

Registro: Registro Protocollo, Prot.: [A] 0025682 del: 14/09/2018

Oggetto: ANALISI DINAMICA DEGLI ONERI DI SISTEMA E SCENARI DI TRASFERIMENTO AL DI FUORI DEL SISTEMA ELET

Mittente: osservatorio arera gdl energia elettrica

Destinatari:

Assegnatari Competenza: PCA

Assegnatari Conoscenza: COLLEGIO,TAC

Classifica:

*Osservatorio permanente A.R.E.R.A.  
G.d.L. "Energia Elettrica"*



AEEG PG.0025682/A - 14/09/2018

Spettabile  
**A.R.E.R.A.**  
*Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente*  
Corso di Porta Vittoria, 27  
20122 - Milano

*Alla cortese Attenzione del Collegio  
Stefano Besseghini - Presidente  
Gianni Castelli - Componente  
Andrea Guerrini - Componente  
Clara Poletti - Componente  
Stefano Saglia - Componente*

Roma, 13.9.2018

**OGGETTO: Analisi dinamica degli oneri di sistema e scenari di trasferimento al di fuori del sistema elettrico** - Trasmissione dello studio condotto dal GdL "Energia Elettrica" e considerazioni

Egregio Presidente, egregi Componenti del Collegio,

nel complimentarmi a nome di tutti i partecipanti dello scrivente Gruppo di Lavoro "Energia Elettrica" (di seguito anche "GdL") per la nomina ricevuta e l'insediamento avvenuto, da tempo desiderata ed auspicata, con riferimento all'oggetto e facendo seguito al lavoro svolto nel corso del 2017 e primo quadrimestre del 2018 dal GdL, sono con la presente a trasmettere in allegato, così come già avvenuto con ns. precedente nota del 22 giugno us, prot. 19303 indirizzata al precedente Collegio, lo studio svolto dall'ing. Marco Pezzaglia quale esperto incaricato dal GdL medesimo e da quest'ultimo internamente approfondito, discusso e condiviso nei suoi aspetti fondamentali, affinché lo stesso possa essere oggetto di approfondimento e valutazione dell'Autorità per sue più opportune considerazioni e auspicate successive azioni nell'ambito dei poteri previsti dalla Legge istitutiva 481/1995 e in particolare attraverso un'apposita Segnalazione al Governo.

Lo studio condotto, anche alla luce dei suoi possibili e auspicati esiti futuri, si inserisce in un quadro più ampio che ha visto i partecipanti al GdL impegnarsi nella necessità di approfondire l'impatto che la struttura degli oneri generali di sistema produce sulle diverse categorie di utenti, domestici e non domestici, anche al fine di ipotizzarne dei possibili scenari di sviluppo evolutivo.

Lo studio, successivamente ad una prima fase di ricognizione della situazione internazionale degli oneri di sistema e di analisi degli oneri generali di sistema in campo nazionale, è stato volto a:

- inquadrare la spesa per il sostegno delle fonti rinnovabili in Europa, le quote di contribuzione pubblica a diversi settori energy in diversi Paesi e le differenti modalità di copertura (prezzo dell'energia, tariffe regolate, meccanismi mercato, oneri fiscali e parafiscali ecc.);

- schematizzare, per l'Italia, l'andamento negli anni degli oneri di sistema, le modalità di ripartizione tra le diverse categorie di utenti (residenti, non residenti, connessi in BT, MT, AT e AAT), e la relativa quota di contribuzione agli oneri generali di sistema rapportata alla corrispondente quota di consumo di energia;
- analizzare le possibili evoluzioni della modalità di copertura degli oneri generali di sistema, ipotizzandone lo spostamento dalla tariffa elettrica verso altri driver.

Tutto ciò premesso, lo studio condotto dal Gruppo di Lavoro conclude e pone all'attenzione dell'Autorità, un'ipotesi di traslazione totale e/o parziale di una quota degli oneri generali di sistema sulla fiscalità generale, provvedendo al finanziamento dell'intervento tramite un apposito Fondo da gestire secondo le regole della finanza pubblica.

Tale ipotesi consentirebbe al contempo di responsabilizzare il decisore pubblico circa la necessità di elaborare una visione strategica più generale in materia di energia, che si traduca in una politica industriale volta a favorire concretamente l'intera collettività dei consumatori elettrici piuttosto che singole categorie specificamente circoscritte.

In merito, ci preme ricordare che la necessità di maggiore trasparenza circa i dati della contribuzione agli oneri generali di sistema per classi di utenti differenziate ha trovato soddisfazione dapprima nella messa a disposizione dei dati stessi da parte degli uffici dell'Autorità per le finalità di approfondimento del GdL e successivamente nella pubblicazione degli stessi nella Relazione annuale dell'Autorità al Parlamento. Ciò ha contribuito ad evidenziare aspetti non scontati all'interno dello Studio circa la struttura degli oneri generali di sistema, facendo emergere con chiarezza la criticità del peso crescente della contribuzione in particolare a carico degli utenti e delle imprese, di piccola e media dimensione, connesse in bassa tensione.

Lo studio ha avuto quindi anche il pregio di approfondire aspetti non sufficientemente analizzati finora e di arricchire un quadro informativo alla luce del quale è stato possibile ipotizzare, con maggiore solidità, scenari alternativi di contribuzione agli oneri generali di sistema tramite fonti diverse dalla bolletta elettrica.

Tra le proposte avanzate nello studio segnaliamo, tra l'altro, anche il trasferimento dalla bolletta alla fiscalità generale della quota parte degli oneri generali di sistema di cui alla componente Ae relativa agli sgravi in favore delle imprese energivore pari a circa 1,5 miliardi di euro. Lo studio, per tale ipotesi, considerando la base dati 2016, stima un incremento medio di 0,7% del fabbisogno tributario complessivo, rispetto ad un + 0,85% e + 0,66% delle aliquote IRES e IRPEF, mentre gli effetti sui consumatori ed in particolare sulle imprese non energivore fornirebbero una spinta alla competitività.

Concludo evidenziando che l'attuazione della riforma della bolletta elettrica, a cui si aggiungono i recenti provvedimenti (cd. "Decreto 21 dicembre 2017 Energivori" e "Delibera 50/2018") non produce di fatto l'auspicato effetto di alleggerimento del peso della contribuzione agli oneri generali di sistema a carico delle diverse classi di utenti, risultando tuttora particolarmente penalizzate per le utenze e imprese non energivore connesse in bassa tensione.

Alla luce di quanto sopra potrebbe risultare non pienamente conseguibile anche l'obiettivo più generale di riduzione del gap di costo dell'energia di cui alla SEN 2017, quale fattore critico

**Osservatorio permanente A.R.E.R.A.**  
**G.d.L. "Energia Elettrica"**

di successo per spingere la ripresa economica e la transizione verso la decarbonizzazione entro il 2025.

Nel ringraziarVi per l'attenzione ricevuta, si rimane a disposizione per gli eventuali ed ulteriori approfondimenti ritenuti necessari.

Con i migliori saluti.

***Il Coordinatore del G.d.L.***

ing. Luca Di Carlo



**ALLEGATO**

- Analisi dinamica degli oneri di sistema e scenari di trasferimento al di fuori del sistema elettrico"

# Analisi dinamica degli oneri di sistema e scenari di trasferimento al di fuori del sistema elettrico

Novembre 2017

# **Analisi dinamica degli oneri di sistema e scenari di trasferimento al di fuori del sistema elettrico**

## **Parte 1 Elementi introduttivi**

### **1. Oggetto**

Il Gruppo di Lavoro Elettricità ha individuato il tema degli oneri generali di sistema come uno degli ambiti tematici su cui soffermare la propria attenzione, con riferimento sia alla sua composizione che a delle ipotesi di spostamento del peso su altra fonte di copertura.

Con riferimento al secondo aspetto, il Gruppo di Lavoro si è posto l'obiettivo di affidare un lavoro di analisi ad un esperto "Analisi dinamica degli oneri e scenari di trasferimento al di fuori del sistema elettrico" con le seguenti finalità, proprie dell'Osservatorio:

- a) finalità di rendicontazione dell'operato dell'Autorità;
- c) funzione di proposta all'Autorità di argomenti e temi eventualmente da mutuare in segnalazioni a Governo e Parlamento, previa discussione e condivisione dei risultati del lavoro in seno al gruppo di Lavoro Elettricità

La ricerca commissionata dal Gruppo di lavoro si rifaceva alla seguente struttura indicativa:

- 1) Fase 1 : effettuazione un'analisi della dinamica delle componenti degli oneri (A2, A3, A4, As, AE, UC4, UC7, MTC, UCT);
- 2) Fase 2.1: valutazione generale della disciplina in materia di aiuti di stato in relazione ai vincoli di intervento. Valutazione comparativa delle azioni adottate in altri Paesi ad esempio Germania (diversa scelta allocativa tra settore residenziale e consumo energia per usi professionali) o Francia (legge finanziaria 2016 e trasferimento del Fondo per il Nucleare e gli incentivi alla Cogenerazione sulla fiscalità generale). Considerazioni utili per il caso italiano.
- 3) Fase 2.2: valutare l'impatto di ipotesi di spostamento di una sola componente/ più componenti su diversi scenari di copertura (fiscalità generale, fondi appositamente istituiti, utilizzo di strumenti finanziari DL 91/2014 art.26) con riferimento, ad esempio, a parametri di:
  - concorrenzialità dei mercati elettrici
  - differenziale europeo del costo dell'energia elettrica
  - profittabilità sistemi di autoconsumo
- 4) Fase 3 : analizzare l'impatto delle possibili modifiche sullo sviluppo di sistemi di generazione distribuita e autoconsumo e sulla profittabilità per le imprese di investire nell'autoconsumo; entrare nel merito degli usi di tale gettito per evidenziare quali segmenti sono impropriamente a carico del sistema elettrico con l'obiettivo di sollecitarne una rimodulazione finalizzata ad eliminare gli oneri impropri dalla bolletta.

### **2. Struttura del documento**

Il presente documento reca le principali conclusioni relative all'attività indicata al paragrafo precedente.

Oltre alla presente parte introduttiva, il presente rapporto si articola nelle seguenti parti:

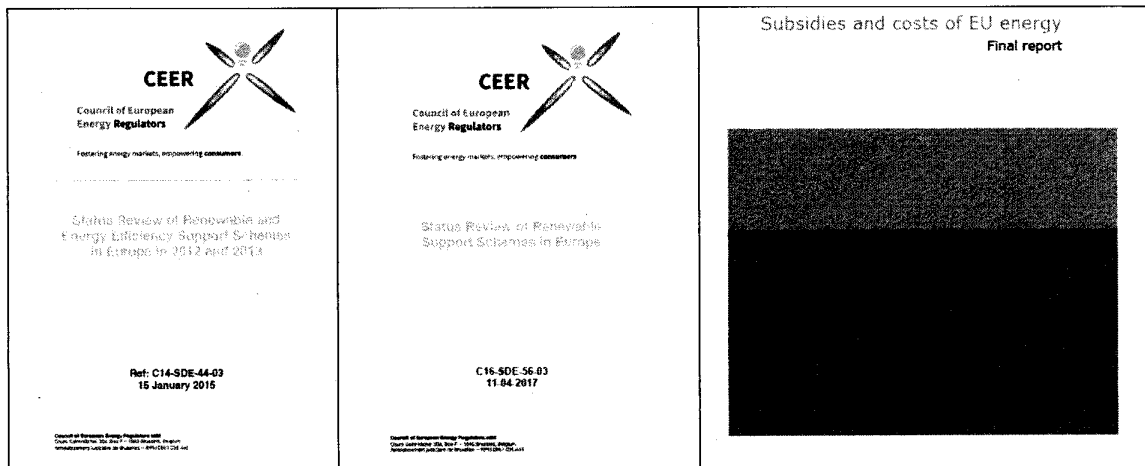
- Parte 2: Elementi di carattere ricognitivo
- Parte 3: Analisi dinamica degli oneri di sistema in campo nazionale
- Parte 4: Possibili evoluzioni della disciplina degli oneri di sistema

Per quanto concerne la fase tre non si è proceduto ad una analisi puntuale in quanto le recenti ipotesi di riforma tariffaria sono destinate ad impattare sui sistemi di autoconsumo, ma al momento non vi è una situazione normativa sufficientemente stabile che consenta di procedere a valutazioni di carattere puntuale utili a dare indicazioni di carattere più generale. Come sarà richiamato nel documento, sebbene, i sistemi di autoconsumo sono presenti in tutta Europa, analisi in campo europeo effettuate dalle autorità di regolamentazione portano a descrivere una situazione i cui contorni non sono chiaramente delineabili e per i quali risulta necessario procedere a successivi approfondimenti.

**Parte 2**  
**Elementi di carattere ricognitivo**

**3. Situazione internazionale e analisi a livello europeo**

Per motivi di semplicità la situazione europea è stata analizzata sulla base di studi effettuati da enti terzi senza al ricorso dell'analisi di riferimenti documentali di singoli Paesi. Le fonti utilizzate sono state sostanzialmente due tipologie di rapporti ricognitivi; più precisamente, la prima tipologia di fonte è rappresentata studi effettuati per conto della Commissione Europea tra cui, quello di Ecofys recante *Subsidies and costs of EU energy* è quello che contiene alcune informazioni di particolare interesse per le finalità del presente studio, mentre la seconda tipologia è rappresentata dai rapporti del CEER – *Council of European Energy Regulators* recanti *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe*, pubblicazioni 2015 e 2017. Mentre la prima tipologia di fonte rappresenta il punto di vista derivato dalla analisi di soggetti privati, la seconda tipologia di fonte rappresenta un punto di vista indipendente e i risultati in esso contenuto sono avvalorati dal fatto che i regolatori hanno per lo più accesso diretto ai dati e alle informazioni riguardanti l'amministrazione degli oneri di sistema (addirittura, a volte, sono i medesimi regolatori ad essere incaricati della gestione degli oneri).



Da un punto di vista teorico gli interventi volti al supporto di particolari settori con insorgenza di oneri per il sistema si configurano come un intervento pubblico con effetti sul prezzo finale dell'energia per i clienti.

Nella figura 1 sono indicati i volumi complessivi espressi in miliardi di euro a misura della consistenza degli interventi a livello mondiale a supporto dei vari sotto-settori dell'energia (rilevazioni riferibili all'anno 2012); da tali dati si evince che la sussidiazione di settori specifici non è connessa unicamente alla produzione di energia da fonti rinnovabili o allo sviluppo dell'efficienza energetica, ma il fenomeno è da estendersi, sebbene in diversa misura, a tutte le varie diramazioni del settore energy. È del tutto evidente, comunque, che l'intervento maggiore si verifica nel settore delle fonti rinnovabili e nel settore della domanda, sebbene l'intervento su carbone e nucleare risultino tutt'altro che trascurabili.



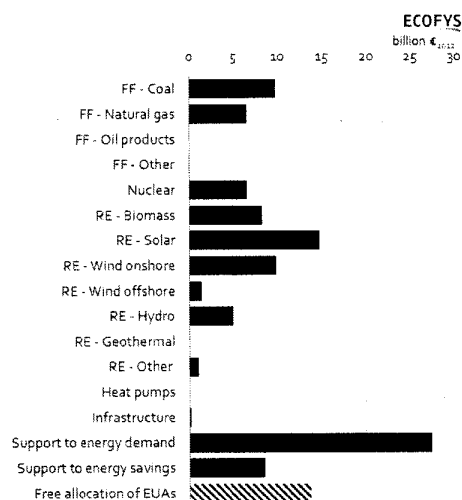


Figura 1 – quote di contribuzione pubblica a diversi settori energy

Nella seguente figura 2, invece, sono misurate le consistenze degli interventi suddivise per singoli paesi; si evince una situazione di disuniformità e disequilibrio tra i vari paesi che mostra in tutta la sua essenza il peso della politica dei singoli paesi.

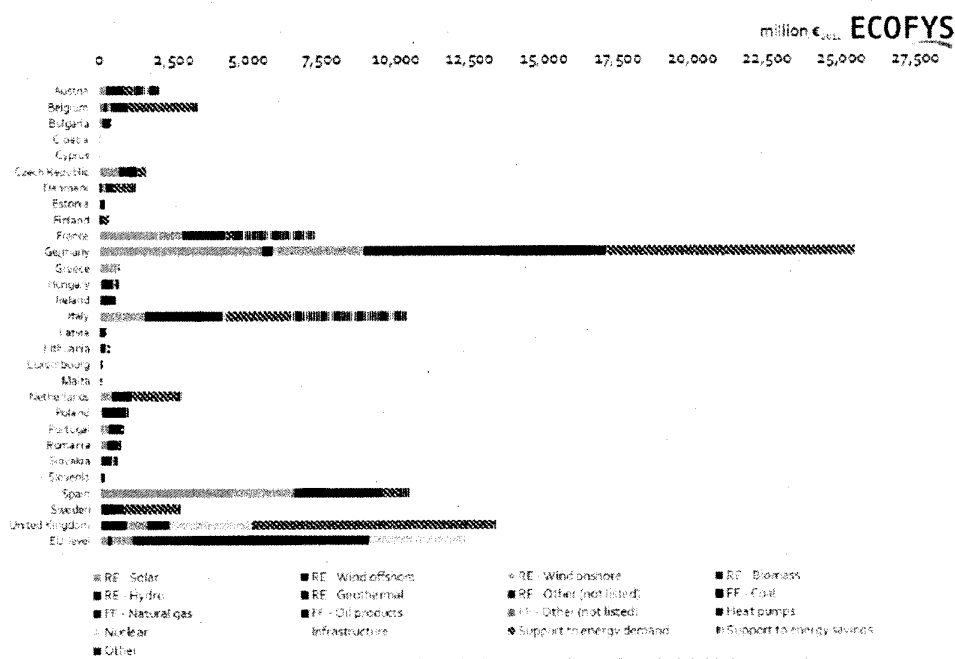


Figure S - 3 Interventions per Member State in 2012 (in million €2012)  
Note: The EU-level intervention refers to interventions financed by the EU and not by individual Member States.

Figura 2 – quote di contribuzione pubblica a diversi settori energy in diversi paesi

Il sostegno alla produzione di energia da fonte rinnovabile costituisce una tra le componenti maggiormente rilevante degli oneri di sistema. Dal punto di vista sostanziale, ai fini dello studio, è opportuno valutare gli ammontari riconducibili al sostegno alla produzione di energia da fonte rinnovabile e le modalità di finanziamento di detti ammontari. Metodologicamente sono individuabili tre categorie di modalità di copertura degli oneri:

- Tassazione generale - gli oneri sono sostenuti attraverso il sistema fiscale ordinario tipicamente basato su parametri reddituali;
- Ricorso a componente tariffaria regolata - gli oneri sono ricaricati sulle fatture dell'energia dei clienti finali e gli ammontari sono definiti da soggetti indipendenti dagli interessi di mercato;
- Mark up su prezzo energia - l'onere per il finanziamento dello sviluppo delle FER passa per le imprese di vendita che le ribaltano sui clienti secondo logiche di mercato (tipico sistema di obbligazione).

A livello europeo è riscontrabile una prevalenza del metodo del corrispettivo regolato almeno fino agli anni 2012 e 2013 a cui ha fatto seguito un'evoluzione verso l'avvio dello spostamento su meccanismi di tassazione generale/carbon tax con l'istituzione di sistemi via via sempre più ibridi.

	General taxes	Non-tax levies	Possible pass down to end users of supplier costs	Other
Austria		x		
Belgium		x	x	x
Croatia		x		x
Czech Republic	x	x		
Denmark		x		
Estonia		x		
Finland	x			
France		x		
Germany <sup>24</sup>		x	x	
Greece		x		
Hungary			x	
Ireland		x		
Italy		x		
Lithuania			x	
Luxembourg	x	x		
Netherland		x		
Norway			x	
Poland			x	
Portugal			x	
Romania			x	
Spain		x		
Sweden			x	
UK			x	

Figura 3 – Rilevazioni 2012/2013

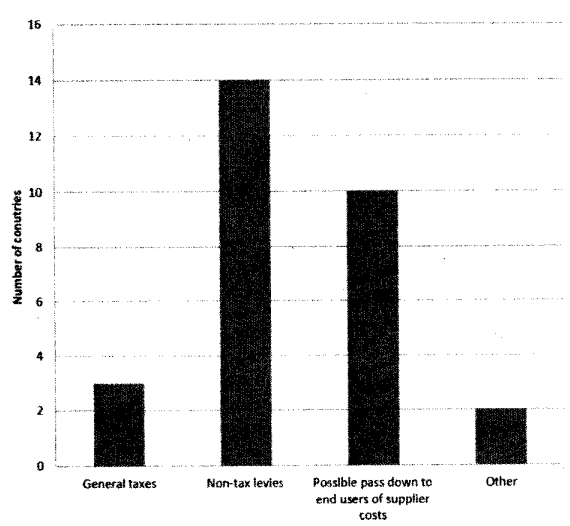


Figura 4 – Rilevazioni 2012/2013

CEER Member country	No changes since last review (2014)	Changes in the financing of the RES support scheme (e.g. surcharges, taxes, etc.)	Changes in the way RES support levies are being administered (e.g. introduction of lending procedures)	Changes related to the market integration of RES (e.g. balancing responsibilities)
Austria	X			
Belgium	X			
Bulgaria	X			
Croatia		X	X	X
Cyprus				
Czech republic	X			
Denmark	X			
Estonia	X			
Finland	X			
France		X	X	X
Germany			X	
Greece		X	X	X
Hungary				X
Ireland	X			
Italy	X			
Latvia	X			
Lithuania	X			
Luxembourg	X			
Malta	X			
Netherlands	X			
Norway	X			
Poland		X	X	
Portugal	X			
Romania			X	
Slovenia		X		
Spain			X	
Sweden	X			
United Kingdom	X			

Figura 5 – Evoluzione registrate nel 2014/2015 – parte 1

CEER Member	A - No changes since 2014*	B - General taxation paid by all citizens	C - Non-tax levies paid by some or all customers via electricity bill	D - Other, specify
Austria	X		X	
Belgium	X		X	
Bulgaria	X		X	
Croatia	X		X	X Two sources of financing: (1) Fee paid by all electricity consumers via their electricity bill and (2) electricity suppliers that are obliged to purchase electricity from producers under the FIT scheme in proportion to their market share & through a regulated price (currently around 55 EUR/MWh).
Cyprus	X		X	All electricity consumers are paying a RES fee for every kWh consumed on their electricity bill.
Czech Republic	X		X	X Two sources of financing: (1) Fee paid by all electricity consumers via their electricity bill & (2) State budget funds for providing subsidies to cover operating support for electricity
Denmark	X		X	
Estonia	X		X	
Finland	X			X Support is financed through the state budget.
France				X The government has announced its intention to stabilize the level of taxation of electricity, and to finance the increase of the cost of support by the taxation of fossil fuels.
Germany	X		X	In principle, all electricity consumers are paying a RES surcharge on each kWh consumed. Some exemptions apply for energy intensive industries and self-consumption.
Greece	X		X	X The RES cost is covered by (a) the cost of supply of RES-E from DAM imposed to suppliers, e.g. at SMP or average production cost whichever is higher from IS and average production cost for NII, (b) the cost of imbalances imposed to suppliers, (c) special levy on lignite consumption in €/MWh (d) part of the income from CO2 permits' auctioning (e) RES levy imposed to consumers. As of August 2016 a new charge on suppliers is imposed.
Hungary	X			
Ireland	X		X	
Italy	X		X	
Latvia	X	X		
Lithuania	X		X	RES support is financed through the Public Service Obligations, paid through the electricity bills by all electricity consumers.
Luxembourg	X	X	X	The scheme is mainly funded by a levy, but the government adds a certain amount from the general budget.
Malta	X	X		RES being financed by all tax payers.
Netherlands	X		X	
Norway	X	X		
Poland			X	
Portugal	X			X Support is funded through passing costs to end users, which are incorporated in the access tariffs according to ERSE Tariff Code.
Romania	X		X	
Slovenia			X	All final consumers of electricity & other fossil energy sources (natural gas, crude oil derivatives) pay a levy for funding the support scheme. The NRA determines the levy on the basis of the total amount money needed for the support scheme.
Spain	X		X	
Sweden	X		X	
UK			X	X Electricity consumers pay for RES support through a surcharge imposed on their electricity bills. As part of the UK Electricity Market Reform (EMR), a Government owned counterparty – the Low Carbon Contracts Company (LCCC) was established to manage the financing of RES support for the Contract for Difference (CfD) scheme, on behalf of consumers.

Figura 6 – Evoluzione registrate nel 2014 – Descrizione dei cambiamenti

Un ruolo molto importante in tema di sostegno alla produzione da fonti rinnovabili e alla distribuzione degli oneri tra gli utenti è rappresentato dalle esenzioni. Vengono riconosciute diverse

tipologie di esenzioni, tra cui spiccano le riduzioni di aliquote delle componenti tariffarie o delle componenti fiscali a favore di alcune categorie di clienti, ovvero il non pagamento degli oneri di sistema sull'energia autoconsumata. Nell'ultimo caso il regime di non pagamento si configura come un'esenzione nel caso in cui la misura è accordata in maniera selettiva nel caso di auto produzione di energia derivante da specifiche forme di produzione (ad esempio, da fonti rinnovabili). Con particolare riferimento all'autoproduzione/autoconsumo, una delle principali conclusioni degli studi del CEER è quella che non vi è chiarezza sul regime di esenzione accordato al regime di autoconsumo (cfr. figura 7). Il CEER conclude che tale modalità di esenzione dovrà essere indagata in maniera più precisa in futuro. Da notare come, ad esempio, che la conversione in legge del DL milleproroghe ha formalmente rimosso dall'ordinamento nazionale italiano il regime di esenzione per l'autoconsumo stabilito in maniera selettiva per determinate tipologie di produzione.

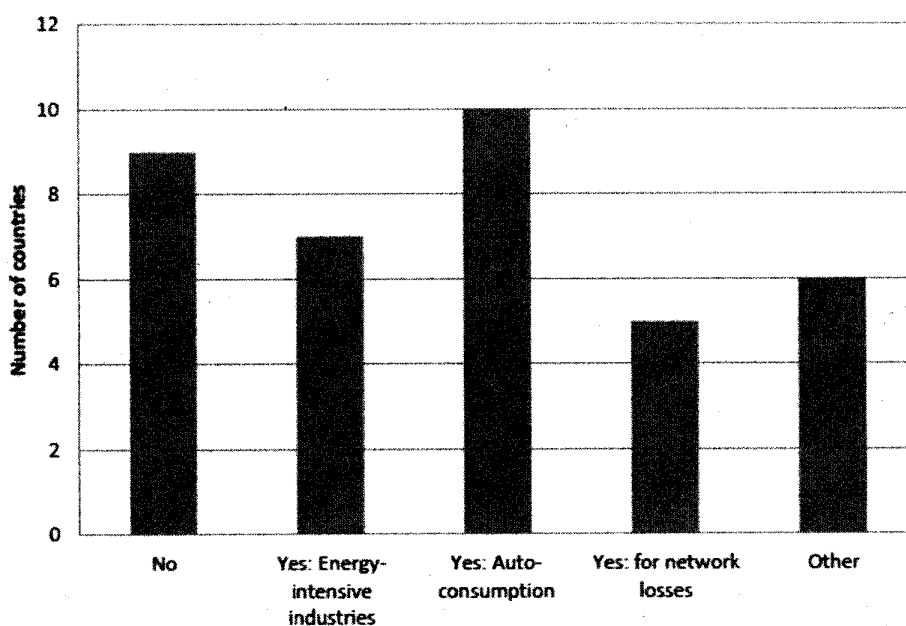


Figura 7 – Evoluzione registrate nel 2014 – Descrizione dei cambiamenti

Sulla base dei dati resi disponibili è possibile effettuare un'analisi del livello di spesa dei vari Paesi europei per il sostegno della produzione di energia da fonti rinnovabili (cfr. figura 8).

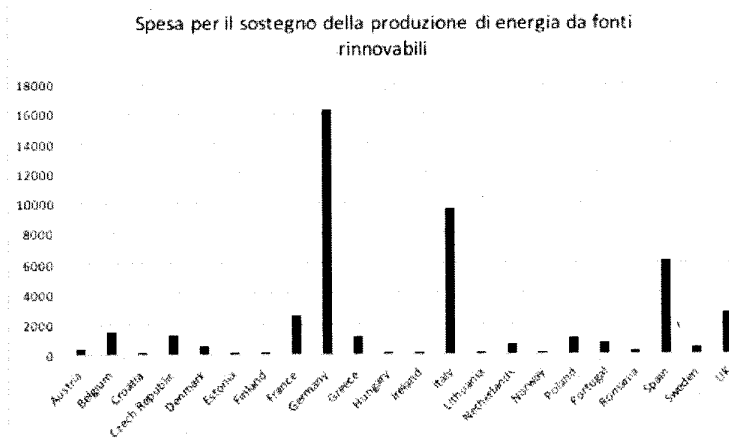


Figura 8 – Spesa per il sostegno FER nel 2013 – Rilevazioni CEER

Ai fini del presente studio, è interessante tentare di comprendere se il metodo di copertura degli oneri a supporto della produzione da fonti rinnovabili sia in un qualche modo legato alla misura della quantità del supporto. A tal fine si è tentato di creare una relazione tra metodi e quantità. Se ne ricava l'impossibilità di fornire un'indicazione precisa circa il rapporto tra l'ammontare complessivo caricato e il metodo di copertura. Probabilmente prevalgono approcci storici e, sopra tutto, la certezza del flusso di pagamento (cfr. seguente tabella e relativa figura 9).

	Expenditure (milioni euro)	General taxes	Non-tax levies	Pass down to end users	Consumo di energia elettrica (GWh - 2013 - Dati Eurostat)	Rapporto tra spesa e consumo
Germany	16.288		X	X	523.201	31,1
Italy	9.585		X		287.398	33,4
Spain	6.165			X	230.951	26,7
UK	2.743			X	316.385	8,7
France	2.488		X		438.063	5,7
Belgium	1.490		X	X	82.731	18,0
Czech Republic	1.268	X	X		55.709	22,8
Greece	1.165		X		48.791	23,9
Poland	1.038			X	123.557	8,4
Portugal	781			X	45.257	17,3
Netherlands	686		X		104.389	6,6
Denmark	568		X		31.106	18,3
Sweden	495		X		125.016	4,0
Austria	361		X		61.011	5,9
Romania	190			X	40.317	4,7
Hungary	99			X	35.728	2,8
Ireland	56		X		24.754	2,3
Lithuania	49			X	9.237	5,3
Finland	47	X			79.052	0,6
Croatia	22		X		14.833	1,5
Estonia	17		X		6.906	2,5
Norway	4			X	109.025	0,0

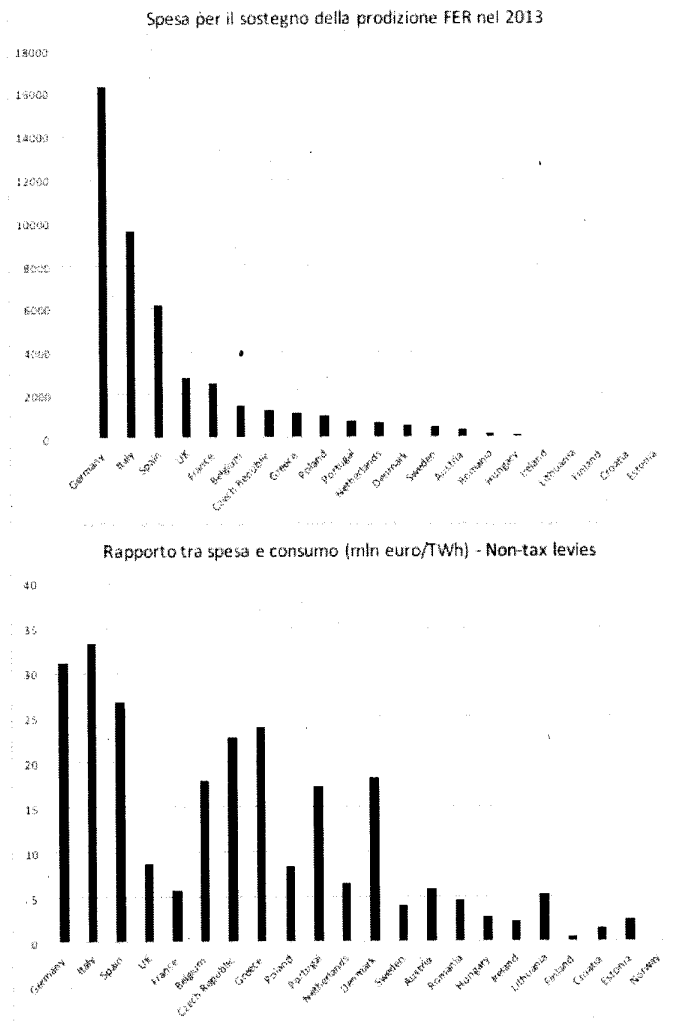


Figura 9 – Relazioni tra quantità del supporto alla produzione FER e metodologie di copertura degli oneri

**Parte 3**  
**Analisi dinamica degli oneri di sistema in campo nazionale**

**4. Gli oneri di sistema in Italia**

Al fine dell'analisi dinamica degli oneri di sistema in campo nazionale, i primi elementi da analizzare sono costituiti dalla quantità di oneri presenti all'interno del sistema, dall'analisi del loro incremento del tempo (cfr. figura 10) e dalle previsioni di evoluzione in futuro (cfr. figura 11). E' noto che tra i vari oneri la componente a copertura del supporto dello sviluppo della produzione da fonti rinnovabili gioca un ruolo preponderante (componente A3); al fine di una valutazione complessiva, a tale onere devono poi essere aggiunti gli altri oneri diversi da quelli a copertura del sostegno della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Andamento oneri GSE (mld euro)								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Oneri complessivi (GSE)					14,9	15,7	14,7	16,5
Fabbisogno componente A3	3,1	3,6	7,4	9,8	11,6	13,4	12,6	14,4

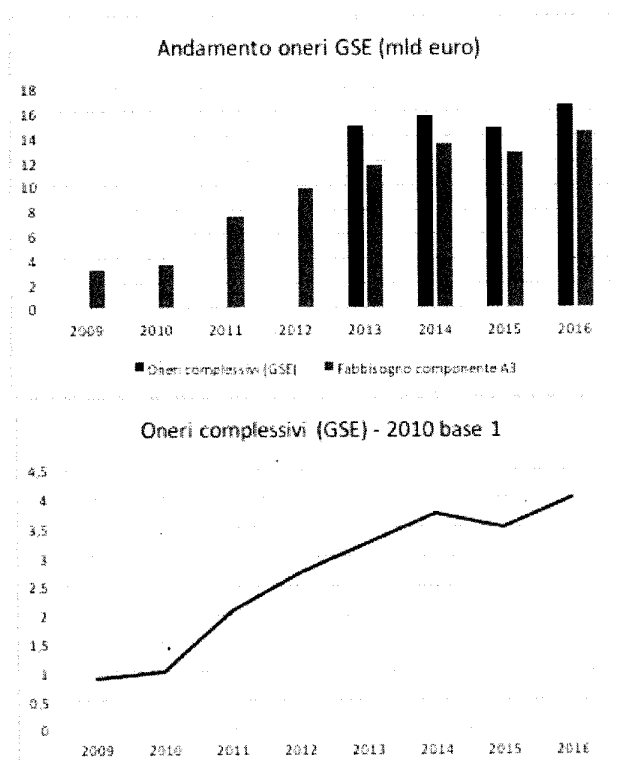


Figura 10 – Incremento degli oneri di sistema

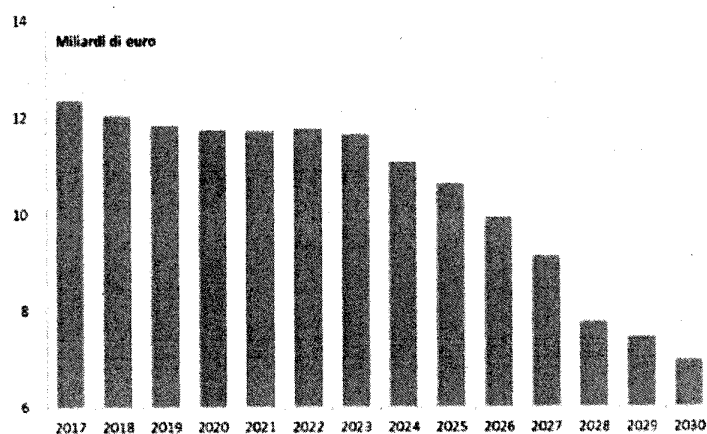


Figura 11 – Andamento futuro degli oneri di sistema (rilevazione da SEN 2017)

## 5. Analisi dinamico in campo nazionale: approccio metodologico

Il presente paragrafo riporta una sintesi dell'approccio metodologico adottato per le analisi dinamica degli oneri in campo nazionale. La finalità dell'analisi è quella di andare a fotografare come gli oneri sono evoluti nel tempo e come questi abbiano impattato sulle diverse categorie di utenti in rapporto alla quota di copertura associabile a ciascuna categoria rispetto all'onere complessivo. Nel dettaglio sono stati raccolti tutti i dati degli aggiornamenti trimestrali degli ultimi sette anni, dal 2010 al 2016 (Appendici da A1 a A7), anche se l'analisi è stata concentrata sugli ultimi 6 anni (2011-2016) tenendo conto dei riscontri documentali derivabili dalle deliberazioni degli aggiornamenti tariffari e in aderenza ai dati resi disponibili dall'Autorità con il DCO 255/2016. I dati raccolti sono stati classificati per anno e per componenti nel corso degli anni al fine di valutarne la dinamica evolutiva. L'evoluzione delle singole componenti è poi stata monitorata in termini assoluti e in termini relativi.

Al fine delle valutazioni di impatto, le componenti medie annuali per categoria sono state applicate al numero di punti, alla stima della potenza impegnata media per categoria e all'energia elettrica oggetto di vendita per ciascuna categoria come derivabile dai bilanci delle relazioni annuali dell'Autorità potendo così verificare la quota percentuale di contribuzione alla spesa totale da parte di ciascuna categoria. Se ne ricava una fotografia dell'evoluzione degli oneri nel corso del tempo considerati:

- l'architettura di base degli oneri che vede una diversa ripartizione tra oneri fissi e oneri variabili tra diverse categorie;
- l'effetto degli scaglioni per gli utenti AT e AAT (la cui valutazione è complessa e per la quale serve ricorrere a dati non pubblici).

Più nel dettaglio, per ciascun anno sono stati valutati i parametri numero di punti, potenza media impegnata ed energia per ciascuna classe di utenza individuabile dalle tabelle degli aggiornamenti tariffari. Sono stati calcolati i valori medi dei corrispettivi unitari trimestrali delle componenti A e delle componenti UC. Sono stati calcolati i gettiti rivenienti da ciascuna categoria e la somma complessiva dei gettiti è stata confrontata con gli oneri resi noti dall'Autorità con il DCO 255/2016. I gettiti per categoria sono stati divisi per l'energia di ciascuna categoria ad ottenere un **corrispettivo unitario medio**. Sono stati analizzati gli andamenti del corrispettivo unitario medio rispetto ad un anno di riferimento (2011) e nella sua evoluzione anno su anno. È stata verificata, infine, la **quota**



**di contribuzione** di ciascuna categoria di utenti: passando dai parametri unitari (corrispettivi e parametri elettrici) ai parametri complessivi (quote di gettito) mediante il prodotto tra le due classi di parametri si ottiene il gettito derivante da ciascuna categoria di utenti che rapportato all'onere complessivo restituisce la quota con cui ciascuna categoria di utenti partecipa alla copertura del gettito complessivo; l'analisi dinamica sull'arco di tempo di interesse mostra come tale quota sia evoluta nel corso del tempo (per i parametri di base, cfr. Appendici A8 e A9).

Nella presente analisi le componenti UC3 e UC6 sono state rilevate, ma trattate alla pari di costi di rete e sono state escluse dall'analisi dell'impatto.

**6. Analisi dinamico in campo nazionale: aspetti "contingenti" - approssimazioni**

Al fine dell'interpretazione dei risultati serve tenere conto di alcuni aspetti particolari e di alcune approssimazioni che devono essere adottate nell'ottica di mantenere un giusto equilibrio tra grado di complicazione delle analisi e qualità dei risultati da ottenere. Tra gli elementi di particolare interesse che hanno un impatto sulla lettura dei risultati si richiamano i seguenti:

- dal 2014 interviene la componente AE che si applica soltanto ad una quota di consumi non nota in via ufficiale che viene rimossa nel 2016 e re-istituita nel 2017;
- l'attuazione dell'art. 23 del D.L. 91/2014 ha comportato l'applicazione di riduzioni tariffarie agli utenti in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 k W e agli utenti non energivori del settore della media tensione;
- nel 2016 gli sconti del D.L. 91/2014 sono stati estesi a tutti i clienti MT dal momento in cui in tale anno è stato sospeso il regime degli energivori;
- dal 2017, riprendendo il regime degli energivori, gli sconti del D.L. 91/2014, per quanto riguarda la MT, sono stati attribuiti nuovamente unicamente ai clienti non energivori.

L'analisi comprende gli effetti dei suddetti elementi in termini complessivi, ma non ne effettua una scrematura al netto dei medesimi. L'effetto principale è una redistribuzione di oneri tra categorie di clienti (specie tra energivori e non energivori) e la non sterilizzazione dei risultati dall'impatto delle predette misure introduce alcune apparenti discrepanze nelle valutazioni conclusive. Tenere in debito conto effetti degli elementi sopraccitati aiuterà a comprendere i risultati ottenuti per gli anni dal 2014 al 2016.

**7. Analisi dinamico in campo nazionale: evoluzione delle classi di utenti**

Un ulteriore elemento di complicazione è rappresentato dall'evoluzione nel tempo delle classi di utenti; infatti, nel corso del tempo l'articolazione delle classi di utenti ha subito una evoluzione (cfr. seguente tabella).

2010-2011	2012-2013	2014	2015	2016
<p><b>Utenti di</b></p> <p>Utenti domestici in bassa tensione</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata superiore a 10 kW e non residenziali</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>Utenti in bassa tensione di alimentazione pubblica</p>	<p>Utenti domestici in bassa tensione</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata superiore a 10 kW e non residenziali</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>Utenti in bassa tensione di alimentazione pubblica</p>	<p>Utenti domestici in bassa tensione</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata superiore a 10 kW e non residenziali</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>Utenti in bassa tensione di alimentazione pubblica</p>	<p>Utenti domestici in bassa tensione</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata superiore a 10 kW e non residenziali</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>Utenti in bassa tensione di alimentazione pubblica</p>	<p>Utenti domestici in bassa tensione</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>di cui: residenziali con potenza impegnata superiore a 10 kW e non residenziali</p> <p>per consumi inferiori a 1000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 1000 kWh e oltre a 2000 kWh</p> <p>per consumi superiori a 2000 kWh</p> <p>Utenti in bassa tensione di alimentazione pubblica</p>
<p><b>Utenti di</b></p> <p>Utenti in bassa tensione con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in bassa tensione con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in bassa tensione con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in bassa tensione con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in bassa tensione con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>
<p><b>Utenti di</b></p> <p>Utenti in media tensione</p> <p>di cui: con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in media tensione</p> <p>di cui: con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in media tensione</p> <p>di cui: con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in media tensione</p> <p>di cui: con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>	<p>Utenti in media tensione</p> <p>di cui: con potenza impegnata non superiore a 10 kW</p> <p>di cui: con potenza impegnata superiore a 10 kW</p>
<p><b>Utenti di</b></p> <p>Utenti in alta e altissima tensione di cui: di cui alla lettera a)</p> <p>Utenti in altissima tensione: superiore a 220kV</p>	<p>Utenti in alta e altissima tensione di cui: di cui alla lettera a)</p> <p>Utenti in altissima tensione: superiore a 220kV</p>	<p>Utenti in alta e altissima tensione di cui: di cui alla lettera a)</p> <p>Utenti in altissima tensione: superiore a 220kV</p>	<p>Utenti in alta e altissima tensione di cui: di cui alla lettera a)</p> <p>Utenti in altissima tensione: superiore a 220kV</p>	<p>Utenti in alta e altissima tensione di cui: di cui alla lettera a)</p> <p>Utenti in altissima tensione: superiore a 220kV</p>

La ricognizione delle varie componenti tariffarie ha richiesto quindi uno sforzo di riclassificazione e ordinamento delle varie voci.

## 8. Analisi dinamico in campo nazionale: validazione del modello

Nel corso dello studio è stato in pratica ricostruito il sistema di raccolta e copertura degli oneri generali di sistema nel corso degli anni andando a moltiplicare i parametri tariffari (singole voci delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema) per i parametri elettrici associabili a ciascuna categoria di clienti (in termini di numero di punti, potenza impegnata, prelievo di energia elettrica dalla rete). Passaggio preliminare a qualunque ulteriore considerazione o conclusione è ovviamente la validazione del modello elaborato. A tal fine si è andati a confrontare la raccolta complessiva ottenibile attraverso il modello elaborato e il volume degli oneri effettivi indicati dall'Autorità nel DCO 255/2016.

								Utenze domestica in bassa tensione
								di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW
484	569	810	1157	1302	1373	1431		per consumi annui fino a 1800 kWh
187	207	295	300	356	450	461		per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh
244	298	431	351	321	463	468		per consumi annui oltre 2640 kWh
								di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti
97	124	179	276	321	334	338		per consumi annui fino a 1800 kWh
37	44	61	82	100	122	123		per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh
120	148	214	226	234	297	300		per consumi annui oltre 2640 kWh
138	181	264	334	369	391	394		Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica
								Utenze in bassa tensione per alimentazione infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici
1046	1346	1960	2453	2648	2893	2942		Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW
0	0	0	0	0	0	0		con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW
0	0	0	0	0	0	0		con potenza impegnata superiore a 1,5 kW
32	1175	1688	2131	2342	2526	2550		Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW
0	0	0	0	0	0	0		con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW
0	0	0	0	0	0	0		con potenza impegnata superiore a 1,5 kW
6	8	12	16	18	19	19		Utenze in media tensione di illuminazione pubblica
1940	2622	3726	4755	5306	5346	5405		Altre utenze in media tensione
344	486	641	774	855	925	934		Utenze in alta tensione
								Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV
								Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV
<b>4.675</b>	<b>7.209</b>	<b>10.282</b>	<b>12.854</b>	<b>14.172</b>	<b>15.140</b>	<b>15.364</b>		
DCO255	<b>7.472</b>	<b>11.124</b>	<b>13.637</b>	<b>14.753</b>	<b>15.796</b>	<b>16.063</b>		
ERRORE DI STIMA:	4%	8%	6%	4%	4%	4%		

A meno delle approssimazioni introdotte è possibile affermare che il modello restituisce i livelli di contribuzione complessiva alla copertura degli oneri indicati dall'Autorità nel DCO 255/2016 e quindi costituisce una buona rappresentazione per le finalità dello studio.

## 9. Corrispettivo unitario medio

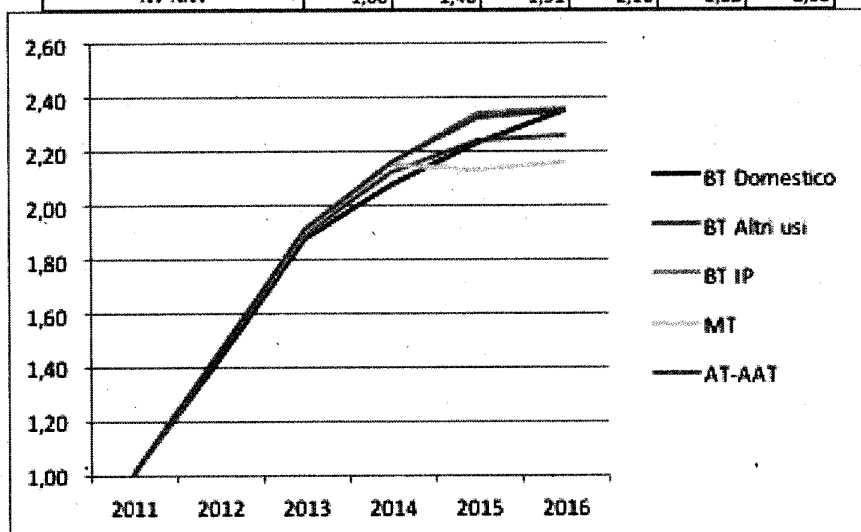
Il valore del corrispettivo unitario medio equivalente è un dato assoluto che non dà una informazione del tutto corretta sulla modalità di ripartizione degli oneri tra le varie categorie, mentre può avere invece una certa significatività registrarne l'andamento nel tempo.

Contribuzione oneri generali - Corrispettivo unitario equivalente (euro/MWh)						
<b>R-PI&lt;3kW (1800 kWh)</b>	16	23	30	35	38	39
<b>R-PI&lt;3kW (1800 -2640kWh)</b>	24	34	45	52	57	58
<b>R-PI&lt;3kW (&gt;2640kWh)</b>	35	50	65	75	82	83
<b>ReNR-PI&gt;3kW (1800 kWh)</b>	35	50	65	75	82	83
<b>ReNR-PI&gt;3kW(1800 -2640kWh)</b>	35	50	65	75	82	83
<b>ReNR-PI&gt;3kW (&gt;2640kWh)</b>	35	50	65	75	82	83
<b>IP-BT</b>	30	43	57	64	69	70
<b>VE-BT</b>						
<b>BT&lt;16,5kW</b>	44	64	83	92	99	101
<b>BT&gt;16,5kW</b>	29	42	55	62	64	65
<b>IP-MT</b>	24	35	45	51	55	56
<b>MT</b>	26	39	50	57	56	57
<b>AT-AAT</b>	10	15	19	22	23	24
<i>Media aritmetica totale</i>	28	41	54	61	66	67

- R: residenti  
 PI: potenza impegnata  
 ReNR: residenti e non residenti  
 IP: illuminazione pubblica  
 VE: punti di ricarica dei veicoli elettrici  
 BT: bassa tensione  
 MT: media tensione  
 AT: alta tensione  
 AAT: altissima tensione

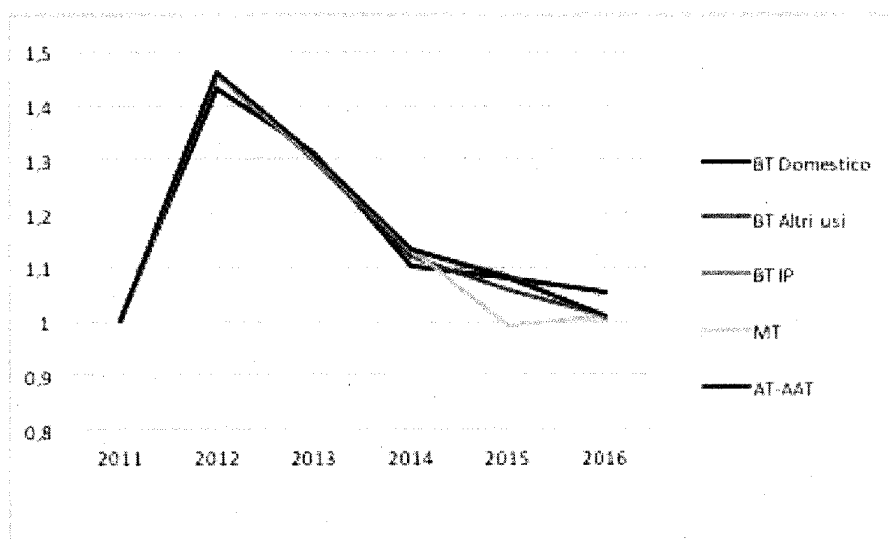
Alla fine dell'analisi dell'evoluzione nel tempo del corrispettivo unitario medio è stato posto pari a 1 il valore nel 2011 e sono state registrate le variazioni anno per anno rispetto a tale valore assunto come riferimento. L'analisi mostra come l'andamento del tempo del corrispettivo medio unitario è praticamente uniforme su tutte le categorie di utenti; in altre parole, dal 2011 al 2016, pur tenendo conto delle debite approssimazioni soprarichiamate, il corrispettivo a copertura degli oneri di sistema per le diverse categorie di utenti è cresciuto nella stessa maniera (cfr. prospetto seguente).

Contribuzione oneri generali - Corrispettivo unitario equivalente						
Rapporto rispetto al livello 2011						
R-PI<3kW (1800 kWh)	1,00	1,43	1,87	2,18	2,36	2,46
R-PI<3kW (1800 -2640kWh)	1,00	1,43	1,88	2,17	2,37	2,42
R-PI<3kW (>2640kWh)	1,00	1,43	1,88	2,17	2,37	2,39
ReNR-PI>3kW (1800 kWh)	1,00	1,43	1,88	2,17	2,37	2,39
ReNR-PI>3kW(1800 -2640kWh)	1,00	1,43	1,88	2,17	2,37	2,39
ReNR-PI>3kW (>2640kWh)	1,00	1,43	1,88	2,17	2,37	2,39
IP-BT	1,00	1,46	1,91	2,16	2,34	2,36
BT<16,5kW	1,00	1,47	1,90	2,10	2,27	2,31
BT>16,5kW	1,00	1,45	1,88	2,13	2,19	2,21
IP-MT	1,00	1,46	1,91	2,15	2,32	2,35
MT	1,00	1,46	1,90	2,15	2,13	2,16
AT-AAT	1,00	1,46	1,91	2,16	2,32	2,35



Un'ulteriore analisi di particolare interesse è quello di monitorare l'incremento annuo del corrispettivo (nella precedente valutazione l'incremento era valutato rispetto al valore del 2011). (cfr. prospetto seguente).

Contribuzione oneri generali - Corrispettivo unitario equivalente						
Incremento anno su anno						
R-PI<3kW (1800 kWh)	1,00	1,43	1,31	1,16	1,09	1,04
R-PI<3kW (1800 -2640kWh)	1,00	1,43	1,31	1,16	1,09	1,02
R-PI<3kW (>2640kWh)	1,00	1,43	1,31	1,16	1,09	1,01
ReNR-PI>3kW (1800 kWh)	1,00	1,43	1,31	1,16	1,09	1,01
ReNR-PI>3kW(1800 -2640kWh)	1,00	1,43	1,31	1,16	1,09	1,01
ReNR-PI>3kW (>2640kWh)	1,00	1,43	1,31	1,16	1,09	1,01
IP-BT	1,00	1,46	1,31	1,13	1,08	1,01
BT<16,5kW	1,00	1,47	1,30	1,11	1,08	1,02
BT>16,5kW	1,00	1,45	1,30	1,14	1,03	1,01
IP-MT	1,00	1,46	1,31	1,13	1,08	1,01
MT	1,00	1,46	1,30	1,13	0,99	1,01
AT-AAT	1,00	1,46	1,31	1,13	1,08	1,01



Anche la presente analisi conferma quanto già ottenuto in precedenza e cioè che l'evoluzione nel tempo del corrispettivo medio unitario è uniforme per tutte le categorie di utenti. Le approssimazioni adottate sono alla base dei disallineamenti riscontrabili dal 2014 a 2016.

#### 10. Quota di contribuzione

In relazione alla quota di contribuzione, la seguente tabella indica come le diverse categorie di consumatori (elettrici) hanno contribuito alla copertura degli oneri generali complessivi.

<b>R-PI&lt;3kW (1800 kWh)</b>	8%	8%	9%	9%	9%	9%
<b>R-PI&lt;3kW (1800 -2640kWh)</b>	3%	3%	2%	3%	3%	3%
<b>R-PI&lt;3kW (&gt;2640kWh)</b>	4%	4%	3%	2%	3%	3%
<b>ReNR-PI&gt;3kW (1800 kWh)</b>	2%	2%	2%	2%	2%	2%
<b>ReNR-PI&gt;3kW(1800 -2640kWh)</b>	1%	1%	1%	1%	1%	1%
<b>ReNR-PI&gt;3kW (&gt;2640kWh)</b>	2%	2%	2%	2%	2%	2%
<b>IP-BT</b>	3%	3%	3%	3%	3%	3%
<b>BT&lt;16,5kW</b>	19%	19%	19%	19%	19%	19%
<b>BT&gt;16,5kW</b>	16%	16%	17%	17%	17%	17%
<b>MT</b>	36%	36%	37%	37%	35%	35%
<b>AT-AAT</b>	7%	6%	6%	6%	6%	6%
<b>Totali</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Le figure che seguono non fanno altro che effettuare una rappresentazione grafica dei risultati ottenuti.

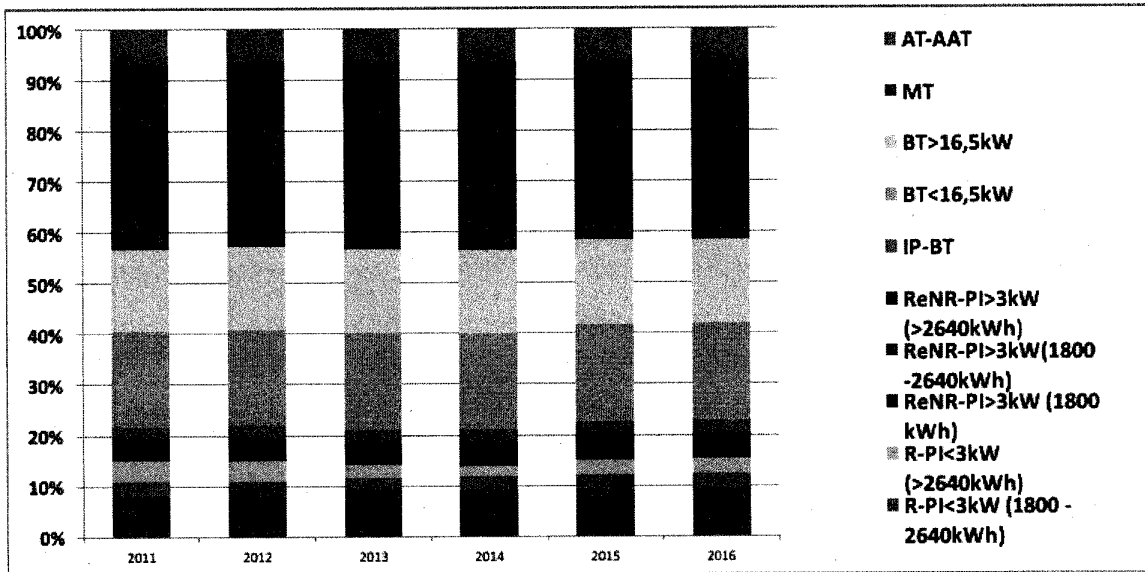


Figura 12: quota di contribuzione agli oneri generali di sistema delle diverse categorie di utenti.

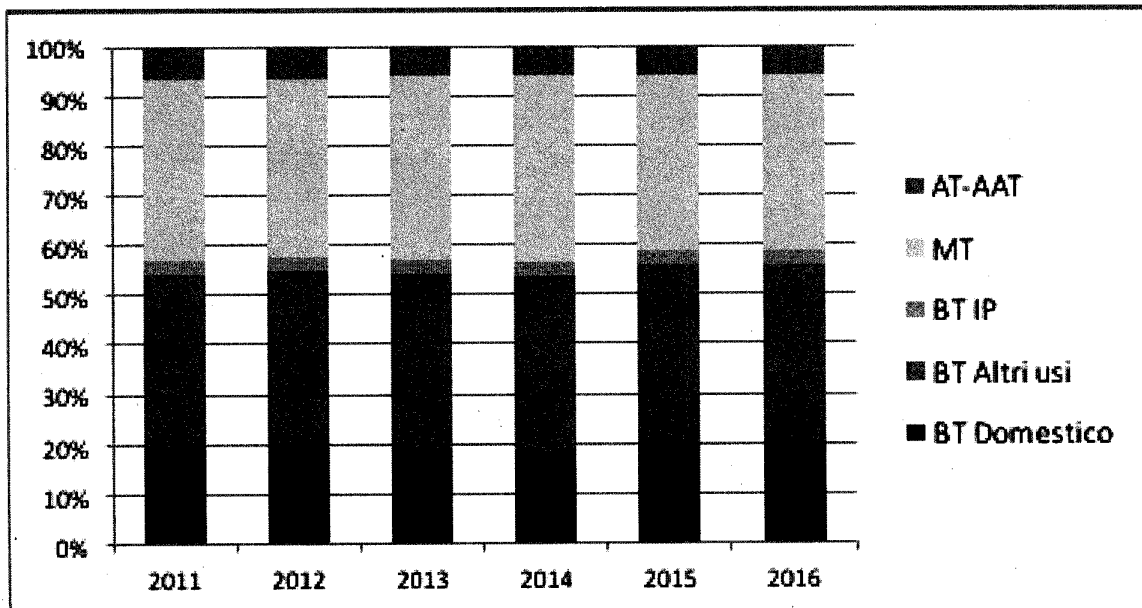


Figura 13: quota di contribuzione agli oneri generali di sistema delle diverse categorie di utenti con settore domestico rappresentato in maniera aggregata

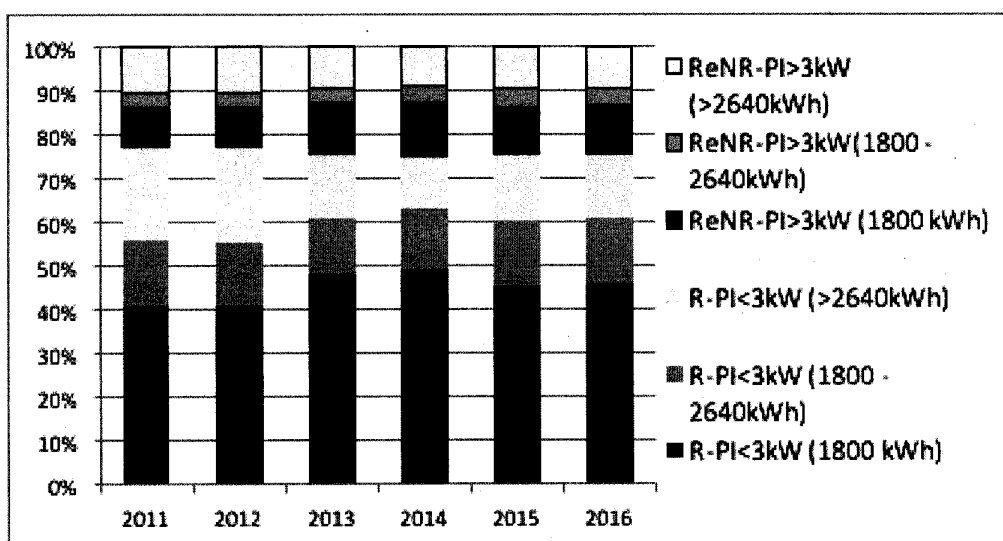
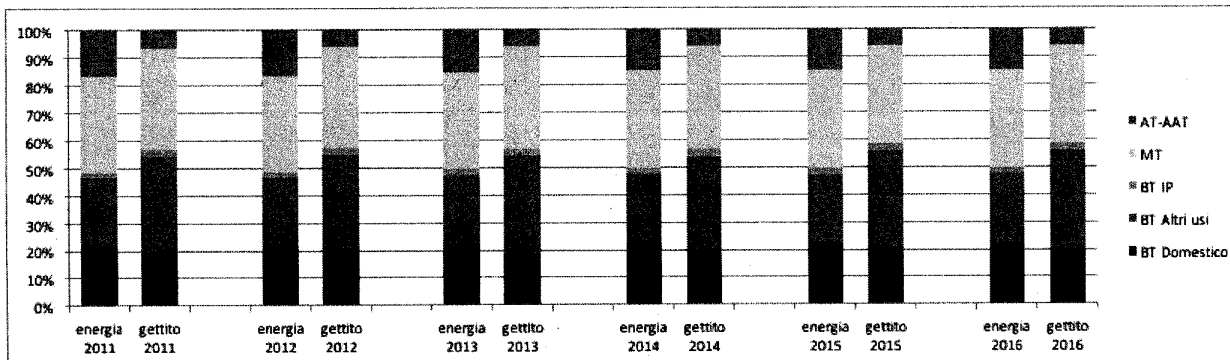


Figura 14: quota di contribuzione agli oneri generali di sistema: settore domestico

Un ulteriore criterio di analisi è rappresentato dal confronto tra le quote di contribuzione e le quote di consumo delle diverse categorie di utenti (cfr. seguente prospetto).

	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	energia	gettito	energia	gettito	energia	gettito	energia	gettito	energia	gettito	energia	gettito
BT Domestico	22%	19%	22%	19%	22%	19%	22%	19%	22%	20%	22%	20%
BT Altri usi	25%	35%	25%	35%	25%	36%	25%	35%	25%	36%	26%	36%
BT IP	2%	3%	2%	3%	2%	3%	2%	3%	2%	3%	2%	3%
MT	35%	36%	35%	36%	35%	37%	35%	37%	36%	35%	36%	35%
AT-AAT	17%	7%	17%	6%	16%	6%	15%	6%	15%	6%	15%	6%



Dall'analisi effettuata si ricava che l'andamento negli anni della contribuzione di ciascuna categoria alla copertura degli oneri generali è connessa in maniera costante alla quota di consumo di ciascuna categoria: questo non significa che le due quote, energia e gettito, siano uguali per tutte le categorie, ma solo che il rapporto è praticamente mantenuto costante nel corso del tempo.

## **Parte 4**

### **Possibili evoluzioni della disciplina degli oneri di sistema**

#### **11. Inquadramento nella disciplina degli aiuti di stato**

Sulla base dell'analisi condotta delle varie fonti consultate non vi è alcun dubbio che il supporto alla produzione da fonti rinnovabili sia da inquadrarsi nell'ambito degli aiuti di Stato e che, con particolare riferimento al contesto europeo, serva rifarsi alle disposizioni in materia stabilite dalla Commissione Europea. La metodologia di copertura degli oneri connessi ai vari regimi di supporto non costituisce una variabile rilevante al fine della classificazione dei predetti supporti nell'ambito degli aiuti di Stato; anzi, proprio il fatto che gli oneri generali dei vari regimi di supporto vanno a scaricarsi sui clienti, sebbene a diverso titolo, costituisce uno degli elementi principali per il riconoscimento di un particolare regime quale aiuto di Stato. La disciplina sugli aiuti di Stato non va quindi a discriminare circa le diverse metodologie di copertura degli oneri, ma assume il fatto che la copertura derivante da un prelievo a qualunque titolo nei confronti dei consumatori costituisce un elemento alla base della configurazione di un metodo di supporto quale aiuto di Stato. Sulla base di quanto detto, se ne ricava che, alla luce delle finalità del presente studio, un eventuale spostamento degli oneri da componenti regolate della tariffa elettrica ad altri regimi di copertura, quali la tassazione generale, non è, in linea di principio, contrario alla disciplina in materia di aiuti di Stato.

#### **12. Evoluzione delle metodologie di copertura degli oneri di sistema**

Tra le finalità del presente studio vi è quella di indagare la possibilità di effettuare uno spostamento degli oneri generali di sistema dalla tariffa elettrica verso altri driver. A tal riguardo, il problema può essere affrontato secondo due direttrici di cui la prima è di carattere metodologico e abbraccia le possibili opzioni che possono essere ipotizzate, mentre la seconda è rappresentata dalla questione dimensionale e riguarda la quantità di oneri interessato nello spostamento. Entrando più nel dettaglio, della direttrice metodologica, le principali tre opzioni richiamabili sono:

- Carbon Tax
- Sector coupling
- Fiscalità generale

##### CARBON TAX

La carbon tax è una tassa sulle risorse energetiche che emettono biossido di carbonio nell'atmosfera; ogni tonnellata di inquinamento da anidride carbonica rilasciata dai combustibili fossili sarà soggetta ad un'aliquota prefissata. Il sistema di carbon tax si differenzia dal sistema ETS in quanto la raccolta dei corrispettivi è effettuata da una amministrazione centrale (cosa che non avviene nel sistema ETS). Non esiste ancora un quadro stabile generalizzato circa l'applicazione di una carbon tax e, nel caso specifico, con l'adozione di una carbon tax si porrebbe il problema di come conciliare il costo delle incentivazioni con il valore della CO<sub>2</sub> (questione che riveste un carattere sovranazionale).

Un esempio pratico di ricorso a questo tipo di tassa proprio nell'ambito del finanziamento del sostegno delle fonti rinnovabili è rinvenibile nel sistema francese. È notizia recente (fine settembre 2017) che il governo francese abbia pianificato a partire dal 2018 la raccolta di risorse attraverso incremento della già presente carbon tax al fine di finanziare i fondi a sostegno dello sviluppo delle

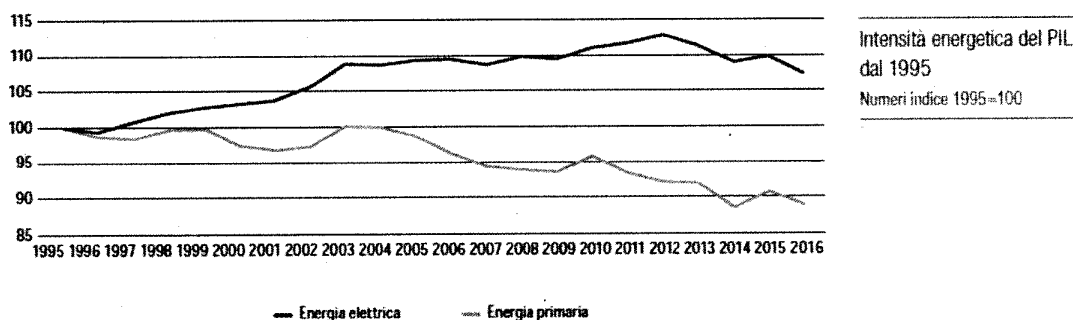


fonti rinnovabili. La raccolta in questione non interesserà aziende energetiche o imprese che sono già sottoposte al sistema ETS. In questo modo, sebbene in una maniera molto elementare, il sistema di carbon tax si differenzia dal sistema di emission trading tentando di disaccoppiare la problematica del valore della Carbon tax con il valore delle quote di emissioni di carbonio. Anche le compagnie di trasporto così come l'agricoltura sarà esentata dal versamento della tassa sul carbone. In linea di principio, la carbon tax impatterà in relazione ai livelli di emissioni dei soggetti non esentati. La predetta misura prevista dal governo francese appare di particolare importanza in quanto secondo dichiarazioni rilasciate dal medesimo governo l'utilizzo della carbon tax per la copertura degli oneri per il sostegno alla produzione da fonti rinnovabili sarà destinato a crescere in futuro. Da quanto è possibile rilevare il valore della Carbon tax passerà dai 30,50 € per tonnellata del 2017 a 44,6 € per tonnellata nel 2018, a 55 € nel 2019, a 65,40 € nel 2020, a 75,80 € nel 2021 e a 86,20 € nel 2022. Gli incrementi previsti dal governo francese sono di gran lunga superiori a quelli che erano già stati previsti nel 2015, più precisamente: 39 € nel 2018, 47,50 € nel 2019, 56 € nel 2020 e 100 € nel 2030. Il gettito atteso dalla nuova tassa nel 2018 è di circa 3,7 miliardi di euro. L'applicazione della Carbon tax non è l'unico modo attraverso cui il sistema francese finanzia la crescita della produzione da fonti rinnovabili, ma la misura annunciata e l'entità dell'impatto ad essa connessi rappresentano un caso di sicuro interesse che merita di essere monitorato nei suoi effetti.

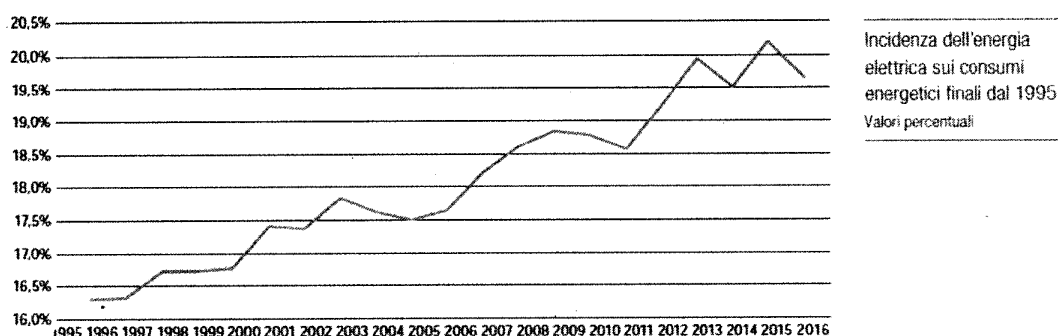
Dal canto suo anche in Germania che, come rilevabile nella prima parte del documento è uno dei paesi che maggiormente hanno investito in termini di sviluppo di produzione da fonti rinnovabili, il dibattito relativo alla modifica delle modalità di copertura degli oneri di sistema si è fatto di via via più intenso. Sebbene, se al contrario del caso francese, in Germania non siano ancora state adottate decisioni specifiche relative allo spostamento degli oneri generali dalle tariffe elettrica verso altri driver di raccolta, l'ipotesi di pervenire a una valorizzazione delle emissioni di CO2 appare essere un tema ricorrente. Inutile sottolineare che tratto comune delle decisioni della Francia e della Germania siano le prese di posizioni delle diverse parti politiche.

## SECTOR COUPLING

La sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali con effetto di sostituzione di altri driver energetici può suggerire di distribuire gli oneri su driver diversi rispetto al solo prelievo di energia elettrica legati agli utilizzi finali quali ad es. carburanti per autotrazione e combustibili dove l'energia elettrica sta avendo un effetto di sostituzione importante. In particolare, il livello di penetrazione del vettore elettrico è fotografato dall'indice di intensità elettrica.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico.

Figura 15: intensità energetica e incidenza dell'energia elettrica sui consumi

Partendo dal bilancio energetico rappresentato dall'Autorità nella relazione annuale, se si effettua l'ipotesi di distribuire l'onere del sostegno alla produzione di energia elettrica su tutti i vettori energetici (in via di prima approssimazione) se ne ricava che i consumi finali maggiormente impattati sarebbero quelli del petrolio, mentre il settore maggiormente gravato da questo spostamento sarebbe quello del trasporto.

Il risultato, però non è da correlare con il potenziale emissivo del petrolio, ma è unicamente derivante da un effetto del rapporto tra quantità dei vettori energetici che soddisfano gli usi finali di energia.

	ANNO 2016	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE	
1	Produzione	0,3	4,7	3,8	31,6		40,4	
2	Importazione	11,6	53,5	82,1	1,9	9,5	158,6	
3	Esportazione	0,2	0,2	28,8	0,2	1,4	30,8	
	<b>Saldo netto</b>	<b>11,4</b>	<b>53,3</b>	<b>53,3</b>	<b>1,7</b>	<b>8,2</b>	<b>127,8</b>	
4	Variazione delle scorte	-0,1	-0,1	-0,8	0,0	0,0	-0,9	
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	11,8	58,1	57,8	33,2	8,2	169,0	
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,1	-1,7	-3,9	0,0	-38,2	-43,9	
7	Trasformazione in energia elettrica	-9,3	-18,3	-2,0	-24,7	54,3	-	
8	Totale impieghi finali (5+6+7)							
	(Mtep)	2,3	38,1	52,0	8,5	24,2	125,2	
	(TWh)	26,9	443,5	604,4	99,2	281,8	1455,7	
<b>Onere complessivo</b>		(min euro)	16.063					
	Attuale attribuzione (AA)	(euro/MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	69,3	
	Ipotesi equal sharing totale	(euro/MWh)	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
<b>Onere per fonte</b>		(min euro)	296	4.893	6.609	1.095	3.109	
		(euro/Mtep)	128					
	industria	2,2	12,3	3,0	0,1	9,0	26,7	
	trasporti		0,9	35,8	1,3	0,9	38,9	
	usi civili e terziario		24,1	3,1	7,1	13,8	48,2	
	agricoltura		0,1	2,2	0,0	0,5	2,8	
	usi non energetici	0,1	0,7	5,0			5,7	
	bunkeraggi			2,9			2,9	

Il seguente prospetto indica gli impatti per settore di consumo relativi all'opzione in questione.

<b>IMPATTO ONERI PER SETTORE</b>		
<b>(mln euro)</b>		
	<b>AA</b>	<b>SCT</b>
<b>industria</b>	<b>5.993</b>	<b>3.423</b>
<b>trasporti</b>	<b>597</b>	<b>4.992</b>
<b>usi civili e terziario</b>	<b>9.175</b>	<b>6.184</b>
<b>agricoltura</b>	<b>305</b>	<b>361</b>
<b>usi non energetici</b>	<b>0</b>	<b>728</b>
<b>bunkeraggi</b>	<b>0</b>	<b>376</b>

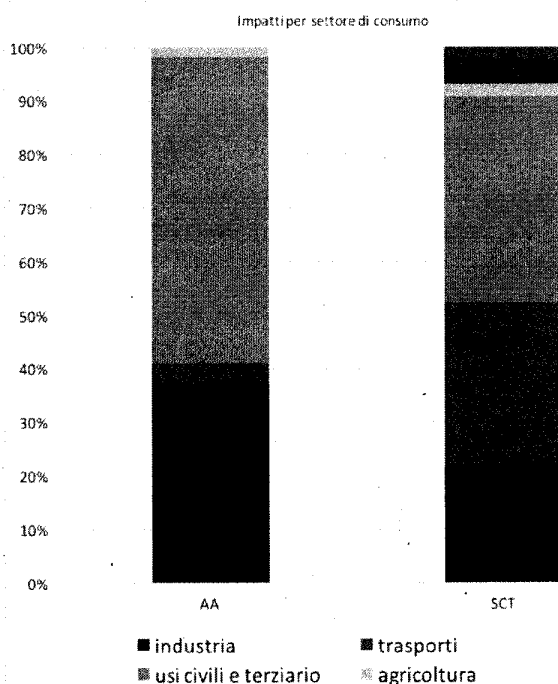


Figura 16: impatto oneri per settore nell'ipotesi di sector coupling

### FISCALITA' GENERALE

Al fine della valutazione delle opzioni di spostamento degli oneri generali sulla fiscalità generale è utile partire da un'analisi delle principali tipologie di imposte. In particolare le imposte si suddividono in:

- Erariali, le quali a loro volta si suddividono in:
  - Dirette (sulle capacità reddituali, IRPEF e IRES)
  - Indirette (IVA, settori o attività specifiche non connesse al livello di reddito)
- Non erariali

Il campo di imposta che appare maggiormente prestarsi allo scopo in oggetto è quello delle imposte erariali e tra queste le imposte dirette; i due seguenti prospetti riportano i valori delle imposte indirette e dirette in milioni di euro per gli anni 2015 e 2016.

Imposte dirette (mln di euro)

IMPOSTE DIRETTE	2016	2015
	225.834	222.151
<b>IRPEF</b>	<b>180.673</b>	<b>176.220</b>
Ritenute dipendenti statali	70.436	65.038
Ritenute dipendenti non statali	74.358	76.286
Ritenute lavoratori autonomi	12.226	12.357
Rit. a titolo di acconto sul bonifici per beneficiare di oneri deduc. o detr.	1.852	1.649
IRPEF saldo	6.065	5.603
IRPEF acconto	15.736	15.287
<b>IRES</b>	<b>35.373</b>	<b>33.402</b>
IRES saldo	8.049	6.970
IRES acconto	27.324	26.432
<b>Sost. redditi nonche rit. su interessi e altri redditi di capit.</b>	<b>9.788</b>	<b>12.529</b>
rit. su interessi e premi corrisposti da istituti di credito	926	1.570
sost. su interessi e premi di obblig. e titoli di cui al DLgs 239/96	4.836	4.539
Rit. su utili distribuiti dalle persone giuridiche	1.131	875
Rit. su contrib. di enti pubb., premi, cap. di ass. sulla vita	526	509
Sostitutiva sui fondi di investimento	1	0
Sost. delle imposte sui redditi sulle rivalutazioni dei beni aziendali iscritti in Bilancio e sullo smobilizzo dei fondi in sospensione di imposta	115	16
Sost. sui redditi da capitale e sulle plusvalenze	1.301	4.271
Sost. per rideterminazione valori di acq. di part. non neg.	889	682
Sost. per rideterminazione valori di acq. di terreni edific.	63	67
Sost. sulle riserve e altri fondi in sospensione d'imposta	0	0
Imp. sulle riserve matematiche rami vita assicurazioni	2.574	2.325
Sost. IRPEF, IRES e IRAP per rivalutaz. beni d'impresa	0	0
Altre dirette	14.350	10.569

Imposte indirette (mln di euro)

IMPOSTE INDIRECTE	2016	2015
	205.525	197.240
Registro	4.730	4.253
IVA	124.503	119.376
Bollo	6.796	7.182
Assicurazioni	3.098	3.070
Tasse e imposte ipotecarie	1.580	1.522
Canoni di abbonamento radio e TV	2.002	1.721
Concessioni governative	947	1.086
Tasse automobilistiche	597	578
Diritti catastali e di scritturato	631	622
Accisa e imposta erariale di consumo sugli spiriti	635	617
Accisa e imposta erariale di consumo sulla birra	660	631
Accisa sui prodotti energetici, loro derivati e prodotti analoghi	25.405	25.412
Accisa e imposta erariale sui gas incondensabili	611	627
Accisa sull'energia elettrica e addiz. di cui al D.L. n. 511/88, art.6,c.7	2.776	2.531
Accisa sul gas naturale per combustione	3.388	2.900
Imp. di consumo su oli lubrificanti e bitumi di petrolio	301	327
Imposta sul consumo dei tabacchi	10.689	10.647
Provento del lotto	8.093	6.792
Proventi delle attivita di gioco	270	338
Lotterie istantanee	0	0
Apparecchi e congegni di gioco(DL 269/2003 art.39,c.13)	5.557	4.115
Altre indirette	2.256	2.893

Nell'ipotesi di spostamento della totalità degli oneri generali di sistema sulla fiscalità generale, parte imposte dirette, sulla base dei dati del 2016, si avrebbe un appesantimento del carico fiscale medio pari a 7,4% suddiviso tra i vari campi di imposta come indicato nel seguente prospetto.

	<b>2016</b>
<b>IRPEF</b>	<b>180.673</b>
<b>IRES</b>	<b>35.373</b>
<b>TOTALE</b>	<b>216.046</b>
<b>ONERI GENERALI</b>	<b>16.063</b>
<b>% IRPEF+IRES</b>	<b>7,4%</b>

IMPOSTE DIRETTE		2016		
		<b>225.834</b>		
<b>IRPEF</b>	<b>180.673</b>	<b>12.851</b>		<b>Impatto</b>
Ritenute dipendenti statali	70.436	5.010		
Ritenute dipendenti non statali	74.358	5.289		
Ritenute lavoratori autonomi	12.226	870		
Rit. a titolo di acconto sui bonifici per beneficiare di oneri deduc. o detr.	1.852	132		
IRPEF saldo	6.065	431		
IRPEF acconto	15.736	1.119		
<b>IRES</b>	<b>35.373</b>	<b>3.212</b>		<b>Impatto</b>
IRES saldo	8.049	731		
IRES acconto	27.324	2.481		

Effetti dello spostamento suggeriscono di ragionare sullo spostamento parziale: nell'ipotesi di spostamento di una quota del totale degli oneri generali (ad es. 1,5 mld di euro corrispondente agli oneri energivori, per quanto noto alla data di redazione del presente documento) sulla fiscalità generale l'impatto sarebbe sicuramente inferiore con un effetto, però, molto rilevante sulle tariffe elettriche (cfr. seguente prospetto).

	<b>2016</b>
<b>IRPEF</b>	<b>180.673</b>
<b>IRES</b>	<b>35.373</b>
<b>TOTALE</b>	<b>216.046</b>
<b>ONERI GENERALI</b>	<b>1.500</b>
<b>% IRPEF+IRES</b>	<b>0,7%</b>

IMPOSTE DIRETTE		2016		
		<b>225.834</b>		
<b>IRPEF</b>	<b>180.673</b>	<b>1.200</b>		<b>Impatto</b>
Ritenute dipendenti statali	70.436	468		
Ritenute dipendenti non statali	74.358	494		
Ritenute lavoratori autonomi	12.226	81		
Rit. a titolo di acconto sui bonifici per beneficiare di oneri deduc. o detr.	1.852	12		
IRPEF saldo	6.065	40		
IRPEF acconto	15.736	105		
<b>IRES</b>	<b>35.373</b>	<b>300</b>		<b>Impatto</b>
IRES saldo	8.049	731		
IRES acconto	27.324	2.481		

---

## APPENDICI



A2 - Valori componenti tariffarie anno 2011

CATEGORIA	DESCRIZIONE	S		M		A		M		S		M		A		M		S		M		A		M		S		M		A		M		S		M		A				
		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2					
1	1° TRIMESTRE	1.1.1	1.1.1.1	1.1.1.2	1.1.1.3	1.1.1.4	1.1.1.5	1.1.1.6	1.1.1.7	1.1.1.8	1.1.1.9	1.1.1.10	1.1.1.11	1.1.1.12	1.1.1.13	1.1.1.14	1.1.1.15	1.1.1.16	1.1.1.17	1.1.1.18	1.1.1.19	1.1.1.20	1.1.1.21	1.1.1.22	1.1.1.23	1.1.1.24	1.1.1.25	1.1.1.26	1.1.1.27	1.1.1.28	1.1.1.29	1.1.1.30	1.1.1.31	1.1.1.32	1.1.1.33	1.1.1.34	1.1.1.35	1.1.1.36				
		1.1.2	1.1.2.1	1.1.2.2	1.1.2.3	1.1.2.4	1.1.2.5	1.1.2.6	1.1.2.7	1.1.2.8	1.1.2.9	1.1.2.10	1.1.2.11	1.1.2.12	1.1.2.13	1.1.2.14	1.1.2.15	1.1.2.16	1.1.2.17	1.1.2.18	1.1.2.19	1.1.2.20	1.1.2.21	1.1.2.22	1.1.2.23	1.1.2.24	1.1.2.25	1.1.2.26	1.1.2.27	1.1.2.28	1.1.2.29	1.1.2.30	1.1.2.31	1.1.2.32	1.1.2.33	1.1.2.34	1.1.2.35	1.1.2.36				
		1.1.3	1.1.3.1	1.1.3.2	1.1.3.3	1.1.3.4	1.1.3.5	1.1.3.6	1.1.3.7	1.1.3.8	1.1.3.9	1.1.3.10	1.1.3.11	1.1.3.12	1.1.3.13	1.1.3.14	1.1.3.15	1.1.3.16	1.1.3.17	1.1.3.18	1.1.3.19	1.1.3.20	1.1.3.21	1.1.3.22	1.1.3.23	1.1.3.24	1.1.3.25	1.1.3.26	1.1.3.27	1.1.3.28	1.1.3.29	1.1.3.30	1.1.3.31	1.1.3.32	1.1.3.33	1.1.3.34	1.1.3.35	1.1.3.36				
		1.1.4	1.1.4.1	1.1.4.2	1.1.4.3	1.1.4.4	1.1.4.5	1.1.4.6	1.1.4.7	1.1.4.8	1.1.4.9	1.1.4.10	1.1.4.11	1.1.4.12	1.1.4.13	1.1.4.14	1.1.4.15	1.1.4.16	1.1.4.17	1.1.4.18	1.1.4.19	1.1.4.20	1.1.4.21	1.1.4.22	1.1.4.23	1.1.4.24	1.1.4.25	1.1.4.26	1.1.4.27	1.1.4.28	1.1.4.29	1.1.4.30	1.1.4.31	1.1.4.32	1.1.4.33	1.1.4.34	1.1.4.35	1.1.4.36				
		1.1.5	1.1.5.1	1.1.5.2	1.1.5.3	1.1.5.4	1.1.5.5	1.1.5.6	1.1.5.7	1.1.5.8	1.1.5.9	1.1.5.10	1.1.5.11	1.1.5.12	1.1.5.13	1.1.5.14	1.1.5.15	1.1.5.16	1.1.5.17	1.1.5.18	1.1.5.19	1.1.5.20	1.1.5.21	1.1.5.22	1.1.5.23	1.1.5.24	1.1.5.25	1.1.5.26	1.1.5.27	1.1.5.28	1.1.5.29	1.1.5.30	1.1.5.31	1.1.5.32	1.1.5.33	1.1.5.34	1.1.5.35	1.1.5.36				
		1.1.6	1.1.6.1	1.1.6.2	1.1.6.3	1.1.6.4	1.1.6.5	1.1.6.6	1.1.6.7	1.1.6.8	1.1.6.9	1.1.6.10	1.1.6.11	1.1.6.12	1.1.6.13	1.1.6.14	1.1.6.15	1.1.6.16	1.1.6.17	1.1.6.18	1.1.6.19	1.1.6.20	1.1.6.21	1.1.6.22	1.1.6.23	1.1.6.24	1.1.6.25	1.1.6.26	1.1.6.27	1.1.6.28	1.1.6.29	1.1.6.30	1.1.6.31	1.1.6.32	1.1.6.33	1.1.6.34	1.1.6.35	1.1.6.36	1.1.6.37	1.1.6.38	1.1.6.39	1.1.6.40
		1.1.7	1.1.7.1	1.1.7.2	1.1.7.3	1.1.7.4	1.1.7.5	1.1.7.6	1.1.7.7	1.1.7.8	1.1.7.9	1.1.7.10	1.1.7.11	1.1.7.12	1.1.7.13	1.1.7.14	1.1.7.15	1.1.7.16	1.1.7.17	1.1.7.18	1.1.7.19	1.1.7.20	1.1.7.21	1.1.7.22	1.1.7.23	1.1.7.24	1.1.7.25	1.1.7.26	1.1.7.27	1.1.7.28	1.1.7.29	1.1.7.30	1.1.7.31	1.1.7.32	1.1.7.33	1.1.7.34	1.1.7.35	1.1.7.36	1.1.7.37	1.1.7.38	1.1.7.39	1.1.7.40
		1.1.8	1.1.8.1	1.1.8.2	1.1.8.3	1.1.8.4	1.1.8.5	1.1.8.6	1.1.8.7	1.1.8.8	1.1.8.9	1.1.8.10	1.1.8.11	1.1.8.12	1.1.8.13	1.1.8.14	1.1.8.15	1.1.8.16	1.1.8.17	1.1.8.18	1.1.8.19	1.1.8.20	1.1.8.21	1.1.8.22	1.1.8.23	1.1.8.24	1.1.8.25	1.1.8.26	1.1.8.27	1.1.8.28	1.1.8.29	1.1.8.30	1.1.8.31	1.1.8.32	1.1.8.33	1.1.8.34	1.1.8.35	1.1.8.36	1.1.8.37	1.1.8.38	1.1.8.39	1.1.8.40
		1.1.9	1.1.9.1	1.1.9.2	1.1.9.3	1.1.9.4	1.1.9.5	1.1.9.6	1.1.9.7	1.1.9.8	1.1.9.9	1.1.9.10	1.1.9.11	1.1.9.12	1.1.9.13	1.1.9.14	1.1.9.15	1.1.9.16	1.1.9.17	1.1.9.18	1.1.9.19	1.1.9.20	1.1.9.21	1.1.9.22	1.1.9.23	1.1.9.24	1.1.9.25	1.1.9.26	1.1.9.27	1.1.9.28	1.1.9.29	1.1.9.30	1.1.9.31	1.1.9.32	1.1.9.33	1.1.9.34	1.1.9.35	1.1.9.36	1.1.9.37	1.1.9.38	1.1.9.39	1.1.9.40
		1.1.10	1.1.10.1	1.1.10.2	1.1.10.3	1.1.10.4	1.1.10.5	1.1.10.6	1.1.10.7	1.1.10.8	1.1.10.9	1.1.10.10	1.1.10.11	1.1.10.12	1.1.10.13	1.1.10.14	1.1.10.15	1.1.10.16	1.1.10.17	1.1.10.18	1.1.10.19	1.1.10.20	1.1.10.21	1.1.10.22	1.1.10.23	1.1.10.24	1.1.10.25	1.1.10.26	1.1.10.27	1.1.10.28	1.1.10.29	1.1.10.30	1.1.10.31	1.1.10.32	1.1.10.33	1.1.10.34	1.1.10.35	1.1.10.36	1.1.10.37	1.1.10.38	1.1.10.39	1.1.10.40





A4 - Valori componenti tariffarie anno 2013

CATEGORIA	DESCRIZIONE	VALORI COMPONENTI (€/M3)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. TRATTAMENTO	1.1. TRATTAMENTO PRIMARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.2. TRATTAMENTO SECONDARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.3. TRATTAMENTO TERZIARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.4. TRATTAMENTO QUARTIARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.5. TRATTAMENTO QUINTARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.6. TRATTAMENTO SESTARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.7. TRATTAMENTO SEPTENARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.8. TRATTAMENTO OTTAVARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.9. TRATTAMENTO NONDECENARIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.10. TRATTAMENTO UNDICESIMO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	2.1. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.2. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.3. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.4. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.5. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.6. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.7. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.8. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.9. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2.10. RACCOLTA E TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	3.1. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.2. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.3. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.4. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.5. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.6. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.7. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.8. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.9. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.10. TRATTAMENTO DEI RIFIUTI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00











