanda di acqua calda sanitaria, al fabbisogno per la climatizzazione invernale e per sopperire all'importante richiesta di acqua calda dovuta al riscaldamento dell'acqua della piscina.

In seguito a questo intervento il Centro Sportivo potrà essere considerato un SEU<sup>16</sup>, o Sistema Efficiente di Utente. Si tratta di sistemi dotati di impianti per la produzione dell'energia con potenza nominale inferiore od uguale a 20 kWel (installati nello stesso sito), che vengono alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo (solo impianti con qualifica CAR).

Di seguito sono specificate le caratteristiche tecniche dell'impianto termico ad oggi presente (ante-operam).

CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO TERMICO AD ACQUA		
<b>GENERATORE A COMBUSTIONE</b>	CALDAIA	YGNIS - VARINO GRANDE 500 TB
	FUEL	GAS NATURALE
	POTENZA UTILE [KW]	500
	RENDIMENTO A POTENZA NOMINALE	94,40%
<b>REGOLAZIONE E CONTABILIZZAZIONE</b>	SISTEMA DI REGOLAZIONE CON IMPOSTAZIONE DELLA CURVA CLIMATICA NEL GENERATORE	
<b>SISTEMA DI DISTRIBUZIONE</b>	VERTICALE A COLONNE MONTANTI PRIVO DI COIBENTAZIONE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	
<b>SISTEMI DI EMISSIONE</b>	VENTILCONVETTORI - RADIATORI	

Tabella 5.6 – Caratteristiche tecniche dell'impianto termico.

Per la fornitura di energia elettrica, il centro sportivo è dotato di un contatore in bassa tensione con potenza disponibile di 60 KW.

Di seguito si propongono alcune foto relative all'utente oggetto dello studio reperite durante il sopralluogo effettuato.

<sup>16</sup> Introdotti con il D.Lgs. 115/2008 ed in seguito modificato con il D.Lgs. 56/2010.



Figura 5.1 – Vista dall’alto del Centro Sportivo San Giuseppe in cui la linea rossa delinea il profilo della struttura.



Figura 5.2 – Vista laterale del Centro Sportivo San Giuseppe.



Figura 5.1 – Locale caldaia.



Figura 5.2 – Locale tecnico: mandata e pompe di circolazione.



Figure 5.5 – Locale tecnico: pompe di circolazione.



Figure 5.6 – Locale tecnico: pompe di circolazione.



Figure 5.7 – Locale tecnico: ritorno e pompe di circolazione.

Per effettuare l'analisi di fattibilità, sono state coinvolte due società. La prima è un'azienda che si occupa della produzione ed installazione di micro-cogeneratori, la cui offerta è stata puramente tecnica. Hanno infatti provveduto al dimensionamento del micro-cogeneratore, al calcolo dell'investimento necessario ed al calcolo del pay back period. La seconda società, essendo una Energy Service Company, ha provveduto invece ad effettuare una proposta in "Formula ESCo".

Il punto di partenza di entrambi gli studi è stata l'analisi dei consumi dell'utenza che vengono di seguito dettagliati.

MESE	CONSUMI GAS NATURALE	CONSUMI ENERGIA ELETTRICA			
	[SMC]	F1 [KWh]	F2 [KWh]	F3 [KWh]	TOTALE [KWh]
GEN	11.197	3.706	2.930	3.392	10.028
FEB	12.098	4.370	3.195	3.255	10.820
MAR	12.120	4.384	3.286	3.654	11.324
APR	8.286	4.204	3.147	3.532	10.883
MAG	6.128	3.942	2.958	3.495	10.395
GIU	5.931	3.943	2.975	3.212	10.130
LUG	2.305	2.520	1.901	2.526	6.947
AGO	1.770	724	420	616	1.760
SET	3.909	2.952	2.647	2.837	8.436
OTT	6.340	4.189	3.243	3.247	10.679
NOV	8.741	4.198	3.093	3.140	10.431
DIC	9.892	3.356	2.612	3.524	9.492
<b>TOTALE</b>	<b>88.717</b>	<b>42.488</b>	<b>32.407</b>	<b>36.430</b>	<b>111.325</b>

Tabella 5.7 – Consumi di energia elettrica e gas naturale.

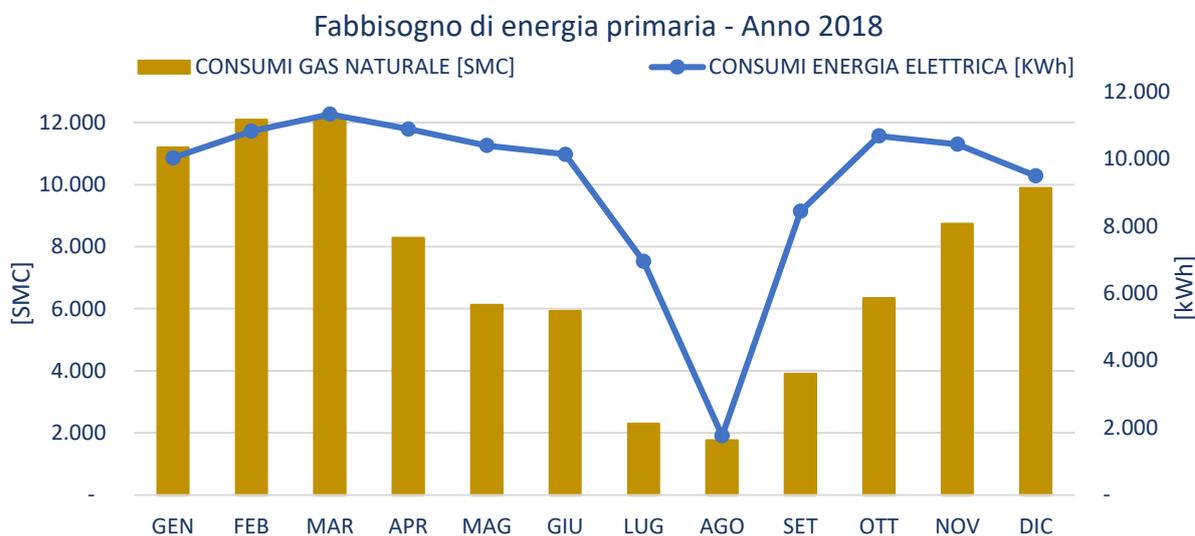


Grafico 5.2 – Rappresentazione grafica dei consumi.

Come si osserva dal grafico 5.2, i profili dell'utenza non sono uniformi durante l'anno, condizione che sarebbe ottimale per il funzionamento del cogeneratore. Il dimensionamento viene fatto su un carico di base, in cui la macchina opera a pieno carico (condizioni nominali di funzionamento), per poi andare ad effettuare delle modulazioni in determinati periodi dell'anno.

Per procedere alle valutazioni è stato necessario estrapolare dalle bollette dell'energia elettrica e del gas i prezzi inclusivi di IVA (riportati in tabella 5.8), e prendere nota dell'accisa sul gas naturale corrisposta dall'utente, che risulta agevolata<sup>17</sup>, per valutare il potenziale risparmio in seguito all'applicazione dell'accisa agevolata per la produzione di energia elettrica cogenerativa.

Di seguito, le condizioni economiche di fornitura del Centro sportivo, estrapolate dalle bollette dell'anno 2018 e comprensive di IVA.

<sup>17</sup> Essendo l'utenza in oggetto un'Associazione Sportiva Dilettantistica, rientra tra i soggetti che possono richiedere l'applicazione agevolata delle accise.

MESE	PREZZO GAS NATURALE [€/SMC]	PREZZO ENERGIA ELETTRICA [€/kWh]
GEN	0,517	0,150
FEB	0,503	0,200
MAR	0,503	0,189
APR	0,493	0,202
MAG	0,514	0,185
GIU	0,514	0,204
LUG	0,609	0,236
AGO	0,616	0,262
SET	0,600	0,220
OTT	0,645	0,233
NOV	0,568	0,217
DIC	0,670	0,218
<b>Prezzo Medio Ponderato</b>	<b>0,550</b>	<b>0,205</b>

Tabella 5.8 – Prezzi di energia elettrica e gas estrapolati dalle bollette relative all'anno 2018.

### Studio di fattibilità - Azienda 1

Il dimensionamento del cogeneratore può essere effettuato principalmente in due modi: ad inseguimento elettrico o ad inseguimento termico.

Nel caso ad inseguimento termico, il funzionamento del cogeneratore è subordinato alle richieste di energia termica, in questo modo l'energia elettrica che viene prodotta può essere consumata o immessa in rete attraverso il meccanismo di scambio sul posto o ritiro dedicato (qualora l'impianto fosse certificato CAR).

Viceversa, l'inseguimento elettrico prevede un funzionamento del cogeneratore subordinato alla richiesta di energia elettrica, assicurando quindi l'autoconsumo di tutta l'energia elettrica prodotta. Per questo motivo, non disponendo i micro-cogeneratori di sistemi di dissipazione dell'energia termica (che porterebbe a ridurre notevolmente il rendimento dell'impianto), deve essere prevista la possibilità di stoccare il calore in eccesso.

Nel caso in oggetto, l'obiettivo è quello di soddisfare completamente la domanda di energia elettrica e parzialmente quella di energia termica attraverso l'installazione di un'unità cogenerativa che verrà perciò dimensionata ad inseguimento elettrico. Essendo la macchina in questione modulante, potrà funzionare a regime parzializzato (in particolare nei mesi di luglio ed agosto) impattando in maniera ridotta sul suo rendimento.

Il micro-cogeneratore scelto ha le caratteristiche riportate nel prospetto sottostante.

DATI DI TARGA DEL COGENERATORE SCELTO	
P <sub>nom_el</sub> [KW <sub>el</sub> ]	20
P <sub>nom_th</sub> [KW <sub>th</sub> ]	41,9
P <sub>ingresso</sub> [KW]	64,1
$\eta_{el}$	31,2%
$\eta_{globale}$	96,5%

Tabella 5.9 – Dati di targa del cogeneratore.

I risultati ottenuti sono riferiti al funzionamento del cogeneratore in condizioni nominali, e quindi di massimo rendimento. È stato perciò definito un numero di giorni di attività, per ogni mese dell'anno, per poter valutare l'energia elettrica e termica producibili a partire da una potenza nominale elettrica di 20 kW<sub>el</sub> e termica di 41.9 kW<sub>th</sub>. Solitamente il numero di ore all'anno di funzionamento minimo dell'impianto è di 4.000, ed in questo caso il requisito è rispettato poiché le ore di funzionamento annue calcolate per l'impianto ante-operam ammontano a 5.358.

MESE	FUNZIONAMENTO COGENERATORE			PRODUZIONE COGENERATORE	
	GIORNI/MESE	ORE/GIORNO	ORE/MESE	ENERGIA TERMICA [kWh]	ENERGIA ELETTRICA [KWh]
GEN	31	17	527	22.134	10.540
FEB	28	18	504	21.168	10.080
MAR	31	17	527	22.134	10.540
APR	30	17	510	21.420	10.200
MAG	31	16	496	20.832	9.920
GIU	30	14	420	17.640	8.400
LUG	20	12	240	10.080	4.800
AGO	5	12	60	2.520	1.200
SET	30	17	510	21.420	10.200
OTT	31	17	527	22.134	10.540
NOV	30	17	510	21.420	10.200
DIC	31	17	527	22.134	10.540
<b>TOTALE</b>	<b>328</b>	<b>191</b>	<b>5.358</b>	<b>225.036</b>	<b>107.160</b>

Tabella 5.10 – Profilo energetico atteso dal funzionamento del cogeneratore in condizioni nominali a partire dal profilo di funzionamento definito.

A fronte di un fabbisogno di energia elettrica e termica rispettivamente di 111.325 kWh, con un numero di ore di funzionamento del cogeneratore pari a 5.358, si ottiene una produzione di 107.160 kWh, non sufficienti a soddisfare completamente il fabbisogno e corrispondenti a circa il 96% del totale. Questa quota verrà pertanto auto-consumata ed integrata con il prelievo dalla rete elettrica qualora il fabbisogno fosse superiore all'energia prodotta dal cogeneratore.

Analogamente, la produzione di energia termica cogenerativa è sufficiente a soddisfare solo il 41% del fabbisogno. Sarà pertanto necessario avere una caldaia in ausilio al cogeneratore per sopperire alla rimanente quota di 546.546 kWh. Nel piano presentato dall'azienda 1 non è prevista la sostituzione della caldaia attualmente in uso nel Centro Sportivo (la cui potenza nominale è di 500 kW). Poiché quest'ultima dovrebbe soddisfare un fabbisogno ridotto del 30%, risulterebbe sovradimensionata: questo impatterebbe negativamente sul rendimento e di conseguenza sui consumi.

Di seguito, i profili termico ed elettrico derivanti dal dimensionamento del cogeneratore posti a confronto con i reali fabbisogni.

### PROFILO TERMICO

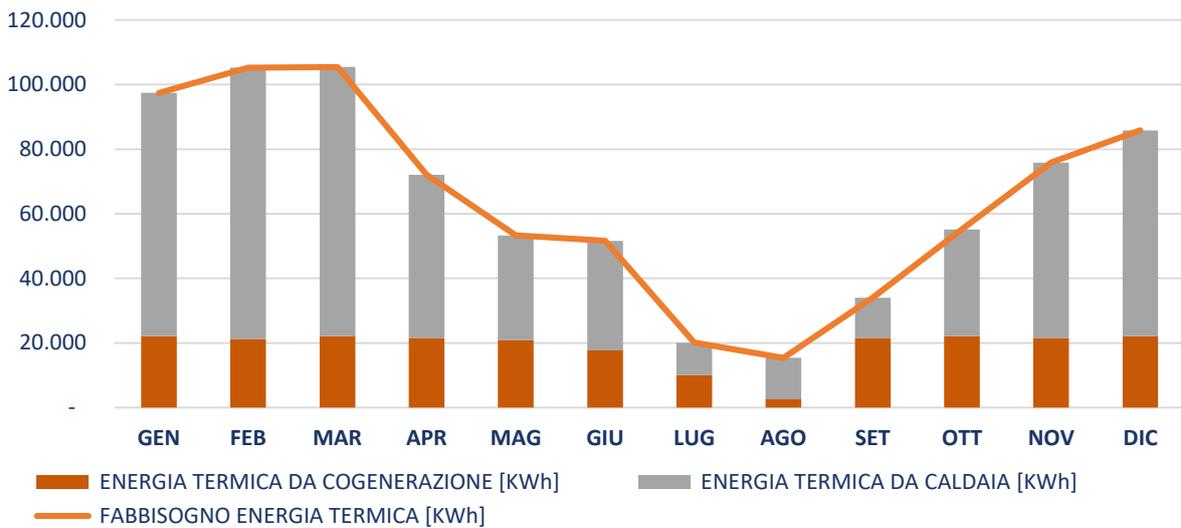


Grafico 5.3 – Confronto tra profilo termico cogenerativo e fabbisogno reale.

### PROFILO ELETTRICO

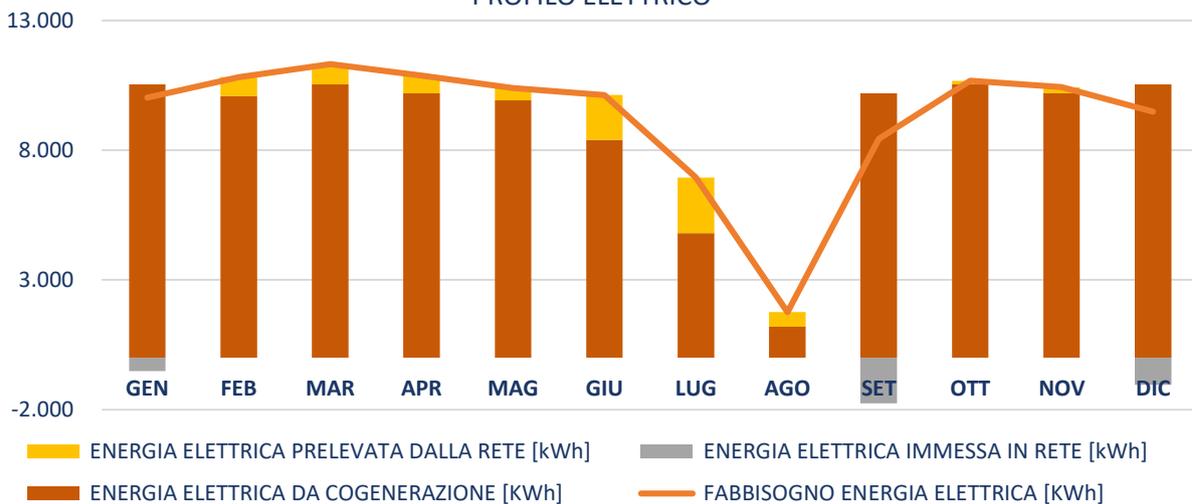


Grafico 5.4 - Confronto tra profilo elettrico cogenerativo e fabbisogno reale.

Ai fini della valutazione economica è stato necessario effettuare la verifica sui requisiti necessari all'ottenimento della qualifica CAR.

Il cogeneratore scelto opera attraverso un motore a combustione interna e pertanto il rendimento globale, che dovrà risultare superiore al 75%, viene calcolato come segue:

$$\eta_{globale} = \frac{E_{unit\grave{a}} + H_{chp}}{F_{unit\grave{a}}} \geq 75\%$$

Dove:

- $E_{unit\grave{a}}$  è la somma tra energia elettrica prodotta dal cogeneratore e l'energia meccanica assorbita dalla macchina per il suo funzionamento;
- $H_{chp}$  è l'energia termica utile prodotta dal cogeneratore;
- $F_{unit\grave{a}}$  è l'energia di alimentazione del cogeneratore, considerata al netto di eventuali apporti di energia esterni al cogeneratore.

Il secondo requisito è dato da un valore del PES che, nel caso dell'installazione di un micro-cogeneratore, deve essere superiore a zero (è sufficiente che si realizzi un risparmio energetico senza dover superare una specifica soglia), e viene calcolato come segue:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) * 100.$$

Dove:

- $CHPH\eta = \frac{H_{chp}^{18}}{F_{chp}}$ ;
- $CHPE\eta = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$ ;
- $RefH\eta$  è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore e pari a 0.82;
- $RefE\eta$  è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica, pari a 0.46 e corretto in relazione alla tensione di alimentazione dell'impianto.

Il calcolo del PES, come accennato, permette di quantificare il risparmio ottenibile dalla produzione combinata di energia elettrica e termica rispetto alla produzione separata. Per questo sono introdotti i rendimenti di riferimento, che sono contenuti all'interno del Regolamento Delegato (UE) della Commissione del 12/10/2015.

A seguito dello studio, la società ha dettagliato un ricavo derivante dalla vendita dei certificati bianchi pari a 3.459,33 €. Questo importo è stato ottenuto a partire dal calcolo del "RISP", ovvero il risparmio in MWh di energia primaria che si otterrebbe dalla produzione congiunta di energia elettrica e termica rispetto alla separata.

Il calcolo, effettuato come segue, ha portato a 110,682 MWh:

$$RISP = \left( \frac{E_{CHP}}{RefE\eta} \right) + \left( \frac{H_{CHP}}{RefH\eta} \right) - F_{CHP}$$

Poiché ad ogni tonnellata equivalente di petrolio risparmiata corrisponde un certificato bianco, sarà sufficiente convertire l'energia risparmiata da MWh a tep e moltiplicarla per il coefficiente correttivo K (pari a 1,4 per impianti cogenerativi di dimensioni inferiori ad 1 MW), per conoscere il numero di certificati bianchi a cui si avrebbe diritto. In questo caso, il numero di TEE<sup>19</sup> è risultato pari a 13.

Per l'analisi economica sono stati considerati dall'azienda i seguenti parametri:

- Ricavi annui

Risparmio annuo derivante dall'energia elettrica auto-consumata:	21.869,47 €
Risparmio di gas naturale per l'alimentazione della caldaia:	14.438,35 €
Defiscalizzazione annua del gas naturale <sup>20</sup> :	95,83 €
Certificati bianchi – A seguito del riconoscimento della qualifica CAR:	3.459,33 €

- Costi Annui

<sup>18</sup> Energia di alimentazione del cogeneratore, equivalente a  $F_{unità}$ .

<sup>19</sup> Il prezzo dei certificati bianchi considerato è stato calcolato come media ponderata sul mese di gennaio 2019, è pari a 259,58 €/tep.

<sup>20</sup> Risparmio derivante dall'applicazione dell'accisa agevolata per la produzione di energia elettrica cogenerativa.

Acquisto gas naturale per l'alimentazione del cogeneratore:	20.588,58 €
Servizio di manutenzione e controllo del cogeneratore:	3.964,92 €
Accisa su energia elettrica auto-consumata:	1.339,50 €

- Investimento iniziale

Acquisto cogeneratore-trasporto-installazione-pratiche burocratiche-collaudato	73.810 €
--	----------

- Ritorno dell'investimento (Payback period – grafico 5.4): 4.8 anni

Ai fini della valutazione economica è stato considerato un tasso di inflazione pari al 0.9%/anno. Nel grafico seguente è riportato il cash-flow back cumulato, calcolato fino a 15 anni, ovvero fino al termine della vita utile indicata per il cogeneratore installato. I certificati, per la tecnologia in oggetto, vengono erogati per 10 anni e pertanto dall'undicesimo anno cessano di rappresentare un ricavo per l'utenza.

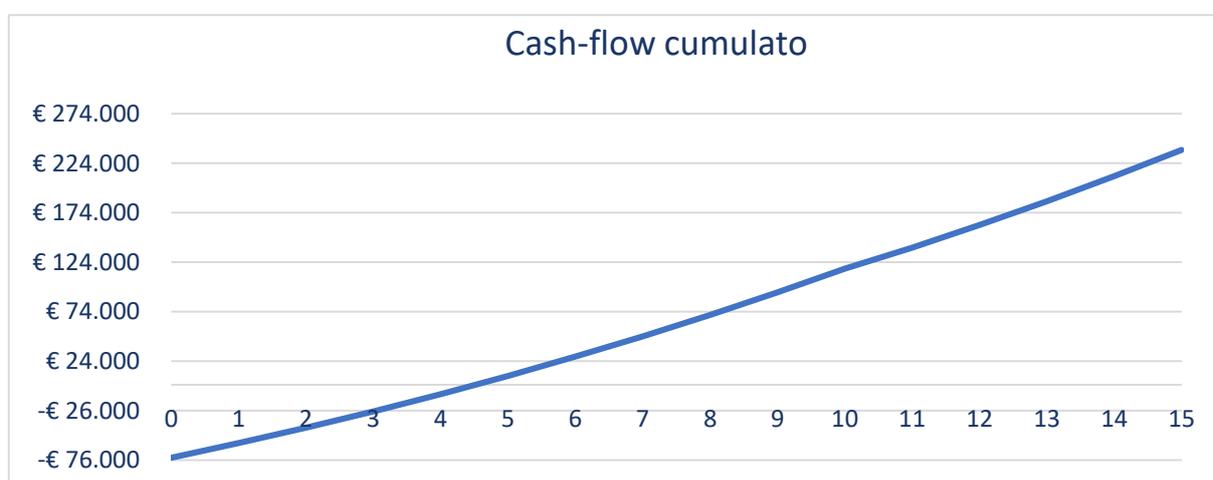


Grafico 5.4 – Cash-flow cumulato, indicante un tempo di ritorno di 4,8 anni.

Per valutare l'effettiva convenienza dell'intervento, sono stati posti a confronto le spese per l'energia da sostenere nel caso ante-operam con quelli da sostenere nel caso post-operam. Il risultato, mostrato nel grafico 5.5, ha portato ad una differenza di 13.969,98 € a favore dell'utente, che corrisponde ad una riduzione globale del 10% della spesa.

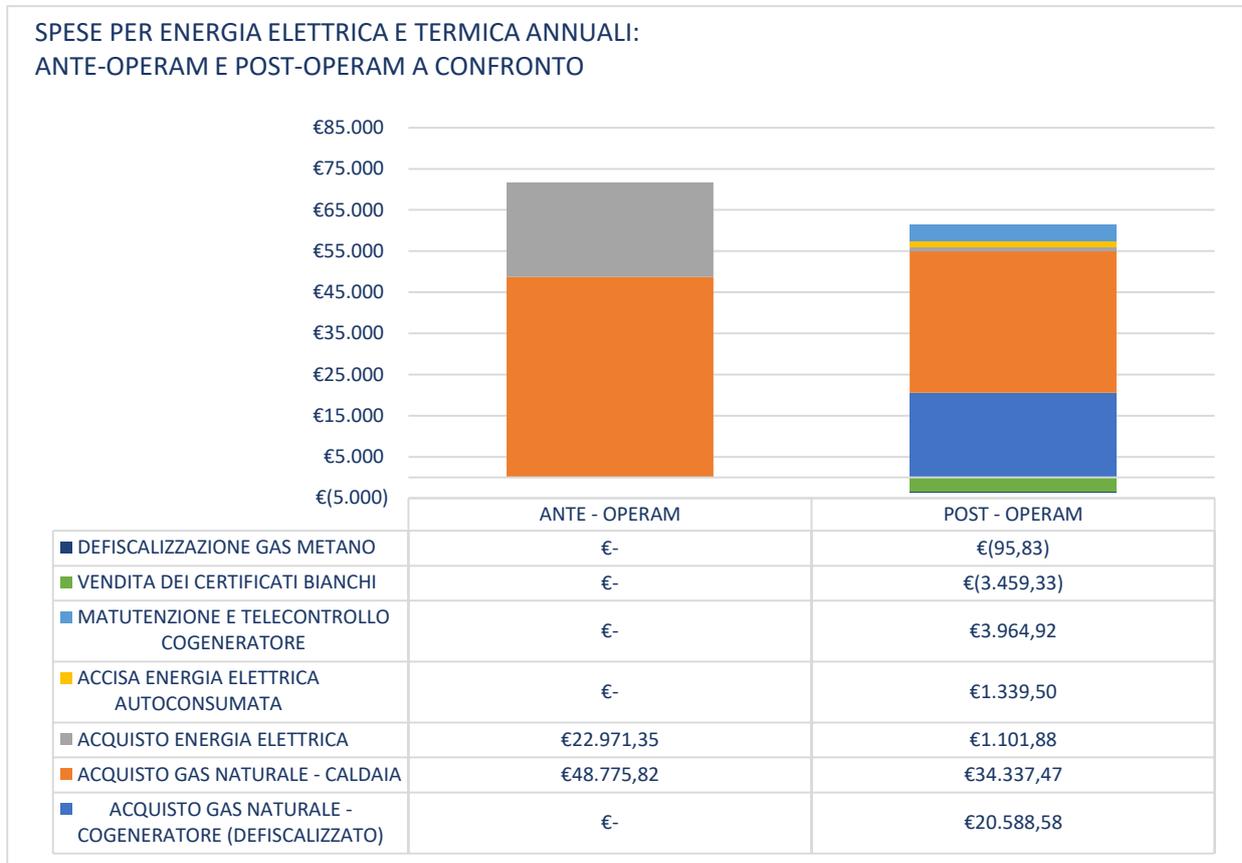


Grafico 5.5 - Spese per energia elettrica e termica annuali: ante-operam e post-operam a confronto.

## Studio di fattibilità – Azienda 2

Con lo studio precedente si possono evidenziare due dei motivi principali per cui la micro-cogenerazione ha avuto ad oggi scarsa diffusione in ambito residenziale:

- Le condizioni di funzionamento necessarie affinché si dimostri efficiente l'installazione di questa macchina vanno accuratamente studiate ai fini del dimensionamento del cogeneratore, spesso difficoltoso a causa dei ridotti consumi;
- I costi iniziali che l'utente deve sostenere: le macchine più piccole comportano costi più elevati sia dal punto di vista dell'acquisto della macchina e della sua integrazione con l'impianto esistente, sia dal punto di vista dei costi annessi alle pratiche fiscali ed alla manutenzione (effettuata dalla ESCo ma a carico del cliente). Nello studio precedente l'investimento iniziale ammonta a 73.810 €, mentre la quota annuale per la manutenzione e la telegestione è pari a 3.964,92 €/anno.

In quest'ottica può rivelarsi conveniente affidarsi ad una ESCo<sup>21</sup>, o Energy Service Company, a cui è stato chiesto di redigere un secondo studio a partire dagli stessi dati iniziali (consumi, prezzi della materia prima e dati tecnici dell'impianto termico ante-operam). La principale differenza con il precedente è rappresentata dall'assenza di un investimento iniziale a carico del cliente. Questa proposta si concretizza infatti in un contratto della durata di 10 anni, che prevede la realizzazione dell'intervento totalmente a carico della ESCo. Al termine dei 10 anni di contratto sono principalmente due le possibili soluzioni applicabili. Sarebbe infatti possibile effettuare una revisione dell'impianto per prolungare di ulteriori anni il contratto già stipulato con la ESCo; viceversa sarebbe possibile, qualora l'utente lo desiderasse, far valutare l'impianto per procedere al suo acquisto da parte del cliente stesso (che in questo caso dovrebbe provvedere esso stesso alla conduzione ed alla manutenzione dell'impianto).

La quota, di circa 100.000 €, è comprensiva dell'intervento di riqualifica della centrale termica (sostituzione dell'attuale caldaia con una nuova a condensazione ad alta efficienza) e dell'installazione di un micro-cogeneratore. La ESCo si occuperà quindi della realizzazione dell'intervento e della gestione dell'impianto, il cui costo di manutenzione sarà a carico dell'utente (viene incluso nell'offerta economica per la vendita di energia termica proposta dalla ESCo); l'utente a sua volta acquisterà l'energia elettrica e termica di cui avrà bisogno dalla ESCo stessa per tutta la durata del contratto.

La soluzione tecnica in tal caso si consiste nella sostituzione dell'attuale caldaia da 500 kW con:

- un cogeneratore da 20 kWel e 42 kWth, dimensionato ad inseguimento elettrico, come nel caso precedente;
- due caldaie a modulari a condensazione da 125 kW.

Nei seguenti grafici sono riportati i profili termico ed elettrico ottenuti a seguito del dimensionamento delle macchine inserite nell'impianto. La principale differenza rispetto al precedente studio, rientra innanzitutto nel profilo di funzionamento scelto per il cogeneratore. In questo secondo studio infatti si è optato per un funzionamento più omogeneo durante l'anno mantenendo anche nei mesi estivi (in particolare nei mesi di luglio ed agosto) un numero di ore di poco inferiore rispetto al resto dell'anno, ottimizzando l'utilizzo del cogeneratore e soddisfacendo completamente la domanda senza l'ausilio delle caldaie.

---

<sup>21</sup> Nate dal D.Lgs 115/08 con cui si è recepita la Direttiva 2006/32.

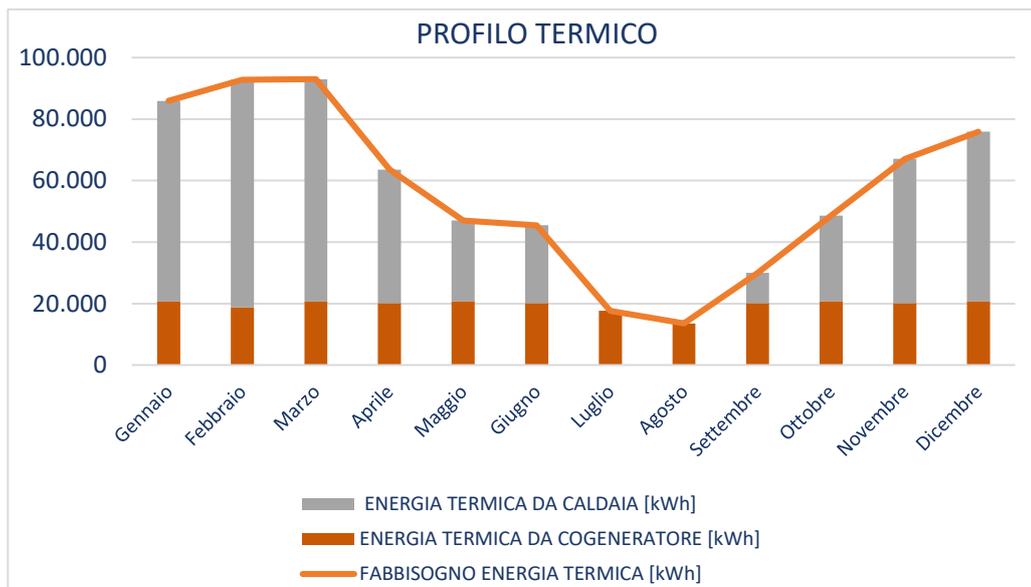


Grafico 5.6 – Profilo termico dato dall’energia termica prodotta dalla caldaia e dal cogeneratore.

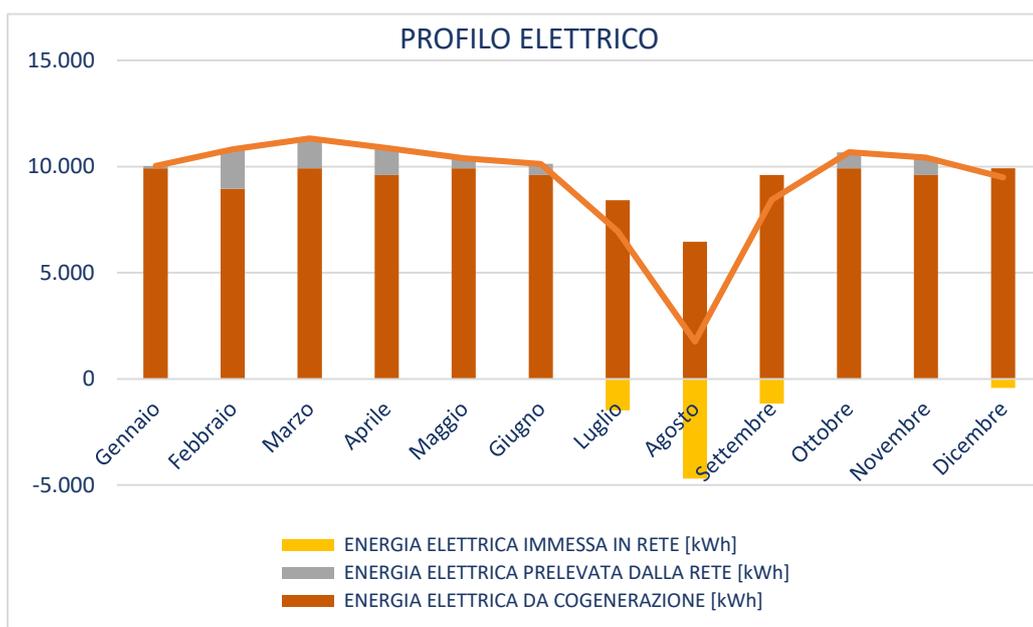


Grafico 5.7 - Profilo elettrico dato dall’energia elettrica prodotta dal cogeneratore, da quella prelevata dalla rete e da quella immessa.

Nel grafico 5.8 sono dettagliati gli importi delle spese annuali per l'acquisto dell'energia elettrica e termica. Per il caso ante-operam, gli importi<sup>22</sup> vengono calcolati a partire dal valore medio del prezzo, desunto dalle bollette a disposizione, riferito al terzo trimestre del 2018. Contrattualmente la ESCo propone uno sconto sul kilowattora, sia termico che elettrico, vendendo all'utente un vettore energetico complessivamente scontato del 10%, che per quanto riguarda l'energia termica include la quota di manutenzione pari a 0,0073€/kWhth. In seguito a queste condizioni economiche l'utenza risparmierà ogni anno 8.672,92 €, ed a fine contratto avrà accantonato 86.729,17 €.

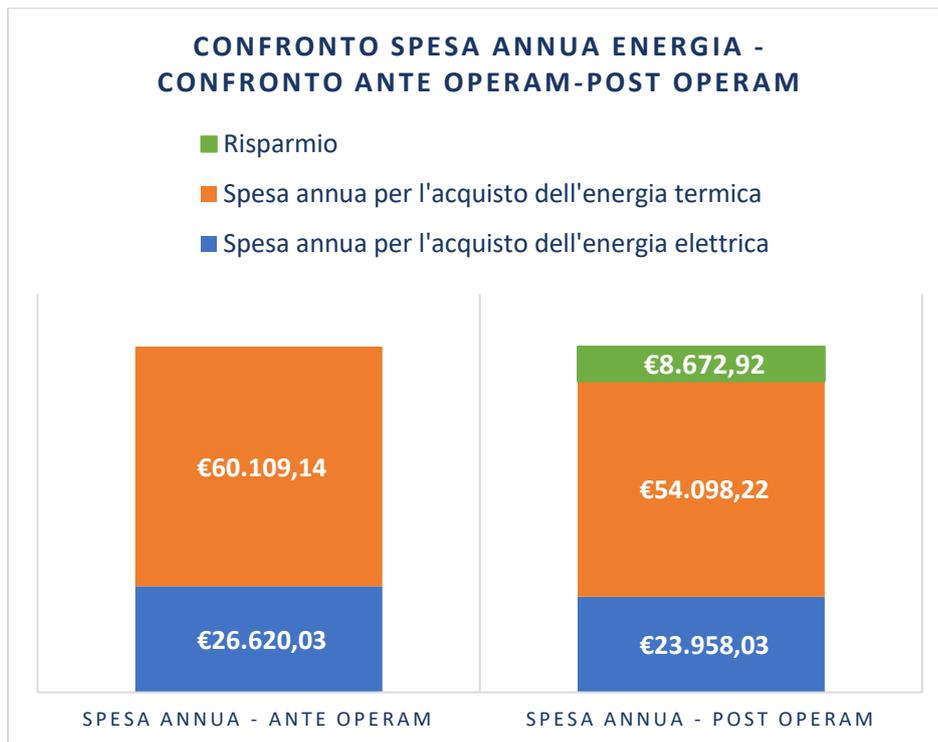


Grafico 5.8 – Confronto tra post-operam ed ante-operam della spesa annuale per l'approvvigionamento energetico.

<sup>22</sup> Ante-operam: per via della scelta del prezzo fatta per la comparazione, gli importi risultano maggiori.

### Comparazione delle offerte

L'offerta dell'azienda 1 consiste nell'installazione di un cogeneratore; quest'ultimo risulterà di proprietà del cliente, che dovrà provvedere esso stesso alla gestione dell'impianto e delle forniture di energia elettrica e gas naturale.

L'offerta proposta dalla ESCo, si concretizza invece con l'installazione del cogeneratore e la riqualifica della centrale termica. Queste saranno di proprietà della società stessa, che si occuperà di gestione e manutenzione dell'impianto ed approvvigionamento energetico del cliente.

Viene di seguito proposta una griglia riassuntiva (tabella 5.11) per la comparazione delle principali caratteristiche delle offerte presentate che fungono da discriminanti ai fini della scelta da parte dell'utente.

COMPARAZIONE DELLE OFFERTE PRESENTATE		AZIENDA-1	AZIENDA-2 (ESCo)
1	INVESTIMENTO INIZIALE	€ 73.810	€ -
2	PIANO DI AMMORTAMENTO DELL'INVESTIMENTO	NON PRESENTE	NON NECESSARIO
3	RISPARMIO ANNUO	€ 13.969	€ 8.673
4	RISPARMIO A 10 ANNI DALL'INSTALLAZIONE	€ 137.960	€ 86.729
5	GESTIONE DEI TITOLI	A CARICO DELL'UTENTE	NON NECESSARIA
6	SCAMBIO SUL POSTO	A CARICO DELL'UTENTE	NON NECESSARIO
7	APPROVVIGIONAMENTO MATERIA PRIMA	A DISCREZIONE DELL'UTENTE	EFFETTUATO DALLA ESCo

Tabella 5.11 – Griglia di comparazione delle offerte.

Al punto 1 della tabella 5.11 si osserva la presenza di un investimento iniziale per la prima azienda. Qualora il cliente non disponesse della liquidità necessaria per supportare l'investimento iniziale, dovrebbe richiedere un finanziamento, con conseguente incremento del costo derivante dagli interessi sul capitale finanziato. Non è stato inoltre fornito al cliente un piano di ammortamento dell'investimento (punto 2), permettendo all'utente di comprendere meglio il costo dell'investimento distribuito sulla vita utile del cogeneratore. Una buona soluzione per l'utente potrebbe essere rappresentata dall'acquisto del cogeneratore attraverso una formula di leasing<sup>23</sup>, possibilità non espressa nel business plan redatto.

Il risparmio annuo (punto 3-4) previsto dal primo studio è pari a 13.969,98€/anno e risulta superiore a quello previsto dalla ESCo che ammonta a 8.673 €. Il risparmio che ne deriverebbe a 10 anni dall'installazione del cogeneratore, risulta inferiore per la ESCo, con 86.729 € contro i 137.960 della prima società, che impiegherà i primi 4-5 anni di utilizzo del cogeneratore per rientrare nei costi dell'investimento fatto. Nonostante il risparmio previsto dalla ESCo risulti inferiore in valore assoluto, il servizio offerto permetterebbe di avere risparmi attivi fin dal primo anno di gestione dell'impianto senza alcun esborso iniziale.

Qualora il cliente scegliesse l'offerta proposta dalla prima azienda, al fine di accedere agli incentivi previsti (in questo caso al meccanismo dei Certificati Bianchi), dovrebbe richiedere ad un soggetto certificato di interfacciarsi per suo conto con il Gestore di Sistema, con i conseguenti costi. Nel caso in cui fosse la ESCo a gestire l'impianto, i TEE verrebbero da lei percepiti e contribuirebbero al ritorno dell'investimento fatto. Stipulando infatti il contratto con questa società, il cliente usufruisce dell'impianto ed acquista dalla stessa i vettori energetici di cui necessita. In questo modo l'utente beneficia di condizioni economiche favorevoli derivanti da una gestione ottimale

<sup>23</sup> Possibilità resa nota per mezzo di business case reperiti e redatti dalla medesima azienda, riferiti ad un'utenza analoga a quella in oggetto e per il medesimo cogeneratore.

dell'impianto, e dell'efficienza nell'acquisto delle commodities effettuata da parte di specialisti del settore.

Analogamente spetterebbe all'utente la gestione dello scambio sul posto qualora scegliesse la semplice installazione del cogeneratore dell'azienda 1, stipulando lui stesso una convenzione con il GSE. Questo aspetto nella presentazione dell'offerta non è stato dettagliato e preso in considerazione, ma comporterebbe un ulteriore impegno da parte dell'utente nell'espletare le pratiche necessarie. Va considerato inoltre che, dati i ridotti volumi di consumo dell'utenza, non si otterrebbe un guadagno consistente a seguito della vendita dell'energia immessa in rete. Se consideriamo infatti la produzione in eccesso risultante dal dimensionamento del primo studio, pari a 3.324 kWh, ed un costo medio dell'energia elettrica immessa in rete di circa 0.035 €/kWh [47], si otterrebbe un guadagno di soli 116 €/anno (oneri di amministrazione esclusi, da versare a favore del GSE e pari a circa 30 €/anno per un contatore con potenza disponibile pari a 60 kW).

A favore della proposta effettuata dalla prima azienda vi è che la proprietà dell'impianto al servizio della struttura rimarrebbe del cliente. D'altro canto, questo comporterebbe un impegno per il cliente che dovrà gestire in completa autonomia gli approvvigionamenti, l'ottenimento degli incentivi ed il meccanismo di vendita dell'energia elettrica in eccesso. Qualora l'utente avesse le competenze necessarie e l'interesse di occuparsi personalmente di tutti questi aspetti, questa soluzione potrebbe risultare preferenziale. Deve essere considerato che, nonostante l'installazione del cogeneratore, non verrebbe completamente soddisfatto il fabbisogno dell'utenza. Questo deficit verrebbe colmato dall'utilizzo di una caldaia installata nel 2013, funzionante a carico ridotto poiché sovradimensionata e non performante quanto quelle che potrebbero essere installate a seguito di una riqualifica della centrale termica, con diretto impatto sui consumi e di conseguenza sul costo dell'energia a carico del cliente. La ESCo, proponendo invece un intervento di completa riqualifica della centrale termica ed installazione del cogeneratore, provvede ad effettuare un intervento di efficientamento completo ed interamente a suo carico. Questo sistema è detto Finanziamento Tramite Terzi (FTT), ed è un utile meccanismo attraverso il quale chi non ha la possibilità di investire in un intervento di efficienza energetica, può affidarsi ad un ente (la ESCo) in grado di reperire le risorse necessarie per l'intervento. L'impianto, in seguito alla stipula del contratto, non sarà di proprietà del cliente e questo comporterebbe per quest'ultimo un vantaggio, poiché non dovrebbe occuparsi di tutti quegli aspetti sia "burocratici" che "tecnici" annessi all'installazione di un cogeneratore. Va inoltre ricordato che i vantaggi economici della ESCo dipendono sia dall'efficienza tecnica dell'impianto, sia dall'efficienza nell'acquisto delle materie prime. L'utente quindi acquisterebbe dalla società i vettori energetici ad un prezzo economicamente vantaggioso, poiché derivante dall'ottimizzazione "tecnica" e "di mercato" garantita da una ESCo. Per l'utente finale, accettare la seconda proposta non comporterebbe alcun cambiamento: continuerebbe a pagare delle fatture per l'acquisto dell'energia di cui necessita, ma ad un prezzo ridotto del 10%. Questa previsione di risparmio, unita alla possibilità del cliente di non curarsi della gestione dell'energia (lasciandolo libero di concentrarsi solo sul suo "core business"), rendono consigliabile l'offerta proposta dalla ESCo.

## 6. Conclusione

Lo studio ha permesso di evidenziare come le principali difficoltà dell'Italia siano rappresentate da una generazione di energia elettrica fortemente sbilanciata sul gas naturale, dalla forte dipendenza dall'estero per l'importazione dello stesso combustibile e da una scarsa efficienza della regolamentazione di settore.

L'analisi effettuata sulle principali variabili geopolitiche individuate ha permesso di comprendere qualitativamente l'impatto che l'introduzione dell'Emissions Trading System ha avuto nell'anno 2018 sul prezzo dell'energia elettrica in Italia. Rispetto agli anni 2015 e 2017 la correlazione tra prezzo dei "certificati neri" e PUN si è rafforzata a causa degli stringenti vincoli imposti dalla normativa nell'ambito delle riduzioni delle emissioni di gas serra.

L'analisi della struttura tariffaria e la comparazione dei prezzi della Maggior Tutela con quelli offerti nel libero mercato, hanno mostrato come l'efficienza nell'acquisto dell'energia elettrica rappresenti una soluzione immediata ed alla portata di tutti per ridurre i costi energetici domestici. Tuttavia l'utente domestico medio non possiede nella maggior parte dei casi le competenze necessarie per poter effettuare valutazioni tecnico-economiche efficaci e soprattutto il potere negoziale utile ad ottenere condizioni economiche vantaggiose nell'acquisto della materia prima nel libero mercato. Le condizioni economiche che Consip e SCR-Piemonte sono riuscite ad ottenere hanno confermato l'efficienza dei gruppi di acquisto nel garantire al cliente condizioni economiche vantaggiose rispetto alla Maggior Tutela ed alle offerte PLACET. Enti come Consip e SCR-Piemonte sono tuttavia soggetti a vincoli imposti dalla normativa nello svolgimento delle gare di appalto. La soluzione ottimale per gli utenti domestici è rappresentata allora dalla possibilità di partecipare a gruppi di acquisto privati. In questo caso le gare sono condotte senza vincoli imposti dalla normativa, e sono svolte da parte di soggetti con le competenze necessarie relative alle dinamiche di mercato ed alla normativa di settore. Ed è in questo contesto che si inserisce lo studio delle correlazioni tra le variabili che vanno ad impattare sui prezzi dell'energia elettrica al consumo. Attraverso un'attenta previsione degli sviluppi del mercato è infatti possibile mettere in atto strategie di acquisto che permetterebbero all'utente di risparmiare sull'acquisto dell'energia elettrica.

Per concludere, la comparazione tra i business plan richiesti ha permesso di identificare nella proposta della ESCo la soluzione più vantaggiosa per l'utente. Effettuando un intervento di efficientamento quale l'integrazione di un micro-cogeneratore con l'impianto termico di un'utenza, risulta evidente come l'efficienza energetica debba essere accompagnata da un'efficienza negli approvvigionamenti, ottimizzando la gestione dell'energia sia a livello "tecnico" sia a livello di "mercato". La ESCo permette quindi all'utente di risparmiare sui costi di fornitura e contemporaneamente di non curarsi della conduzione dell'impianto, della quale si occuperanno invece degli specialisti.

## Ringraziamenti

Il più grande ringraziamento va alla mia Famiglia: sapere di poter contare sempre su di voi è la cosa che mi darà sempre la forza di affrontare ogni cosa. Grazie per aver creduto in me ed essermi stati accanto.

Un immenso grazie a Luca. Mi hai insegnato a guardare le cose da un punto di vista differente, supportandomi e sopportandomi in ogni momento. Posso dire con certezza che senza di te non saremmo qui a festeggiare oggi.

Alle mie amiche ed ai miei amici, quelli vicini e quelli lontani, quelli di una vita e quelli incontrati negli ultimi anni. Siete i migliori compagni di avventure che io possa avere.

Ringrazio anche l'Ing. Tamburrino Michele e l'Ing. Fileti Francesco, per la disponibilità ed il supporto che mi avete dato durante tutto il percorso di stage e nello svolgimento di questa tesi.

## Indice Delle Abbreviazioni

ERI: Electricity Regulatory Index	OTC: Over The Counter
IEA: International Energy Agency	BNetzA: Bundesnetzagentur
COP: Conference of the Parties	BMWi: Federal Ministry for Economy Affairs and Energy
CIS: Commonwealth of Independent States.	EEX: European Energy Exchange
TEP: Tonnellata Equivalente di Petrolio	ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators
GDP: Gross Domestic Production	NRA: National Regulatory Authorities
IE: Intensità Energetica	RAB: Regulatory Asset Based
CIL: Consumo Interno Lordo	NETA: Inter-National Electrical Testing Association
OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development	DNO: Distribution Network Operators
OPEC: Organization of Petroleum Exporting Countries	CRE: Commission of Energy Regulation
USA: United States of America	EDF: Électricité De France
EPA: l'Enviromental Protection Agency.	SNAM: Società Nazionale Metanodotti
FERC: Federal Energy Regulatory Commission	EU-ETS: European Union Emission Trading System
NERC: North American Electric Reliability Corporation	EUA: European Allowances
PUC: Public Utilities Commission	ENEL: Ente Nazionale Energia Elettrica
PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act	TANAP: Trans Anatolian Natural Gas Pipeline
ISO: International System Operator	TAG: Trans Austria Gas
TSO: Transmission System Operator	TAP: Trans Adriatic Pipeline
CA-ISO: CALifornia ISO	AGIP: Azienda Generale Italiana Petroli
ISO-NE: New England ISO	SURGI: Società Anonima Utilizzazione e Ricerca Gas Idrocarburi
ISO-NY: New York ISO	LNG: Liquefied Natural Gas
SPP: South West Power Pool	STOGIT: STOccaggi Gas Italia
ERCOT: Electric Reliability Council of Texas	DEWA: Dubai Energy and Water Authority
RTO: Regional Transmission Organization	ARERA: Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
PJM: Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection	GSE: Gestore dei Servizi Energetici
SERC: State Energy Response Commission	IPEX: Italian Power Exchange
CSG: Customer Service Group	GME: Gestore dei Mercati Energetici
UAE: United Arab Emirates	AU: Acquirente Unico
ADWEA: Abu Dhabi Water and Energy Authority	PLACET: Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela.
BETTA: British Electricity Trading and Transmission Arrangements	PE: Prezzo Energia
APX: Amsterdam Power Exchange	

PED: Prezzo Energia e Dispacciamento

PPE: Prezzo Perequazione

TED: Tutor Energia Domestica

EGE: Esperto in Gestione dell'Energia

SGE: Sistema di Gestione dell'Energia

ESCo: Energy Service Company

NZEB: Nearly Zero Energy Building

TEE: Titoli di Efficienza Energetica

CAR: Cogenerazione Alto Rendimento

PES: Primary Energy Saving

## Bibliografia

### Capitolo 2

- [1] WEO 2018 – World Energy Outlook 2018, IEA  
<https://webstore.iea.org/download/summary/190?fileName=English-WEO-2018-ES.pdf>
- [2] IRENA – Global Energy Transformation – Roadmap to 2050  
<https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>
- [3] IRENA – Off-grid renewables Energy solutions to expand electricity access  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA\\_Off-grid\\_RE\\_Access\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_Off-grid_RE_Access_2019.pdf)
- [4] British Petroleum, Statistical review of energy 2018-19  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- [5] ERI, Electricity Regulatory Index for Africa  
[https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Electricity\\_Regulatory\\_Index\\_2018.pdf](https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Electricity_Regulatory_Index_2018.pdf)
- [6] WEC, Trilemma Index - <https://trilemma.worldenergy.org/>
- [7] British Petroleum – Energy Outlook 2018  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
- [8] IEA - <https://www.iea.org/statistics>
- [9] PRIS, Power Reactor Information System - Country Statistics  
<https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>
- [10] ENERDATA – World Energy Intensity  
<https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-intensity-gdp-data.html>
- [11] EIA - <https://www.eia.gov/>
- [12] Studi di settore – Il mercato elettrico statunitense (IntesaBci)
- [13] IEA Web site - <https://www.iea.org/countries/China/>
- [14] The energy regulation and market review, seventh edition. (Law Business Research Ltd)
- [15] OPEC Bulletin (11/2018)
- [16] UAE Government web site – <https://government.ae/>
- [17] Limes Online Articles – Carta Inedita della settimana - <http://www.limesonline.com/>
- [18] TAP - <https://www.tap-ag.com/>
- [19] Mapping power and utilities regulation in Europe - [https://www.ey.com/en\\_gl](https://www.ey.com/en_gl)
- [20] IEFCE Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy – Research Report n.7, “La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani”.
- [21] I Modelli Per La Gestione Delle Congestioni In Un Mercato Elettrico Competitivo – Fabio Guzzi
- [22] Dati mix energetico: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp?csrt=8258034685372044556>, British Petroleum world energy statistics 2018.

Dato di prezzo: <https://www.arera.it/it/dati/ees5.htm>, dati Germania, Francia e UK da <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, dato Dubai rappresentativo per gli UAE reperito da bolletta reale, per la Cina <https://www.statista.com/statistics/263492/electricity-prices-in-selected-countries/> prezzo del 2018, per USA <https://www.eia.gov/>.

[23] Brent: <https://www.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>

Tasso di cambio: <https://www.investing.com/currencies/eur-usd-historical-data>

[24] GME – Dati Storici Excel 2018: <http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>

[25] Dati EUA: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>

### Capitolo 3

[26] Arera: <https://www.arera.it/it/prezzi.htm>

### Capitolo 4

[27] Documento per la consultazione 337/2018/R/GAS).

[28] Terna: <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/datistatistici.aspx>

[29] Consip:

[https://www.acquistinretepa.it/opencms/opencms/scheda\\_bando.html?idBando=b2f9c57b3dc3a016](https://www.acquistinretepa.it/opencms/opencms/scheda_bando.html?idBando=b2f9c57b3dc3a016) ,  
[https://www.acquistinretepa.it/opencms/opencms/scheda\\_bando.html?idBando=595d22f610e9af12](https://www.acquistinretepa.it/opencms/opencms/scheda_bando.html?idBando=595d22f610e9af12) .

[30] SCR: <http://www.scr.piemonte.it/cms/acquisti-forniture-e-servizi.html>

[31] Terna: <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/mercatoelettrico/documentirelativialmercatoelettrico.aspx>

[32] Arera: <https://www.arera.it/it/dati/condec.htm>

[33] Arera: [https://www.arera.it/it/dati/elenco\\_dati.htm](https://www.arera.it/it/dati/elenco_dati.htm)

### Capitolo 5

[34] Fire, Rapporto Energy Manager 07/2018: <http://fire-italia.org/wp-content/uploads/2018/07/2018-07-rapporto-energy-manager.pdf>

[35] Arera: [https://www.arera.it/it/dati/elenco\\_dati.htm](https://www.arera.it/it/dati/elenco_dati.htm)

[36] Progetto Assist: <https://www.assist2gether.eu/ita-home>

[37] Arera: [https://www.arera.it/it/bonus\\_sociale.htm](https://www.arera.it/it/bonus_sociale.htm), [https://www.arera.it/it/bonus\\_gas.htm](https://www.arera.it/it/bonus_gas.htm)

[38] GSE: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/conto-termico/documenti>

[39] GSE: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>

[40] GME – Mercati Ambientali: <http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStoriciTEE.aspx>

[41] Documento GSE:

[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/COGENERAZIONE%20AD%20ALTO%20RENDIMENTO/Guide/GUIDA\\_CAR\\_AGGIORNAMENTO.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/COGENERAZIONE%20AD%20ALTO%20RENDIMENTO/Guide/GUIDA_CAR_AGGIORNAMENTO.pdf)

[42] GSE: Documento - Servizio di Scambio sul Posto, Modalità e condizioni tecnico-operative utilizzate per il Servizio di Scambio sul Posto [SSP] e per il Servizio di Scambio senza obbligo di coincidenza tra punti di immissione e di prelievo [SSA] -Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

[43]

[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SCAMBIO%20SUL%20POSTO/Regole%20e%20procedure/SSP+-+REGOLE+TECNICHE+\(2016\).PDF](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SCAMBIO%20SUL%20POSTO/Regole%20e%20procedure/SSP+-+REGOLE+TECNICHE+(2016).PDF).

[44] Analisi dei dati di funzionamento di macchine cogenerative e linee guida per il dimensionamento e la gestione.

[45] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/documenti>

[46] <https://www.gse.it/servizi-per-te/supporto/ritiro-dedicato/informazioni-general>

[47] <http://www.uniservizi.info/wp-content/uploads/2017/03/Totem-Presentazione-incontro-Ordine-Pistoia.pdf>