



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI FIRENZE

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA
PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO

TESI DI LAUREA

**Impianti di conversione energetica della
biomassa in Toscana**

Relatore

Prof. Ing. Giampaolo Manfreda

Laureanda

Giulia Masoni

Correlatore

Dott.ssa Silvia Maltagliati

Indice

Capitolo 1 – Database degli impianti a biomassa in Toscana al dicembre 2014

- 1.1 Metodologia
- 1.2 Creazione del database
- 1.3 Conclusioni

Capitolo 2 – Visualizzazione ed elaborazione del database

- 2.1 Metodologia
- 2.2 Risultati
- 2.3 Conclusioni

Capitolo 3 – Emissioni in atmosfera degli impianti a biomassa in Toscana

- 3.1 Metodologia
- 3.2 Risultati
- 3.3 Conclusioni

Bibliografia

Ringrazio per il loro contributo
il relatore Prof. Ing. Giampaolo Manfreda per il supporto e gli interessanti
spunti d'analisi suggeriti;
la Dott.ssa Silvia Maltagliati, in qualità di correlatrice, per l'attenzione con cui
ha seguito il mio lavoro durante il tirocinio presso ARPAT;
la Dott.ssa Tiziana Pileggi per la preziosa consulenza nell'elaborazione delle
mappe territoriali realizzate su QGIS;
la Dott.ssa Annarosa Scarpelli in qualità di tutor aziendale presso ARPAT
facendomi sentire a mio agio negli uffici di ARPAT.

Infine ringrazio
la mia famiglia, mia madre Marzia, mio padre Franco e mia sorella Tatiana
che mi hanno dato la possibilità e il sostegno per terminare questo percorso
universitario;
Fabio, per il supporto nello studio e nella vita quotidiana che stiamo
condividendo;
Michela, per la nostra profonda e sincera amicizia.

Capitolo 1

Database degli impianti a biomassa in Toscana al dicembre 2014

Il 15 maggio 2007 è entrata in vigore la Direttiva Europea INSPIRE (acronimo di INfrastructure for SPatial InfoRmation in Europe) che istituisce un'infrastruttura per l'informazione territoriale nella Comunità europea.

Lo scopo della direttiva è quello di creare una struttura comune che permetta una compatibilità dell'informazione territoriale, garantendo quindi qualità e accessibilità dei dati.

Gli aspetti più importanti della direttiva sono:

- agli Stati Membri è richiesto un ruolo attivo nella gestione della archiviazione, garantendo la disponibilità e controllando di non ricadere in duplicazione.
- lo scopo primario è quello di fornire uno strumento comune per la gestione delle politiche ambientali comunitarie o di ogni altra attività che possa avere ripercussioni sull'ambiente
- lo strumento scelto per la ricerca dati è il web, facilitando la individuabilità del dato e sua visualizzazione.

La creazione di un database degli impianti a biomassa in Toscana si inquadra in questo nuovo approccio di gestione del dato ambientale territoriale; raccogliendo in maniera strutturata l'informazione su questa particolare tipologia di energia rinnovabile e rendendola disponibile su una piattaforma software gratuita (QGIS).

1.1 Metodologia

La realizzazione del database degli impianti a biomassa in Toscana è stata svolta consultando FREEDOCS, il sistema documentale utilizzato in ARPAT (Agenzia regionale per la protezione ambientale della Toscana). E' stato così possibile accedere alle autorizzazioni, alle relazioni tecniche, ai pareri della stessa ARPAT di ogni impianto immesso in tale sistema documentale.

Questa analisi ha portato alla catalogazione di 83 impianti descritti in base a campi opportunamente scelti.

Autorizzazioni

Le autorizzazioni sono necessarie per l'installazione, la messa in funzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia da biomassa.

L'intero quadro delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili in Italia è stato definito da:

- le linee guida emanate nel **D.M. 10.09.2010** (per il procedimento di cui all'articolo 12 del D.Lgs.n.387/2003), per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi.
- la **LR 11/2011** "*Disposizioni in materia di installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di energia. Modifiche alla LR 39/2005 (Disposizioni in materia di energia) e alla LR 1/2005(Norme per il governo del territorio)*".
- la **LR 69/2012** "*Legge di semplificazione dell'ordinamento regionale 2012*" con cui è stata aggiornata la LR 39/2005 "*Disposizioni in materia di energia*" alle norme statali succitate, nonché è stato preso atto della sostituzione dell'istituto della DIA con la SCIA (Segnalazione Certificata di Inizio Attività).
- il **D.Lgs.n.28/2011** "*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*".

Il **D.Lgs. n.28/2011** prevede che l'autorizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica, sia basata su procedure amministrative proporzionate alle specifiche caratteristiche di ciascun impianto.

Vengono definiti tre diversi iter autorizzativi:

- **Comunicazione relativa alle Attività in Edilizia Libera (CAEL)**
- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)**
- **Autorizzazione Unica (AU)**

Di seguito sono descritte in dettaglio queste tre tipologie.

• **COMUNICAZIONE RELATIVA ALLE ATTIVITA' IN EDILIZIA LIBERA**

COMUNICAZIONE RELATIVA ALLE ATTIVITA' IN EDILIZIA LIBERA (CAEL) <i>[art. 17 LR 39/2005 e paragrafo 12.3 let b delle Linee guida nazionali]</i>			
TIPOLOGIA IMPIANTO	TAGLIA IMPIANTO	STATUS IMPIANTO	PROCEDURA DA SEGUIRE
IMPIANTO A BIOMASSE (produzione di energia elettrica)	MWe < 200 kWe	impianto realizzato in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implichino incremento dei parametri urbanistici;	comunicazione scritta al Comune, accompagnata da una dettagliata relazione tecnica prima dell'inizio dei lavori. Non è necessario attendere 30 giorni prima di iniziare i lavori
IMPIANTO DI COGENERAZIONE DA BIOMASSA (produzione combinata di calore e di energia elettrica)	MWe < 50 kWe	non specificato	

• **PROCEDURA ABILITATIVA SEMPLIFICATA (PAS)**

PROCEDURA ABILITATIVA SEMPLIFICATA (PAS) <i>[art. 16 bis LR 39/2005, Dlgs. 387/2003 e Dlgs 28/2011]</i>			
TIPOLOGIA IMPIANTO	TAGLIA IMPIANTO	STATUS IMPIANTO	PROCEDURA DA SEGUIRE
IMPIANTO A BIOMASSE (produzione di energia elettrica)	MWe < 200 kWe	escluso quelli	presentazione della PAS al Comune ¹
	MWe < 250 kWe (biomassa gassosa)	realizzabile come attività libera CAEL	
IMPIANTO DI COGENERAZIONE DA BIOMASSA (produzione combinata di calore e di energia elettrica)	MWe < 1 MWe ovvero MWt < 3 MWt	escluso quelli realizzabile come attività libera CAEL	

• **AUTORIZZAZIONE UNICA (AU)**

AUTORIZZAZIONE UNICA (AU) <i>[art. 13 L.R.39/2005]</i>			
TIPOLOGIA IMPIANTO	TAGLIA IMPIANTO	STATUS IMPIANTO	PROCEDURA DA SEGUIRE
IMPIANTO A BIOMASSE (produzione di energia elettrica)	escluso quello	escluso quello	Istanza alla Provincia ²
	realizzabile come attività libera CAEL e PAS	realizzabile come attività libera CAEL e PAS	
IMPIANTO DI COGENERAZIONE DA BIOMASSA (produzione combinata di calore e di energia elettrica)	escluso quello realizzabile come attività libera CAEL e PAS	escluso quello realizzabile come attività libera CAEL e PAS	

1 La PAS prevede che il proprietario dell'immobile presenti al Comune una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attestino la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Alla dichiarazione sono allegati gli elaborati tecnici per la connessione redatti dal gestore della rete. Il Comune deve produrre gli eventuali atti di assenso necessari e deve produrre il proprio parere entro 30 giorni. Trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori. La PAS ha una validità di 3 anni.

2 L'Autorizzazione Unica (AU), di cui all'art.12 del D.Lgs.n.387/2003, come modificato dall'art.5 del decreto, viene concessa al termine di un "procedimento unico" che implica la convocazione della Conferenza dei Servizi. Il procedimento unico ha durata massima pari a 90 giorni al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) laddove necessaria. Nelle Conferenze dei Servizi sono prodotti tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta e gli assensi di tutte le amministrazioni coinvolte in un determinato procedimento amministrativo. La Conferenza è convocata dall'ente responsabile della procedura che è la Regione, la Provincia o in alcuni casi il Comune.

Per gli impianti a **biomassa termica (solo produzione di calore)** l'iter autorizzativo da seguire è il seguente.

ITER AUTORIZZATIVO	TIPOLOGIA DI IMPIANTO	PROCEDURA DA SEGUIRE
<p>COMUNICAZIONE RELATIVA ALLE ATTIVITA' IN EDILIZIA LIBERA (CAEL) <i>[art. 17 LR 39/2005 e paragrafo 12.3 lettera b delle Linee guida nazionali]</i></p>	<p>impianti aventi tutte le seguenti caratteristiche: i. realizzati negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi; ii. funzionali alle esigenze dell'edificio di acqua calda o aria</p>	<p>comunicazione scritta al Comune prima dell'inizio dei lavori</p>
<p>per l'aspetto edilizio l'atto prescritto dalla normativa edilizia comunale. Per impianti più grossi anche autorizzazione alle emissioni ai sensi del D.lgs. 152/2006</p>	<p>altri</p>	<p>l'aspetto edilizio è di competenza del Comune. L'eventuale autorizzazione alle emissioni è di competenza della Provincia</p>

Elenco e descrizione dei campi scelti del database

Il database è costituito da campi univoci, scelti in modo da realizzare una analisi che copra per ogni impianto sia l'aspetto territoriale/sociale che quello tecnico, con particolare attenzione al combustibile in uso.

La scelta dei campi è stata strutturata per permettere sia indagini separate che in simultanea, e procederemo di seguito a descriverne il contenuto.

La possibilità di avere i dati riportati in un'unica tabella sarà importante per la successiva fase di analisi, permettendo di studiare la correlazione fra di essi e avere un quadro completo degli impianti di conversione energetica della biomassa presenti in Toscana.

Analisi territoriale/sociale

I campi scelti per ogni impianto sono

Analisi territoriale/sociale	Società realizzatrice
	Coordinate dell'impianto
	Comune
	Provincia
	Iter Autorizzativo
	Motivo della negazione dell'autorizzazione
	Status dell'impianto
	Anno in cui è stato autorizzato l'impianto
	Esposti
	Criticità ambientali rilevate da ARPAT
	Opposizione
	Ricorso alla giustizia
	Rassegna stampa

- **Società realizzatrice:** denominazione sociale della società che ha realizzato l'impianto.
- **Coordinate dell'impianto:** la localizzazione dell'impianto (latitudine e longitudine) in coordinate decimali permette di geo-referenziare l'impianto su QGIS.
- **Comune:** il Comune dove è localizzato l'impianto.
- **Provincia:** la Provincia dove è localizzato l'impianto.
- **Iter Autorizzativo:** descrizione dell'autorizzazione dell'impianto (AU, PAS, CAEL).
- **Motivo della negazione dell'autorizzazione:** elenco dei motivi che hanno portato alla negazione dell'autorizzazione (ad esempio l'indicazione se la localizzazione dell'impianto è contrastante con il Regolamento Urbanistico Comunale).
- **Status dell'impianto:** indicazione riguardo l'attuale stato dell'impianto (approvato per la realizzazione, realizzato oppure realizzato ed in esercizio).
- **Anno in cui è stato autorizzato l'impianto**
- **Esposti:** indicazione se l'impianto è stato oggetto di segnalazioni di

privati.

- **Criticità ambientali rilevate da ARPAT:** indicazione se l'impianto è stato oggetto di Criticità ambientali rilevate da ARPAT.
- **Opposizione:** opposizione di privati e/o comitati e/o opposizione politica per la realizzazione dell'impianto.
- **Ricorso alla giustizia:** ricorso alla giustizia da parte di comitati e/o cittadini e/o parti politiche contrari all' autorizzazione dell'impianto.
- **Rassegna stampa:** indicazione se l'impianto è stato oggetto di rassegna stampa.

Analisi tecnica

I campi scelti per ogni impianto sono

Analisi tecnica	Potenza termica in ingresso all'impianto
	Potenza elettrica ai morsetti
	Potenza elettrica immessa in rete
	Descrizione dell'impianto
	Descrizione del/i motore/i
	Marca del/i motore/i
	Numero del/i motore/i
	Cogenerazione
	Potenza termica generata (solo nel caso di cogenerazione)
	Rendimento elettrico
	Rendimento di cogenerazione totale
	PES
	Utenza cogenerazione
	Utenza elettrica
	Funzionamento ore/anno dell'impianto

- **Potenza termica in ingresso all'impianto:** misurata in MW, è data dal prodotto del potere calorifico inferiore del combustibile impiegato e la portata di combustibile bruciato.
- **Potenza elettrica ai morsetti:** misurata in MW, è la potenza elettrica lorda misurata ai morsetti.
- **Potenza elettrica immessa in rete:** misurata in MW, è la potenza

elettrica al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.

- **Descrizione dell'impianto:** composizione impiantistica dell'impianto.
- **Descrizione del/i motore/i:** indicazione della tecnologia del motore (caldaia, MCI, TAG, TAV, ORC).
- **Marca del/i motore/i**
- **Numero del/i motore/i**
- **Cogenerazione:** indicazione sulla presenza di eventuale cogenerazione. La cogenerazione è la generazione simultanea in un unico impianto di energia termica ed elettrica (ed eventualmente meccanica). La cogenerazione utilizza sistemi di generazione tradizionali (ad es. motori a combustione interna, turbine a vapore, turbine a gas, cicli combinati...) dove l'energia termica prodotta viene recuperata e riutilizzata per usi diversi dalla generazione elettrica (ad es. usi industriali, teleriscaldamento, etc...).

Si definiscono infine "piccola cogenerazione" le unità di cogenerazione con capacità di generazione inferiore a 1 MWe. Con "micro-cogenerazione" si intendono invece le unità di cogenerazione con capacità di generazione inferiore a 50 kWe.

- **Potenza termica generata (solo nel caso di cogenerazione):** misurata in MW, è la potenza termica fornita da un'unità di cogenerazione³ ad un'area di utenza o ad un processo industriale.
- **Rendimento elettrico:** rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia del combustibile immesso nel sistema di produzione di energia.
- **Rendimento di cogenerazione totale:** rapporto della somma dell'energia termica utile e dell'energia elettrica/meccanica totale prodotta diviso l'energia del combustibile immesso nel sistema di produzione di energia in cogenerazione.

³ Unità di cogenerazione: parte di un impianto di cogenerazione la quale, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell'impianto di cogenerazione stesso. Nel caso di unità di cogenerazione singola l'impianto di cogenerazione coincide con l'unità di cogenerazione.

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F}$$

E = energia elettrica prodotta.

H_{chp} = energia termica utile cogenerata ed effettivamente utilizzata in un processo a valle.

F = energia totale del combustibile immesso, al netto dell'energia del combustibile F_{non chp,E} (energia del combustibile attribuito, nel periodo di rendicontazione⁴, all'eventuale unità virtuale di sola produzione di energia elettrica/meccanica).

Il D.Lgs.n.20/2007, riprendendo testualmente la direttiva 2004/8/CE, qualifica l'unità di cogenerazione sulla base del rendimento complessivo, η globale, imponendo le condizioni illustrate nella tabella che segue. Gli impianti che soddisfano tali condizioni sono considerati impianti di "cogenerazione ad alto rendimento" (CAR).

Tipo Unità	η globale ≥ 0,75	η globale ≥ 0,80
	Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
	Turbina a gas con recupero di calore	
	Motore a combustione interna	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
	Microturbine	
	Motori Stirling	
	Pile a combustibile	

Tab.1 Cogenerazione e η_{globale}

- **PES**: acronimo di Primary Energy Saving ovvero Risparmio di Energia Primaria. Il PES esprime il risparmio relativo di energia primaria realizzabile da un impianto di cogenerazione rispetto ad impianti separati per la produzione di energia termica ed energia elettrica.

La Direttiva 2004/8/CE, recepita dal D.Lgs 20/07, ha stabilito che a partire dal 2011, la condizione alla quale la produzione combinata di energia elettrica e calore può ottenere la qualifica di "cogenerazione ad alto rendimento" (CAR) sia basata sul parametro PES così calcolato:

⁴ Periodo di rendicontazione: indica l'arco temporale previsto per la rendicontazione dei parametri che concorrono a qualificare l'unità di cogenerazione come "cogenerazione ad alto rendimento"(CAR). Di norma coincide con l'anno solare, salvo quanto disposto dal comma 2, art. 5, del DM 4 agosto 2011

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) * 100\%$$

dove gli elementi presenti in formula sono descritti di seguito.

CHP H η : rendimento termico della produzione mediante cogenerazione definito come il rapporto tra il calore utile (H_{chp}) diviso per il combustibile di alimentazione (F_{chp}) usato per produrre la somma del calore utile e dell'energia elettrica da cogenerazione.

Ref H η : Valore di rendimento per la produzione separata di calore secondo i parametri indicati nell'allegato V del D.M. 4 agosto 2011.

combustibile		vapore/acqua	uso diretto gas di scarico a $T \geq 250$ °C
solido	combustibile a base di legno	86%	78%
solido	biomasse di origine agricola	80%	72%
liquido	biocarburanti	89%	81%
gas	biogas	70%	62%

Tab.2 Ref H η secondo i parametri indicati nell'allegato V del D.M. 4 agosto 2011

CHP E η : rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in cogenerazione (E_{chp}) ed il combustibile di alimentazione (F_{chp}) utilizzato per produrre la somma del calore utile e dell'energia elettrica da cogenerazione.

Ref E η : valore di riferimento per la produzione separata di energia elettrica secondo i parametri indicati nell'allegato IV del D.M. 4 agosto 2011. Il valore di riferimento deve essere corretto in funzione della temperatura ambiente media del sito di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia auto consumata ed immessa in rete secondo le direttive indicate negli allegati VI del D.M. 4 agosto 2011.

Combustibile		anno di costruzione 2006-2011
solido	combustibile a base di legno	33%
solido	biomasse di origine agricola	25%
liquido	biocarburanti	44%
gas	biogas	42%
Zona climatica	temperatura media	fattore di correzione in punti percentuali
Toscana	11,32	0,37%

Tab.3 Ref Enj secondo i parametri indicati nell'allegato IV e VI del D.M. 4 agosto 2011

Una volta calcolato il PES, le condizioni poste dalla Direttiva 2004/8/CE per ottenere la qualifica di "CAR" sono descritte nella seguente tabella:

Taglia Unità	PES
>1 MWe	≥ 10 %
Unità di piccola cogenerazione (>50 kWe ≤1MWe)	> 0
Unità di micro cogenerazione (≤ 50 kWe)	> 0

Tab.4 PES e CAR (Direttiva 2004/8/CE)

- **Utenza cogenerazione:** descrizione dell'utilizzatore dell'effetto cogenerativo prodotto.
- **Utenza elettrica:** descrizione dell'utilizzatore dell'effetto elettrico prodotto.
- **Funzionamento ore/anno dell'impianto:** numero ore di esercizio durante l'anno.

Analisi del combustibile

I campi scelti per ogni impianto sono

Analisi del combustibile	Descrizione del combustibile primario
	Origine del combustibile primario
	Combustibile lignocellulosico
	Combustibile amidaceo
	Combustibile saccharifero:
	Combustibile oleaginoso
	Combustibile zootecnico
	Flusso del combustibile primario
	Provenienza del combustibile primario
	Filiera corta
	Descrizione combustibile secondario
	Flusso del combustibile secondario
	Digestato

- **Descrizione del combustibile primario:** descrizione del materiale usato direttamente come combustibile.
- **Origine del combustibile primario:** vegetale e/o animale.
Tipologia del combustibile primario
- **Combustibile lignocellulosico:** combustibile di origine vegetale classificato nelle seguenti categorie:
Legna e carbone di legna (legname proveniente dalla ceduzione)
Cippato
Pellets
Residui ligneo-cellulosici agroindustriali (residui delle potature e delle raccolte dei sottoprodotti della lavorazione di alcune specie ad uso alimentare).
In particolare i residui derivano da a) colture erbacee: frumento tenero e duro, orzo, avena, riso, mais da granella, soia e girasole b) colture arboree: vite da vino, olivo, agrumi, pesco, albicocco, susino, melo c) industria olearia: acque di vegetazione e sansa d) segherie e mobilifici.
- **Combustibile amidaceo:** combustibile di origine vegetale. Deriva da coltivazioni cerealicole e alimentari quali: *grano, mais, triticale, sorgo da granella, patata, riso.*

- **Combustibile saccarifero:** combustibile di origine vegetale classificato nelle categorie *barbabietola da zucchero (melassa)* e *canna da zucchero*.
- **Combustibile oleaginoso:** combustibile di origine vegetale classificato nelle categorie *soia, colza, girasole*.
- **Combustibile zootecnico:** combustibile di origine animale classificato nelle categorie *reflui zootecnici, siero di latte e SOA* (sottoprodotti di origine animale).
- **Flusso del combustibile primario:** consumo del combustibile primario [ton/anno].
- **Provenienza del combustibile primario:** luogo di provenienza del combustibile primario.
- **Filiera corta:** indice dell'utilizzo di filiera corta.

La «biomassa da filiera corta» sono la biomassa e il biogas⁵ prodotti entro il raggio di 70 km dall'impianto. La lunghezza del predetto raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto e i confini amministrativi del comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa, individuato sulla base della tabella B allegata al DM 2 marzo 2010.

TIPOLOGIE DI BIOMASSA E BIOGAS di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a)	MODALITA' DI INDIVIDUAZIONE COMUNE AMMINISTRATIVO DEL LUOGO DI PRODUZIONE DELLA BIOMASSA DA FILIERA CORTA
I - colture dedicate agricole e forestali	Comune della sede aziendale (operativa) dell'impresa che produce le colture dedicate
II - gestione del bosco	Comune in cui ricadono le particelle con contratto di taglio
III - residui di campo delle aziende agricole	Comune della sede aziendale (operativa) dell'impresa che conduce i terreni dai quali si ottiene il residuo
IV - residui delle attività di lavorazione dei prodotti agroalimentari, zootecnici e forestali	Comune della sede aziendale (operativa) o unità operativa dell'impresa di trasformazione
V - residui di zootecnia	Comune della sede aziendale (operativa) dell'impresa di produzione di residui zootecnici

Tab.5 Modalità di individuazione del Comune amministrativo del luogo di produzione della biomassa da filiera corta

5 «biomassa e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali»: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse (DM 2marzo2010)

Il DM 2 marzo 2010, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica e, attuazione della legge 27 dicembre 2006, n. 296 (di seguito legge finanziaria 2007), introduce e qualifica il concetto di filiera corta per le biomasse a fini energetici. Il Decreto definisce le modalità per tracciare e rintracciare le biomasse destinate alla produzione di energia elettrica per ottenere il coefficiente di moltiplicazione dei certificati verdi.

La condizione per ottenere questo beneficio è che le biomasse utilizzate provengano da filiera corta. In alternativa le biomasse possono provenire da accordi di filiera o contratti quadro ai sensi degli art. 9 e 10 del D.lgs. 102/2005.

- **Descrizione del combustibile secondario:** biogas o syngas.
- **Flusso del combustibile secondario:** consumo del combustibile secondario [ton/anno].
- **Digestato:** prodotto in uscita dagli impianti di produzione di biogas come risultato di una degradazione di materiale organico da parte di microrganismi in un ambiente anaerobico.

Sia la frazione solida che quella liquida del digestato, sono definiti come sottoprodotto ai sensi della normativa vigente (L. 134/2012 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante Misure urgenti per la crescita del Paese, art. 52, comma 2-bis).

Tale norma prevede l'utilizzo di tale sottoprodotto come fertilizzante equiparandolo come effetti ed efficienza ai concimi chimici ma non ne definisce le caratteristiche, rimandando ad un atto successivo ancora non emanato. Tale assenza non rende attualmente possibile un completo controllo del digestato.

1.2 Creazione del database

Individuati e descritti i campi da analizzare si è proceduto all'analisi per ogni impianto della documentazione presente nell'archivio ARPAT, denominato FREEDOCS.

Sono state consultate le autorizzazioni, le relazioni tecniche e i pareri ARPAT dove presenti.

Questa analisi ha portato al censimento di 83 impianti presenti in Toscana.

I dati così raccolti sono stati organizzati in un'unica tabella su Open Office Calc costituita da 83 linee e 58 colonne (4814 celle).

Tale tabella è stata quindi importata nel software QGIS Chugiak, allo scopo di creare un database integrato e permettere una correlazione tra le informazioni raccolte e le mappe territoriali tramite la localizzazione dell'impianto.

La metodologia utilizzata in QGIS verrà trattata in dettaglio nel capitolo seguente.

1.3 Conclusioni

L'importanza del lavoro svolto è innanzitutto quello di aver creato un primo censimento di dettaglio degli impianti a biomassa in Toscana al dicembre 2014.

Questo dato non è infatti attualmente disponibile in nessuno degli studi dei più autorevoli Enti (quali ENEL, Regione Toscana, Progetti Europei e l'Università Sant'Anna di Pisa) mentre è sempre più crescente da parte della Comunità Europea la richiesta di una gestione strutturata e informatica del dato territoriale (Direttiva Europea INSPIRE).

Questa base dati ci permetterà inoltre nel capitolo successivo di svolgere una analisi statistica sulle principali grandezze caratteristiche individuate e descritte nel presente capitolo.

La difficoltà riscontrata nella creazione del database è dovuta principalmente alla presenza di molti impianti di piccola taglia.

I dati da raccogliere diventano infatti sia di maggior numero sia di più complessa individuazione, a causa delle semplificazioni nella richiesta delle autorizzazioni (AU, PAS, CAEL).

Tali modalità di autorizzazioni non obbligano infatti a fornire tutti i campi da noi individuati e non viene fornita un'indicazione per uniformare l'informazione.

Questo determina che nella documentazione disponibile nel sistema FREEDOCS siano presenti solo parte dei dati individuati nella tesi.

In particolare in alcuni casi risulta non presente la potenza termica immessa nell'impianto, la presenza di filiera corta e il flusso del combustibile.

Mentre per quanto riguarda l'analisi territoriale, gli impianti non sono sempre localizzati con coordinate geografiche (latitudine e longitudine) ma possono essere indicati tramite il nome della località e eventualmente della strada.

La presenza di filiera corta, quando evidenziata, spesso non è accompagnata da una descrizione di dettaglio su come venga realizzata.

Un ulteriore problema è relativo alla definizione di impianto cogenerativo. In alcune richieste infatti il calore prodotto veniva proposto come cogenerativo pur essendo utilizzato per usi interni al processo stesso dell'impianto e non a favore di utenze esterne al processo.

Capitolo 2

Visualizzazione ed elaborazione del database

2.1 Metodologia

Il database realizzato viene trasferito nel software gratuito **QGIS Chugiak 2.4.0** costituendo il cosiddetto database degli attributi, che archivia, in forma tabellare, le informazioni descrittive degli impianti.

Tale operazione ci ha consentito di svolgere le nostre indagini gestendo e correlando le entità (impianti) spazialmente referenziate. I dati inseriti nella componente tabellare possono essere oggetto di interrogazioni (query) che permettono di estrarre dall'intero dataset un numero ridotto di elementi. consultabile sia all'interno dell'area geografica (mappa¹) che in tabella.

I dati vengono organizzati utilizzando un modello logico che suddivide gli elementi in strati (layer). Gli oggetti appartenenti ai diversi layer possono essere tra loro confrontati mediante la tecnica dell'overlay (sovrapposizione) essendo georeferenziati e quindi rappresentabili rispetto ad un unico sistema di coordinate.

Per contestualizzare i layer realizzati a partire dal database attributi e svolgere correttamente le indagini sono stati caricati su QGIS ulteriori layer in formato .shp quali:

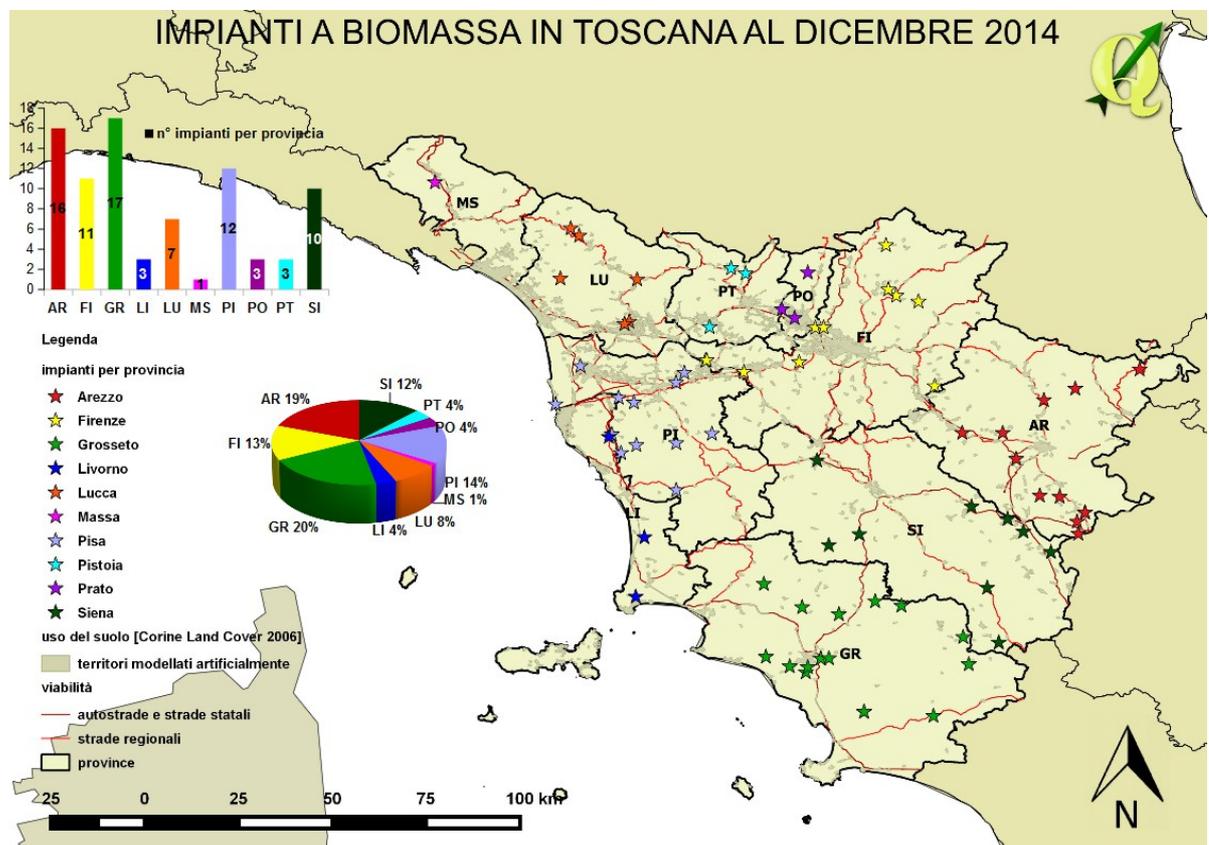
- la mappa del mondo
- la mappa della regione Toscana, suddivisa in province
- l'uso del suolo della Regione Toscana [Corine Land Cover 2006]

¹ La mappa è la porzione principale dell'interfaccia utente di QGIS e rappresenta la sezione dove posso consultare i geodati.

Dunque, partendo dalla base cartografica (la mappa del mondo e la mappa della regione Toscana, suddivisa in province) e rendendo più o meno attivi i layer di nostro interesse in relazione alle indagini da svolgere, sono state realizzate le visualizzazioni su QGIS e grafici su Open Office Calc per permettere la lettura del dato in maniera comparativa.

2.2 Risultati

Dal nostro censimento sono stati individuati, al dicembre 2014, 83 impianti a biomassa, dei quali 66 in esercizio.



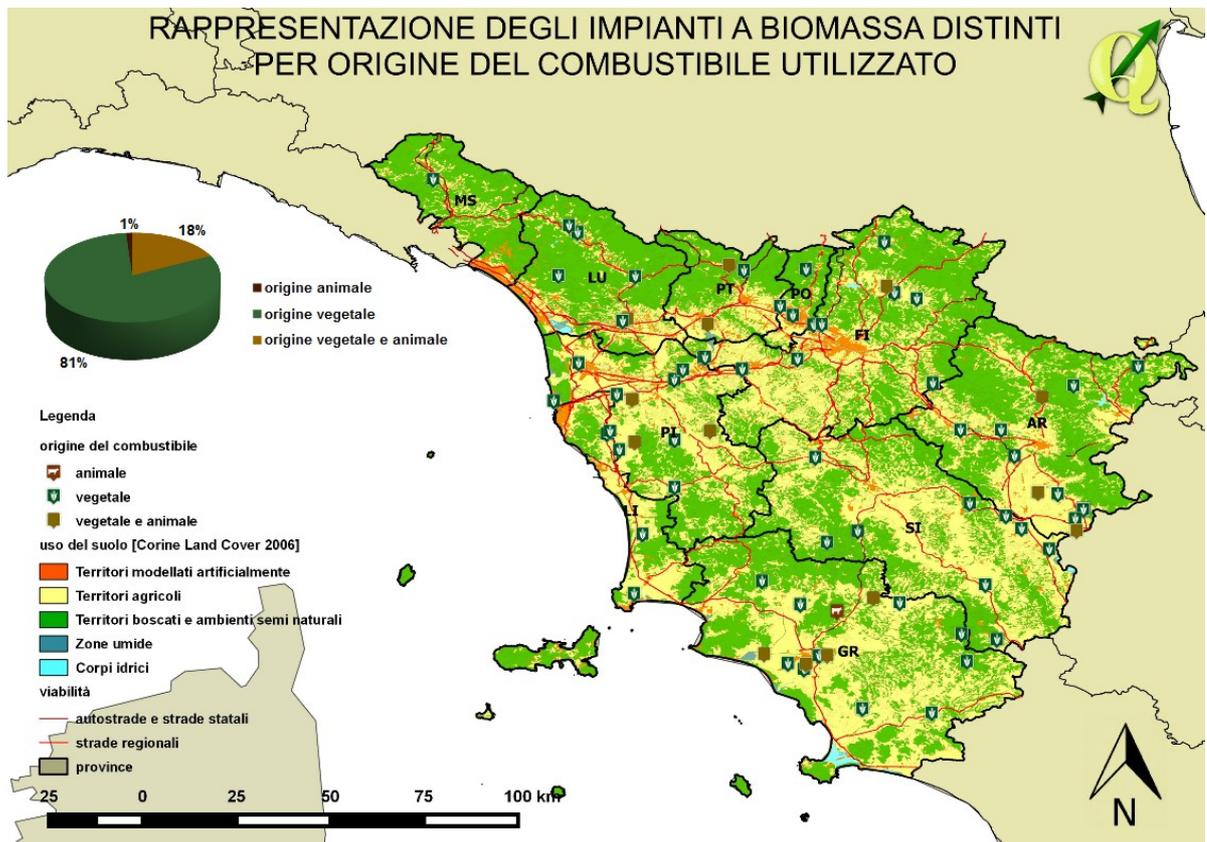
Sono localizzati prevalentemente nelle province di Grosseto (17 impianti), Arezzo (16 impianti), Pisa (12 impianti), Firenze (11 impianti), Siena (10 impianti) fino a scendere a 7 impianti nella provincia di Lucca e a 3 impianti nelle province di Livorno, Prato, Pistoia. La provincia di Massa conta 1 solo impianto a biomassa.

Origine del combustibile utilizzato

Per biomassa si intende qualsiasi materia organica, di origine animale o vegetale, formatasi in tempi recenti.

La normativa nazionale, recependo la Direttiva Europea 2009/28/CE, definisce la biomassa come: “la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde urbano nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

Gli impianti in Toscana utilizzano principalmente biomassa di origine vegetale (81%).



Tipologia del combustibile utilizzato

Si possono raggruppare le biomasse nelle seguenti tipologie:

- lignocellulosiche
- amidacee
- saccarifere
- oleaginose
- zootecniche

Solitamente nell'impianto sono introdotte biomasse appartenenti a più tipologie anche se il combustibile maggiormente utilizzato è quello oleaginoso (30%), lignocellulosico (28%) e amidaceo (14%). La biomassa di origine animale spesso viene accompagnata con quella di origine vegetale (ad esempio 7 impianti usano combustibile amidaceo unito a quello zootecnico).

Solamente l'impianto Marco polo engineering s.p.a., in provincia di Grosseto, dichiara di utilizzare come biomassa esclusivamente reflui zootecnici.

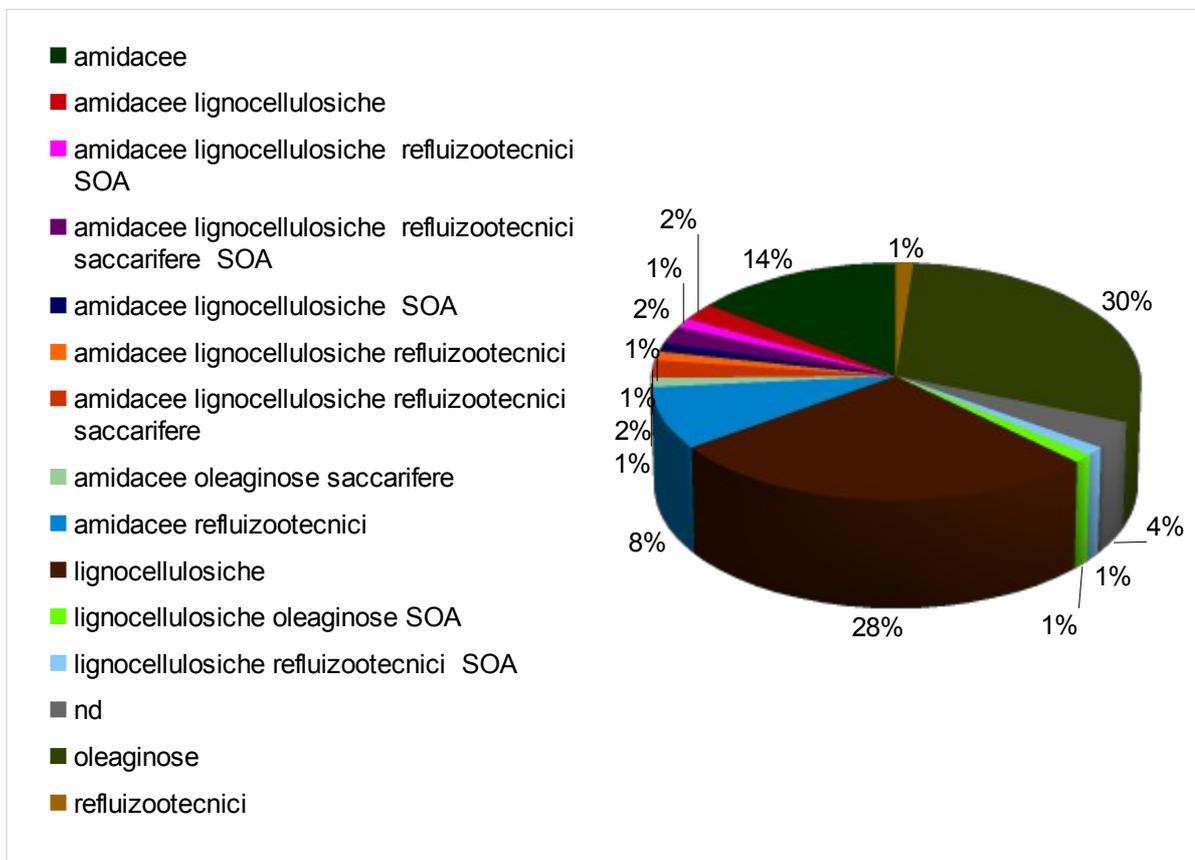


Fig.1 Tipologia del combustibile utilizzato

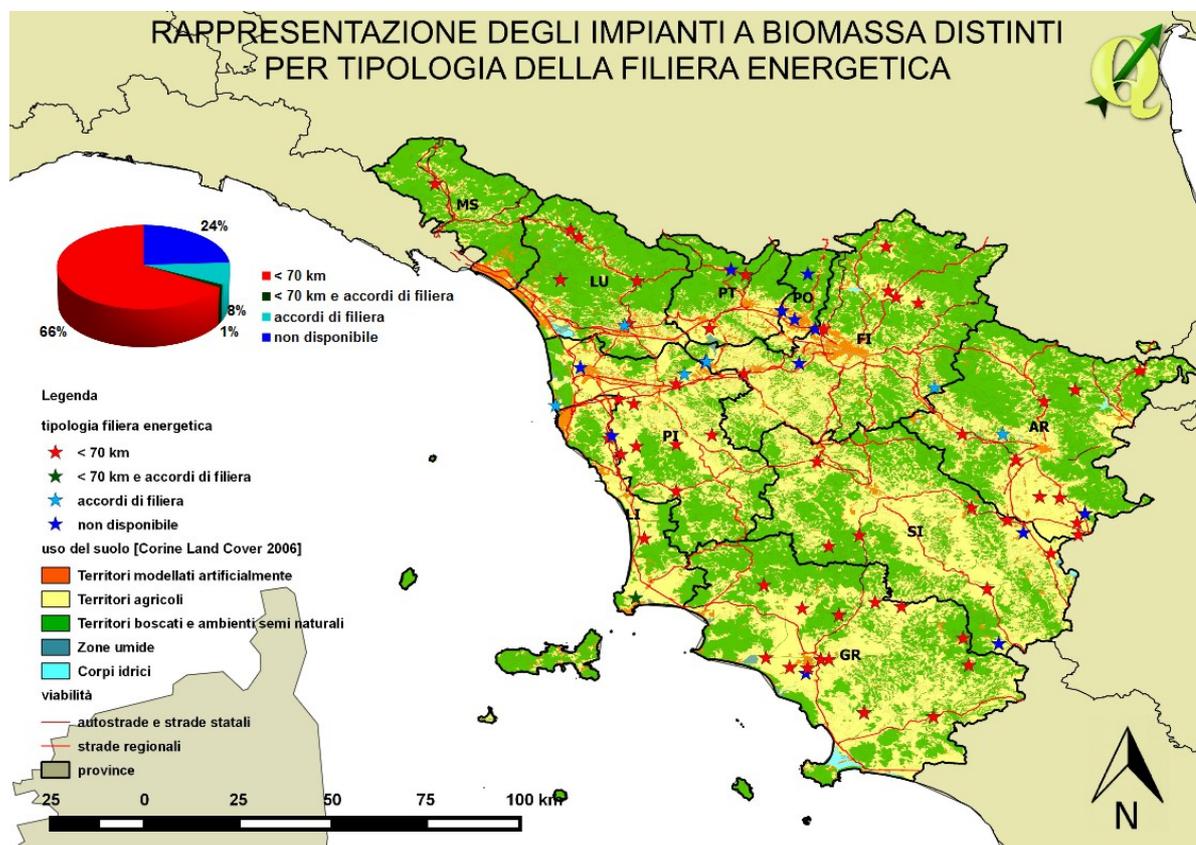
Filiera energetica

Per filiera energetica si intende la catena operativa che parte dal produttore di biomasse per arrivare all'utilizzatore.

Il DM 2 marzo 2010, approvato in attuazione della legge finanziaria 2007 (n. 296) e del collegato Decreto Legge 1 ottobre 2007, n.159, riconosce e qualifica il concetto di filiera corta, definendo le modalità per tracciare e rintracciare le biomasse destinate alla produzione di energia elettrica per ottenere il coefficiente di moltiplicazione dei certificati verdi. Per ottenere questo beneficio le biomasse utilizzate devono provenire da filiera corta, cioè ottenute entro un raggio di 70 km dall'impianto che le utilizza.

Altrimenti, ai sensi degli art. 9 e 10 del D.lgs 102/2005, le biomasse possono provenire da accordi di filiera o contratti quadro.

La maggior parte degli impianti a biomassa dichiarano di usare combustibile proveniente principalmente da filiera corta (66%) o da accordi di filiera (8%), mentre risulta non disponibile il dato per il rimanente 24%.



Solo l'impianto Seca, in provincia di Livorno, usa biomasse provenienti da filiera corta e biomasse provenienti da accordi. E' l'unico impianto di grandi dimensioni (49 MWt) ed in esercizio e dichiara di usare come biomassa oli vegetali ricavati da coltivazioni locali o in ambito nazionale o comunitario e di collaborare con le istituzioni e le associazioni di categoria ai fini della creazione di una specifica filiera agroenergetica.

E' significativo l'uso di contratti/accordi di filiera (7 impianti) per il rifornimento di biomassa oleaginosa.

Nella seguente tabella sono riportati gli impianti le cui autorizzazioni/relazioni tecniche dichiarano di usare biomassa di origine oleaginosa proveniente da accordi/contratti. Sono impianti attualmente in esercizio.

Impianto	Provincia	Biomassa oleaginosa	Provenienza biomassa	Cogenerazione	Status impianto
Loew Cadonna	AR	colza	UE	si	realizzato e in esercizio
Dueemme Immobiliare s.r.l.	FI	colza girasole palma soia	contratto per la fornitura di olio vegetale riferito esclusivamente ad oli di colza, soia e palma raffinati.	si	realizzato e in esercizio
Conceria Sirio Srl	FI	nd	mercato nazionale, comunitario ed extracomunitario	si	realizzato e in esercizio
La Dispensa Gourmet s.r.l.	LU	colza soia	UE	no	realizzato e in esercizio
Romea Import-Export s.r.l.	LU	colza soia	UE	no	realizzato e in esercizio
E.S.C.O. Pisa s.r.l.	PI	colza girasole soia	provenienza europea (Italia, Romania, Germania e Polonia) Olio di jatropha dalle piantagioni di Nuove Iniziative Industriali srl in Kenya, senegal, Etiopia, Guinea	si	realizzato e in esercizio
ECO-V.I.P. s.r.l.	PI	colza	provenienza comunitaria	si	realizzato e in esercizio

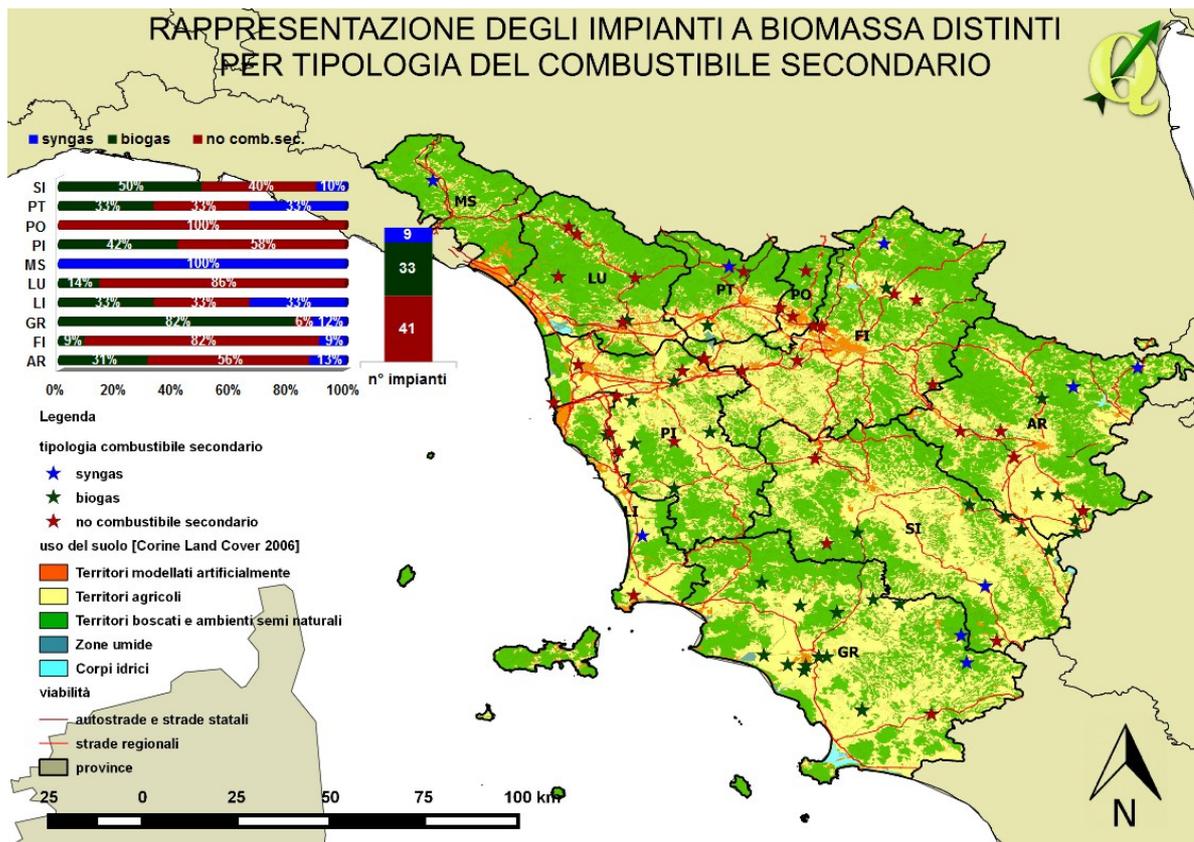
Mentre gli impianti che usano esclusivamente biomassa lignocellulosica o biomassa amidacea o biomassa mista, esclusa quella oleaginosa, dichiarano come provenienza la filiera corta.

Combustibile secondario

La biomassa solitamente non viene impiegata direttamente per fini energetici, bensì subisce dei processi di conversione, come i processi biochimici e termochimici.

I processi biochimici sfruttano le caratteristiche biochimiche della biomassa e l'azione metabolica di organismi microbici per produrre combustibili gassosi e liquidi. Sono particolarmente adatti alla conversione di biomassa umida. Tra i principali processi biochimici vi è la digestione anaerobica di biomassa umida da parte di batteri in ambiente privo di ossigeno che produce un gas combustibile chiamato biogas (combustibile secondario).

Nei processi termochimici, quali la gassificazione, avviene la combustione della biomassa (legnosa, di solito e preferibilmente secca) ad una temperatura di circa 900-1000 °C. Il prodotto è un miscuglio gassoso combustibile (gas di sintesi o syngas), costituito principalmente da monossido di carbonio, idrogeno e metano.



In Toscana 33 impianti sono alimentati con biogas mentre 9 impianti con syngas. La provincia di Grosseto conta il maggior numero di impianti (82%) a biogas mentre Massa ha un solo impianto che usa syngas.

Gli impianti in esercizio che usano biogas sono 29 (al dicembre 2014).

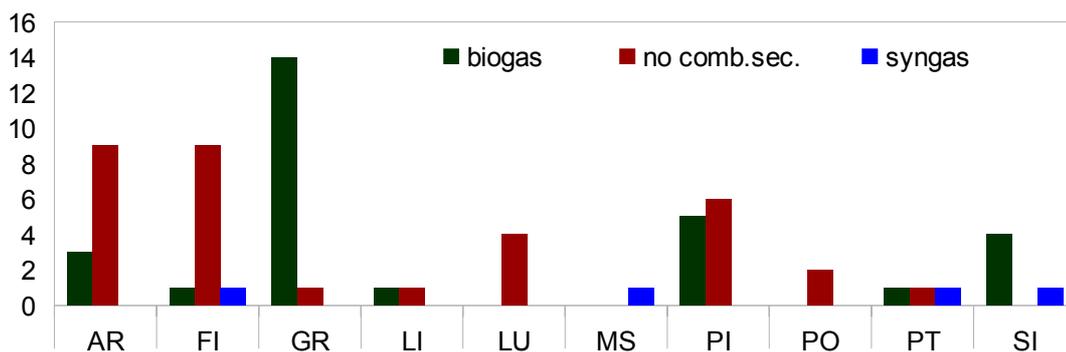


Fig.2 Numero impianti in esercizio, al dicembre 2014, per provincia e tipologia del combustibile secondario

Gli impianti a biogas sono prevalentemente alimentati da biomasse amidacee (12 impianti) oppure da biomasse amidacee e reflui zootecnici (7 impianti).

Gli impianti a syngas sono principalmente alimentati da biomassa lignocellulosica (89%).

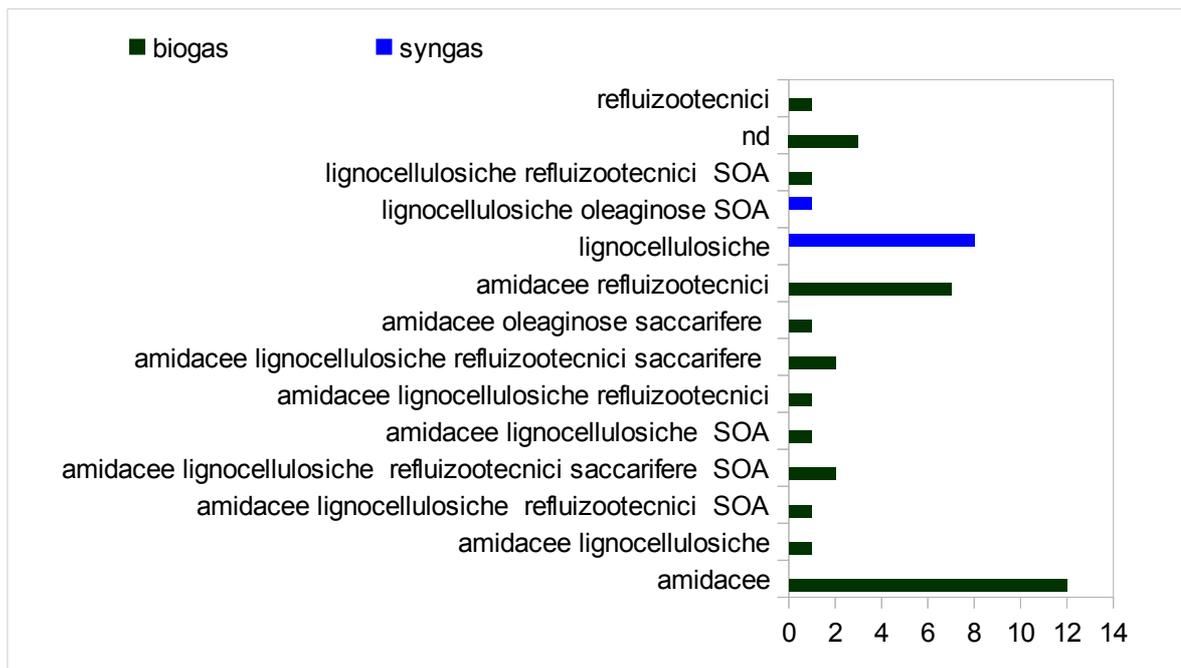


Fig.3 Numero impianti per tipologia del combustibile utilizzato e del combustibile secondario

Numero di impianti a biomassa per provincia e combustibile

Provincia	Biogas	Syngas	Olio vegetale	Biomassa solida
AR	5	2	7	2
FI	1	1	5	4
GR	14	2		1
LI	1	1	1	
LU	1		2	4
MS		1		
PI	5		5	2
PO			2	1
PT	1	1		1
SI	5	1	3	1
Totale	33	9	25	16

Produzione energetica

Gli impianti a biomassa possono produrre:

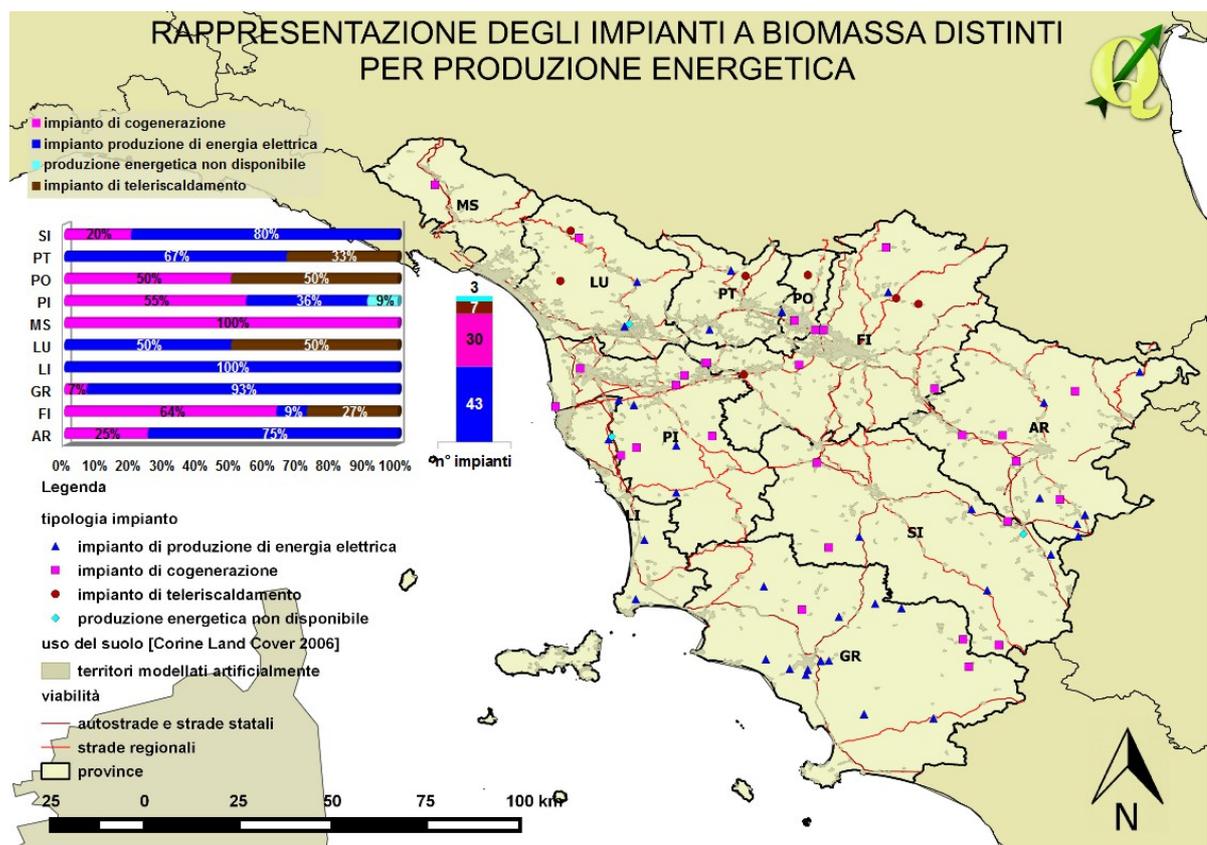
- calore (impianto di teleriscaldamento):

l'impianto di teleriscaldamento produce calore e viene trasmesso al fluido termovettore (acqua calda, surriscaldata, vapore) che viene distribuito attraverso una rete interrata di tubazioni ad una o più utenze.

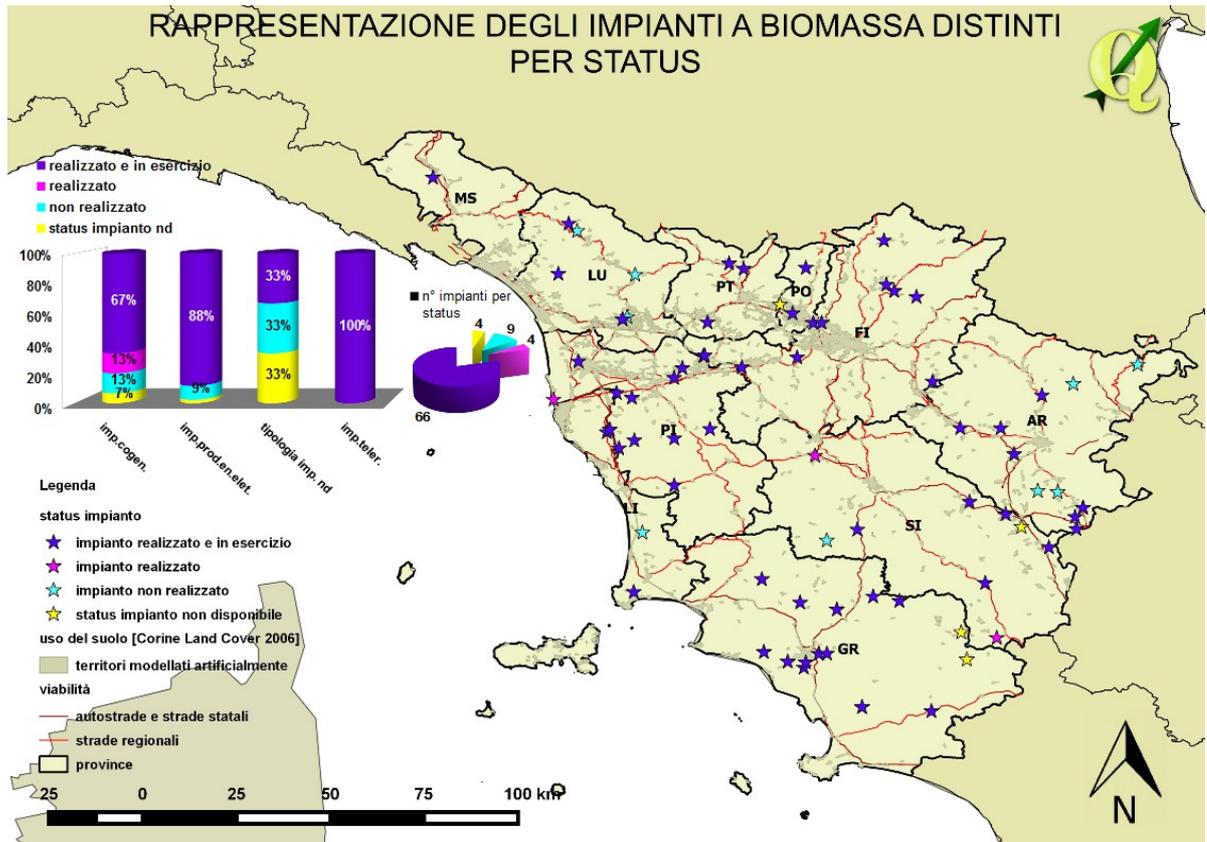
- energia elettrica (impianto di produzione di energia elettrica)
- energia elettrica e calore (impianto di cogenerazione):
l'impianto di cogenerazione produce energia elettrica e calore a condizione che in prossimità dell'impianto vi sia un fabbisogno di calore; può trattarsi di un processo industriale che richiede energia termica o semplicemente un edificio che ha bisogno di essere riscaldato.

In Toscana prevalgono gli impianti di produzione di energia elettrica per un totale di 43 impianti. Mentre gli impianti di cogenerazione sono 30 e gli impianti di teleriscaldamento sono 7.

In rapporto al numero di impianti totali, le province di Firenze, Pisa, Prato e Massa sono quelle maggiormente improntate nella costruzione di impianti cogenerativi.



Status impianto



Al dicembre 2014, gli impianti realizzati e in esercizio sono 66. Gli impianti di teleriscaldamento censiti sono tutti in esercizio come la maggior parte degli impianti di produzione di energia elettrica (88%).

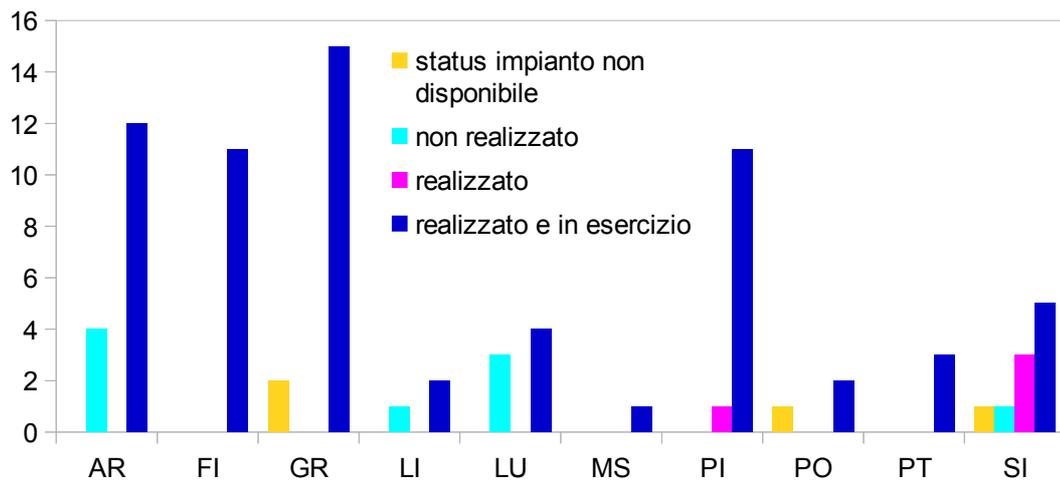
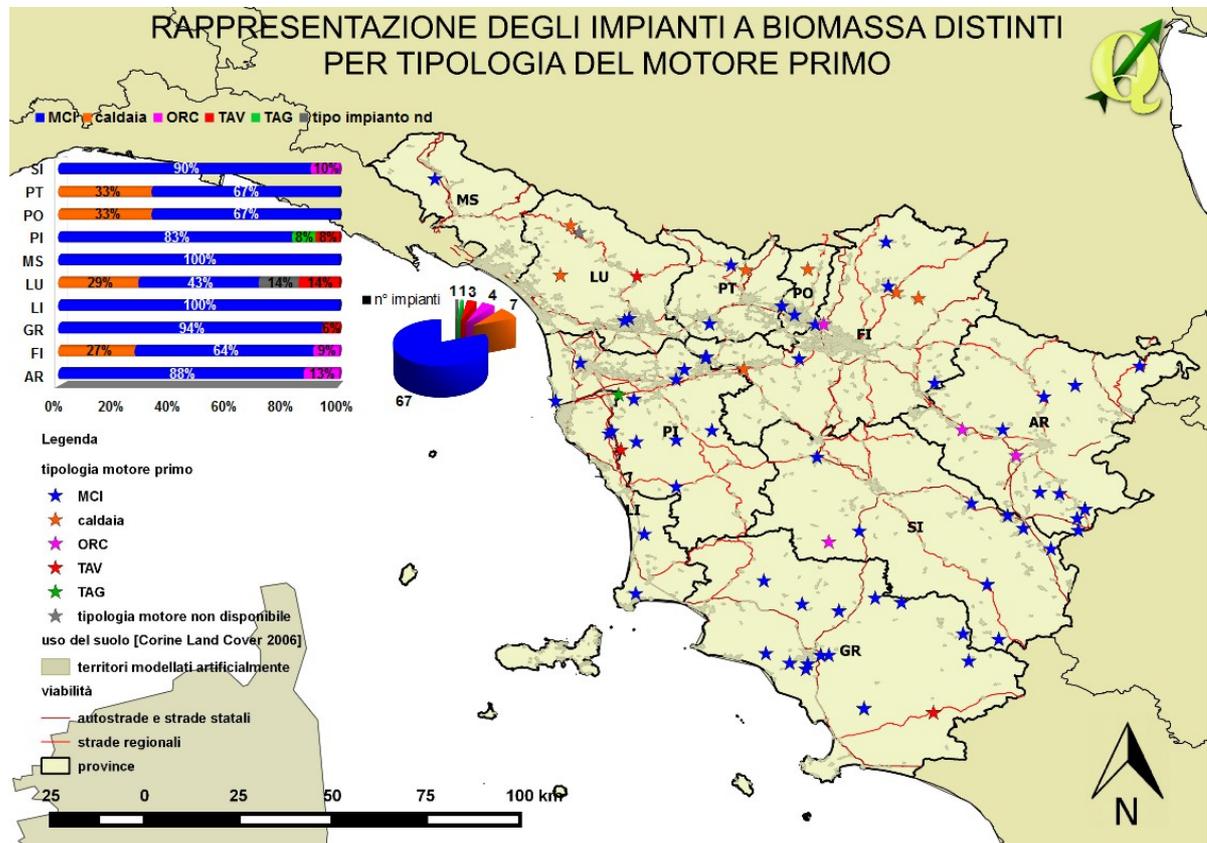


Fig.4 Numero di impianti per status impianto e provincia

Motore primo

Ogni impianto è caratterizzato dalla biomassa introdotta e dal tipo di motori o caldaie per generare energia elettrica e calore.



Gli impianti di teleriscaldamento sono costituiti da caldaie alimentate da cippato.

Per la produzione di energia elettrica e di cogenerazione invece, 67 impianti utilizzano MCI (motore a combustione interna) e 3 impianti TAV (turbina a vapore). Solo 4 impianti (impianti di cogenerazione) sono costituiti da un ORC (Organic Rankine Cycle) mentre 1 solo impianto di produzione di energia elettrica (l'impianto OP Energia Srl a Fauglia, in provincia di Pisa) utilizza una TAG. Questo impianto ha una potenza termica al focolare pari a 2,450 MWt e potenza elettrica ai morsetti a 0,505 MWe. Il motore è costituito da 5 TAG + ORC.

Il 55% dei MCI sono a ciclo otto (il 23 % concentrati in provincia di Grosseto).

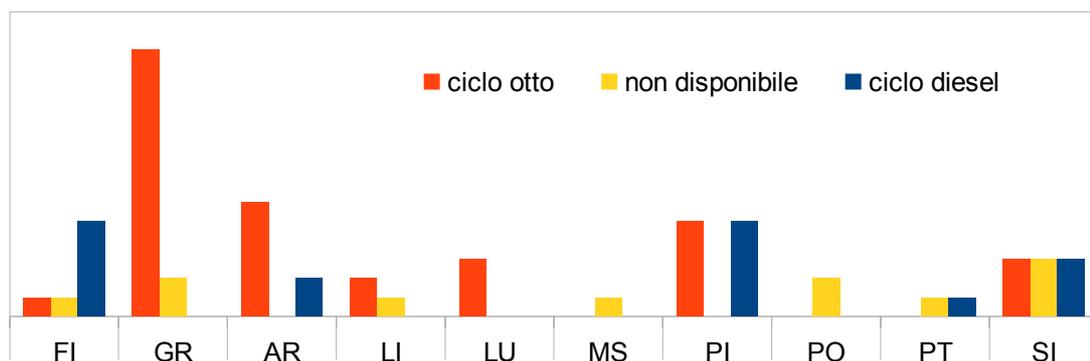


Fig.5 Motori a combustione interna (MCI)

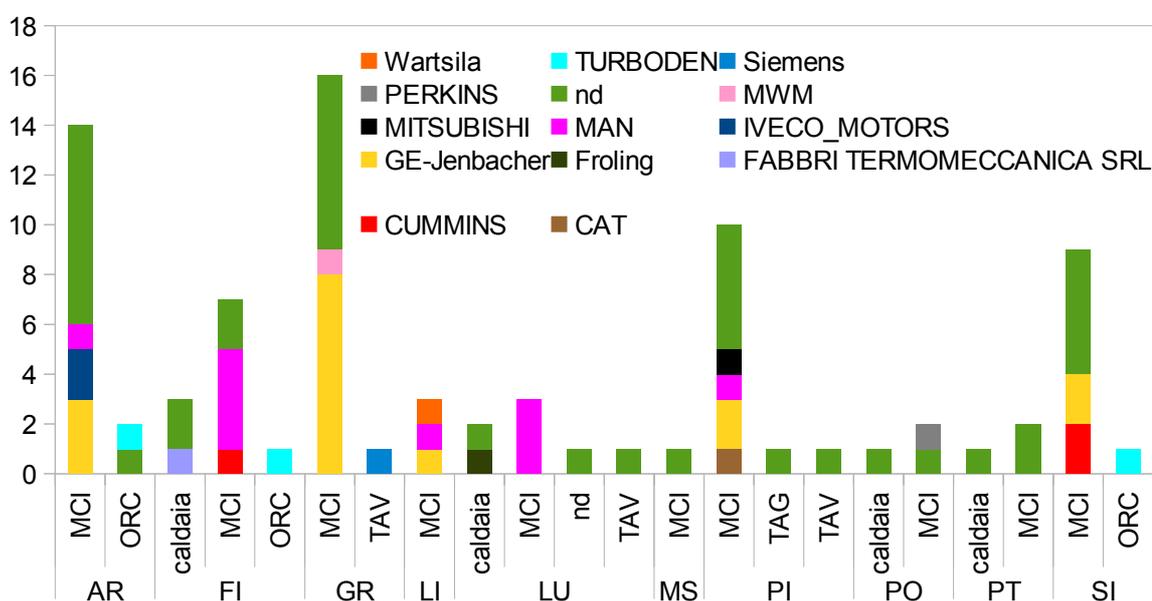


Fig.6 Fornitore dei motori suddivisa per tipologia motore e provincia

Motore primo e tipologia del combustibile

Gli impianti con MCI usano prevalentemente come combustibile le biomasse oleaginose (19 impianti), amidacee (12 impianti) e lignocellulosiche (8 impianti).

Mentre gli impianti con caldaia o ORC usano esclusivamente biomasse lignocellulosiche.

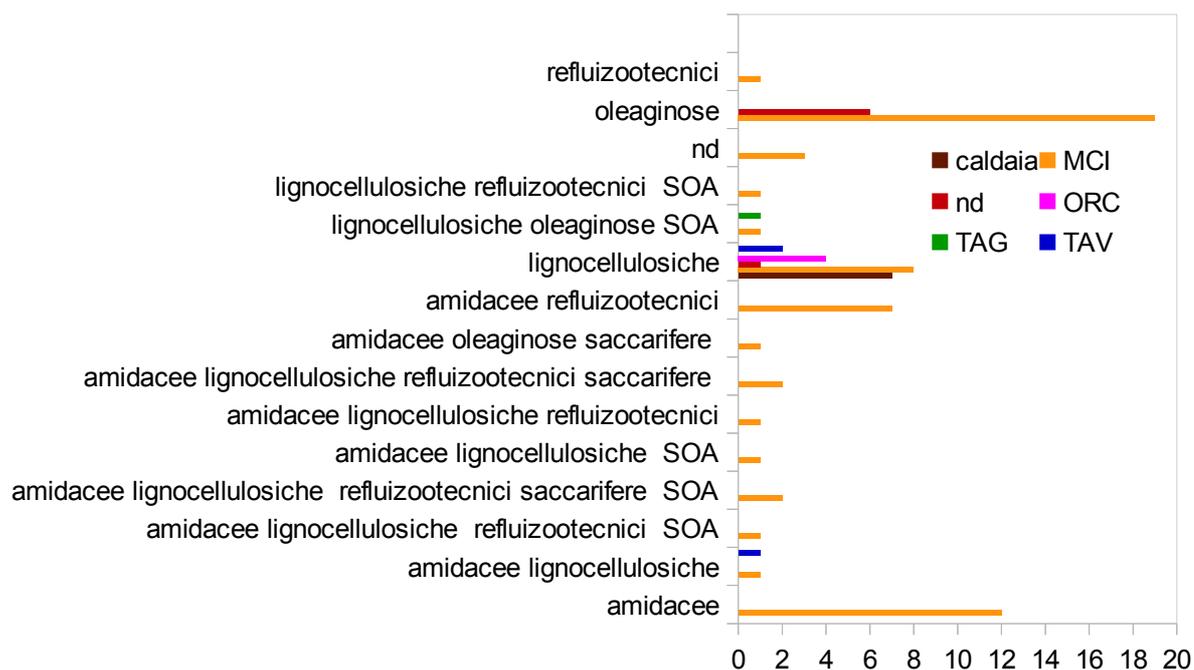


Fig.7 Numero impianti per tipologia motore e combustibile utilizzato

Motore primo e potenza termica in ingresso all'impianto

Complessivamente si ha una potenza termica in ingresso agli impianti pari a 248, 84 MWt.

Provincia	caldaia	MCI	ORC	TAG	TAV	Tipologia motore Non disponibile	Totale Complessivo [MWt]
AR		16,8	12,0				28,8
FI	1,4	12,7	5,9				20,0
GR		38,4			5,9		44,3
LI		52,2					52,2
LU	1,8	4,9			48,5	3,0	58,2
MS		0,5					0,5
PI		12,8		2,5	6,0		21,2
PO		2,6					2,6
PT	0,5	4,8					5,3
SI		15,8					15,8
Totale [MWt]	3,7	161,4	17,9	2,5	60,4	3,0	248,8

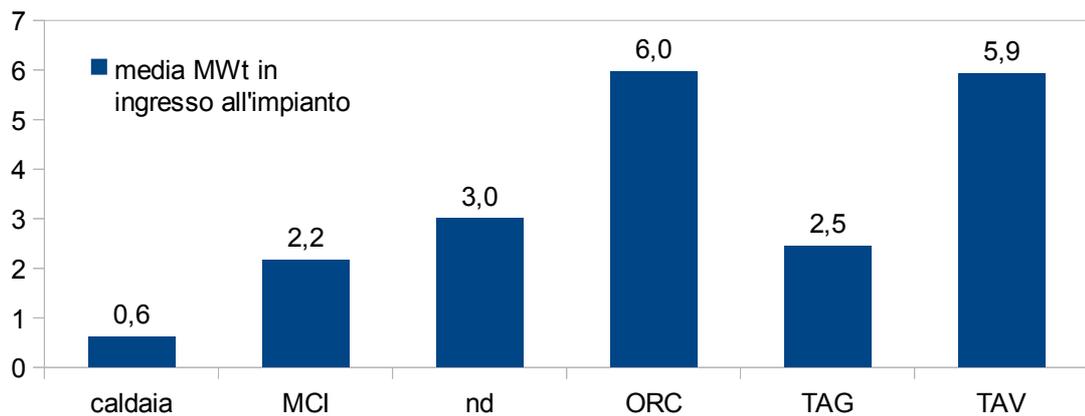


Fig.8 Media della potenza termica (MWt) in ingresso all'impianto per motore primo

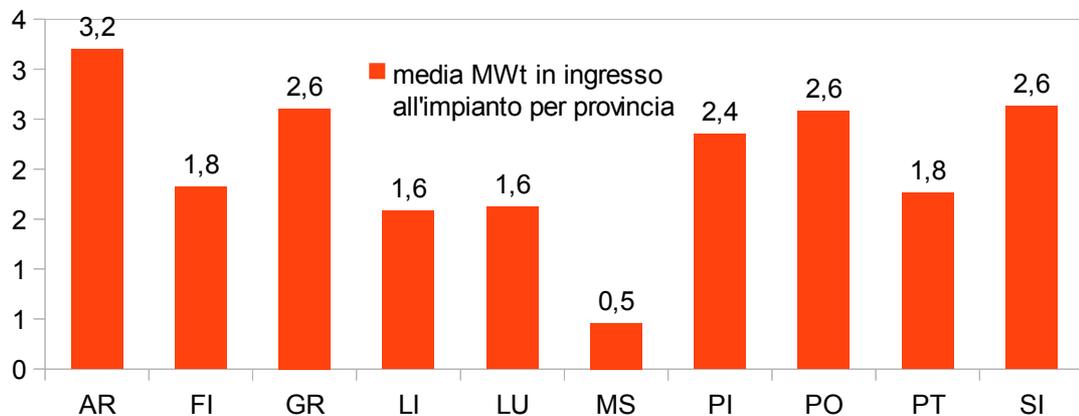


Fig.9 Media della potenza termica (MWt) in ingresso all'impianto per provincia

Evidenziamo che ben 161,41 MWt sono associati a motori a combustione interna costituendo la maggioranza (65%) nel consumo di potenza termica. Questo a causa del numero elevato di motori installati: osserviamo infatti che la potenza media per motori a combustione interna è solo 2,02 MWt.

Al contrario per le TAV abbiamo invece una potenza termica in ingresso complessiva pari a 60,4 MWt, dovuta a 3 sole TAV aventi una potenza termica media in ingresso pari a 20,12 MWt. Tale valore è dovuto principalmente all'impianto Alce situato nel comune di Bagni di Lucca, autorizzato ma non ancora realizzato, alimentato a cippato e scarti di legno vergine con una potenza termica in ingresso pari a 48,5 MWt e potenza elettrica pari a 14,5 MWe.

L'impianto Alce, che produrrà solo energia elettrica, innalza la media della potenza termica in ingresso in provincia di Lucca come l'impianto Seca in provincia di Livorno.

L'impianto Seca, a Livorno, produce solo energia elettrica ed alimenta 3 MCI+ TAV con olio vegetale avendo potenza termica in ingresso pari a 49 MWt e potenza elettrica ai morsetti pari a 24 MWe.

Motore primo e potenza termica in ingresso agli impianti in esercizio

Al dicembre 2014 sono in esercizio 66 impianti con una potenza termica in ingresso complessiva pari a 173,44 MWt e un contributo dei MCI pari a 137,51 MWt e delle TAV a 11,85 MWt (tale valore è sceso essendo l'impianto Alce non ancora in esercizio).

Provincia	caldaia	MCI	ORC	TAG	TAV	Totale Complessivo [MWt]
AR		5,7	12,0			17,7
FI	1,4	12,7	5,9			20,0
GR		32,6			5,9	38,5
LI		51,5				51,5
LU	1,8	3,9				5,7
MS		0,5				0,5
PI		10,5		2,5	6,0	18,9
PO		2,6				2,6
PT	0,5	4,8				5,3
SI		12,8				12,8
Totale [MWt]	3,7	137,5	17,9	2,5	11,9	173,4

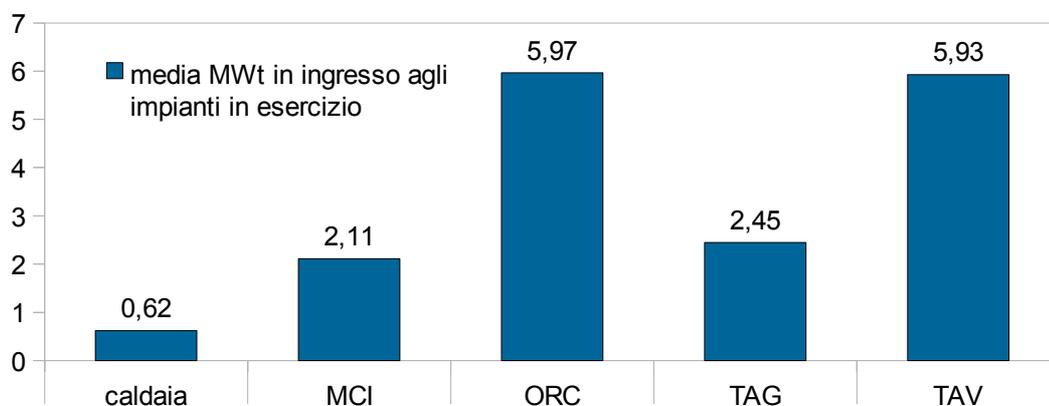


Fig.10 Media della potenza termica (MWt) in ingresso agli impianti in esercizio per motore primo

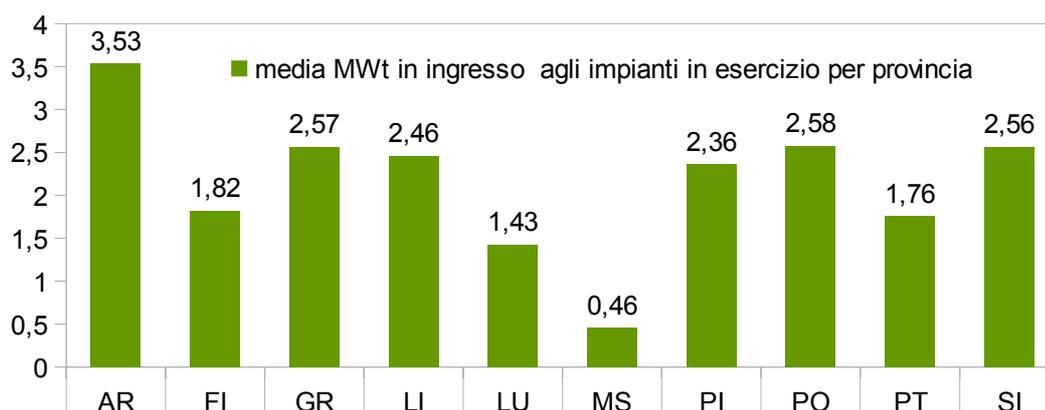


Fig.11 Media della potenza termica (MWt) in ingresso agli impianti in esercizio per provincia

Potenza elettrica e incentivi

Gli impianti di produzione di energia elettrica e cogenerazione, in base alla produzione di energia elettrica netta immessa in rete, godono di incentivi le cui modalità di accesso sono stabilite dal DM 6 luglio 2012.

Gli incentivi si applicano agli impianti:

- nuovi
- integralmente ricostruiti
- riattivati
- oggetto di potenziamento o di rifacimento che entrano in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013

All'incentivazione possono essere ammessi anche gli impianti ibridi: quegli impianti ad esempio che sono alimentati sia da una fonte rinnovabile sia da un combustibile non rinnovabile (es. metano, carbone, ecc.)

L'ammontare complessivo di tutti gli incentivi non può in ogni caso superare i 5,8 miliardi di euro annui.

In base alla potenza dell'impianto sono previsti due distinti meccanismi incentivanti:

- una tariffa incentivante omnicomprensiva per gli impianti di potenza inferiore a 1 MWe, che comprende sia il valore dell'energia elettrica prodotta– il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto

- sia l'ammontare di eventuali premi (es. riduzione emissioni). L'energia immessa in rete dagli impianti che accedono alla tariffa onnicomprensiva risulta nella disponibilità del GSE e non del produttore.
- un puro incentivo per gli impianti di potenza superiore a 1 MWe e per quelli di potenza fino a 1 MWe che non optano per la tariffa onnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono a tale incentivo resta nella disponibilità del produttore.

A seconda della tipologia e classificazione del combustibile, gli impianti possono avere diritto ad uno o più premi, che si aggiungono alla tariffa incentivante. Possono vedersi riconoscere premi aggiuntivi se danno luogo ad una riduzione di gas effetto serra oppure se sono alimentati con alcune biomasse da filiera (in particolare, biomasse prodotte a non più di 70km di distanza) o infine se emettono gas con limitato contenuto di inquinanti. Altri premi spettano agli impianti che funzionano in "cogenerazione ad alto rendimento" (CAR). In questo caso, le condizioni da verificare riguardano il tipo di biomassa impiegata e l'utilizzo del calore prodotto (è richiesto in alcuni casi che tale calore sia destinato al teleriscaldamento).

I nuovi incentivi hanno durata pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto, indicata nell'Allegato 1 del Decreto. Le tariffe si riducono del 2% all'anno a partire dal 2014, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste. Il valore della tariffa incentivante base spettante è quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto. La tariffa onnicomprensiva o

l'incentivo, calcolati dal valore della tariffa incentivante base, saranno erogati dal GSE a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale. Agli impianti che entrano in esercizio prima della chiusura del periodo di presentazione delle domande di partecipazione alle procedure di Registri o Asta, che risultino ammessi in posizione utile, viene attribuita la tariffa incentivante base vigente alla data di chiusura del periodo stesso.

Allegato 1, Tabella 1.1 del DM 6 luglio 2012

Fonte Rinnovabile	Tipologia	Potenza [kW]	VITA UTILE Degli IMPIANTI [anni]	tariffa incentivi Base €/MWh
Biogas	a) prodotti di Origine biologica	1<P≤300	20	180
		300<P≤600	20	160
		600<P≤1000	20	140
		1000<P≤5000	20	104
		P>5000	20	91
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A	1<P≤300	20	236
		300<P≤600	20	206
		600<P≤1000	20	178
		1000<P≤5000	20	125
		P>5000	20	101
Biomassa	a) prodotti di Origine biologica	1<P≤300	20	229
		300<P≤1000	20	180
		1000<P≤5000	20	133
		P>5000	20	122
	b) sottoprodotti di origine biologica Di cui alla Tabella 1-A	1<P≤300	20	257
		300<P≤1000	20	209
		1000<P≤5000	20	161
		P>5000	20	145
Bioliquidi sostenibili	1<P≤5000	20	121	
	P>5000	20	110	

Gli incentivi più alti spettano agli impianti più piccoli, realizzati da imprese agricole che utilizzano sottoprodotti aziendali. Per poter accedere alle tariffe, è necessario iscriversi ad un Registro la cui apertura e relativa scadenza saranno fissate dal GSE. Degli impianti iscritti, verrà fatta una graduatoria secondo le priorità stabilite dal decreto: il primo criterio di preferenza è quello relativo agli impianti di proprietà di aziende agricole, singole o associate, alimentati da biomasse e biogas con prodotti vegetali o sottoprodotti, con

potenza non superiore a 600 kW. Gli impianti iscritti al registro saranno incentivati secondo la graduatoria fino all'esaurimento del contingente annuale di potenza, che per il 2013 è pari a 170 MW, per il 2014 e il 2015 a 160 MW. Sono esclusi dall'iscrizione al registro e accedono direttamente agli incentivi, gli impianti a biomassa di potenza fino a 200 kW e gli impianti a biogas di potenza fino a 100 kW che impiegano prodotti di origine biologica.

Il DM 6/11/2014 ha reso attuativa la rimodulazione degli incentivi specificando che chi possiede questi impianti può esercitare un'opzione, entro il 17/2/2015 (ovvero entro 90 giorni dall'entrata in vigore del DM, il 19/11/2014) attraverso il sito del GSE.

Sono esclusi gli impianti per i quali il diritto agli incentivi termina entro il 31/12/2014, oppure entro il 31/12/2016 se l'impianto è a biomassa o a biogas con potenza non superiore a 1 MW. Per questi impianti, quindi, tutto rimane com'è e non scatta alcuna rimodulazione.

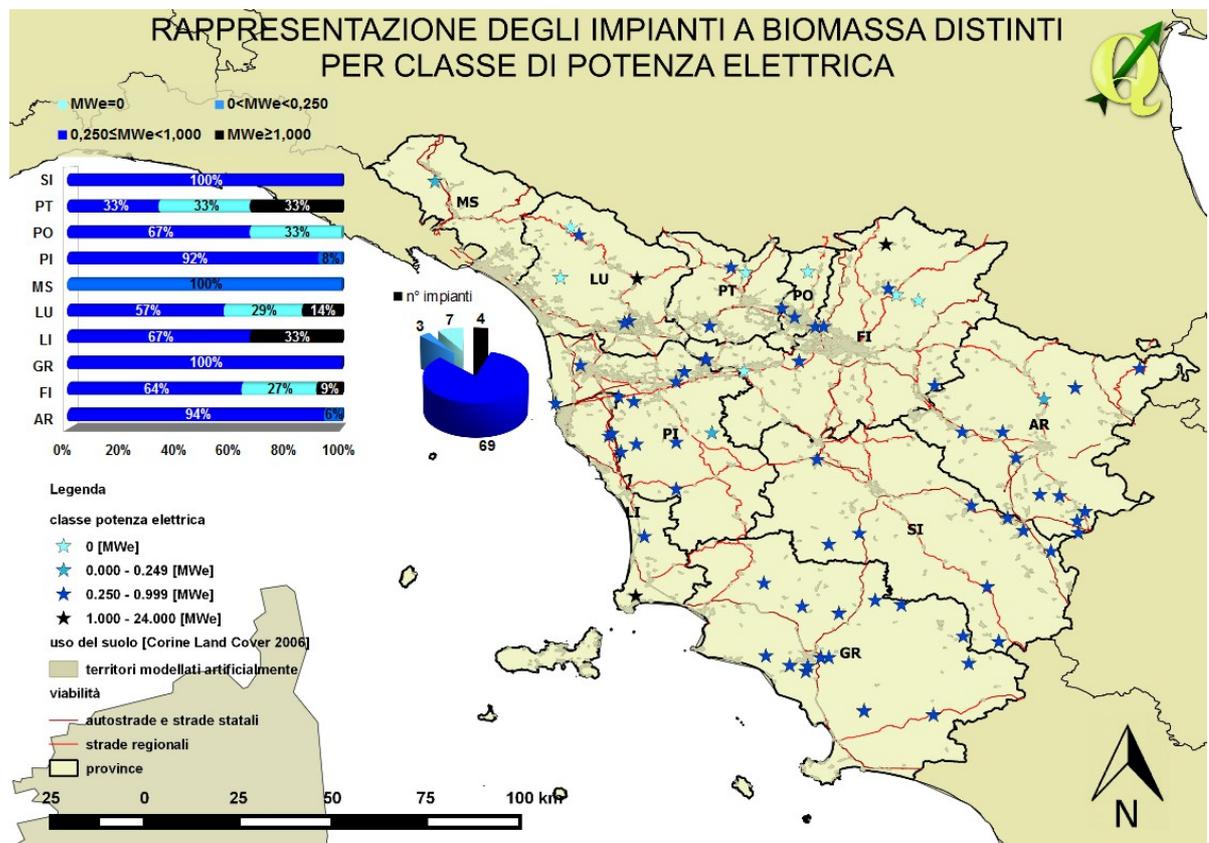
I beneficiari dei suddetti impianti possono, alternativamente:

- continuare a godere del regime incentivante per il periodo residuo. In questo caso, per i 10 anni successivi alla scadenza del regime incentivante non potranno accedere ad ulteriori incentivi in caso di realizzazione di ulteriori interventi di qualsiasi tipo realizzati sullo stesso sito.
- optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, secondo quanto previsto dal decreto e riportato sul sito del GSE (vedi sotto). In questo caso la tariffa ridotta potrà essere beneficiata per ulteriori 7 anni dopo la scadenza naturale del periodo incentivante, ma per lo stesso periodo il beneficiario non potrà accedere ad altre incentivazioni relative ad interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito, nemmeno se rinuncia all'incentivo rimodulato. Ciò a meno che non si tratti di interventi di potenziamento o di integrale ricostruzione o rifacimento totale (per gli impianti a biomassa) effettuati (questi ultimi due) dal quinto anno successivo al termine naturale di scadenza degli incentivi.

Se non viene fatta alcuna scelta entro il 17/2/2015 scatta automaticamente la prima opzione.

Potenza elettrica

Gli impianti presenti in Toscana sono impianti medio piccoli, solo 4 impianti hanno una potenza elettrica maggiore di 1 MWe e ben 69 impianti sono compresi tra 0,250 MWe e 0,999 MWe.



La potenza elettrica totale ai morsetti è pari a 97,07 MWe, il 72% del contributo è dato dagli impianti di produzione di energia elettrica avendo una potenza totale elettrica ai morsetti pari a 70,147 MWe. A seguire vi sono gli impianti di cogenerazione con potenza totale elettrica ai morsetti pari a 24,498 MWe. Gli impianti di teleriscaldamento tramite caldaie danno invece contributo nullo.

Sette impianti sono costituiti da composizione di più elementi: 5 impianti da MCI + ORC, 1 impianto MCI + TAV e 1 impianto TAG + ORC. Solo l'impianto Seca (LI) costituito da MCI + TAV è di grosse dimensioni (24 MWe). Gli altri 6

impianti hanno MWe < 1 MWe.

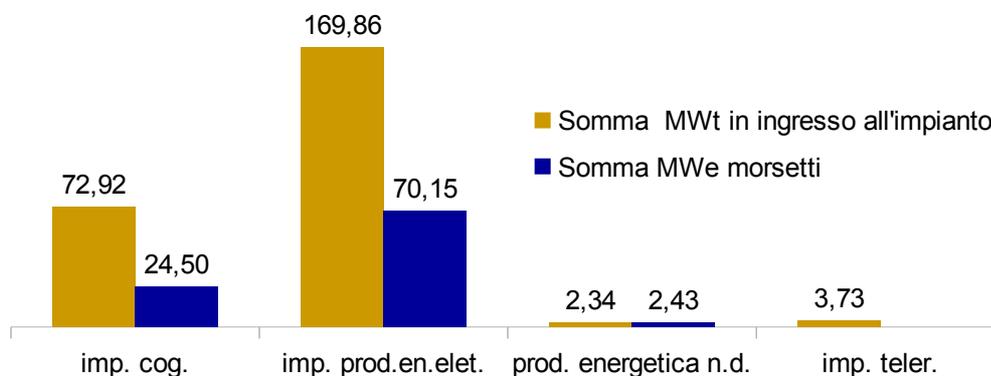


Fig.12 Somma della potenza termica (MWt) in ingresso e somma della potenza elettrica ai morsetti (MWe) per tipologia impianto

Potenza elettrica degli impianti in esercizio

Gli impianti attualmente in esercizio producono una potenza elettrica totale pari a 173,4 MWe. Di seguito sono riportati i valori.

MOTORE	Somma MWt in ingresso	Somma MWe ai morsetti	Media MWt in ingresso	Media MWe ai morsetti
MCI	78,9	36,8	2,1	0,858
MCI + ORC	9,6	4,0	1,9	0,795
MCI + TAV	49,0	24,0	49,0	24,000
ORC	17,9	2,8	6,0	0,933
TAG + ORC	2,5	0,5	2,5	0,505
TAV	11,9	2,0	5,9	0,995
caldaia	3,7	0,0	0,6	0,000
Totale	173,4	70,1		

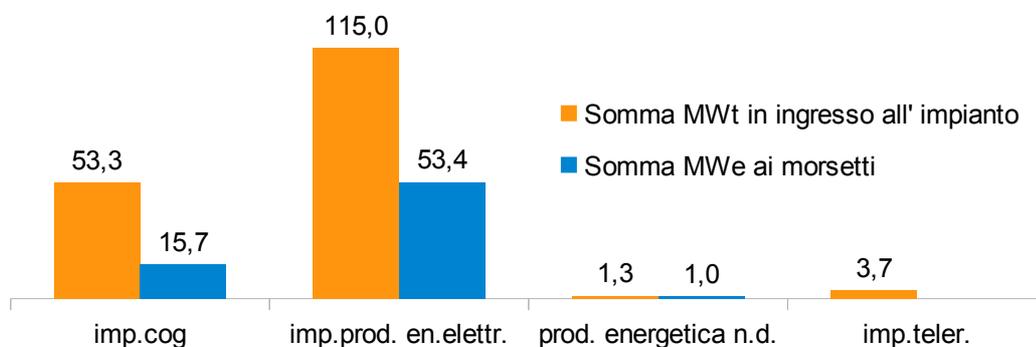


Fig.13 Somma della potenza termica (MWt) in ingresso e somma della potenza elettrica ai morsetti (MWe) per tipologia impianto

Energia elettrica e CO₂ evitata

Le biomasse impiegate come fonte di energia in linea di principio non producono CO₂, dato che la quantità di energia liberata con la combustione o con altri processi che ne scompongono la struttura è la stessa CO₂ impiegata per la crescita delle piante. Inoltre i trasporti di tali combustibili sono in genere brevi per la vicinanza fra la sede di raccolta e i luoghi di utilizzo.

Dunque abbiamo stimato le tonCO₂/anno evitate moltiplicando il valore di energia elettrica prodotta dagli impianti in esercizio per il fattore di emissione nazionale della produzione elettrica lorda (al netto degli apporti di pompaggio) pari a 337,43 gCO₂/kWh.

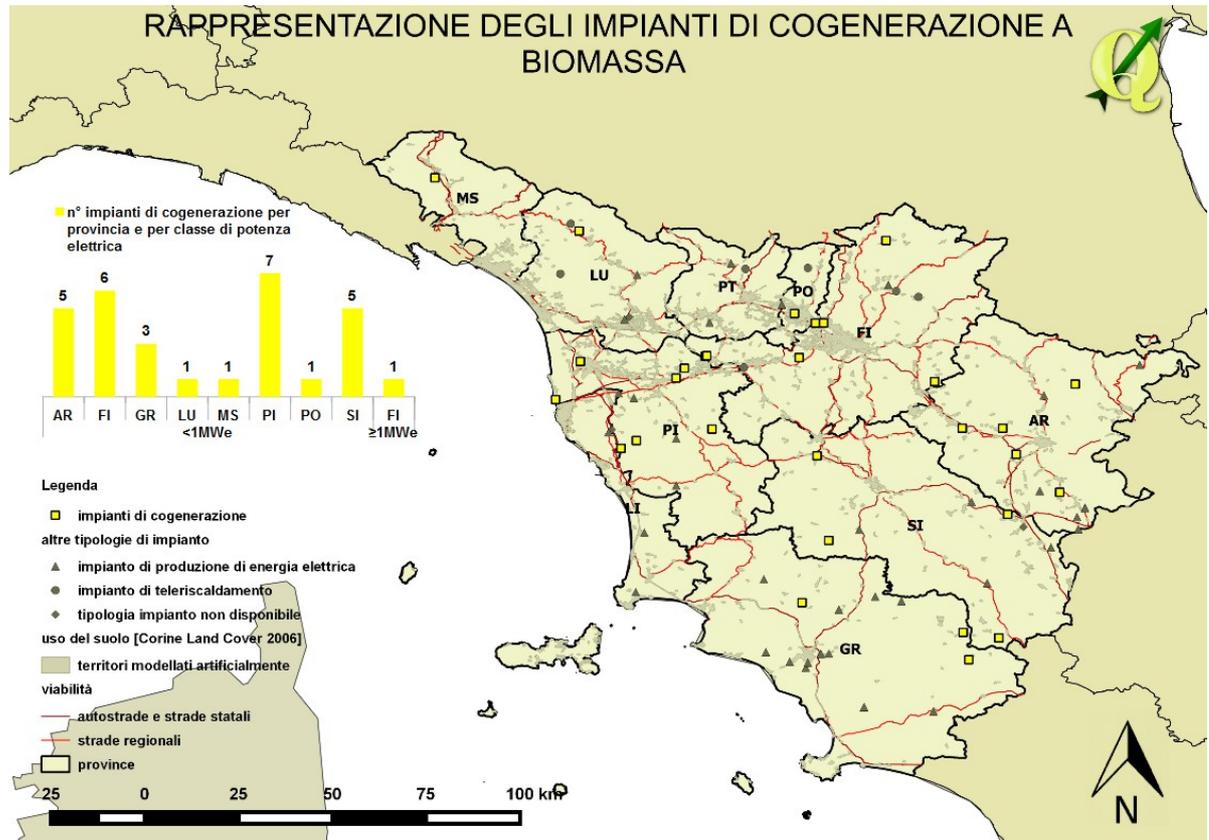
Al dicembre 2014 risultano circa 550 GWh e 186000 tonCO₂evitate/anno.

E' interessante osservare l'aumento di GWh prodotte dal 2011 al 2014, dovuto probabilmente all'introduzione della tariffa onnicomprensiva per gli impianti inferiori a 1 MWe (DM 6 luglio 2012).

Nella seguente tabella sono riportati i valori delle GWh e tonCO₂evitate/anno per provincia.

Provincia	Autorizzazioni Dal 2006 al 2011		Autorizzazioni Dal 2012 al 2014		Totale	
	GW h	tonCO ₂ evitate/anno	GW h	tonCO ₂ evitate/anno	GW h	tonCO ₂ evitata/anno
AR	23	7935	24	8088	47	16024
FI	8	2721	37	12603	45	15324
GR	62	20946	51	17260	113	38206
LI	200	67416	0	0	200	67416
LU	13	4319	0	0	13	4319
MS	0	0	2	648	2	648
PI	45	15296	22	7426	67	22723
PO	0	0	8	2686	8	2686
PT	7	2531	8	2697	15	5227
SI	24	8066	16	5393	40	13459
Totale	382	129230	168	56801	551	186031

Impianti di cogenerazione



Gli impianti di cogenerazione presenti in Toscana hanno prevalentemente una potenza elettrica ai morsetti inferiore a 1MWe. Vi è un solo impianto, Firenzuola Energia Pulita s.r.l., in provincia di Firenze, avente potenza elettrica ai morsetti pari a 1,050 MWe e potenza termica in ingresso pari a 2,960 MWe.

Gli impianti di cogenerazione sono considerati impianti di “cogenerazione ad alto rendimento” (CAR) se:

- il rendimento di cogenerazione totale, η globale, è $\geq 0,75$ o $\geq 0,80$ imponendo le condizioni illustrate nella tabella che segue [D.Lgs.n.20/2007, riprendendo testualmente la direttiva 2004/8/CE].

Tipo Unità	η globale $\geq 0,75$	η globale $\geq 0,80$
	Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
	Turbina a gas con recupero di calore	
	Motore a combustione interna	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
	Microturbine	
	Motori Stirling	
	Pile a combustibile	

Tab.6 Cogenerazione e η_{globale}

- Il PES [acronimo di Primary Energy Saving ovvero Risparmio di Energia Primaria] deve soddisfare le condizioni poste dalla Direttiva 2004/8/CE descritte nella seguente tabella

Taglia Unità	PES
>1 MWe	$\geq 10 \%$
Unità di piccola cogenerazione (>50 kWe \leq 1MWe)	> 0
Unità di micro cogenerazione (\leq 50 kWe)	> 0

Tab.7 PES e CAR (Direttiva 2004/8/CE)

La definizione di dettaglio per PES e η globale è quella fornita nel primo capitolo.

Dal grafico riportato sotto si evidenzia come tutti gli impianti presenti in Toscana siano ad alto rendimento, essendo la condizione del PES sempre verificata.

Tipologia Motore	Azienda	Provincia	Potenza elettrica ai morsetti [MWe]	PES	η globale
MCI	Azienda agricola I mori	FI	<1	26%	82%
	Azienda agricola Stassano	PI	<1	37%	84%
	AZIENDA AGRICOLA VALDICHIANA DI SPANO SAL	SI	<1	28%	71%
	Conceria Sirio Srl	FI	<1	31%	87%
	Dueemme Immobiliare s.r.l.	FI	<1	9%	56%
	E.S.C.O. Pisa s.r.l.	PI	<1	30%	85%
	ECO-V.I.P. s.r.l.	PI	<1	31%	87%
	Etabeta s.r.l.	FI	<1	29%	83%
	Fattorie Toscane di Pesce Gloria	PI	<1	38%	86%
	Firenzuola Energia pulita s.r.l.	FI	≥ 1	33%	81%
	GMP Bioenergy s.r.l.	AR	<1	19%	70%
	RCR CRISTALLERIA ITALIANA S.P.A. O IN FORMA	SI	<1	27%	88%
	Siamo Energia & Partners S.r.l.	PO	<1	25%	80%
	Soc. CAP s.r.l.	GR	<1	55%	149%
	Societa agricola F.lli Buccelletti SS	AR	<1	30%	76%
MCI+ORC	Casini Power s.r.l.	FI	<1	25%	74%
	Prati bioenergia a.r.l.	PI	<1	3%	48%
ORC	Biogenera s.r.l.	FI	<1	19%	85%
	Montevarchi Energie s.r.l.	AR	<1	20%	82%

Tab.8 PES e η globale suddiviso per tipologia motore e classe potenza elettrica ai morsetti

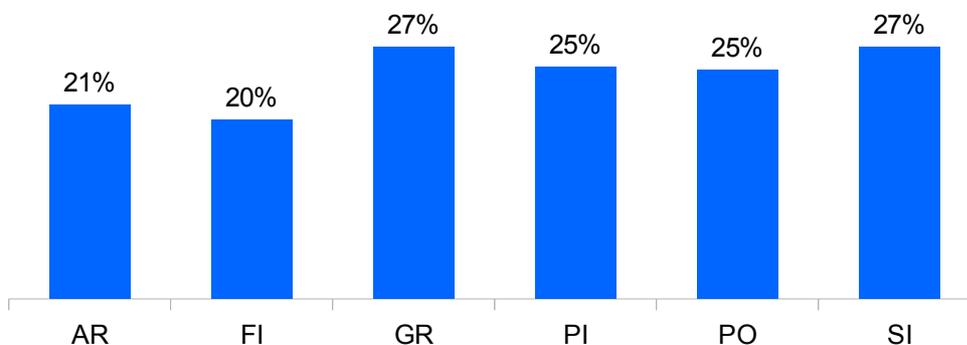
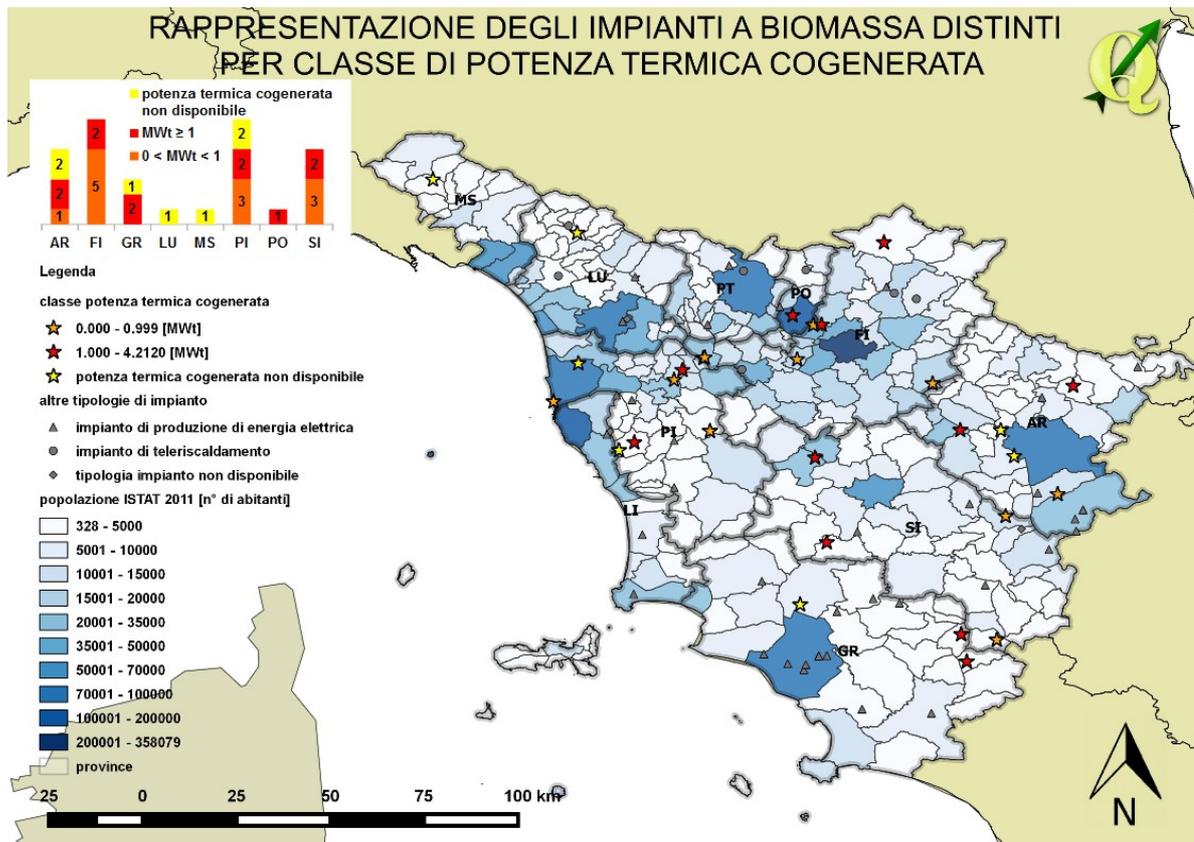


Fig.14 Media ponderata del PES sulla potenza termica in ingresso

Potenza termica cogenerata



Gli impianti di cogenerazione presenti in Toscana sono impianti di piccole dimensioni e generano ciascuno una potenza termica inferiore o poco superiore a 1 MWt.

Possiamo identificare 11 impianti cogenerativi, che hanno una potenza termica cogenerata superiore a 1 MWt : 9 impianti poco superiori, 3 con valori intorno a 4 MWt).

Comparando la potenza termica cogenerata (≥ 1 MWt) di ogni impianto con la popolazione (censimento ISTAT 2011) presente nel Comune del medesimo impianto, osserviamo che interessano comuni principalmente aventi un numero di abitanti compreso nell'intervallo tra 1000 e 20000 abitanti e che l'utilizzo è a favore di stabilimenti industriali vicini piuttosto che per uso urbano.

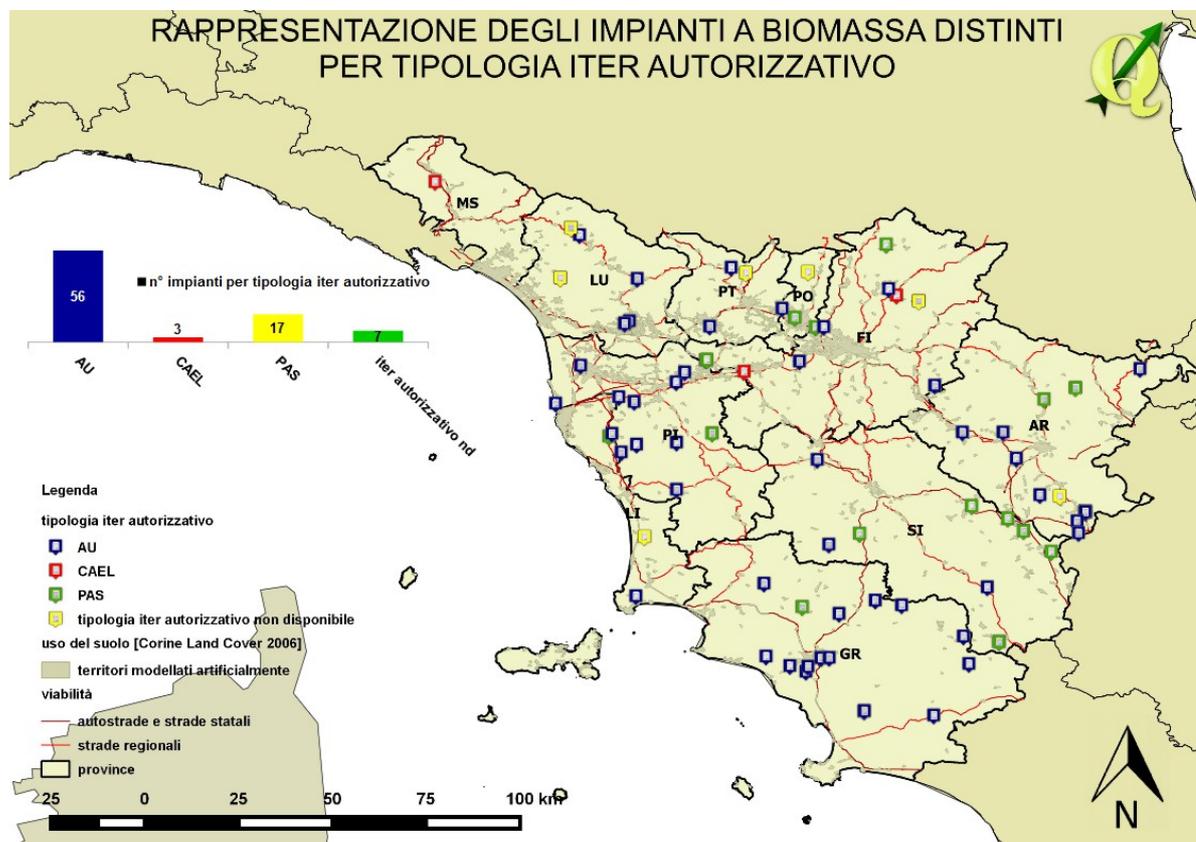
Nella seguente tabella riportiamo il dettaglio per gli impianti con potenza termica cogenerata maggiore di 1 MWt.

Tab.9 Utenza per impianti con potenza termica cogenerata ≥ 1 MWt

Impianto	Comune	Provincia	Potenza termica cogenerata [MWt]	Utenza termica	Status impianto [in esercizio si/no]	Popolazione ISTAT 2011 [n° abitanti]
GMP Bioenergy s.r.l.	Caprese Michelangelo	AR	1,7	due essiccatoi e utenze limitrofe	no	1516
Montevarchi Energie s.r.l.	Montevarchi	AR	3,9	stabilimenti industriali nel raggio di mezzo chilometro	si	23971
Firenzuola Energia pulita s.r.l.	Firenzuola	FI	1,35	insediamento prossimo (adibito alla produzione di farro biologico). stagionatura e/o pressiccazione del materiale cellulosico al Consorzio del Mugello	si	4828
Biogenera s.r.l.	Calenzano	FI	4,212	teleriscaldamento urbano ad uso civile 1500 utenze pubbliche e private (appartamenti, edifici pubblici, piscine, palazzetto dello sport)	si	16637
Soc. CAP s.r.l.	Castell'Azzara	GR	1,2	ditta limitrofa per essiccazione cippato di legno per produrre Pellets.	non disponibile	1601
Soc. CAP s.r.l.	Santa Fiora	GR	1,2	ditta limitrofa per essiccazione cippato di legno per produrre Pellets.	non disponibile	2702
Fattorie Toscane di Pesce Gloria	Santa Luce	PI	1,116	15% termostatazione dei digestori 85% essiccazione della frazione palabile in uscita dall'impianto	si	1737
ECO-V.I.P. s.r.l.	Santa Maria a Monte	PI	1,1	0,7 MWt per funzionamento di 1 gruppo frigo + 0,205 MWt attività dell'azienda(0,115 MWt riscaldamento ambienti + 0,09 MWt funzionamento di 1lavatrice industriale di materiale plastico triturato)	si	12847

Siamo Energia & Partners S.r.l.	Prato	PO	1,07	adiacente Refinizione Santo Stefano S.p.A.	si	185456
RCR CRISTALLERIA ITALIANA S.P.A. O IN FORMA ABBREVIATA RCR S.P.A.	Colle di Val d'Elsa	SI	1,629	processo produttivo del cristallo	non disponibile	21256
Renovo Bioenergy Monticiano s.r.l.	Monticiano	SI	4,212	impianto di teleriscaldamento per servire la zona e l'energia termica residua sarà usata nell'adiacente futuro impianto di essiccazione e pelletizzazione	no	1505

Iter autorizzativo



Il 67% degli impianti è stato autorizzato con l'Autorizzazione Unica, il 20% con PAS e solo 4% tramite CAEL (Comunicazione relativa alle Attività in Edilizia Libera). Gli impianti autorizzati tramite CAEL sono 3 di cui 2 di teleriscaldamento e 1 cogenerativo in provincia di Massa (Montefo s.r.l) che utilizza syngas e ha una potenza elettrica pari a 0,240 MWe.

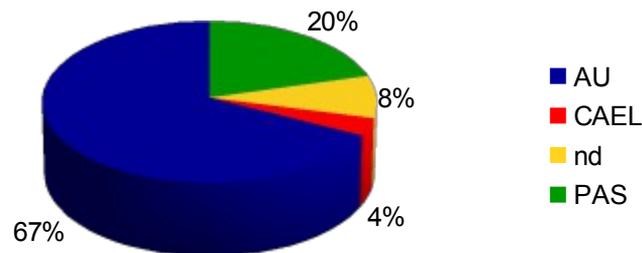


Fig.15 Tipologia iter autorizzativo

La maggioranza degli impianti sono stati autorizzati tra il 2009 e il 2012. Tale situazione può essere motivata con l'introduzione del DM 6 luglio 2012 che stabilisce le modalità di accesso agli incentivi. Negli anni successivi al 2012 si è visto un decremento nella realizzazione di tali impianti molto probabilmente per una mancanza, o quasi, dell'ammontare complessivo di tutti gli incentivi che non può superare i 5,8 miliardi di euro annui.

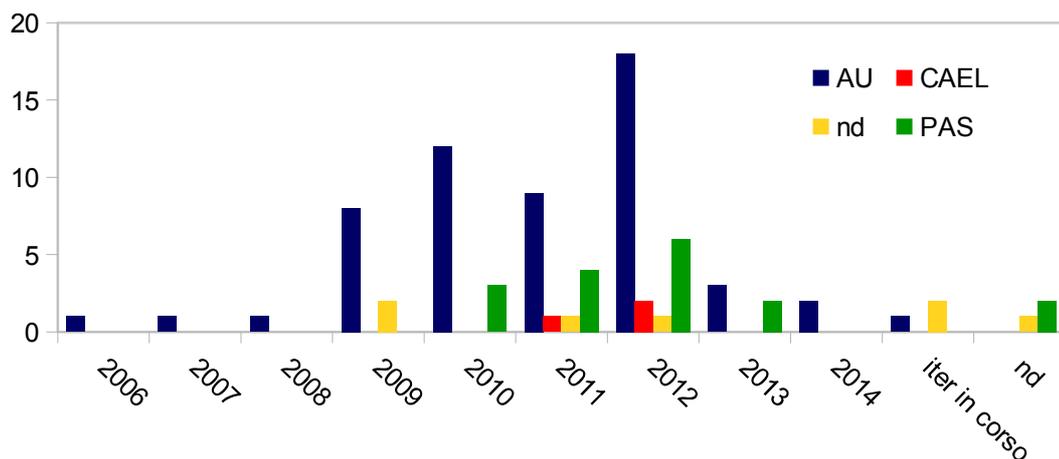


Fig.16 Tipologia iter autorizzativo distinto per anno della prima autorizzazione

2.3 Conclusioni

La struttura dati costruita in QGIS ci ha permesso di rendere disponibile un quadro generale degli impianti a biomassa presenti in Toscana con un'opportuna georeferenziazione.

In questo capitolo è stata fatta un'analisi per provincia dei principali parametri caratteristici individuati.

E' emerso che le province con più impianti a biomassa sono Grosseto e Arezzo coprendo il 40% degli impianti totali.

Gli impianti sono prevalentemente di piccola taglia (sotto 1 MWe) mentre si distinguono due grossi impianti: l'impianto Seca in provincia di Livorno e l'impianto Alce in provincia di Lucca.

Riguardo l'utilizzo del combustibile questa è divisa in maniera paritaria tra biogas (46%) e utilizzo diretto della biomassa per combustione. Tuttavia si rilevano concentrazioni non uniformi tra le province con ad esempio la provincia di Grosseto dove il biogas rappresenta l'82% .

La produzione di energia elettrica è prevalente (88% degli impianti) limitando l'uso degli impianti che producono solo calore nel nord della Toscana.

Solo il 34% degli impianti che producono elettricità implementa un sistema di cogenerazione e si concentrano principalmente nelle province di Pisa, Arezzo e Firenze.

Capitolo 3

Emissioni in atmosfera degli impianti a biomassa in Toscana al dicembre 2014

3.1 Metodologia

L'obiettivo è stimare le emissioni più significative degli impianti a biomassa in Toscana sulla base di un indicatore che caratterizza l'attività della sorgente e di un fattore di emissione specifico, relativo al tipo di combustibile e al processo industriale. Questo metodo si basa su una relazione lineare fra l'attività della sorgente e l'emissione, secondo una relazione che a livello generale può essere ricondotta alla seguente:

$$E_i = A * FE_i$$

dove:

E_i = emissione dell'inquinante i [g/anno]

A = indicatore dell'attività (potenza termica nominale al focolare* (ore funzionamento dell'impianto/anno) [GJ/anno]

FE_i = fattore di emissione dell'inquinante (g/GJ)

Definiamo gli inquinanti che vogliamo stimare e i rispettivi fattori di emissione.

Inquinanti

Biossido di zolfo (SO₂)	<i>Caratteristiche chimico-fisiche</i> è un gas incolore, dall'odore pungente e irritante.
	<i>Origine</i> Si forma nel processo di combustione per ossidazione dello zolfo presente nei combustibili solidi e liquidi. L'SO ₂ è il principale responsabile delle "piogge acide", in quanto tende a trasformarsi in anidride solforica e, in presenza di umidità, in acido solforico.
	<i>Effetti sull'uomo e sull'ambiente</i> È un gas irritante per gli occhi e per il tratto superiore delle vie respiratorie, a basse concentrazioni, mentre a concentrazioni superiori può dar luogo a irritazioni delle mucose nasali, bronchiti e malattie polmonari.
Biossido di azoto (NO₂)	<i>Caratteristiche chimico-fisiche</i> è un gas di colore rosso bruno, di odore pungente e altamente tossico
	<i>Origine</i> Si forma in massima parte in atmosfera per ossidazione del monossido (NO), inquinante principale che si forma nei processi di combustione. Le emissioni da fonti antropiche derivano sia da processi di combustione, che da processi produttivi senza combustione (produzione di acido nitrico, fertilizzanti azotati, ecc.).
	<i>Effetti sull'uomo e sull'ambiente</i> Contribuisce alla formazione dello smog fotochimico, come precursore dell'ozono troposferico, e contribuisce, trasformandosi in acido nitrico, al fenomeno delle "piogge acide".
Monossido di carbonio (CO)	<i>Caratteristiche chimico-fisiche</i> è un gas incolore ed inodore
	<i>Origine</i> si forma dalla combustione incompleta dei combustibili.
	<i>Effetti sull'uomo e sull'ambiente</i> La sua tossicità è dovuta al fatto che, legandosi all'emoglobina al posto dell'ossigeno, impedisce una buona ossigenazione del sangue, con conseguenze dannose sul sistema nervoso e cardiovascolare.
Composti organici volatili non metanici (COVNM)	<i>Caratteristiche chimico-fisiche</i> sono sostanze organiche che esposte all'aria, abbandonano lo stato fisico in cui si trovano, generalmente liquido, e passano allo stato gassoso. In questa classe di composti si trovano: l'acetone, l'alcol etilico o metilico, il benzene, il toluene, lo xilene, ecc.
	<i>Origine</i> I COV sono inquinanti primari, ovvero prodotti diretti di processi diversi (combustione, evaporazione, processi produttivi, ecc.) in grado di indurre danni anche gravi alla salute dell'uomo. Insieme al biossido di azoto sono "precursori" della formazione di ozono, di radicali liberi e sostanze chimiche fortemente ossidanti.

	<p>Effetti sull'uomo e sull'ambiente Gli effetti sulla salute umana sono molto differenziati in funzione del tipo di composto: il benzene è cancerogeno mentre l'acetone non produce effetti dannosi gravi.</p>
--	---

Particolato fine (PM₁₀)	<p>Caratteristiche chimico-fisiche Il PM₁₀ (frazione toracica delle polveri con diametro inferiore a 10 µm) è costituito principalmente da materiale solido inorganico ed organico.</p>
	<p>Origine L'origine del particolato aerodisperso è molto varia: dal sollevamento della polvere naturale, alle emissioni di sostanza incombusta da impianti termici e da motori diesel, alla formazione di aerosol di composti salini, ecc.</p>
	<p>Effetti sull'uomo e sull'ambiente La tossicità del particolato è legata soprattutto alla qualità chimica dello stesso ed in particolare alla capacità di assorbire sulla sua superficie sostanze tossiche, quali metalli pesanti, idrocarburi policiclici aromatici, ecc. Questo fenomeno di assorbimento interessa soprattutto il particolato fine con diametro inferiore a 10 µm (PM₁₀, PM_{2.5}, PM₁).</p>

Indicatori di attività

La presenza di numerose tipologie di sorgente ha portato alla necessità di elaborare delle codifiche che ne permettessero una classificazione univoca. Per questa ragione, anche nell'ambito del progetto europeo Corinair si è scelto di adottare una nomenclatura unica ed uguale per tutti detta SNAP (Selected Nomenclature for Air Pollution), giunta alla sua ultima revisione nel 1997 e pertanto denominata SNAP97. Tale classificazione si basa sulla ripartizione delle attività antropiche e naturali responsabili di emissioni in atmosfera in 11 Macrosettori.

Per lo studio che dovremo fare considereremo il Macrosettore 2 (Combustione non industriale).

Attività comprese

Sono inseriti nel Macrosettore 2 i processi di combustione che non rientrano nei processi industriali e che quindi riguardano gli impianti commerciali ed istituzionali, quelli residenziali (riscaldamento e processi di combustione domestici quali camini, stufe, ecc.) e quelli agricoli stazionari (riscaldamento, turbine a gas, motori stazionari ed altro).

I settori e le attività comprese sono le seguenti:

020100 *Impianti commerciali ed istituzionali*

020103 Caldaie con potenza termica < 50 MW

020105 Motori a combustione interna

020200 *Impianti residenziali*

020202 Caldaie con potenza termica < 50 MW

020204 Motori a combustione interna

020300 *Impianti in agricoltura, silvicoltura e acquacoltura*

020302 Caldaie con potenza termica < 50 MW

020304 Motori a combustione interna

Per le nostre analisi abbiamo considerato gli SNAP 020100, 020103, 020105 e 020300, 020302, 020304.

Fattori di emissione

Il riferimento principale utilizzato per identificare i fattori di emissione è la “Atmospheric Emission Inventory Guidebook 2013” realizzata e aggiornata dall'Agenzia Europea dell'Ambiente (EEA/EMEP) in modo da coprire tutte le attività che comportano emissioni in atmosfera.

Ulteriori fonti sono:

- Scientific Report from DCE - Danish Centre for Environment and Energy, n°102/2014, *Danish emission inventories for stationary combustion plants (Inventories until 2011)*, AARHUS UNIVERSITY
- NERI Technical Report n°795/2010, *Danish emission inventories for stationary combustion plants (Inventories until 2008)*, NATIONAL ENVIRONMENTAL RESEARCH INSTITUTE, AARHUS UNIVERSITY.

Questi inventari vengono preparati dal DCE (Centro danese per l'ambiente e l'energia) in base a rapporti sull'utilizzo dell'energia in Danimarca e su una serie di fattori di emissione per varie categorie di fonti, tecnologie e combustibili basati su riferimenti nazionali o internazionali (EEA, 2009; IPCC, 1997).

Per determinare le emissioni abbiamo considerato i fattori di emissione in

base alla tipologia di impianto (SNAP) e alla tipologia di combustibile.

Tipologia combustibile	SNAP
Legno, cippato, pellets	020100 <i>Impianti commerciali ed istituzionali</i> 020103 Caldaie con potenza termica < 50 MW 020300 <i>Impianti in agricoltura, silvicoltura e acquacoltura</i> 020302 Caldaie con potenza termica < 50 MW
Biogas	020100 <i>Impianti commerciali ed istituzionali</i> 020105 Motori a combustione interna 020300 <i>Impianti in agricoltura, silvicoltura e acquacoltura</i> 020304 Motori a combustione interna
Syngas	020100 <i>Impianti commerciali ed istituzionali</i> 020105 Motori a combustione interna 020300 <i>Impianti in agricoltura, silvicoltura e acquacoltura</i> 020304 Motori a combustione interna
Olio vegetale	020100 <i>Impianti commerciali ed istituzionali</i> 020105 Motori a combustione interna 020300 <i>Impianti in agricoltura, silvicoltura e acquacoltura</i> 020304 Motori a combustione interna

Di seguito sono riportati tutti i fattori di emissione usati per svolgere le nostre analisi.

Fuel	pellets		
SNAP	020100	Commercial and istitutional plants	
	020300	Plants in agriculture, forestry and aquaculture	
Technologies/ Practices	Boilers		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	65	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
CO	300	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
NM VOC	6	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
SO ₂	11	g/GJ	US EPA (1196) AP-42, Chapter 1.9
PM ₁₀	28,5	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden

Fuel	wood logs		
SNAP	020100 020300	Commercial and institutional plants Plants in agriculture, forestry and aquaculture	
Technologies/ Practices	Boilers		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	80	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
CO	4000	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
NM VOC	300	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
SO ₂	11	g/GJ	US EPA (1196) AP-42, Chapter 1.9
PM ₁₀	142,5	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden

Fuel	biomass		
SNAP	020100 020300	Commercial and institutional plants Plants in agriculture, forestry and aquaculture	
Technologies/ Practices	Boilers		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	88	g/GJ	Struschka et al. (2008) (Table 5.5a, GHD Holzbrennstoffe)
CO	2228	g/GJ	Struschka et al. (2008) (Table 5.5a, GHD Holzbrennstoffe)
NM VOC	99	g/GJ	Struschka et al. (2008) (Table 5.5a, GHD Holzbrennstoffe)
SO ₂	11	g/GJ	US EPA (1196) AP-42, Chapter 1.9
PM ₁₀	70,3	g/GJ	Struschka et al. (2008) (Table 5.5a, GHD Holzbrennstoffe)

Fuel	wood chips		
SNAP	020100 020300	Commercial and institutional plants Plants in agriculture, forestry and aquaculture	
Technologies/ Practices	Boilers		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	80	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
CO	1000	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
NM VOC	150	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden
SO ₂	11	g/GJ	US EPA (1196) AP-42, Chapter 1.9
PM ₁₀	95	g/GJ	Naturvardsverket, Sweden

Fuel	syngas		
SNAP	020105	Commercial and institutional Plants	
	020304	Plants in agriculture, Forestry and Aquaculture	
Technologies/ Practices	Stationary engines		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	173	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
CO	586	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
NM VOC	2	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
SO ₂	1,9	g/GJ	Assumed equal to wood. DCE assumption
PM ₁₀	0,451	g/GJ	Same emission factor as for biogas assumed (NERI Assumption)

Fuel	biogas		
SNAP	020105	Commercial and institutional Plants	
	020304	Plants in agriculture, Forestry and Aquaculture	
Technologies/ Practices	Stationary engines		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	202	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
CO	310	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
NM VOC	10	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
SO ₂	19,2	g/GJ	Nielsen & Illerup (2003)
PM ₁₀	0,451	g/GJ	Nielsen & Illerup (2003)

Fuel	olio vegetale		
SNAP	020105	Commercial and institutional Plants	
	020304	Plants in agriculture, Forestry and Aquaculture	
Technologies/ Practices	Stationary engines		
Pollutant	Value	Unit	Reference
NO ₂	700	g/GJ	Assumed equal to gas oil. DCE assumption.
CO	130	g/GJ	Nielsen et al (2010a)
NM VOC	50	g/GJ	BUWAL (2011). European Environment Agency (EEA), 2013 EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2013.
SO ₂	1	g/GJ	DCE estimate based on Folkecenter for Vedvarende Energi (2000) and DEA (2012a).
PM ₁₀	5	g/GJ	Assuming same emission factors as for gas oil (NERI assumption)

3.2 Risultati

Attraverso i fattori di emissione descritti nel precedente paragrafo abbiamo potuto simulare le emissioni dei principali inquinanti in atmosfera per i singoli impianti. Questi valori sono stati inseriti in QGIS in modo da poterli correlare alla posizione geografica della sorgente di emissione.

Le visualizzazioni sono state realizzate considerando due diversi scenari:

- gli impianti attualmente in esercizio
- la totalità degli impianti censiti inclusi quelli non in esercizio
in modo da avere un quadro anche dei possibili impatti futuri.

Riportiamo di seguito le principali visualizzazioni risultanti da questo tipo di approccio.

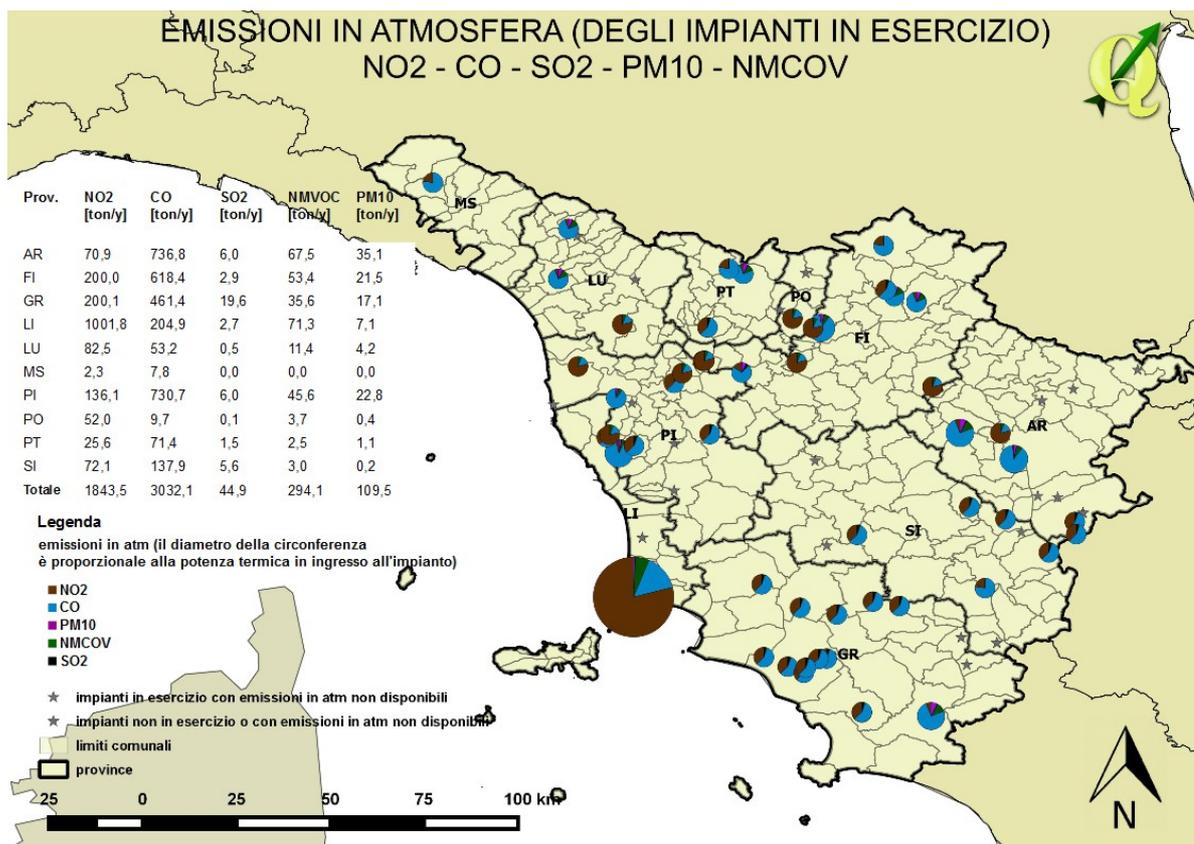
Impianti in esercizio

Riguardo gli impianti in esercizio osserviamo innanzitutto alti valori di NO₂ nella provincia di Livorno (1000 ton/anno). Dalla visualizzazione in QGIS è possibile verificare che tale valore è dovuto alla presenza di un grosso impianto (Seca) che ha proprio nelle NO₂ la principale emissione inquinante. Questo impianto copre il 54% delle emissioni di NO₂ della Toscana (1800 ton/anno)

Analizzando invece la totalità delle emissioni vediamo come l'inquinante con la maggior quantità di tonnellate anno sia la CO (3000 ton /anno).

Questo valore è ottenuto principalmente dal contributo delle province di Arezzo (24%), Firenze (20%), Grosseto (15%).

In questo caso tale effetto si deve al numero di impianti presenti sul territorio.



Provincia	NO ₂ [ton/anno]	CO [ton/anno]	SO ₂ [ton/anno]	NMVOG [ton/anno]	PM ₁₀ [ton/anno]
AR	70,9	736,8	6,0	67,5	35,1
FI	200,0	618,4	2,9	53,4	21,5
GR	200,1	461,4	19,6	35,6	17,1
LI	1001,8	204,9	2,7	71,3	7,1
LU	82,5	53,2	0,5	11,4	4,2
MS	2,3	7,8	0,0	0,0	0,0
PI	136,1	730,7	6,0	45,6	22,8
PO	52,0	9,7	0,1	3,7	0,4
PT	25,6	71,4	1,5	2,5	1,1
SI	72,1	137,9	5,6	3,0	0,2
Totale	1843,5	3032,1	44,9	294,1	109,5

Tab.1 Emissioni in atmosfera (ton/anno) degli impianti in esercizi

Per approfondire l'analisi siamo quindi andati a confrontare le emissioni con la tipologia di combustibile.

Riguardo la NO₂ osserviamo che la principale sorgente è l'olio vegetale (utilizzato dal impianto Seca di Livorno).

Per la CO e il PM₁₀ vediamo che la biomassa lignocellulosica costituisce rispettivamente il 70% e il 90% delle emissioni (43% legna, 14% cippato, 13% biomassa solida).

Per la SO₂ il biogas costituisce il 72% delle emissioni.

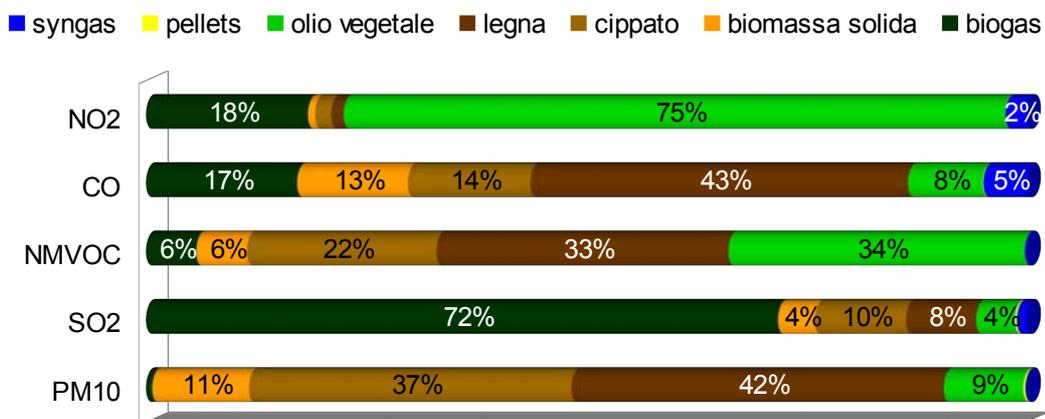
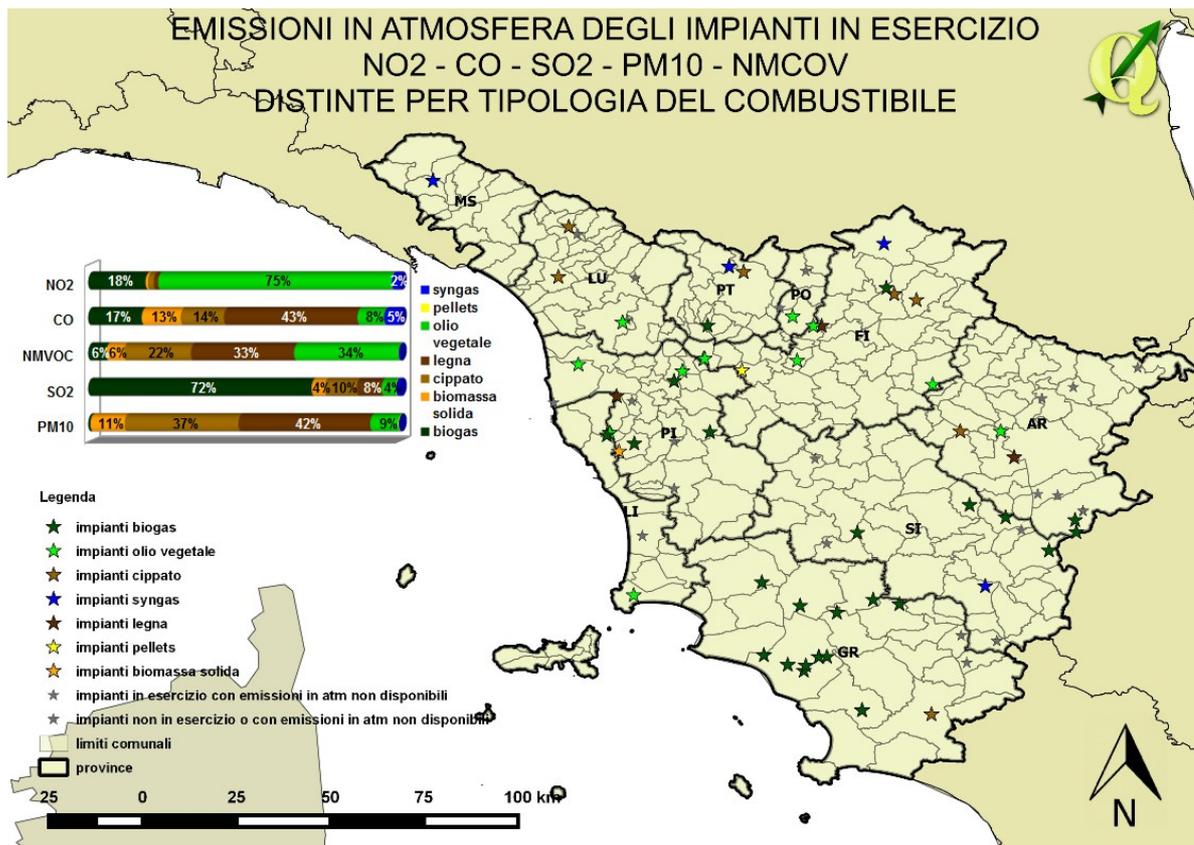
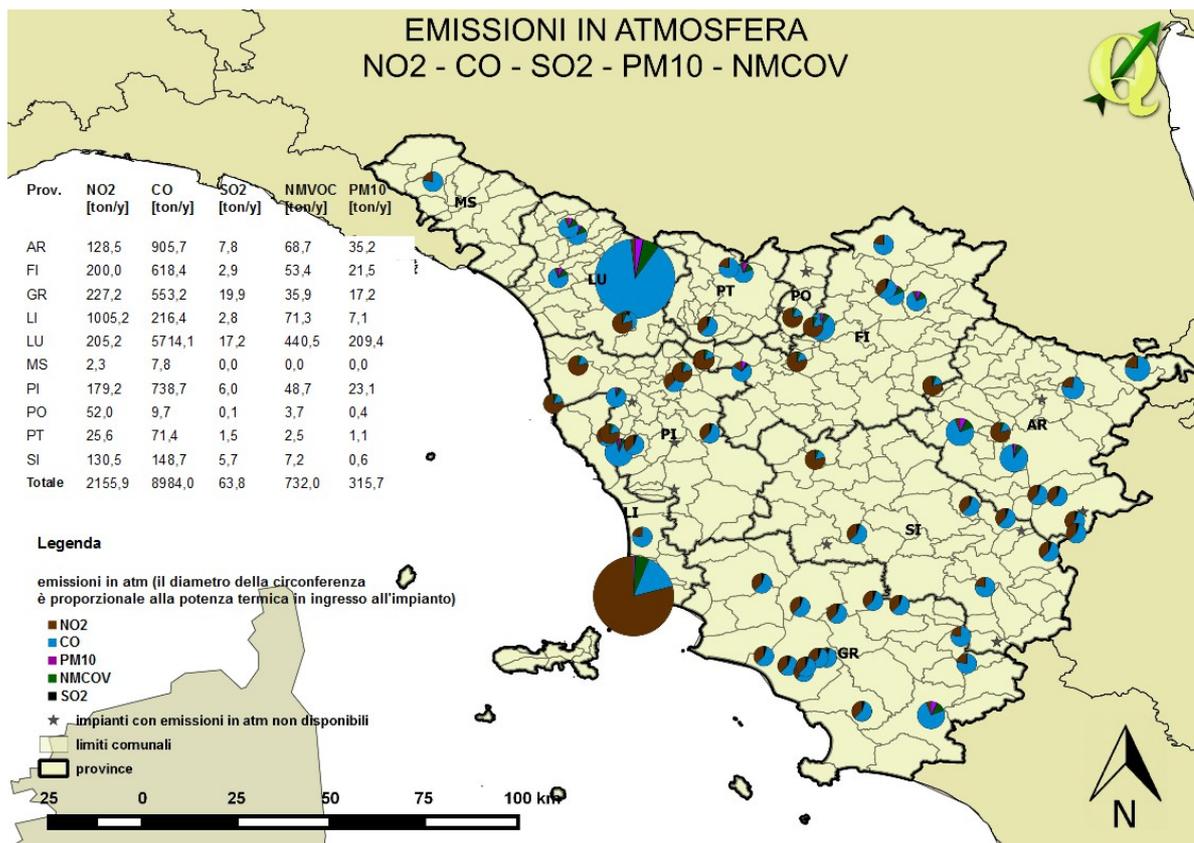


Fig.1 Emissioni in atmosfera per tipologia combustibile degli impianti in esercizio

Calcolo delle emissioni in atmosfera inclusi gli impianti non in esercizio

Simulando l'entrata in esercizio di tutti gli impianti censiti osserviamo innanzitutto un forte aumento nelle emissioni di CO, PM₁₀ e NMVOC nella provincia di Lucca.

Questa situazione è associata ad un grosso impianto (Alce) autorizzato ma non ancora realizzato.



Provincia	NO ₂ [ton/anno]	CO [ton/anno]	SO ₂ [ton/anno]	NMCOV [ton/anno]	PM ₁₀ [ton/anno]
AR	128,5	905,7	7,8	68,7	35,2
FI	200,0	618,4	2,9	53,4	21,5
GR	227,2	553,2	19,9	35,9	17,2
LI	1005,2	216,4	2,8	71,3	7,1
LU	205,2	5714,1	17,2	440,5	209,4
MS	2,3	7,8	0,0	0,0	0,0
PI	179,2	738,7	6,0	48,7	23,1
PO	52,0	9,7	0,1	3,7	0,4
PT	25,6	71,4	1,5	2,5	1,1
SI	130,5	148,7	5,7	7,2	0,6
Totale	2155,9	8984,0	63,8	732,0	315,7

Tab.2 Emissioni in atmosfera (ton/anno) degli impianti inclusi quelli da realizzare

Riguardo l'analisi del combustibile usato prevale anche qui l'impatto dell'impianto Alce che essendo alimentato a legna fa diventare preponderante l'apporto di questa tipologia di biomassa.

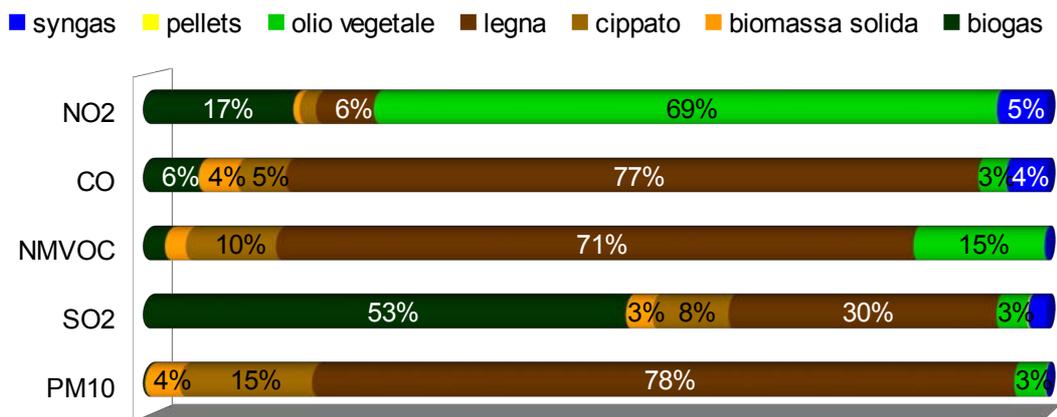
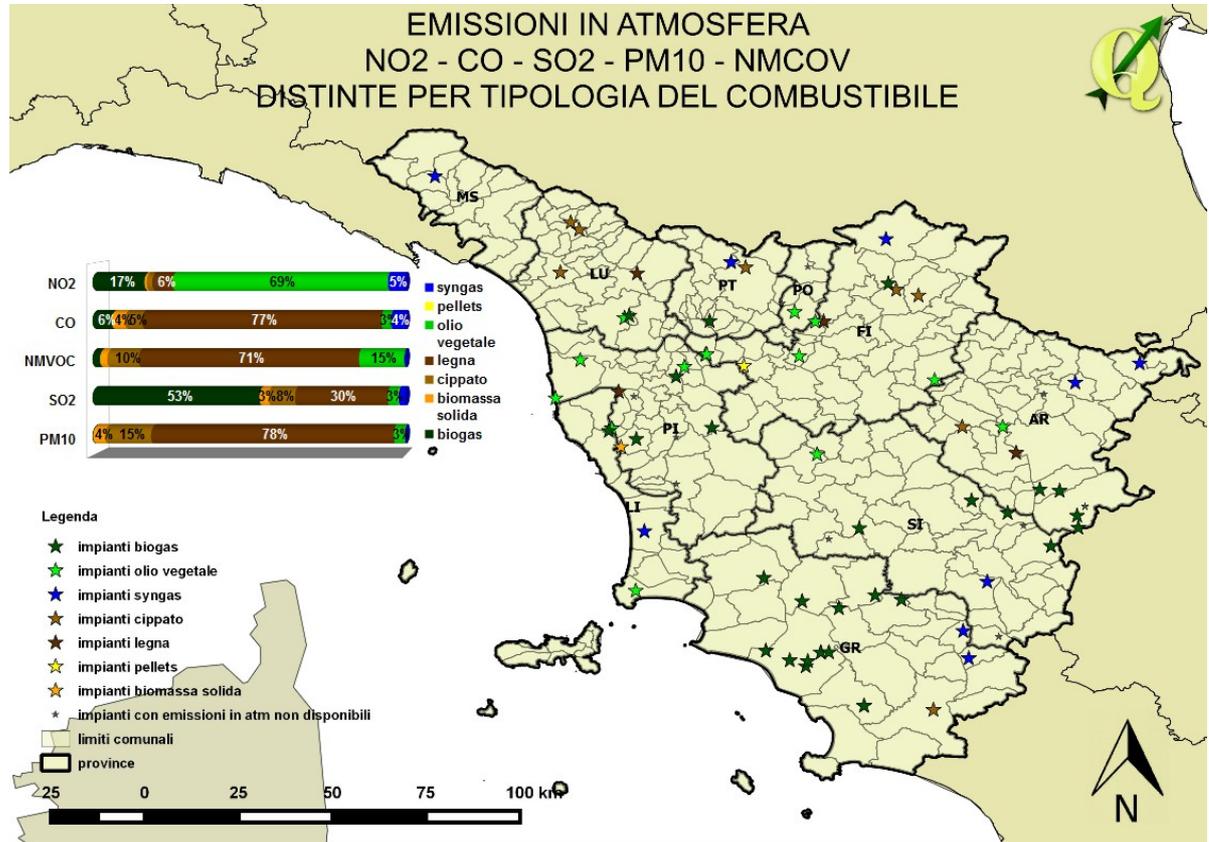


Fig.2 Emissioni in atmosfera per tipologia combustibile

3.3 Conclusioni

Secondo l'obiettivo descritto nel primo capitolo, nella presente tesi abbiamo realizzato un censimento degli impianti a biomassa in Toscana attraverso l'archivio documentale di ARPAT.

Tramite il software gratuito QGIS, nel secondo capitolo abbiamo potuto georeferenziare i parametri caratteristici scelti degli impianti.

Siamo andati infine, nel terzo capitolo, ad aggiungere il dato relativo alle emissioni attraverso una simulazione basata su fattori di emissione dipendenti dalla potenza termica al focolare, tipologia del combustibile e tecnologia dell'impianto.

Dall'analisi svolta è risultato che gli impianti presenti sono principalmente di piccola taglia (sotto 1 MWe) e sono concentrati principalmente nella provincia di Grosseto e Arezzo (40% degli impianti totali).

La tecnologia di impianto prevalentemente usata è il MCI (80% degli impianti) alimentati ad olio vegetale (37%) o biogas (50%).

La produzione di energia elettrica è prevalente (88% degli impianti) limitando l'uso degli impianti che producono solo calore nel nord della Toscana.

Il 34% degli impianti che producono elettricità implementa un sistema di cogenerazione e si concentrano principalmente nelle province di Pisa, Arezzo e Firenze. L'utilizzo della potenza termica cogenerata è a favore di stabilimenti industriali vicini piuttosto che per teleriscaldamento urbano ad uso civile.

Sono però da considerarsi due grossi impianti: l'impianto Seca in esercizio e l'impianto Alce autorizzato ma non ancora realizzato.

Questi due impianti hanno un grande impatto nel calcolo delle emissioni. L'impianto Seca, alimentato ad olio vegetale, determina elevati valori di NO₂ nel comune di Piombino, l'impianto Alce, alimentato a legna, produrrebbe elevati valori di CO, NMVOC e PM₁₀ nel comune di Bagni di Lucca.

Bibliografia

1. Giuseppe dell'Olio, 2013, *Agroenergie e biomassa*, Dario Flaccovio Editore
2. E. Bocci, A. Caffarelli, M. Villarini, A. D'Amato, 2011, *Sistemi a biomasse: progettazione e valutazione economica*, Maggioli Editore
3. Silvana Castelli, 2011, *Biomasse ed energia*, Maggioli Editore
4. Valerio Noti, 2014, *GIS Open Source per geologia e ambiente*, Dario Flaccovio Editore
5. Gestore dei servizi energetici [www.gse.it]
6. ISTAT [<http://www.istat.it/it/archivio/104317>]
7. SINAnet (Rete del Sistema Informativo Nazionale Ambientale)
[<http://www.sinanet.isprambiente.it/it>]
8. EMEP/EEA emission inventory guidebook 2013
9. Scientific Report from DCE - Danish Centre for Environment and Energy, n°102/2014, *Danish emission inventories for stationary combustion plants (Inventories until 2011)*, AARHUS UNIVERSITY
10. NERI Technical Report n°795/2010, *Danish emission inventories for stationary combustion plants (Inventories until 2008)*, NATIONAL ENVIRONMENTAL RESEARCH INSTITUTE, AARHUS UNIVERSITY
11. ISPRA, *Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico*, Rapporto 212/2015

