

# VAS

## Rapporto Ambientale

Allegato

**7**

**Energia**



#### **IL PRESIDENTE**

Elio Mosele

#### **IL COORDINATORE DELLA PROGETTAZIONE**

Elisabetta Pellegrini

#### **IL GRUPPO DI PROGETTAZIONE**

Gianluigi Scamperle - *Capo progetto*

Giovanni Borini

Daria Ferrari

Elisabetta Gasparrini

Luca Ghidini

Aldo Sala

Graziano Scarsini

#### **I COLLABORATORI**

Serena Giuliani

Andrea Marchi

Andrea Taioli

Paolo Tertulli

#### **I CONTRIBUTI SPECIALISTICI**

Museo Civico di Storia Naturale di Verona  
Alessandra Aspes, Leonardo Latella, Paola Modena,  
Paolo Triberti, Adriano Zanetti, Serena Tarocco

Università di Verona - Dipartimento di Scienze Economiche  
Nicola Sartor, Giovanni Tondini, Federico Perali, Gianpaolo Mariutti,  
Roberto Prisco, Paola Savi, Cesare Surano, Dario Barba,  
Emanuela Bullado, Nicola Tomasi, Angelo Toffaletti

*Studio Nucci & Associati*

Enrico Nucci, Lorena Benedetti, Alberto Cò, Alessia Canteri

*Agenda 21 Consulting S.r.l.*

Massimo De Marchi, Simone Dalla Libera,  
Giacomo Cinotti, Chiara Fracon

*Dipartimento ARPAV di Verona*

*Studio Legale Barel Malvestro & Associati*

Bruno Barel, Mario Panzarino

adottato con D.C.P. n° 52 del 27 giugno 2013

# Energia

## INDICE

### Premessa

#### 1. Richiesta di energia primaria

#### 2. Consumi energetici per vettore ed emissioni di gas serra

2.1 Consumi energetici

2.2 Emissioni di gas serra dai consumi energetici

#### 3. Stima del potenziale da fonti rinnovabili di energia

3.1. La fonte solare termica

3.2. La fonte solare fotovoltaica

3.3. La fonte eolica

3.4. La fonte idrica

3.5. Le Biomasse agro-forestali

3.6. La geotermia

#### 4. Considerazioni conclusive

---

#### A cura di:

Provincia di Verona, Settore Programmazione e Pianificazione territoriale

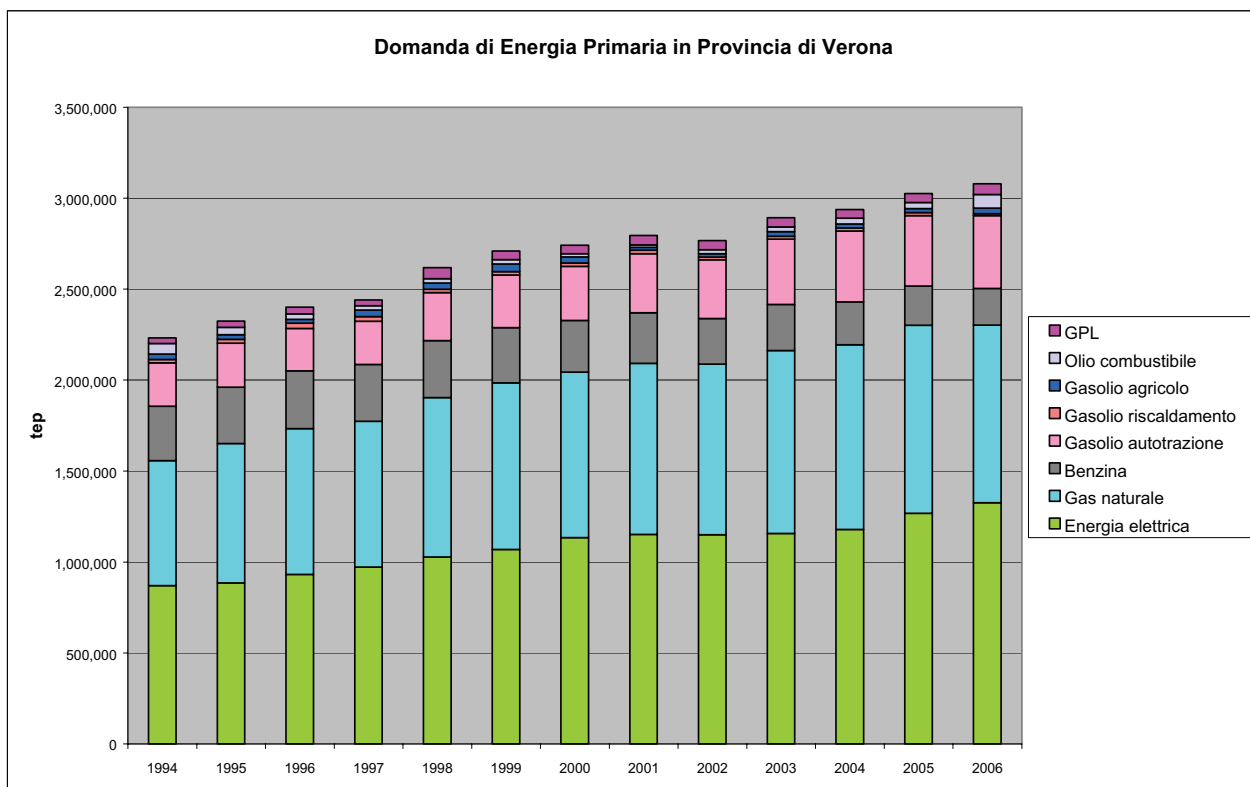
Agenda 21 consulting srl

#### Materiali tratti da:

Arpav, Dipartimento di Verona; AGSM - Ambienteitalia

## 1. RICHIESTA DI ENERGIA PRIMARIA

I consumi energetici primari complessivi della Provincia di Verona si sono assestati, nel 2006, attorno ad un valore poco superiore a 3.000.000 di tep



Considerazioni:

- Dal 1990 al 2006 l'incremento complessivo dell'uso di energia è stato pari ad oltre il 45% (il 2,7% all'anno)
- L'energia elettrica cresce del 78% (quasi il 5% all'anno)
- Il gas naturale cresce del 62% (quasi il 4% all'anno)
- Si osservano netti incrementi per il gasolio per autotrazione (+48%) e per il GPL (+41%)
- I consumi di gasolio per riscaldamento calano di quasi il 90%.
- Olio combustibile e benzina decrescono rispettivamente del 25% e 12

L'energia primaria è la quantità di combustibile che serve per produrre una certa quantità di energia finale. Per i prodotti petroliferi e per il gas naturale l'energia primaria corrisponde a quella finale. L'energia elettrica invece, poiché non esiste spontaneamente in natura, deve essere prodotta da un impianto caratterizzato da un certo rendimento. Il combustibile necessario alla generazione di energia elettrica in centrale rappresenta l'energia elettrica primaria. Si è assunto, come fattore di trasformazione solo per l'energia elettrica che 1 kWh = 2200 kcal (a differenza della consueta trasformazione 1 kWh = 860 kcal). In questo modo si tiene conto del rendimento medio nazionale di produzione di energia elettrica.

Il tep (Tonnellata Equivalente di Petrolio) è una unità di misura che vale 10.000.000 kcal.

## 2.2 EMISSIONI DI GAS SERRA DAI CONSUMI ENERGETICI

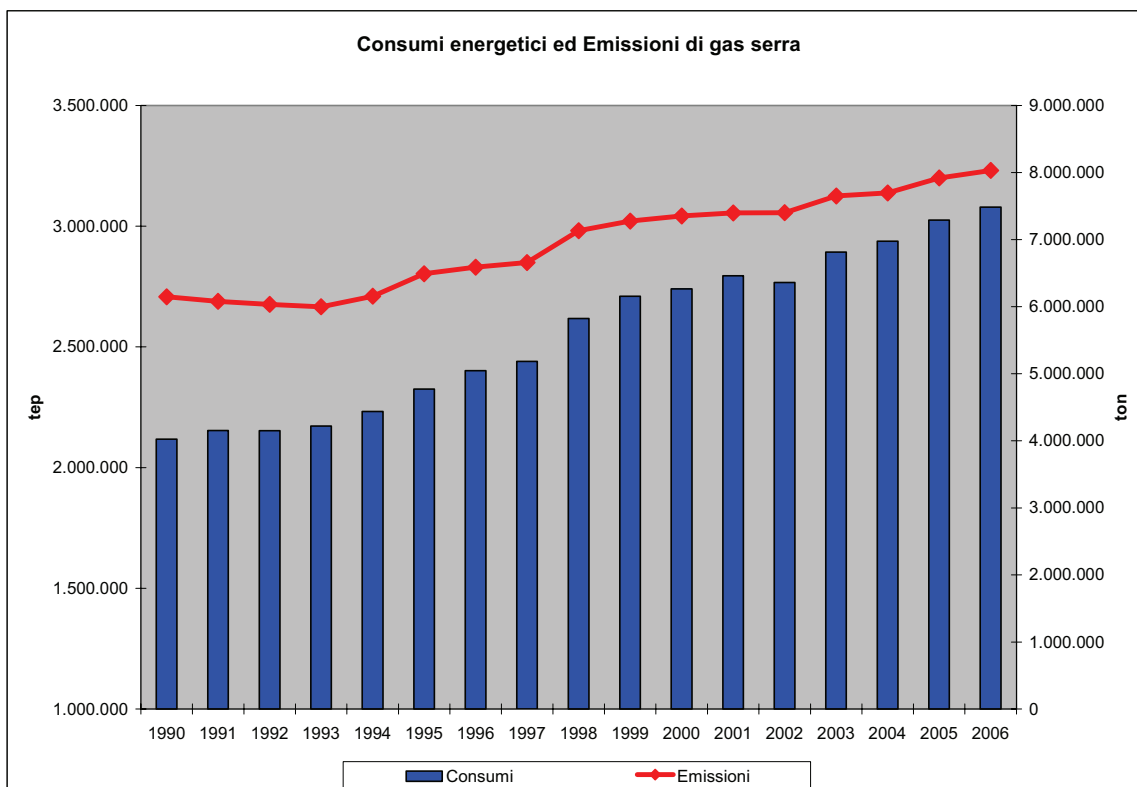
Questo indicatore confronta emissioni di gas serra con i consumi energetici. Utilizzando appositi coefficienti specifici di emissione (ANPA CTN – ACE: Centro Tematico Nazionale Atmosfera Clima Emissioni – Manuale dei Fattori di Emissione Nazionale), è possibile trasformare i consumi dei diversi vettori energetici in emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente, che comprende l'insieme di tutti gas ad effetto serra. I coefficienti utilizzati sono riportati nelle seguenti tabelle.

*Coefficienti specifici di emissione per fonti fossili*

<b>Combustibile</b>	<b>g CO<sub>2</sub> eq/kg</b>
Benzina	3067
Gasolio	3190
GPL	2949
Olio combustibile	3587
Metano	1915

*Coefficienti specifici di emissione per energia elettrica*

<b>Energia Elettrica</b>	<b>g CO<sub>2</sub> eq/kWh</b>
Energia elettrica 1990	676
Energia elettrica 1995	643
Energia elettrica 2000	593
Energia elettrica 2005	562



## 3. STIMA DEL POTENZIALE DA FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA

### 3.1. La fonte solare termica

L'energia solare è la principale e, in un certo senso l'unica, fonte rinnovabile di energia. Da essa derivano infatti tutte le altre fonti come quella eolica, le biomasse e anche quella idroelettrica se si considera che tutto, sul nostro pianeta, è conseguenza dell'energia prodotta dal sole. Le piante crescono grazie all'energia solare che viene utilizzata nel processo di fotosintesi per fornire nutrimento, il vento è dovuto a differenze di pressione generate da fattori legati alla radiazione solare e alla conseguente temperatura da essa generata nelle diverse zone e le nubi, e le conseguenti precipitazioni, sono prodotte dalla condensazione del vapore generato dall'evaporazione dell'acqua sulla superficie terrestre (contenuta nei mari, laghi, fiumi, etc.) a causa del riscaldamento solare.

L'utilizzazione diretta dell'energia proveniente dal sole grazie ad un collettore (o pannello) solare termico permette di produrre energia termica sotto forma di fluido caldo.

L'elemento principale di un collettore solare è l'assorbitore, che ha la funzione appunto di assorbire la radiazione solare incidente a onde corte e di trasformarla in calore (trasformazione fototermica). Solitamente è composto da un metallo con buona capacità di condurre il calore (per esempio il rame) e dovrebbe riuscire a trasformare il più possibile la radiazione solare in calore.

Un buon contatto termico tra l'assorbitore e un fluido termovettore in circolazione (per esempio acqua, glicole oppure aria) permette la cessione del calore al fluido termovettore e di conseguenza il trasporto fuori dal collettore del calore pronto per essere usato.

Per ridurre le dispersioni termiche e per migliorare il rendimento del collettore, l'assorbitore viene provvisto di una copertura trasparente frontale, mentre lateralmente e sul retro viene coibentato. Nei collettori a tubi sottovuoto ogni striscia di assorbitore è inserita in un tubo di vetro in cui è stato creato il vuoto. Questo comporta un'ottima coibentazione che rende possibile il raggiungimento di temperature di lavoro anche nel campo del calore per processi industriali. Il calore così prodotto viene quindi immagazzinato in un serbatoio di accumulo, che ha il compito di ricevere tutto il calore raccolto dal collettore e di immagazzinarlo per un impiego successivo. Di norma vengono utilizzati serbatoi di acciaio che, in caso di diretto contatto con acqua sanitaria, devono avere o la superficie interna smaltata, oppure essere di acciaio inox. Per ridurre al massimo le dispersioni di calore i serbatoi devono essere ben coibentati.

Esistono due tipologie di impianti solari termici:

- **Impianti a circolazione naturale.** In tali impianti la circolazione tra collettore e serbatoio di accumulo viene determinata dal principio di gravità, senza energia addizionale. Il fluido termovettore si riscalda all'interno del collettore. Il fluido caldo all'interno del collettore è più leggero del fluido freddo all'interno del serbatoio, tanto che a causa di questa differenza di densità si instaura una circolazione naturale. Il fluido riscaldato cede il suo calore all'acqua contenuta nel serbatoio e ricade nel punto più basso del circuito del collettore. Negli impianti a circolazione naturale il serbatoio si deve trovare quindi in un punto più alto del collettore.
- **Impianti a circolazione forzata.** Sono formati da un collettore solare a sé stante, connesso attraverso un circuito con un serbatoio localizzato nell'edificio. All'interno del circuito solare si trova acqua o un fluido termovettore antigelo. La pompa di circolazione del circuito solare è attivata da un regolatore differenziale di temperatura quando la temperatura all'interno del collettore è superiore alla temperatura di riferimento impostata nel serbatoio di accumulo. Il calore viene quindi trasportato al serbatoio di accumulo e ceduto all'acqua sanitaria mediante uno scambiatore di calore.

L'energia termica prodotta da impianti solari termici può coprire gran parte del fabbisogno annuale di Acqua Calda Sanitaria, arrivando anche alla copertura totale nei mesi estivi. I collettori solari possono essere utilizzati anche per il riscaldamento degli ambienti, a patto che questi siano dotati di sistemi di distribuzione del calore a bassa temperatura, come per esempio i pannelli radianti a pavimento. I costi unitari relativi al solare termico ad oggi variano tra 1.000 e 1.500 €/kW.

## Stima del potenziale

La stima del potenziale di sviluppo del solare termico in provincia di Verona prende le mosse dagli incentivi introdotti nella legislazione nazionale.

A tal fine si è prima di tutto stimato il numero di nuove abitazioni che si prevede verranno costruite entro il 2020. La stima è stata effettuata applicando un incremento medio annuo del 1,52% (calcolato come incremento percentuale medio fra il 2000 e il 2005). In base a questo, si prevede che tra il 2010 (assunto come anno entro il quale le disposizioni dei decreti legislativi saranno pienamente attuate) ed il 2020 saranno costruite ulteriori 75.000 abitazioni.

Si ipotizza, quindi, che per la quota di solare termico tale da soddisfare il 50% del fabbisogno di acqua calda sanitaria sia applicata sul 75% delle suddette abitazioni. Tale assunzione vuole prendere in considerazione il fatto che su una quota delle nuove abitazioni vi potranno essere impedimenti tecnici per la realizzazione dell'impianto solare e/o che si faccia uso di altre fonti energetiche rinnovabili.

Con tali ipotesi, la quantità di energia termica disponibile giunge ad un valore di 168 GWh annui.

Oltre al nuovo edificato, si considerano anche gli impianti che saranno realizzati sulle abitazioni esistenti, in forza o di rifacimenti degli impianti termici oppure a seguito degli incentivi della Legge finanziaria.

Per lo sviluppo di questa tale ipotesi si privilegiano gli edifici mono e bifamiliari, in considerazione della generalizzata maggior facilità tecnica e decisionale e si assume che il 50% di tali edifici sarà dotato, entro il 2020, di un impianto solare avente la capacità di soddisfare il 50% dei fabbisogni di acqua calda sanitaria. Per tutti gli altri edifici si ipotizza, invece, una percentuale pari al 20%.

Con tali ipotesi, la quantità di energia termica disponibile risulta pari ad oltre 360 GWh all'anno.

**Dalle ipotesi fatte, discende che il potenziale derivante dal solare termico ammonta ad un totale di circa 530 GWh termici all'anno.**

Come si è potuto vedere, le ipotesi analizzate fanno riferimento essenzialmente all'impiego delle tradizionali tecnologie solari termiche. Benché qui non considerate, vale tuttavia la pena menzionare il fatto che sono in corso interessanti applicazioni del solare termico per quanto riguarda l'integrazione con l'intero sistema di riscaldamento delle abitazioni e con i cicli produttivi industriali, come pure alla produzione di freddo, ad esempio per il raffrescamento estivo. Un'altra interessante applicazione fa riferimento all'accumulo stagionale dell'acqua riscaldata, sempre per usi civili.

E' evidente che lo sviluppo di questi sistemi consentirebbe di raggiungere livelli di penetrazione della tecnologia ben più ampi.

Gli impianti fotovoltaici possono essere di due categorie:

- **Gli impianti isolati (stand-alone)** vengono normalmente utilizzati per elettrificare le utenze difficilmente collegabili alla rete perché ubicate in aree poco accessibili e per quelle con bassissimi consumi di energia che non rendono conveniente il costo dell'allacciamento alla stessa. Generalmente, già con distanze superiori ai 3 Km dalla rete elettrica tradizionale, risulta conveniente l'installazione di un impianto fotovoltaico per l'alimentazione elettrica.
- **Gli impianti connessi alla rete** sono invece impianti che vengono utilizzati da utenze connesse alla rete elettrica, ma che a loro volta immettono nella stessa l'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico. L'utente sarà quindi responsabile di un consumo calcolato sulla base della differenza di quanto prelevato e quanto immesso. Poiché l'energia fotovoltaica immessa in rete viene maggiormente valorizzata monetariamente rispetto a quella prelevata, l'utente potrà ammortizzare il costo dell'investimento in un tempo inferiore grazie al D.M. del 19 febbraio 2007 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato i nuovi criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

I costi unitari relativi all'installazione di impianti fotovoltaici ad oggi si aggirano attorno ai 7.000 €/kW. In Europa, nel 2007 erano presenti circa 3.150 MW di potenza di picco contro i 58 MW italiani. Nel mondo si contano circa 6.800 MW complessivi sempre al 2007<sup>7</sup>.

## Politiche e incentivi

Con l'avvio del programma "10.000 tetti fotovoltaici", il 6 dicembre 2000 era stata emanata la delibera 224/00 con la quale l'Autorità per l'energia elettrica e il gas normalizzava la possibilità di effettuare lo scambio alla pari con la rete di distribuzione, limitatamente agli impianti fotovoltaici fino a 20kWp introducendo un sistema di contabilizzazione cosiddetto "net-metering".

In base allo schema di contratto, l'energia prodotta da impianti mediante conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, doveva essere acquistata dall'azienda elettrica cui il cliente/produttore era allacciato. La società elettrica era tenuta ad installare un contatore addizionale a quello già in uso allo scopo di misurare la corrente elettrica immessa in rete dall'impianto fotovoltaico; ogni importo da pagare per l'energia consumata era dato dal conguaglio fra energia elettrica consumata ed energia elettrica PV immessa in rete dal cliente/produttore.

Una semplice aggiunta al normale contratto di fornitura già stipulato dall'utente dava il via all'attivazione dello "scambio".

Secondo questo sistema, annualmente veniva considerato il bilancio tra energia prelevata dalla rete ed immessa nella rete. Se si aveva consumato più energia di quanta se ne aveva immessa si pagava solo la differenza. Se invece si aveva immesso più energia di quanta se ne era consumata, l'eccedenza era riportata a credito per gli anni successivi, senza dar luogo a retribuzione.

Sulla base dell'esperienza maturata con il programma 10.000 tetti PV, nel 2005 il Ministero delle Attività Produttive italiano ha emanato il decreto ministeriale comunemente detto "conto energia", un meccanismo d'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonte fotovoltaica che va a remunerare economicamente non l'installazione dei sistemi fotovoltaici bensì l'energia elettrica prodotta dagli stessi, con una quota incentivante (supplementare al valore di mercato dell'energia elettrica venduta) particolarmente interessante, garantita per 20 anni.

### 3.3. La fonte eolica

Il vento rappresenta una delle fonti energetiche rinnovabili a maggior potenziale ed è la prima per il rapporto costo/produzione. L'energia cinetica dell'aria in movimento è infatti sfruttata da secoli, inizialmente per scopi irrigui e successivamente per attività artigianali e produttive. Le prime informazioni sui mulini a vento portano in Afghanistan e in Cina. Da qui, nel Medioevo, la tecnologia si sarebbe poi diffusa in Europa e nell'area del Mediterraneo. In Olanda erano utilizzati per pompare l'acqua dai polder<sup>8</sup>, migliorando notevolmente il drenaggio dopo la costruzione delle dighe. I mulini olandesi erano i più grandi del tempo e divennero successivamente il simbolo della nazione. In seguito la fonte eolica si diffuse nel resto del mondo.

Attualmente il potenziale energetico del vento viene convertito in elettricità tramite particolari macchine dette aerogeneratori. Queste ultime sono in grado di catturare il vento grazie alle pale montate su un rotore posto a parecchie decine di metri di altezza<sup>9</sup> e sostenuto da un'apposita torre. La rotazione del rotore mette in movimento un generatore, in grado di produrre energia elettrica per induzione elettromagnetica, lo stesso principio delle dinamo delle biciclette. L'energia così prodotta viene quindi trasportata tramite elettrodotti dedicati che generalmente vengono interrati per ridurre l'impatto sul paesaggio. Tali elettrodotti portano l'energia al più vicino posto di connessione con il Sistema di Trasmissione Nazionale.

Gli impianti o parchi eolici sono composti da un certo numero di aerogeneratori che catturano il vento nella medesima zona e che formano una centrale elettrica vera e propria da decine di MW. Possono essere installati sia sulla terra ferma che in mare. In quest'ultimo caso si parla di impianti eolici off-shore.

Gli aerogeneratori attualmente sul mercato sono caratterizzati da potenze che variano da 500 kW fino ad oltre 2 MW. Le macchine off-shore possono essere anche di taglia maggiore.

I costi unitari relativi ad installazioni eoliche ad oggi variano tra 1.500 e 2.000 €/kW.

Nel 2007 nel mondo sono stati raggiunti 93.000 MW di potenza eolica installata. In Europa si è giunti, sempre nello stesso anno, ad oltre 57.000 MW mentre in Italia la quota di potenza eolica installata è pari ad oltre 2.700 MW<sup>10</sup>, sebbene il potenziale sfruttabile si stima sia nettamente superiore e pari ad oltre 30.000 MW<sup>11</sup>.



8 Tratto di mare asciugato artificialmente attraverso dighe e sistemi di drenaggio dell'acqua.

9 La attuali turbine eoliche installate sulla terra ferma raggiungono anche cento metri. Le macchine montate in mare possono essere anche più alte.

10 Rapporto Annuale di Legambiente - Ambiente Italia 2008.

11 Università di Utrecht.



Una ulteriore potenza di altri 20-30 MW potrebbe utilmente essere installata, sotto il profilo della ventosità, ma risulterebbe collocata in aree a forte vincolo ambientale e come tale si è ritenuto, cautelativamente, opportuno non considerarla.

Infine vi è da considerare la potenzialità di siti con insufficiente ventosità per garantire l'ammortamento dell'opera, ma che possono essere utilizzati se sostenuti finanziariamente a fondo perduto; in questa fattispecie ricade l'unico impianto sinora autorizzato in Regione Veneto: si tratta di un impianto composto da un unico aerogeneratore di potenza pari a 1,35 MW che sarà posato nei prossimi mesi nel territorio comunale di Badia Calavena – Località Monte Pecora. Tale impianto è stato voluto dall'Amministrazione Comunale, la quale, una volta ottenuta l'autorizzazione dalla Regione ed il finanziamento relativo, ha indetto una gara per la copertura della rimanente parte dell'investimento e per la realizzazione dell'impianto.

In conformità a quanto fatto per le altre tecnologie, nella presente analisi non è stata considerata la potenzialità installabile grazie ad investimenti a fondo perduto, ma solo quella sostenibile economicamente con l'attuale quadro di incentivi in conto esercizio.

Visto quanto sopra, e considerato che, come è noto, il vento soffia con maggiore intensità sui crinali delle montagne o in genere in zone ad elevato pregio paesaggistico e/o naturalistico (e sottoposte a rigidi vincoli ambientali), è quantomeno opportuno una riflessione da parte degli organi competenti per valutare quali delle aree indubbiamente di pregio, e come tali vincolate, siano realmente incompatibili con un'installazione eolica.

Sulla base di quanto sopra si è scelto di valutare cautelativamente solo il potenziale eolico sostenibile economicamente senza finanziamenti e collocabile in zone a non altissimo livello di pregio e vincolo ambientale.

Con questi criteri ne è risultata una stima pari ad un potenziale eolico accessibile al 2020, non inferiore a 20 MW.

Come descritto nella parte introduttiva del presente paragrafo, il potenziale eolico complessivo al 2020 per il territorio provinciale è stato stimato non inferiore a 20 MW. Per il calcolo dell'energia elettrica producibile si è tenuto conto di un numero di ore equivalenti pari a 1.700, che risulta essere una media dei valori ottenuti dalle campagne anemometriche effettuate in provincia. **L'energia elettrica producibile da fonte eolica risulta quindi pari a 34 GWh.**

alla taglia presa a riferimento dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nelle delibere di determinazione del prezzo di cessione.

A livello mondiale, la produzione di energia idroelettrica viene calcolata in circa 2.700 TWh ed è la forma più sfruttata di energia rinnovabile. In generale, l'idroelettrico nel mondo contribuisce per il 17% della produzione complessiva di energia elettrica. I costi unitari relativi a nuove realizzazioni ad oggi variano tra 5.000 e 5.500 €/kW.

Negli anni '90 nella UE la capacità idroelettrica è aumentata di meno del 2% e solo il Portogallo ha mostrato un incremento deciso, passando da 3,7 GW a 4,5 GW tra il 1992 e il 1999. Ciò significa che gli altri stati membri si sono dedicati alla manutenzione di impianti già esistenti.

In Italia la produzione idroelettrica è ormai stabile; negli ultimi anni non si sono avute variazioni particolari a parte le oscillazioni determinate dalla disponibilità della risorsa e ciò vale sia per gli impianti oltre i 10 MW che per quelli di capacità inferiore.

Alla fine del 2004 risultavano presenti un numero totale di impianti pari a 2.028, con una potenza nominale di 23.025 MW.

Considerando impianti di potenza inferiore a 10 MW, in Europa erano installati nel 2005 circa 11.600 MW per una produzione di energia elettrica complessiva pari a 43.000 GWh. In Italia gli impianti di piccola taglia corrispondono a circa 2.600 MW per una produzione di energia elettrica superiore a 9.000 GWh<sup>16</sup>.

## Politiche e incentivi

Nel caso della fonte idroelettrica, a partire dal 2008 il certificato verde viene emesso in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica per un coefficiente pari ad 1.

Per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW (alla pari degli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a detto valore) si prevede lo scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta.

Su richiesta del produttore, per gli impianti con potenza nominale non superiore a 1 MW, in alternativa ai certificati verdi, la produzione di energia elettrica può essere remunerata da una tariffa onnicomprensiva pari a 0,22 €/kWh.

## Stima del potenziale

Per la stima del potenziale energetico da fonte idraulica ci si è basati su informazioni puntuali fornite da Agsm, da ricerche all'interno dei Bollettini Ufficiali della Regione Veneto e da indicazioni qualitative su ipotesi progettuali in fase di studio. I dati completi sulle derivazioni per piccole centrali o recupero di vecchie concessioni non stati resi disponibili dalla Regione Veneto in quanto non di pubblico dominio. Attualmente, in provincia di Verona, sono presenti sette impianti di produzione idroelettrica per una potenza complessiva di circa 60 MW. I margini di incremento di tale fonte rinnovabile sono molto scarsi, sia perchè le possibilità di costruire grandi sbarramenti sono praticamente nulle, sia perchè il potenziale di recupero da acquedotti di montagna è molto limitato. Un progetto concreto è rappresentato dall'impianto in fase di inizio realizzazione sull'Adige - Località Chievo, di competenza Agsm, e di potenza pari a 1,5 MW. Tale impianto sarà in grado di produrre circa 12 GWh all'anno. Altri due impianti a Zevio e Cologna Veneta di potenza complessiva pari a circa 4,5 MW sono in fase di realizzazione per una produzione complessiva pari ad oltre 20.000 MWh all'anno.

Poiché sono presenti inoltre alcune piccole centrali idroelettriche (inferiori a 100 kW) all'interno del territorio provinciale si è deciso di ipotizzare una potenza al 2020 non inferiore al 7 MW.

Avendo assunto, al 2020, una potenza elettrica da fonte idrica non inferiore a 7 MW e assumendo 8.000 ore di funzionamento annuo, **la produzione energetica sarebbe pari a 56.000 MWh all'anno.**

<sup>16</sup> [http://ec.europa.eu/energy/res/publications/barometers\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/res/publications/barometers_en.htm)

TIPO DI BIOMASSE	PROPRIETÀ	PROCESSI DI CONVERSIONE	PRODOTTI	UTILIZZO
<b>Materiali legno-cellulosici</b>	$H_2O \leq 30-35\%$ $C/N > 30$	Combustione, gassificazione, pirolisi	Calore, oli, gas e carbone vegetale	Produzione di calore e/o di energia elettrica
<b>Prodotti e sottoprodotti agricoli e agro-industriali putrescibili</b>	$H_2O > 35\%$ $20 \leq C/N \leq 30$	Digestione anaerobica	Biogas	Produzione di calore e/o di energia elettrica
<b>Liquami zootecnici</b>	$70\% \leq H_2O \leq 90\%$ $20 \leq C/N \leq 30$	Digestione anaerobica	Biogas	Produzione di calore e/o di energia elettrica
<b>Piante zuccherine</b>	$15\% \leq H_2O \leq 90\%$ $C/N$ qualsiasi	Fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Autotrazione in miscele con benzine
<b>Colture e residui ad alto contenuto in cellulosa e amido</b>	$H_2O \geq 35\%$ $C/N$ qualsiasi	Idrolisi e fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Autotrazione in miscele con benzine
<b>Piante oleaginose</b>	$H_2O \geq 35\%$ $C/N$ qualsiasi	Estrazione degli olii esterificazione degli olii	Olio vegetale Biodiesel	Produzione di calore e/o elettricità. Autotrazione in miscele con gasolio o puro.

Tab.4: Tipologie di biomassa e caratteristiche

Nell'Unione Europea nel 2006 la produzione di energia primaria a partire da biomasse solide (legno, scarti della lavorazione del legno, scarti e residui forestali e agroindustriali, ecc.) ha raggiunto i 62,4 milioni di tep. A ciò si aggiunge l'energia primaria derivante dalla combustione diretta di rifiuti solidi urbani di origine rinnovabile per circa 5 milioni di tep. La Francia risulta il maggiore produttore di energia primaria da biomassa solida con circa 9,7 Mtep nel 2006. L'Italia si pone al decimo posto con poco più di 1,8 Mtep. La produzione complessiva di energia elettrica da biomassa solida nell'Unione Europea nel 2006 è stata pari a 46 TWh; la cogenerazione è la principale tecnologia utilizzata, rappresentando oltre il 60% della produzione totale (pari a 32,6 TWh). Il principale produttore di energia elettrica da biomasse solide è la Finlandia con il 23% del totale, seguita da Svezia e Germania (15,6% e 12,2% rispettivamente). L'Italia si pone al sesto posto con circa 2,5 TWh, di cui circa il 40% da cogenerazione. La valorizzazione di biomasse solide per la produzione di calore è più difficile da seguire e monitorare. Infatti, le statistiche ufficiali dei diversi paesi sono ad oggi ancora per grande parte parziali se non addirittura inesistenti. Secondo le statistiche disponibili, la produzione di calore da biomasse solide nell'Unione Europea è stata di circa 5,7 Mtep nel 2006; la produzione da centrali di cogenerazione corrisponde a circa il 50% del totale. Le cifre riportate, per quanto detto pocanzi, non rappresentano però che una piccola parte del calore complessivamente prodotto a partire da biomasse solide nella Comunità Europea. Per quanto riguarda l'Italia la produzione di calore da biomasse solide è stimabile nel 2004 in 106.700 TJ circa, il 93% (pari a 98.760 TJ) deriva da impianti termici (impianti a servizio di utenze civili, impianti industriali e reti di teleriscaldamento).

Per quanto riguarda il biogas, nel 2006 nell'Unione Europea sono stati prodotti quasi 5,3 Mtep per un incremento rispetto all'anno precedente di quasi il 14%. La principale fonte di produzione di biogas sfruttata a livello europeo sono le discariche (60% del totale), seguite dalle stazioni di depurazione (24% del totale). La Germania è il principale produttore di biogas in Europa, mentre l'Italia si pone al terzo posto con 354 ktep di cui ben 311 ktep da discarica. La produzione di energia elettrica da biogas nel 2006 in Europa è stimabile in 17,2 TWh, di cui quasi il 54% da impianti di cogenerazione. In Italia, degli 1,2 TWh circa prodotti nel medesimo anno, ben oltre l'80% deriva invece da centrali elettriche. Anche per quanto riguarda il biogas, la valorizzazione per la produzione di calore è più difficile da seguire e monitorare; secondo le statistiche disponibili, la produzione di calore da biogas nell'Unione Europea è stata di circa

A quanto sopra riportato si aggiungono i provvedimenti di livello nazionale riguardanti la possibilità di ottenere titoli di efficienza energetica mediante i cosiddetti “certificati bianchi”<sup>20</sup> che attestano interventi realizzati di efficienza energetica. Tra gli interventi che dovranno essere promossi rientrano anche gli impianti di cogenerazione e di teleriscaldamento alimentati a biomasse.

### Aspetti metodologici

Le ordinarie modalità di gestione/conduzione delle aree agricole e forestali, l’attivazione o ripresa di specifici interventi volti al miglioramento e alla conservazione dei soprassuoli, la definizione di metodologie alternative di gestione dei residui agricoli e agro-industriali o l’ottimizzazione di quelle attualmente in atto, l’introduzione di colture dedicate in aree marginali o ritirate dalla produzione possono garantire, nel tempo, la disponibilità di materiale rinnovabile da avviare all’uso energetico.

La possibilità effettiva di disporre ed utilizzare a fini energetici biomassa di origine agroforestale, può però spesso risultare fortemente influenzata, se non configgere, con diversi fattori che devono necessariamente essere presi in considerazione ogni qualvolta si intendano pianificare e realizzare azioni concrete in questo ambito. Le filiere bioenergetiche sono infatti da considerarsi sistemi complessi, per l’ampiezza e all’articolazione delle fasi che le costituiscono, fortemente articolati non solo con riferimento ai processi produttivi, ma anche rispetto alle componenti sociali, economiche ed ambientali che le sottendono. Lungo l’intera filiera biomassa - energia i punti di maggior criticità sono individuabili, in particolare, a monte e riguardano essenzialmente l’organizzazione e la gestione dell’approvvigionamento della materia prima che garantiscano una continuità di approvvigionamento in un’ottica di impatto ambientale positivo. Viceversa, le tecnologie di impiego della biomassa oggi disponibili sono ormai ben consolidate, garantendo elevati standard di efficienza e una relativa semplificazione gestionale. La “vocazionalità” o “propensione” di una determinata area alla produzione e/o utilizzo di biomasse e la scelta di privilegiare una forma piuttosto che un’altra di utilizzo energetico, devono pertanto necessariamente rientrare in una logica di politica energetica che non può prescindere oltre che da una visione generale dell’assetto energetico provinciale presente e prospettato, anche da un giudizio “multicriteriale” alla formulazione del quale devono prendere parte non soltanto parametri direttamente ed esplicitamente di natura ambientale, agronomica o produttiva, ma anche indicatori di tipo economico e territoriale.

Sulla base di tali presupposti e considerazioni, nei paragrafi successivi verranno delineati i più realistici scenari di sviluppo, a medio termine, dell’offerta di biomasse agro-forestali per usi energetici sul territorio provinciale e le tipologie di filiera di sfruttamento che presentano le maggiori possibilità/potenzialità di diffusione coerentemente con le principali linee normative e programmatiche in campo energetico-ambientale sia a livello europeo che a livello nazionale.

Dal punto di vista metodologico ciò ha implicato:

- un’analisi preliminare dei soprassuoli agricoli e delle tendenze in atto nei diversi settori afferenti al comparto agro-forestale;
- approfondimento e rielaborazione dei risultati della fase precedente per l’individuazione degli ambiti in cui possono esistere concrete potenzialità di sviluppo dell’offerta di biomasse per usi energetici dalle attuali modalità di gestione dei soprassuoli forestali e agricoli piuttosto che dall’attivazione di specifici interventi volti alla loro tutela, riqualificazione o riconversione produttiva;
- individuazione, seguendo un approccio multiobiettivo e basandosi su criteri di fattibilità tecnico-organizzativa, di sostenibilità economica ed ambientale, delle tipologie di filiere bioenergetiche che presentano le maggiori possibilità di diffusione.

20 Decreti Ministero Industria del 04 luglio 2004 “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l’incremento dell’efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell’art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79” e “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all’art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164”.

produttiva verso colture *no food*, soprattutto nelle aree dove si realizza una cerealicoltura estensiva. Alla luce delle considerazioni precedenti, risulta difficile ricostruire realistici scenari di breve-medio termine di implementazione di colture dedicate (sia per la produzione di combustibili solidi, che di combustibili liquidi e biocarburanti) sul territorio provinciale; si è scelto pertanto escluderle dalla presente analisi.

### La valorizzazione energetica dei residui colturali

Ad oggi gli agricoltori considerano la gestione dei residui spesso come un problema di smaltimento, piuttosto che un'operazione potenzialmente produttiva. I residui colturali rappresentano invece una cospicua fonte di biomassa, che non necessita di costi di coltivazione e/o produzione e può quindi risultare particolarmente conveniente dal punto di vista economico.

Diverse sono le colture che per caratteristiche proprie risultano interessanti, circa la possibilità di fornire sotto forma di residui materiale che potrà eventualmente essere destinato a scopi energetici. Di particolare interesse, per la provincia di Verona, risultano i sottoprodotti colturali cosiddetti "secchi", cioè con umidità compresa fra il 10% ed il 50% e che provengono dalle coltivazioni cerealicole (in particolare paglie di frumento) e dalle coltivazioni arboree quali vite, olivo e fruttiferi. In provincia per quanto riguarda le colture cerealicole, prevalgono il granoturco ed il frumento tenero; le principali coltivazioni legnose sono invece la vite, i fruttiferi e l'olivo.

Per una quantificazione preliminare della disponibilità di residui potenzialmente recuperabili per fini energetici in provincia di Verona, si sono considerati i dati del Censimento ISTAT 2000 e si è fatto riferimento a dati tratti da bibliografia riferiti a valori medi di resa per ettaro.

Per quanto riguarda le colture cerealicole, il valore di disponibilità unitaria potenziale di residui (paglie) si è assunto mediamente pari a circa 4 ton/ha\*a. Tale valore corrisponde ad un indice di raccolta del sottoprodotto pari all'80%, ad una periodicità di raccolta ovviamente annuale e ad una efficienza di raccolta pari al 60% circa. Con riferimento alle coltivazioni arboree, si possono considerare sostanzialmente due differenti tipologie di sottoprodotti: i residui derivanti dalle operazioni periodiche di potatura, a frequenza rigorosamente annuale, a cui si possono aggiungere i residui delle operazioni saltuarie di potatura di ringiovanimento o di completa estirpatura degli impianti, ormai giunti a fine produzione o non più redditizi; la periodicità stimata di tali operazioni è però assai più prolungata rispetto al caso precedente e variabile a seconda della specie arborea in considerazione. Dalla vite in media si possono ottenere all'anno 2,5 ton/ha\*a di residui di potatura cui possono aggiungersi 0,5 ton/ha\*a circa di residui provenienti dalle saltuarie operazioni di estirpazione dei vecchi impianti. Per l'olivo si ottengono in media 2 ton/ha\*a di residui legnosi. Le coltivazioni legnose da frutta, infine, in media sono in grado di garantire una disponibilità annua di residui compresa tra 2,5 e 3 ton/ha.

La disponibilità potenziale di residui agricoli in provincia appare particolarmente consistente e pari a oltre 329.000 ton/anno. Complessivamente i residui cerealicoli sarebbero in grado di garantire un potenziale energetico pari a 2.722.524 GJ/anno (756.257 MWh/anno); i residui delle potature delle legnose agrarie, invece, 1.055.007 GJ/anno (293.058 MWh/anno).

	superficie	residui	umidità	PCI (s.s.)	contenuto	energetico
	ha	ton/anno	%	kcal/kg	GJ/anno	MWh/anno
<b>Cereali</b>	<b>48.427</b>	<b>193.710</b>	<b>15</b>	<b>3.950</b>	<b>2.722.524</b>	<b>756.257</b>
<b>Legnose agrarie</b>	<b>61.554</b>	<b>135.631</b>			<b>1.055.007</b>	<b>293.058</b>
- fruttiferi	15.178	41.741	40-50	4.350	342.031	95.009
- vite	2.278	5.694	40-50	4.300	46.122	12.812
- olivo	44.098	88.196	40-45	4.250	666.854	185.237
<b>TOTALE</b>	<b>109.982</b>	<b>329.341</b>			<b>3.777.531</b>	<b>1.049.314</b>

Tab.5: Potenziale energetico da residui

unitamente a quelli esposti precedentemente, riducano significativamente l'effettiva disponibilità di paglia e limitino fortemente la possibilità di una sua valorizzazione a fini energetici sul territorio della provincia. Relativamente alle legnose agrarie invece, il materiale derivante dalle operazioni di potatura, in particolare quello più sottile, non ha fondamentalmente sbocchi commerciali e viene smaltito in genere attraverso triturazione e spargimento in campo. Oltre a comportare un ulteriore aumento delle spese colturali, queste modalità di smaltimento può presentare alcuni evidenti inconvenienti di carattere fitosanitario (possibile sviluppo di parassiti) e ambientale (presenza di residui di trattamenti) che si scontrano con le limitazioni sempre più restrittive imposte dalle normative e direttive della nuova PAC riguardanti le misure agroambientali (condizionalità obbligatoria). L'assenza di reali usi alternativi può dunque garantire, in provincia, una disponibilità effettiva di tali residui legnosi; l'utilizzo per fini energetici rappresenterebbe un'alternativa migliore alla trinciatura, che è un costo totalmente passivo. Va comunque sottolineato il fatto che (vedi grafici a seguire) tale disponibilità risulta abbastanza dispersa sul territorio data la netta prevalenza, nelle maggior parte delle aree vocate a tali colture, di aziende di piccole dimensioni (<5 ha), nelle quali si concentra in media circa il 50% della superficie totale, piuttosto disperse sul territorio.

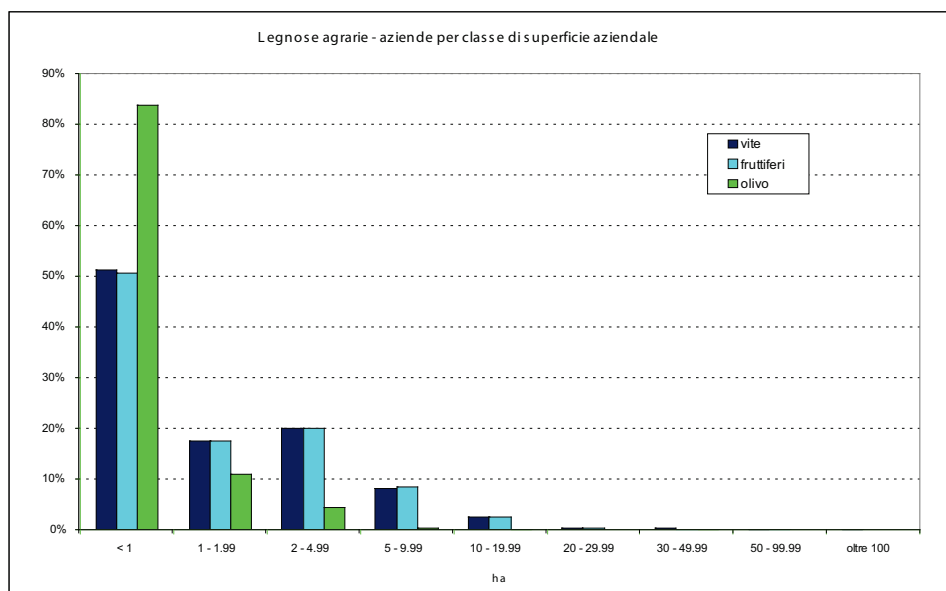


Fig.12: Aziende legnose agrarie per classe di superficie

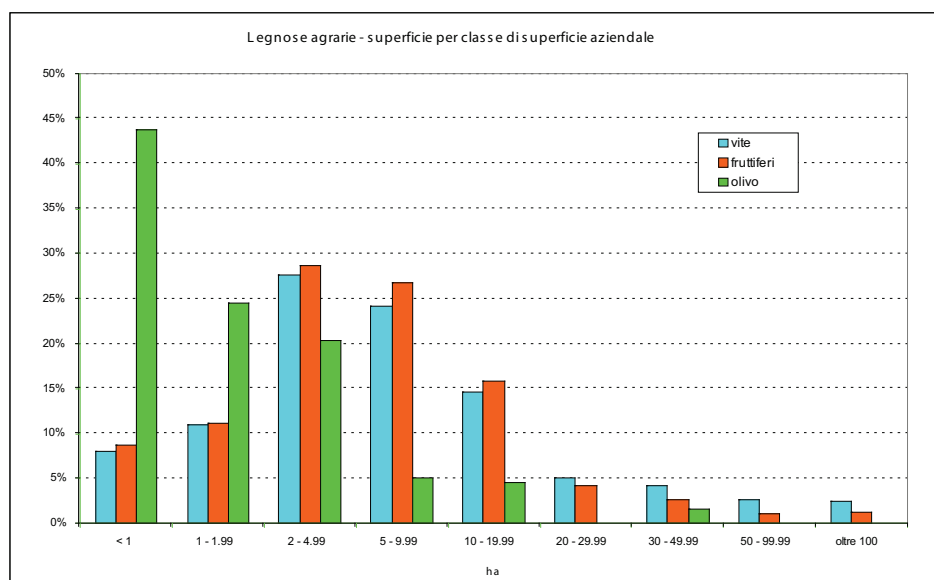


Fig.13: Superficie per classe di superficie



alla produzione termica o combinata di piccola-media potenza. Volendo ragionare su uno scenario di breve-medio termine, si può realisticamente assumere che il potenziale effettivamente disponibile e sfruttabile a tal fine non possa essere più del 50% di quello massimo stimato. In termini energetici cioè equivale a circa 50.000 MWh/anno, corrispondenti ad una **producibilità termica complessiva dell'ordine dei 40.000-42.000 MWh/anno**<sup>24</sup>. **Per tali residui si è ipotizzata una ripartizione che prevede il 25% destinato ad impianti di cogenerazione, mentre il restante 75% a semplice combustione.**

## La valorizzazione energetica dei residui del comparto zootecnico

### La filiera del biogas da reflui zootecnici

Particolarmente interessante per la provincia di Verona risulta la valorizzazione energetica di biogas prodotto da digestione anaerobica di reflui zootecnici. La valorizzazione di reflui per la produzione di biogas mediante processi biologici, presenta diverse valenze, oltre agli aspetti energetici. In agricoltura si dimostra molto utile e importante dal momento che permette una maggiore razionalizzazione della gestione agronomica dei liquami (riduzione dei carichi inquinanti, stabilizzazione, abbattimento degli odori, miglioramento delle proprietà fertilizzanti, riduzione dei volumi dei fanghi prodotti, ecc.). D'altra parte la digestione anaerobica restituisce un residuo che può essere valorizzato nuovamente come integratore all'alimentazione del bestiame ed alla piscicoltura. Va evidenziato che le prospettive di sviluppo e diffusione di tale filiera, nelle sue diverse applicazioni, si sono notevolmente ampliate negli ultimi anni grazie alla possibilità di integrare effluenti zootecnici con colture energetiche dedicate o con altri scarti organici (co-digestione). La produzione di biogas da soli reflui zootecnici, infatti, non sempre risulta economicamente competitiva con gli attuali prezzi dei combustibili fossili; l'apporto di co-substrati consente, oltre che di sopperire in parte ai cali di produzione stagionali o ad una non elevata disponibilità di refluo, di ottenere maggiori rendimenti di biogas, e quindi maggiore produzione di energia elettrica, e determina inoltre un introito ulteriore per il gestore derivante dal ritiro del rifiuto organico utilizzato come substrato. Da considerare con interesse, in tale contesto, risulterà:

- l'integrazione con reflui e scarti umidi delle industrie agro-alimentari, soprattutto se in forte interazione con l'industria zootecnica locale (ad es. industrie casearie);
- l'integrazione con colture dedicate (come il mais ceroso);
- l'integrazione con scarti di provenienza urbana (in particolare i residui vegetali della manutenzione del verde urbano e del verde pubblico).

Per la definizione del potenziale di produzione di biogas da reflui zootecnici in provincia di Verona, sono state considerate le categorie bovini e suini ed escluse invece quelle degli avicoli ed ovini perché scarsamente redditizie dal punto di vista energetico. Secondo i dati del censimento ISTAT 2000, in provincia sono presenti circa 3.120 allevamenti di bovini e 670 di suini. La produzione zootecnica risulta nel complesso piuttosto significativa e pari a 244.830 capi bovini e 225.000 capi suini. Prevalgono gli allevamenti di piccole/medie dimensioni, ma va

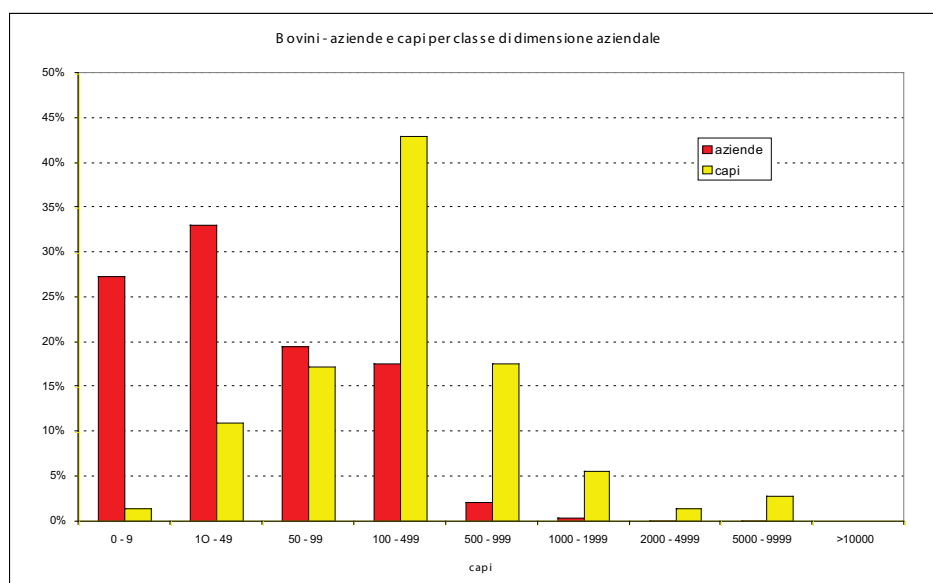


Fig.14: Aziende di allevamento bovino e capi per classi di dimensione aziendale

24 Si è ipotizzato un rendimento medio di conversione termica conservativamente pari all'80%.

## La filiera dei residui del comparto avicolo

Quella di Verona è una delle province italiane con la maggior produzione avicola. Secondo i dati del censimento ISTAT 2000, gli allevamenti presenti sul territorio ammontavano a poco meno di 4.000 per un numero di capi superiore a 20.500.000 unità, la quasi totalità delle quali è concentrata in aziende di dimensioni superiori ai 20.000 capi.

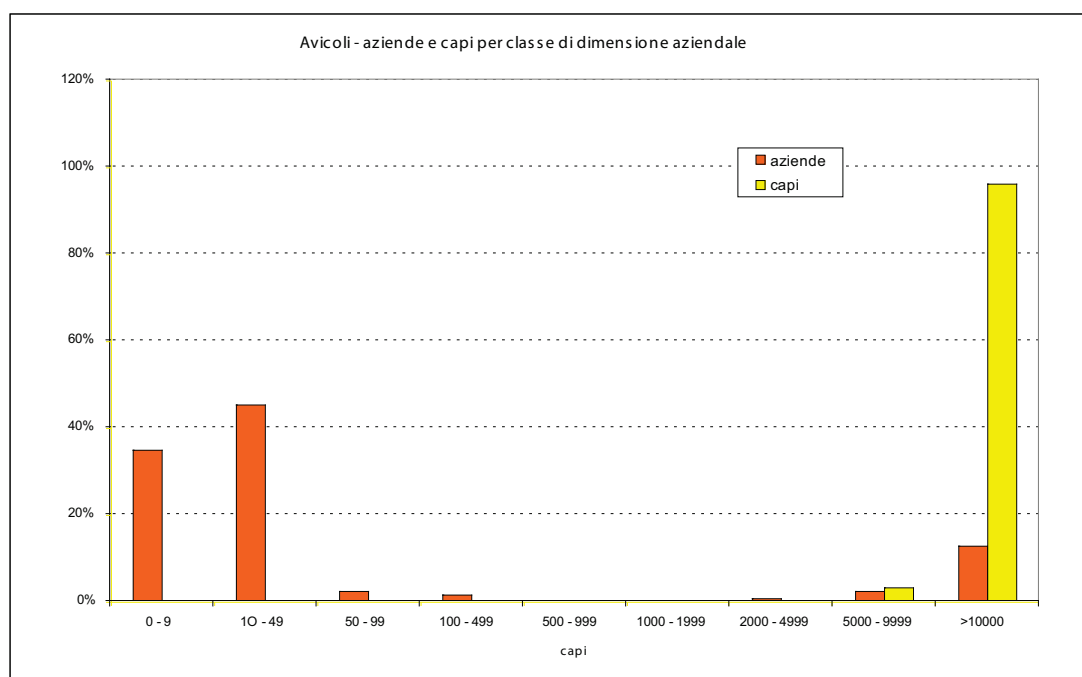


Fig.16: Aziende avicole e capi per classi di dimensione aziendale

Il principale residuo del comparto avicolo è la lettiera; basandosi sui dati del censimento ISTAT 2000 e sui dati di produzione media tratti da ricerche di bibliografia e da indagini presso operatori del settore, se ne può stimare una produzione annua a livello provinciale dell'ordine delle 230.000 tonnellate, corrispondenti ad un potenziale energetico teorico di circa 380.000 MWh. Date le sue caratteristiche, tale residuo può essere avviato direttamente alla combustione in caldaia per la produzione di energia termica e/o elettrica.

Le recenti modifiche alle normative ambientali che hanno ridotto i quantitativi di residui e reflui zootecnici utilizzabili come ammendante nei campi, hanno fatto sì che quello dello smaltimento dei quantitativi di lettiera in eccesso sia un problema di primaria importanza in una provincia come quella di Verona caratterizzata da una produzione avicola, come già evidenziato, tra le più elevate d'Italia. La valorizzazione energetica di tali residui appare pertanto oggi una reale opportunità alla luce dei benefici ambientali e dei benefici di più stretto carattere economico sia per gli allevatori, poiché permetterebbe di risolvere l'oneroso problema dello smaltimento, sia per gli eventuali operatori energetici che potrebbero disporre di un combustibile a costi molto bassi.

Date le quantità in gioco e le caratteristiche strutturali del comparto avicolo provinciale, l'opportunità più interessante (sia dal punto di vista energetico che economico) appare l'avvio di forme consortili tra più aziende per l'integrazione delle produzioni di lettiera avicola da valorizzare in impianti di cogenerazione di media taglia collegati a reti di teleriscaldamento. Volendo delineare uno scenario di breve-medio termine, si può ragionevolmente assumere che almeno un 75% della disponibilità complessiva di lettiera possa essere avviato a valorizzazione energetica, corrispondente a oltre 280.000 MWh/anno di energia primaria disponibile in grado di garantire una **producibilità termica dell'ordine dei 16.000 MWh** ed una **producibilità elettrica di circa 70.000-75.000 MWh**. Parallelamente potrà essere considerata la possibilità di utilizzo diretto soprattutto nelle aziende di maggiori dimensioni, per il riscaldamento dell'allevamento ed il soddisfacimento dei processi produttivi e gestionali.



### 3.6. La geotermia

L'energia geotermica è una forma di energia che trova origine dal calore che si sviluppa nelle zone più interne della terra. Da lì il calore si propaga fino alle rocce prossime alla superficie, dove può essere sfruttato essenzialmente in due modi diversi. Per temperature superiori ai 150 °C (alta entalpia) è possibile produrre energia elettrica tramite una turbina a vapore (centrale geotermoelettrica), mentre per temperature inferiori (bassa entalpia) il calore può essere sfruttato sia per usi residenziali, che per attività agricole, artigianali ed industriali che utilizzano energia termica nel processo produttivo.

Le prime misure di temperatura del sottosuolo risalgono alla prima metà del 1700 in una struttura mineraria in Francia e la prima lampadina geotermoelettrica è stata accesa proprio in Italia, a Lardarello in Toscana, nel lontano 1904. La generazione di elettricità vera e propria cominciò 9 anni dopo con una potenza installata di 250 kW.

Fino al 1950 l'Italia è stato l'unico paese ad utilizzare la risorsa geotermica per produrre energia elettrica.

La potenza delle centrali geotermoelettriche può arrivare a 100 MW e oltre ed il rendimento medio di trasformazione varia tra il 7% e il 20%, circa tre volte di meno rispetto all'utilizzo di fonti convenzionali. Tale rendimento è dovuto alla temperatura relativamente bassa del fluido geotermico che in genere non supera, se non in rari casi, i 250°. Nel mondo attualmente sono installati quasi 10.000 MW di potenza geotermica, tra cui Stati Uniti e Filippine sono gli Stati a maggior intensità. In Europa la potenza geotermoelettrica installata al 2007 è pari a 854 MW di cui ben 810 MW in Italia.

Per quanto riguarda le risorse a bassa entalpia, a causa della non trasportabilità del fluido (se non per piccole distanze), ogni applicazione deve generalmente essere situata ad una distanza non superiore ai 10 km. I tipi di tecnologie adatte all'utilizzo diretto dipendono dalla natura del fluido geotermico e dal tipo di servizio richiesto. Nella maggior parte dei casi il fluido non può essere utilizzato direttamente, come ad esempio nei processi di essiccazione e quando in generale sono necessari vapore o acqua pulita, a causa delle sostanze chimiche contenute nel fluido stesso. In questi casi vengono utilizzati degli scambiatori di calore per estrarre il calore dal fluido geotermico e trasferirlo all'acqua pura.

Un uso completamente differente del calore terrestre consiste nell'approfittare del fatto che a partire da pochi metri di profondità la temperatura del sottosuolo è costante ed è indipendente dalle escursioni termiche diurne e stagionali che caratterizzano il suolo (è più calda di quella superficiale in inverno e più fredda in estate).

Per utilizzare tale energia è possibile impiegare delle Pompe di Calore collegate al terreno. Una Pompa di Calore è un dispositivo termodinamico che lavora tra due serbatoi di calore a differenti temperature. Fornendo lavoro (energia elettrica) al sistema (in particolare ad un compressore), quest'ultimo preleva calore dal serbatoio freddo e lo cede a quello caldo, invertendo il naturale flusso termico. Proprio per tale ragione la Pompa di Calore ha un duplice utilizzo: può essere usata come sistema di riscaldamento assumendo come serbatoio caldo l'ambiente da riscaldare e a cui fornire calore, oppure come sistema di raffrescamento assumendo come ambiente il serbatoio freddo dal quale prelevare calore. Generalmente gli impianti che adottano tali tecnologie sono costituiti da una o più pompe di calore, da un insieme di tubi (sonde geotermiche) opportunamente interrati verticalmente od orizzontalmente per scambiare calore con il terreno e da un sistema di scambio di calore con l'ambiente interno dell'edificio. Le sonde geotermiche sono sostanzialmente degli scambiatori di calore, normalmente in polietilene, infissi nel terreno tramite perforazioni verticali (50 m – 300 m) oppure posizionati orizzontalmente a pochi metri di profondità dalla superficie. Lo scopo di tali sonde è duplice e dipende dalla stagione di utilizzo. In inverno lo scopo è quello di assorbire il calore dal terreno per "pomparlo" amplificato, appunto tramite una Pompa di Calore, negli ambienti da riscaldare. In estate invece la sonda ha il compito di cedere al terreno il calore assorbito negli ambienti. In Europa sono installate quasi 600.000 Pompe di Calore geotermiche, per una produzione di energia termica di 7.300 MWh termici. La Svezia è il Paese che detiene il primato con oltre 270.000 Pompe di Calore. In Italia erano presenti al 2006 circa 7.500 impianti per una produzione di energia pari a 150 MWh termici<sup>25</sup>. I costi unitari relativi all'installazione di Pompe di Calore geotermiche ad oggi si aggira attorno ai 4000 € ad impianto.

## 4. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE SULLE FER

**P**rima di commentare le conclusioni dello studio si riporta il riepilogo delle assunzioni effettuate per la stima del potenziale energetico da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

FONTE	IPOTESI DI STIMA
IDROELETTRICO	Ipotesi di sviluppo non inferiore a 7 MW
EOLICO	Ipotesi di sviluppo non inferiore a 20 MW
BIOGAS	Ipotesi di raccolta dei liquami solo per aziende di elevate dimensioni (> 100 capi bovini - > 500 capi suini). Ipotesi di raccolta per il 75% delle aziende selezionate. Integrazione con un 25% di coltura dedicata. Ipotesi di utilizzo del 75% della pollina disponibile. Tutte le tipologie destinate completamente a cogenerazione
BIOMASSE	Ipotesi di utilizzo del 50% delle biomasse di origine agro-forestale disponibili. Di tale quota il 75% destinata a combustione diretta e la restante parte ad impianti di cogenerazione
SOLARE FOTOVOLTAICO	Ipotesi di sviluppo basata sul programma di incentivazione "Conto Energia" e da obblighi normativi (dlgs 311/06)
SOLARE TERMICO	Ipotesi di sviluppo basata sulla copertura del 50% del fabbisogno di ACS sul 75% delle nuove abitazioni mono e bifamiliari più copertura del 50% del fabbisogno di ACS sul 50% delle abitazioni esistenti mono e bifamiliari e sul 20% delle restanti abitazioni
POMPE DI CALORE GEOTERMICHE	Ipotesi di sviluppo basata sull'adozione di PdC geotermiche sul 15% delle nuove abitazioni mono e bifamiliari e sul 15% delle abitazioni esistenti di analoga tipologia

Tab.6: Ipotesi di stima

La tabella seguente sintetizza le stime di produzione di energia elettrica potenziale da FER.

Energia Elettrica Finale (MWh)	Attuale	2020	Totale al 2020	Quota % attuale	Nuova quota % al 2020
IDROELETTRICO	506.833	56.000	562.833	99,5%	61,8%
EOLICO		34.000	34.000	0,0%	3,7%
BIOGAS/BIOMASSE	126	183.750	183.876	0,0%	20,2%
FOTOVOLTAICO	2.459	103.950	106.409	0,5%	11,7%
<b>TOTALE</b>	<b>509.418</b>	<b>401.700</b>	<b>911.118</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tab.7: Energia elettrica potenziale da FER

Come si osserva, un **notevole incremento alla produzione di energia elettrica da FER è attribuibile al biogas** (da reflui zootecnici più pollina) **e biomassa** utilizzati in cogenerazione **e al fotovoltaico**. Non si ipotizzano significativi incrementi della quota idroelettrica mentre si stima la comparsa di una quota significativa di energia proveniente da fonte eolica.

Il grafico seguente riporta la stima della produzione di energia termica da FER.

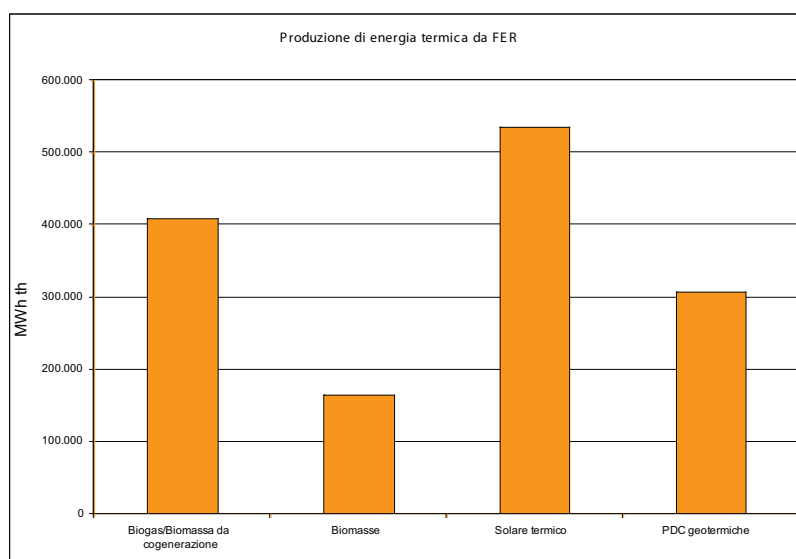


Fig.18: Produzione potenziale stimata di energia termica

Riprendendo quanto descritto nel capitolo 2, è opportuno valutare il contributo di tale produzione energetica rinnovabile, in funzione delle indicazioni definite dalla politica energetica comunitaria.

Per quanto riguarda il risparmio, tali indicazioni definiscono un livello di riduzione dei consumi al 2020 del 20% rispetto agli scenari di evoluzione nazionali, il che equivale a considerare al 2020 in provincia di Verona gli stessi consumi del 2006. Inoltre, sempre le indicazioni europee, auspicano, al 2020, un incremento della quota di energia finale (termica ed elettrica) da fonti rinnovabili fino ad una copertura che per l'Italia è pari complessivamente al 17%.

**Considerando quindi le indicazioni della Comunità Europea (stabilizzazione dei consumi al 2020 rispetto ai livelli attuali),** la copertura delle FER in provincia di Verona è sintetizzata nella seguente tabella. Si riporta inoltre la quota che sarebbe prevista nel caso non si seguano le indicazioni di risparmio comunitarie e cioè ipotizzando l'evoluzione definita dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Tipologia di FER	Stabilizzazione dei consumi	Evoluzione senza risparmio
Quota FER complessiva al 2020	8,8%	7,5%
Quota FER elettriche su consumo elettrico	15,1%	11,4%
Quota FER termiche su consumo termico	6,9%	6,1%

Tab.9: Quota coperta da FER

Come si osserva la **quota complessiva di copertura da FER**, nell'ipotesi di stabilizzazione dei consumi corrisponde a **poco meno del 9%, contro il 7,5% nel caso di semplice evoluzione**. Particolarmente significativo risulta l'incremento che conseguirebbe la quota di produzione di energia elettrica da FER. L'elevato fabbisogno della provincia di fonti energetiche per scopi finali termici (oltre il 70%) rende modesto il contributo e l'incremento della quota da FER per la produzione di calore. Come già accennato inoltre, **la provincia di Verona** ha subito, negli **ultimi decenni**, un **incremento dei consumi energetici superiore rispetto alla media nazionale**.

Questo potrebbe portare anche ad uno sforzo ulteriore per incrementare il potenziale di risparmio rispetto a quanto definito dalle politiche europee con il conseguente incremento della quota coperta da FER.