Appendice

NUCLEARE E BIOENERGIE: DUE ALTERNATIVE A CONFRONTO

Dr. Emanuele Vicentini, *Consulente Sportello Bioenergie Veneto Agricoltura* - 09 marzo 2010

Sempre di più capita di leggere notizie che riportano un rinnovato interesse sulla questione del nucleare. Addirittura alcuni quotidiani vi dedicano piu' articoli nel corso della settimana.

Il dibattito si è riacceso con la legge 99/2009, in cui lo Stato (art. 25) si attribuisce il ruolo di *"localizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonchè dei sistemi per il deposito definitivo dei materiali e rifiuti radioattivi".* Questa normativa, oltre a riaprire una discussione pubblica ormai decennale, ha portato anche ad uno scontro istituzionale tra Stato e Regioni in cui entrambe le parti hanno ragione e torto allo stesso tempo. Mentre il Veneto, Friuli e Lombardia, almeno inizialmente, non si sono mostrate restie a priori, alcune si sono proclamate "zona franca nucleare" (Puglia, Campania e Basilicata) mentre la maggior parte delle Regioni (11 in totale) ha fatto ricorso alla Corte Costituzionale; il Governo, dal canto suo, ha fatto ricorso, sempre alla Corte Costituzionale, contro le 3 Regioni formalmente nuclear-free[1].

Un recente articolo del Sole 24 Ore[2] riporta che nel mondo risultano attive 437 centrali, mentre in costruzione/progetto ne risultano essere circa 62. Il primato delle centrali nucleari già in funzione spetta agli Stati Uniti (104), seguiti dalla Francia (59), Giappone (54) e Russia (31); il primato delle centrali nucleari in fase di realizzazione spetta alla Cina (20), seguita dalla Russia (9), Corea del Sud (6) e India (5). Wikipedia riporta 442 centrali nucleari attive al 2006.

L'Italia bocciò l'adozione dell'energia nucleare nel referendum del 1987. Tale scelta, probabilmente sull'onda di quanto accaduto a Chernobyl nel 1986, non considerò che attorno ai confini italiani si trovano una quantità di centrali nucleari, molto più vicine di Chernobyl. L'effetto che ne deriva è duplice:

a) da un lato, la conseguenza economica del referendum è risultata in un maggior costo dell'energia elettrica;
b) dall'altro lato, pur non avendo centrali nucleari sul territorio italiano, i cittadini italiani subiranno i danni ambientali derivanti dall'eventuale avaria delle centrali nucleari dei Paesi vicini ai confini italiani.

In termini complessivi, con il senno di poi, si può ragionevolmente sostenere che la scelta italiana ha determinato un maggior costo energetico (per l'energia elettrica non nucleare) senza un effettivo beneficio ambientale o di sicurezza.

Le centrali nucleari: principi, tecnologie, dimensioni, costi e approvvigionamento dell'uranio, emissioni di CO_2 e consumi di acqua per il raffrescamento

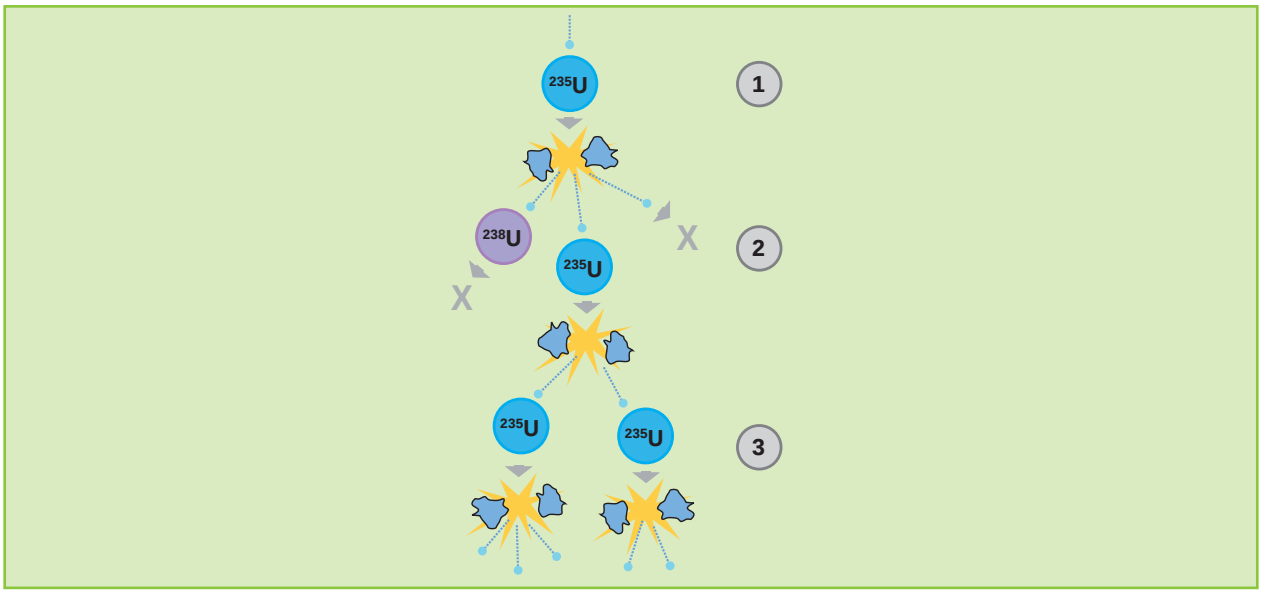
Il principio di funzionamento delle centrali nucleari è piuttosto banale: si pensi ad una caldaia che bolle producendo vapore (cioè il nocciolo in cui avviene la reazione nucleare) e questo vapore viene utilizzato per azionare delle turbine collegate ad un alternatore; successivamente il liquido viene raffreddato e il ciclo ricomincia. Varianti nelle centrali nucleari sono rappresentate dal tipo di fluido vettore impiegato, gas refrigerante (I generazione) o acqua (II generazione), se sono presenti

[1] Il Sole 24 Ore, edizione del 21/02/2010
[2] Edizione del 19/02/2010

sistemi di sicurezza attivi e passivi (III e III+ generazione), oppure dal tipo di combustibile impiegato, uranio arricchito (cioè ^{235}U in concentrazioni superiori al 3%) o uranio naturale (con concentrazioni di ^{235}U pari al 0,7%, come impiegato nelle centrali nucleari tipo CANDU).

Il processo principale su cui si basa la maggior parte delle centrali nucleari oggi attive (di II generazioe con uranio arricchito) è quello della *fissione*: ovvero l'isotopo 235 dell'uranio (^{235}U) viene investito di neutroni.

Graf. 1 - Schema di reazione di fissione nucleare



Fonte: Wikipedia

Cosa accade durante una reazione nucleare (graf. 1).

1) Un nucleo di uranio 235 viene "bombardato" da un neutrone e avviene la fissione che spezza il nucleo in due frammenti e libera tre neutroni e dell'energia.
2) Uno di questi neutroni è assorbito da un altro nucleo di uranio 238 ed è perso nel bilancio. Un secondo neutrone può "fuggire" dal sistema o essere assorbito da un elemento che non continua la reazione. Il terzo neutrone viene assorbito da un nucleo di uranio 235 che si spezza in due frammenti liberando due neutroni e dell'energia.
3) I due neutroni liberati si scontrano con due nuclei di uranio 235 e ogni nucleo libera da uno a tre neutroni che servono per continuare la reazione a catena.

Le centrali nucleari si distinguono in 4 tecnologie:

I generazione: la prima fu realizzata a Chicago nel 1942, alimentate con uranio arricchito e controllate con grafite;

II generazione: tecnologia adottata dal 1965 e che equipaggia la maggior parte delle centrali oggi funzionanti, garantendo il 17% della produzione elettrica mondiale. Le centrali nucleari di II generazione impiegano uranio arricchito;

II generazione +: si tratta delle centrali che attualmente sono in corso di realizzazione;

III generazione: si tratta di centrali tipo EPR (francese) o Ap1000 (Westinghouse-Toshiba);

IV generazione: si tratta di tecnologie per ora solo sulla carta.

Le centrali nucleari oggi in funzione nel mondo e in fase di costruzione hanno una potenza che varia da 600 a 1600 MW. Tra le 4 centrali che in Italia sono state attive, una aveva potenza di 860 MW (Caorso – PC – entrata in funzione nel 1981 e arrestata nel 1990), mentre le altre 3, entrate in funzione tra il 1964 e 1965, avevano potenza attorno 150-260 MW (Latina, Sessa Aurunca (CE) e Trino (VC))

Ipotizzando una centrale da 1000 MW, se ne può stimare un costo economico di installazione

compreso tra i 3.000 e 4.500 euro/kW con un tempo fisico di realizzazione di circa 50 mesi[3], senza considerare i costi autorizzativi, di smaltimento delle scorie e le esternalità ambientali negative; si può stimare che tali costi addizionali possano portare il costo per kW installato a oltre 6.000 euro/kW, una cifra del tutto elevata se si considera che:

a) l'eolico ha un costo di circa 2.000 euro/Kw di potenza installata
b) il fotovoltaico ha un costo di circa 3.000-4.500 euro/kW di potenza installato
c) le centrali ad olio vegetale hanno un costo che si aggira sui 1.000-1.500 euro/kW
d) le centrali a biogas e quelle a gas da legna hanno un costo che si aggira sui 3.500-4.500 euro/kW di potenza installata

Una centrale nucleare ha una vita attesa di 25-30 anni, potendo arrivare a circa 60 anni con la sostituzione di alcune componenti chiave. Il problema delle centrali nucleari funzionanti ad uranio arricchito è dato dalle scorie, costituite anche dall'isotopo 239 del plutonio (^{239}Pu) con un tempo di decadimento radioattivo di ben 24.000 anni. Considerando che le centrali che funzionano con uranio naturale (reattori tipo CANDU) possono utilizzare anche gli scarti delle centrali ad uranio arricchito (e non solo) e producono come sottoprodotto il trizio (isotopo dell'idrogeno), che e' un debole radionuclide con un tempo di dimezzamento di 12,33 anni, tale tecnologia potrebbe essere presa in considerazione come alternativa (pur essendo di II generazione) in quanto:

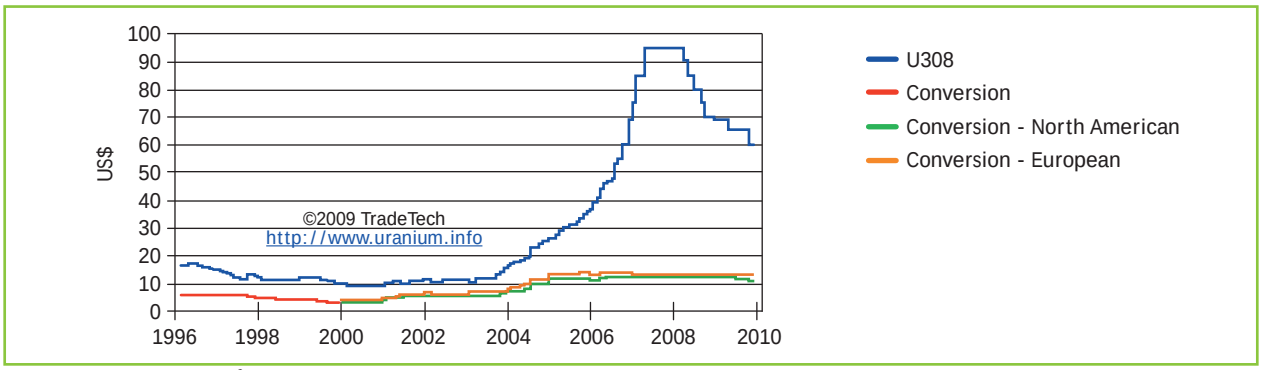
a) si basa su combustibili di scarto della maggior parte delle centrali nucleari del mondo;
b) produce scorie con un tempo di dimezzamento pari a 1/2000 rispetto il plutonio.

La maggior parte delle centrali nucleari oggi attive funzionano con uranio arricchito. Le motivazioni sono molteplici, ma probabilmente il maggior driver che ha diffuso tali centrali deriva dal fatto che l'offerta di uranio è stata, fino a 3-5 anni fa, superiore alla domanda a partire dall'inizio degli anni '80. Tale situazione è stata determinata da diversi fattori:

a) accordo tra USA e Russia al termine della Guerra Fredda, in cui l'uranio ad uso militare è stato riconvertito all'uso civile;
b) saturazione delle scorte militari di uranio;
c) blocco mondiale nella realizzazione di nuove centrali nucleari a causa della catastrofe di Chernobil.

A causa dei fattori sopra elencati l'uranio purificato (il prodotto di base per l'arricchimento sottoforma di ossidi U_3O_8) ha raggiunto dei prezzi di circa 27,5 US$/kg nel 1990 scendendo a 15 US$/kg nel 2001[4] (graf. 2); in tal modo il costo del combustibile rappresentava solo il 5-7% del costo di produzione elettrica. Conseguentemente all'entrata in funzione di nuove centrali nucleari (28 dal 2001), dell'entrata in esercizio di altre 168 centrali (stime AIEA) entro il 2020, allo sviluppo poderoso dei paesi più arretrati, il costo dell'uranio purificato è salito a circa 300 US$/kg nel 2007; attualmente il prezzo dell'uranio purificato è di circa 92 US$/kg[5].

Graf. 2 - Andamento quotazioni dell'uranio purificato (US$/pound)



Fonte: www.uranio.info

[3] http://titano.sede.enea.it/Stampa/skin2col.php?page=eneaperdettagliofigli&id=127
[4] http://it.wikipedia.org/wiki/Uranio
[5] http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx

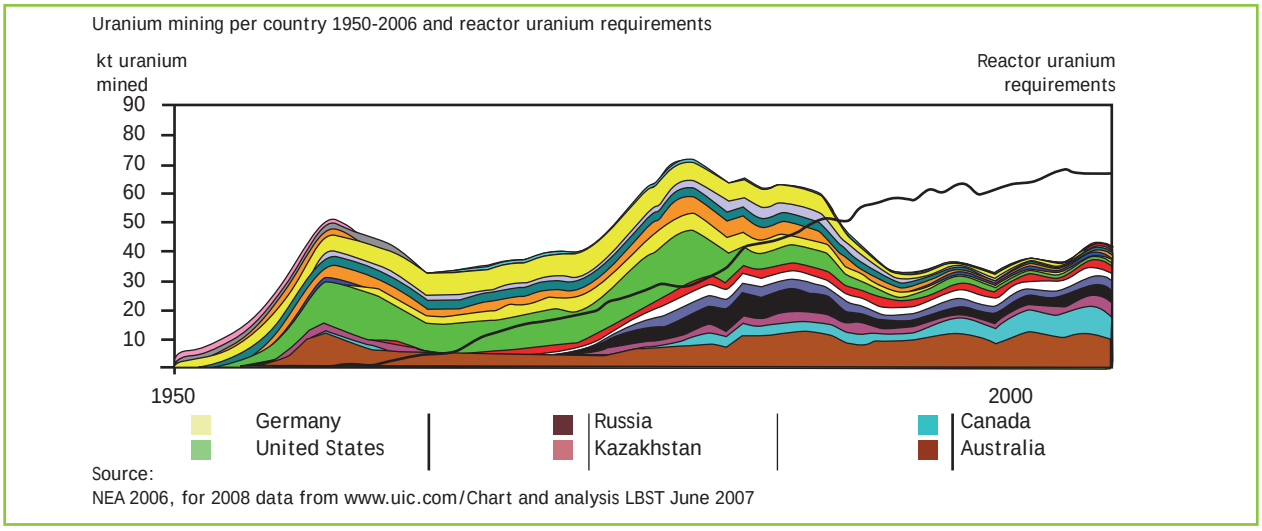
Per il prossimo futuro, in particolare dal 2013, e' facile prevedere delle turbolenze di prezzo per l'uranio in quanto:

a) nel 2007, senza significativi aumenti della domanda da centrali, il prezzo ha iniziato ad aumentare esponenzialmente;
b) a partire dalla fine degli anni '90 l'estrazione annua di uranio è inferiore alla domanda (graf. 3), che finora è stata compensata dagli stock di armi russe. Quando dal 2013 termineranno gli accordi USA-Russia, che quest'ultimi non sembrano avere intenzione di rinnovare, verosimilmente questo determinerà ulteriori tensioni sul mercato internazionale.

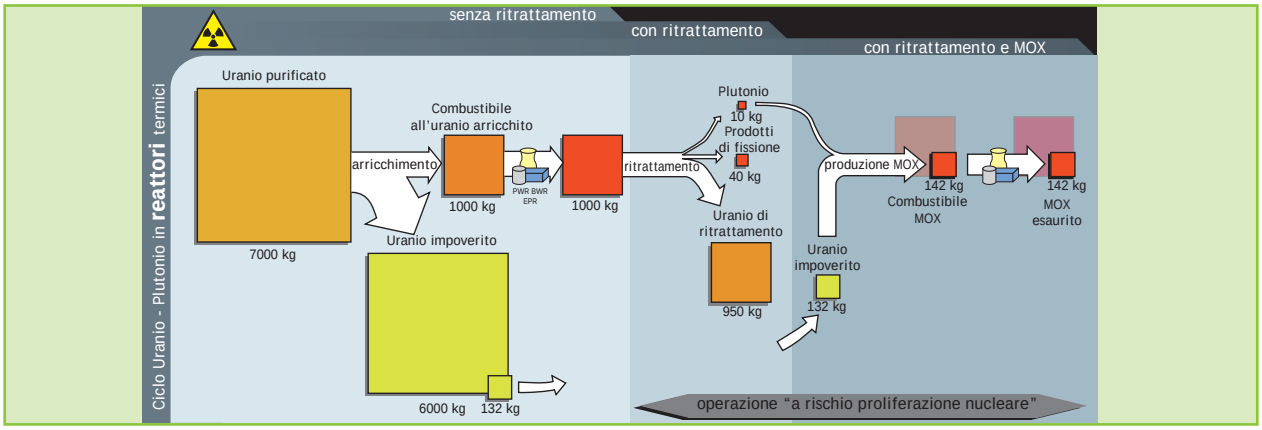
Una centrale nucleare da 1000 MW consuma circa 30 ton di uranio arricchito all'anno. A fronte di un consumo modesto di uranio arricchito per centrale (30 ton corrispondono circa al peso netto trasportabile con un autoarticolato), occorre processare un'elevata quantità di uranio purificato (circa 200 ton/anno) ovvero ottenere uranio tramite[6] (graf. 4):

a) 6.000.000 ton di rocce uranifere
b) aggiungere 1.000.000 ton di acqua
c) aggiungere 16.000 ton di acido solforico
d) energia elettrica

Graf. 3 - Offerta di uranio estratto e domanda di uranio da parte dei reattori



Graf. 4 - Il processo di arricchimento dell'uranio

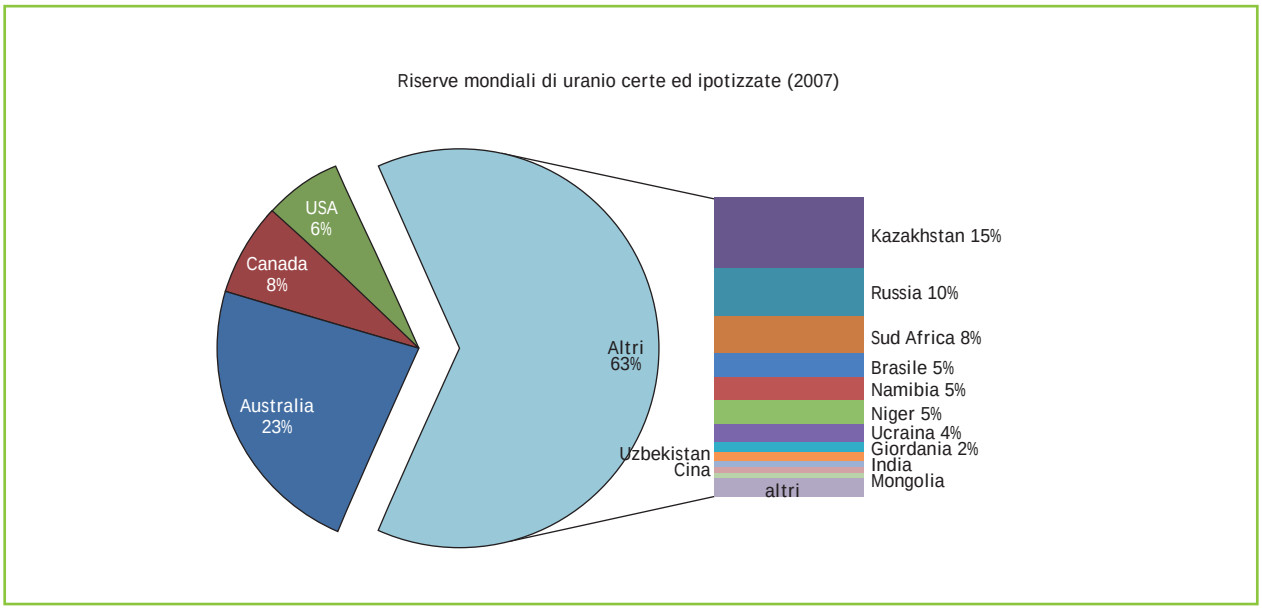


Fonte: Wikipedia

[6] http://qualenergia.it/UserFiles/Files/nucleare_zabot_qualenergia.pdf

Circa 2/3 dell'uranio viene estratto in sole 6 nazioni, soprattutto Australia, Kazakhstan e Russia. Gli Stati Membri dell'UE non risultano avere riserve significative e quindi si può affermare con tranquillità che l'uranio (e quindi l'energia nucleare) non è la soluzione per ridurre la dipendenza energetica europea e dell'Italia, come anche non si può affermare che l'alternativa nucleare possa quindi garantire l'approvvigionamento energetico a basso costo in quanto soggetto alle turbolenze socio-politche internazionali (vedi graf. 5).

Graf. 5 - Distribuzione georafica delle riserve di uranio



Fonte: http://www.world-nuclear.org/info/inf75.html

Con un consumo annuo di circa 65.000 ton di uranio purificato e riserve conosciute di circa 5,5 milioni di t, si stima che l'uranio disponibile permetterà di alimentare la potenza nucleare installata nel 2007 per altri 84 anni. Tale previsione si riduce se si considera che:

a) entro il 2020 le centrali nucleari attive aumenteranno, secondo le stime AIEA, del 38%;
b) quando il livello medio di uranio ^{235}U nelle roccie scenderà mediamente al di sotto di 0,02%, occorrerà più energia per l'arricchimento dell'uranio rispetto all'energia ottenuta. Assumendo il consumo annuo registrato nel 2006, il punto di pareggio energetico si raggiungerebbe tra il 2056 e il 2066[7].

Per le considerazioni sopra esposte, molto probabilmente tali date verranno anticipate di 15 anni (2041-2051), impedendo ai nuovi impianti nucleari (entrati in funzione nel 2020) di ripagarsi in modo conveniente.

Il consumo annuo mondiale è in realtà soddisfatto solo per il 70% circa dalla estrazione annua di uranio, in quanto il restante 30% proviene dalle armi nucleari russe dismesse dopo la caduta del muro di Berlino[8]. (tab. 1)

[7] www.oxfordresearchgroup.org.uk Secure Energy: Options for a Safer World (2006)
[8] http://energy-watch-group.info/fileadmin/global/pdf/EWG_Uraniumprices_Background_4-2007.pdf

Tab. 1 - Distribuzione estrazione annua di uranio per paese

Country	2002	2003	2004	2005	2006
Canada	11.604	10.457	11.597	11.628	9.862
Australia	6.854	7.572	8.982	9.516	7.593
Kazakhstan	2.800	3.300	3.719	4.357	5.279
Niger	3.075	3.143	3.282	3.093	3.434
Russia (est.)	2.900	3.150	3.200	3.431	3.400
Namibia	2.333	2.036	3.038	3.147	3.077
Uzbekistan	1.860	1.598	2.016	2.300	2.270
USA	919	779	878	1.039	1.692
Ukraine (est.)	800	800	800	800	800
China (est.)	730	750	750	750	750
South Africa	824	758	755	674	534
Czech Republic	465	452	412	408	359
India (est.)	230	230	230	230	230
Brazil	270	310	300	110	190
Romania (est.)	90	90	90	90	90
Germany	212	150	150	77	50
Pakistan (est.)	38	45	45	45	45
France	20	2	7	7	0
World	36.063	35.613	40.251	41.702	39.655
in tonnes U_3O_8	42.529	41.998	47.468	49.179	46.765

Fonte: Energy Watch Group (2007)

Assumendo che da 1 kg di uranio arricchito si ottengano 360.000 kWh, ovvero circa 40.000 kWh per kg di uranio purificato, si può stimare che il costo del solo combustibile ammonti, a gennaio 2010, a 0,0071 US$/kWh. (tab. 2)

Tab. 2 - Costo del combustibile nucleare a gennaio 2010

Uranium:	8,9 kg U_3O_8 x $115.50	US$ 1028	40,2%
Conversion:	7,5 kg U x $12	US$ 90	3,5%
Enrichment:	7,3 SWU x $164	US$ 1197	46,8%
Fuel fabrication:	per kg of enriched U	US$ 240	9,4%
Total, approx:	per kg	US$ 2555	100%
Electricity produced	Per kg of enriched U	kWh 360.000	
Fuel costs	US$/kWh	0,0071	

Fonte: http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html

Una analisi di sensitività dell'incidenza del combustibile nucleare (espresso in cEuro/kWh) al variare del costo dell'uranio è riportato in tab. 3: considerando che in Europa si registra un costo di produzione (per la Repubblica Ceca nel 2009), elettrica da nucleare pari a 4,8 cEuro/kWh (tab. 4), escluse le spese del combustibile e della CO_2, si può stimare un costo complessivo di generazione elettrica nucleare attualmente pari a circa 5,29 eurocents/kWh (= 4,8 + 0,49).

Tab. 3 - Incidenza del costo del combustibile al variare del costo dell'uranio

Uranium price [USD/lb U_3O_8]	50	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1,000
Share in power generation costs [eurocent/kWh]	0,24	0,49	0,98	1,47	1,95	2,45	2,93	3,42	3,90	4,40	4,88

Fonte: http://energy-watch-group.info

Tab. 4 - Confronto dei costi di produzione dell'e.e. da diversi combustibili per la Repubblica Ceca – 2009 (eurocents/kWh)

	capital	fixed costs	fuel costs	CO_2 emissions	TOTAL
Nuclear	3,8	1,0	1,2	0	6,0
Hard coal, supercritical	2,1	0,6	2,0	2,6	7,3
Hard coal + CCS	4,4	1,0	2,4	0	7,8
IGCC	2,5	0,6	2,0	2,6	7,2,
IGCC + CCS	3,7	0,9	2,3	0	6,9
CCGT	1,0	0,3	4,2	1,4	6,9

Fonte: http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html

Nel bilancio di tab. 4 non vengono considerati i costi in termini di CO_2 relativi alla produzione nucleare. Infatti è opinione diffusa che l'energia elettrica nucleare non emetta CO_2: se questo è vero nel processo di centrale, non si puo' dire altrettanto in un bilancio complessivo delle emissioni a partire dalla produzione del combustibile. In particolare uno studio inglese[9] riporta che le tecnologie nucleari per la produzione elettrica emettono 84÷122 g CO_2/kWh così composti :

a) 56 g CO_2/kWh per l'arricchimento di uranio a partire dal 0,15% di concentrazione nella roccia naturale
b) 11,5 g CO_2/kWh per la costruzione della centrale nucleare
c) 28÷66 g CO_2/kWh per lo smantellamento della centrale nucleare

La stessa fonte, con lo stesso metodo, confronta i livelli di emissione con altre fonti energetiche (vedi tab. 5): interessante notare che diversi autori trascurano le emissioni da nucleare nell'analisi LCA. In estrema sintesi le emissioni da nucleare sono intermedie tra quelle fossili e quelle da fonte rinnovabile.

Tab. 5 - Confronto delle emissioni di CO_2 nel ciclo di vita di centrali alimentate con diversi combustibili

Technology (2005-2020)	gCO_2/kWh
Coal	755
Natural Gas	385
Biomass	29 - 62
Wind	11 - 37
Nuclear (OECD)	11 - 22
Nuclear (Storm and Smith)	84 - 122
Nuclear (USA, Uni of Syndey)	10 - 130
Nuclear (Extrern-E UK)[42] *	11,5

Fonte: http://www.stormsmith.nl/publications/secureenergy.pdf

Il bilancio complessivo dei costi di produzione di energia elettrica nucleare viene riportato da diverse fonti e in diverse annate. Tuttavia si nota come in un studio della UE del 2007 riporta che il costo dell'energia elettrica nucleare sia comparabile all'e.e. ottenuta dal carbone o dal gas (tab. 6)

Tab. 6 - Costo della produzione elettrica secondo diverse fonti (US cents/kWh)

	MIT 2003	France 2003	UK 2004	Chicago 2004	Canada 2004	EU 2007
Nuclear	4,2	3,7	4,6	4,2 - 4,6	5,0	5,4 - 7,4
Coal	4,2		5,2	3,5 - 4,1	4,5	4,7 - 6,1
Gas	5,8	5,8 - 10,1	5,9 - 9,8	5,5 - 7,0	7,2	4,6 - 6,1
Wind onshore			7,4			4,7 - 14,8
Wind offshore			11,0			8,2 - 20,2

First 5 gas row figures corrected for Jan 2007 US gas prices of $6.5 GJ (second figure for France & UK columns is using EU price of $12.15/GJ). Chicago nuclear figures corrected to $2000/kW capital cost. Canada nuclear shows figures for ACR, not Candu. Currency conversion at June 2007. Fonte: http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html

[9] http://www.stormsmith.nl/publications/secureenergy.pdf

Sempre alla voce consumi inerenti le centrali nucleari, occorre considerare che ciascuna centrale ha bisogno di enormi volumi d'acqua per il raffreddamento, che qualora non fossero adeguatamente forniti porterebbero alla riduzione della già modesta efficienza elettrica (circa 30%). Ad esempio in Francia circa il 59% dei prelievi di acqua è costituito dal fabbisogno di raffreddamento delle centrali nucleari.

Il raffreddamento delle centrali nucleari può avvenire:

a) attraverso acqua di fiume, che deve essere restituita solitamente a non più di 30 °C e in estate comporta una riduzione della capacità di produzione;
b) attraverso torri evaporative che fanno evaporare l'acqua in atmosfera;
c) attraverso dissipatori di calore ad aria. È la soluzione più costosa, ma quella più ecologica. Tale tecnologia non è utilizzabile laddove la temperatura estiva arriva a 35-40 °C per le perdite di efficienza che ne conseguono.

In base al tipo di tecnologia adottata, per il raffreddamento di una centrale nucleare da 1000 MW occorrono:

a) 56 mc/s di acqua dolce con raffreddamento diretto;
b) 2 mc/s di acqua dolce con torri evaporative.

Considerando che il fiume Po ha una portata estiva di 160-250 mc/s, questo significa che una centrale nucleare a raffreddamento diretto avrebbe un impatto rilevante, mentre una centrale con torri evaporative sarebbe certamente meno impattante nell'uso dell'acqua.

Una delle alternative al nucleare: le fonti rinnovabili e, in particolare, le bioenergie

Si è visto che l'autorizzazione, la costruzione e la messa in servizio di una centrale elettrica nucleare può richiedere circa 10 anni, senza considerarne lo smantellamento. Ipotizzando che in Italia vengano realizzate 4 centrali, si può concludere che la potenza installata ammonterà a circa 4000-6000 MW nell'arco di 10 anni.

Si consideri che le fonti rinnovabili in Italia, tra il 2007 e il 2008, sono aumentate di:

a) 1550 MW in potenza;
b) 10.265 GWh in producibilità (cioè energia elettrica prodotta annualmente).

La potenza ottenuta dalle fonte rinnovabili si produce, soprattutto se basata sulla biomassa, per oltre 6000 ore/anno, periodi di lavoro comparabili a quelli raggiungibili con il nucleare.

Considerando che, in valore assoluto, tali valori sono da ritenersi contenuti e cautelativi, 10 anni di sviluppo di fonti rinnovabili possono portare allo sviluppo di almeno 15 MW sul territorio italiano, pari a circa 3 volte la potenza e la produzione che si potrebbe ottenere realizzando 4 centrali nucleari. I vantaggi sarebbero:

a) il combustibile verrebbe prodotto anche in loco e non solo altrove nel mondo, con vantaggi in termini di sicurezza energetica, indipendenza e minori emissioni di CO_2;
b) si creerebbero posti di lavoro diffusi nel territorio, sia per la produzione del carburante rinnovabile, sia per la sua raffinazione, sia per la generazione distribuita.

Il bilancio elettrico del Veneto, secondo i dati forniti da Terna, nel 2008 prevedeva un deficit di circa 17,27 TWh, che vengono quindi importati da altre regioni e che sarebbero ottenibili con una o più centrali aventi una potenza complessiva di circa 2.650 MW.[10]

È possibile stimare la capacità produttiva di energia elettrica ottenibile da biomasse nella Regione Veneto:

a) dal biogas, secondo i dati raccolti nel *"Progetto Biogas – Mappatura Regionale della biomassa e degli impianti biogas"*. In particolare si stima sia possibile installare:
   1) circa 125 MW di potenza installabile[11] ottenibile da reflui zootecnici (106 MW circa), scarti e

[10] Nell'ipotesi di lavoro pari a 6500 h/anno.
[11] Ipotizzando un monte annuo di 6500 ore di lavoro per kW di potenza installata e un consumo specifico di 0,454 m^3/kWh.

sottoprodotti (12,5 MW) e FORSU (circa 6 MW). Questa potenza viene confermata all'incirca dal report Enea RSE/2009/201 che con gli stessi parametri di conversione riporta un potenziale di circa 49 MW ottenibile da deiezioni zootecniche bovine (per allevamenti di consistenza superiore a 50 capi), suine (per allevamenti di consistenza superiore a 500 capi) e scarti di macellazione (che sono una parte della voce scarti e sottoprodotti riportata in precedenza;

2) circa 474 MW di potenza installabile ottenibile da produzione agricola dedicata. In questo caso si tratta di colture che, seppur non destinate direttamente alla produzione alimentare (pag. 9 del "Progetto Biogas"), sono dedicate alla produzione zootecnica e quindi indirettamente al settore "food". Si tratta di capire quanta della superficie regionale dedicata al food/feed verrà convertita all'uso bioenergetico, ma si può ipotizzare che una quota parte sarà comunque soggetta a switch.

b) legnose. Secondo i dati riportati da Pettenella (2009) in Veneto possono essere avviate annualmente circa 134.000 t di sostanza fresca all'impiego energetico, in parte derivanti dalle foreste venete (oltre 104.000 t di sostanza fresca) e in parte derivanti dall'attività fuori foresta. Secondo il dott. Mezzalira tali dati sono estremamente cautelativi, che secondo indagini svolte in passato porterebbero la disponibilità di biomassa legnosa a oltre 1.500.000 t di sostanza fresca annua. Applicando gli opportuni coefficienti di trasformazione[12], è possibile stimare una potenza installabile con le biomasse legnose ottenute in Veneto pari a circa 9,7 MW (secondo le stime di biomassa disponibile indicate da Pettenella) o un ordine di grandezza superiore (secondo stime interne a Veneto Agricoltura).

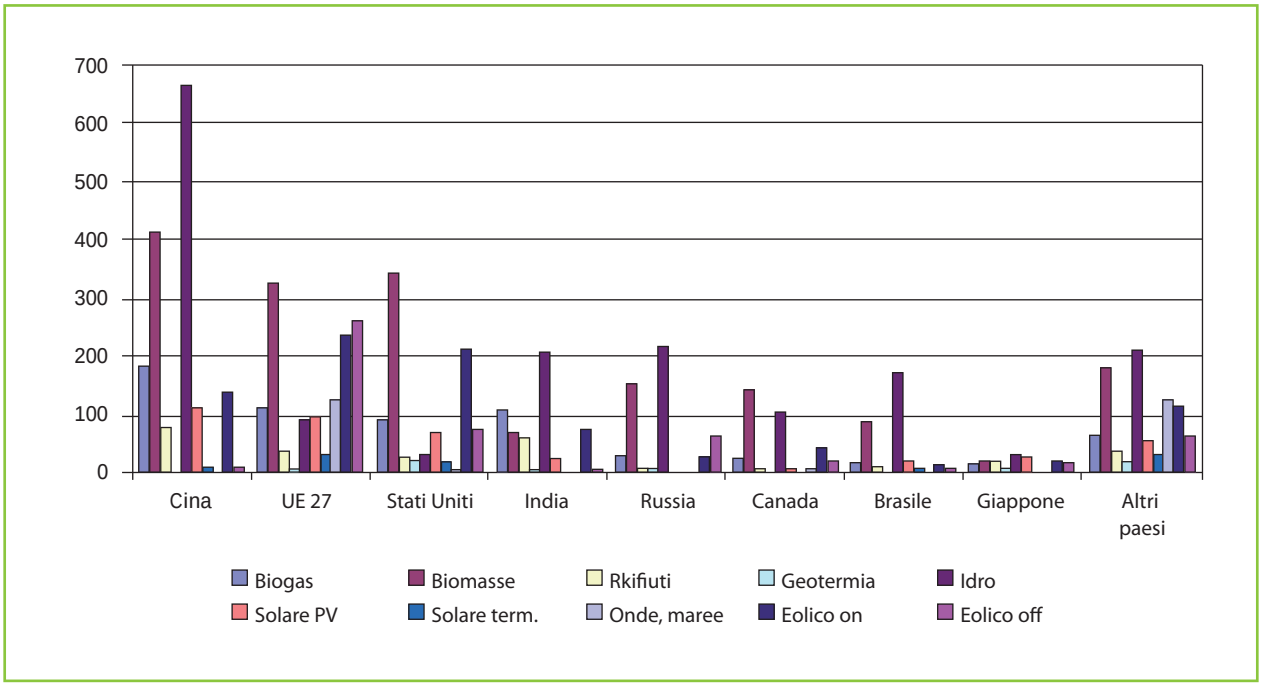
c) oleifere. In Veneto nel 2009 sono stati coltivati circa 71.427 ha con coltura oleaginose (94,5% soia, 2,7% colza e restante girasole), con una capacità di produzione di olio stimata di circa 52.925 t[13]. Non si sa ancora la ripartizione degli usi food/feed e fuel, dati in fase di elaborazione all'Agea e Avepa. Per quanto riguarda il 2008, su un totale regionale di 56.404 ha investiti a colture oleaginose, circa 6.785 ha sono stati dichiaratamente destinati all'uso energetico, per una quota pari al 12%. Se ne deduce che l'olio effettivamente inviato all'uso energetico nel 2008 è ammontato a circa 5.000 t. Applicando gli opportuni coefficienti di trasformazione[14], se ne ricava che con la produzione di oli veneti si riesce potenzialmente ad alimentare (riferimento 2009) 34,6 MW di centrali ad olio vegetale; nella realtà solo quota parte dell'olio vegetale viene destinato all'uso energetico e, ipotizzando che venga impiegato per la sola produzione elettrica e non per biodiesel, secondo i dati AVEPA (2008) l'olio a effettivo uso energetico prodotto nel Veneto ha permesso di alimentate solo 3,27 MW.

Riassumendo, in Veneto esiste, con le attuali tecnologie, una capacità produttiva elettrica da biomasse compresa tra 138 MW (scenario cautelativo) e 746 MW (scenario con conversione dei terreni da food/feed a fuel). Nell'ipotesi che il Veneto produca l'energia solo da biomassa ottenuta entro i confini regionali, la potenza che potrebbe essere installata sarà intermedia tra 138 e 746 MW; considerando però che il Veneto appartiene all'Italia, all'Unione Europea, comodo ai Paesi dell'Est Europa e che gli incentivi per biomasse solide e biogas non sono legati alla provenienza del materiale (UE-extra UE), è ragionevole supporre che i consumi degli impianti a biomassa che verranno installati in Veneto eccederanno la capacità produttiva di biomassa prodotta dal territorio regionale.

A titolo di confronto si riportano due grafici elaborati nel 2009 dallo IEFE-Bocconi, in cui si riporta che sia per l'Europa che per l'Italia la voce biogas-biomasse-rifiuti rappresenta il maggior potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili fino al 2020.

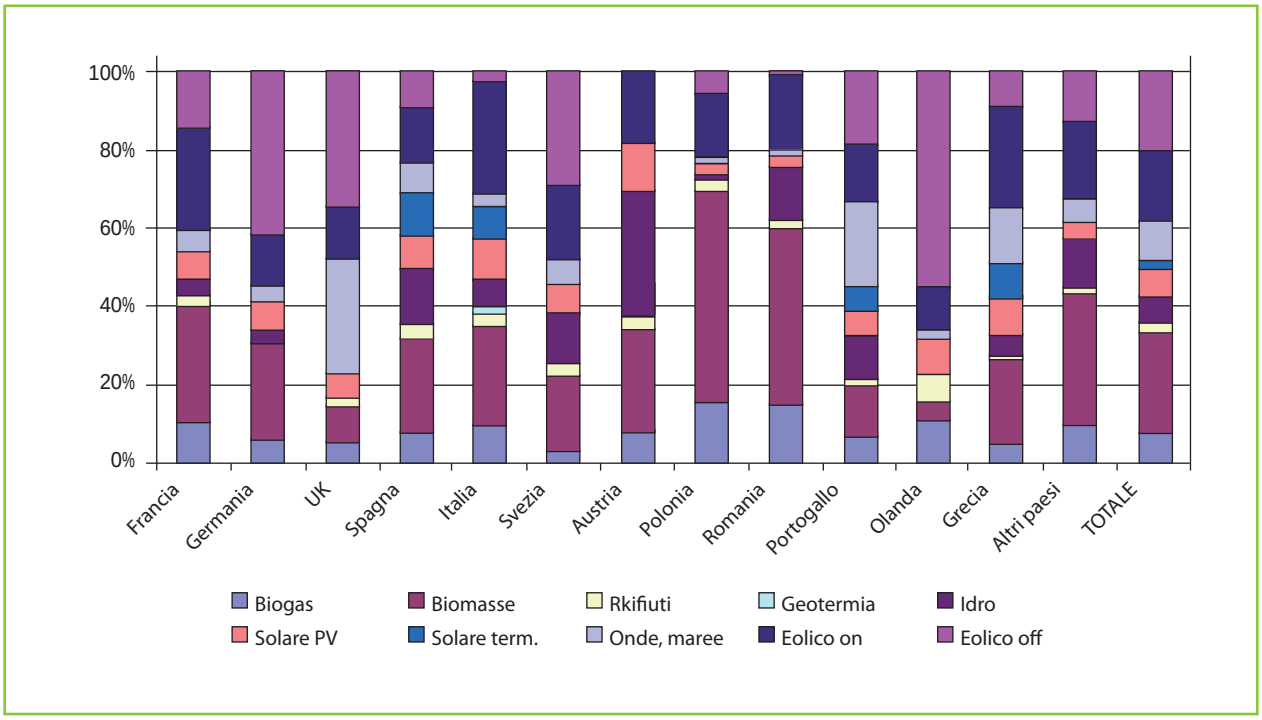
[12] I coefficienti nel caso della produzione elettrica a partire dal gas di legna sono che: umidità di partenza 50% e umidità pre-gassificatore al 15%, 1,25 kg cippato/kWh elettrico, centrale attiva per 6500 ore/anno.
[13] Stimando una produzione di 0,77 t olio/ha.
[14] 6500 ore/anno di attività della centrale e 0,235 kg/kWh di consumo specifico.

Graf. 6 - Potenziali addizionali realizzabili nel medio termine (TWh)



Fonte: IEFE su dati IEA.

Graf. 7 - Potenziali addizionali nei paesi dell'UE al 2020



Fonte: IEFE su dati IEA.

Le domande che possono sorgere in seguito alle potenzialità di autoproduzione energetica rinnovabile del Veneto sono le seguenti:
a) quanto del potenziale di biomassa veneta viene oggi realmente destinato alla produzione elettrica?
b) quali sono i risvolti in termini occupazionali?

Per rispondere alla prima domanda, si fa riferimento agli impianti che in Veneto risultano, al 30 giugno 2009, accreditati presso il gestore dei servizi elettrici (GSE):

a) risultano in esercizio circa 60 MW di potenza da biomasse, così ripartiti: 29,99 MW a biogas, 12,60 MW da bioliquidi (principalmente olio vegetale), 17,74 MW da biomasse solide;
b) risultano a progetto circa 306 MW di potenza da biomasse, così ripartiti: 21,53 MW a biogas, 231,39 MW da bioliquidi e 53,44 MW da biomasse solide.

Se ne conclude quindi che

1) il biogas è la bioenergia ad oggi più sviluppata nel Veneto;
2) molte aspettative sono riposte negli impianti che prevedono l'impiego biomassa meno disponibile sul territorio regionale (olio vegetale), mentre la diffusione del biogas sarà ancora al di sotto delle proprie potenzialità.

È possibile eseguire una prima stima dell'indotto creato dagli impianti in esercizio[15]: finora gli investitori veneti hanno speso circa oltre 200 milioni di €, creando un volume di affari annuo compreso tra i 70 e i 100 milioni di euro.

Per quanto concerne i risvolti occupazionali, bisogna considerare che il settore delle bioenergie, è tra quelli, che a livello mondiale, permette di creare il maggior numero di posti lavoro (vedi tab. 7).

Tab. 7 - Occupati nel settore delle energie rinnovabili nel 2006

Eolico	Mondo	Paesi leader	
	300.000	Germania	82.100
		USA	36.800
		Spagna	35.000
		Cina	22.200
		Danimarca	21.000
		India	10.000
Solare PV	**Mondo**	**Paesi leader**	
	170.000	Cina	55.000
		Germania	35.000
		Spagna	26.400
		USA	15.700
Solare termico	**Mondo**	**Paesi leader**	
	650.000	Cina	600.000
		Germania	13.300
		Spagna	9.100
		USA	1.900
Biomasse	**Mondo**	**Paesi leader**	
	1.174.000	Brasile (calore e trasporti)	500.000
		USA	312.200
		Cina	266.000
		Germania	95.400
		Spagna	10.350
Idroelettrico	**Mondo**	**Paesi leader**	
	40.000	Europa	20.000
		USA	19.000
Geotermia	**Mondo**	**Paesi leader**	
	30.000	USA	21.000
		Germania	4.000

Fonte: United Nations Environment Programme 2008.

[15] Ipotizzando un costo di investimento pari 4000 €/kW_p per il biogas e biomasse solide e 1500 €/kW_p per gli impianti a bioliquidi.

Si prevede che per il 2010 in Italia (Fonte IEFE-Bocconi), gli occupati nel settore delle rinnovabili siano pari a circa 170.000 lavoratori, di cui circa 100.000 (quasi il 59%) nel settore delle bioenergie (biogas, biomasse e RSU); per il 2020 gli occupati nel settore delle rinnovabili sono stimati arrivare a 250.000 unità.

Il Gestore dei Mercati Elettrici (GME) riporta valori più contenuti in termini occupazionali per l'Italia: Nomisma Energia stima, al 2008, circa 20.800 occupati diretti e dell'indotto nelle nuove rinnovabili (escludendo quindi il grande idroelettrico), di cui 8.233 nel settore biomasse e rifiuti (vedi tab. 8)

Tab. 8 - Occupazione diretta e indotto dei principali comparti delle nuove rinnovabili per produzione di energia elettrica in Italia (numero di addetti)

	Eolico	Fotovoltaico	Biomasse e rifiuti	Totale
2002	886	200	4.281	5.367
2003	1.109	221	5.166	6.496
2004	3.174	226	5.988	9.388
2005	5.076	368	5.065	10.509
2006	6.210	758	5.646	12.614
2007	7.076	1.598	6.452	15.126
2008	10.397	2.229	8.233	20.841

Fonte: Nomisma Energia.

Trovare numeri concordi sui riflessi occupazionali dello sviluppo delle fonti rinnovabili e confrontarle con il nucleare richiede un lavoro dedicato, ma diverse fonti sembrano concordare sui seguenti principi:

a) il nucleare prevede la creazione di minori posti di lavoro rispetto le fonti rinnovabili;
b) tra le fonti rinnovabili, il settore delle bioenergia è quello che richiede il maggior sviluppo occupazionale in quanto, oltre a creare posti di lavoro diretti e per l'indotto, richiede anche lavoro per la preparazione dei combustibili (non richiesto dall'eolico, dal solare e dall'idroelettrico).

Conclusioni

La scelta dell'energia elettrica nucleare è basata sull'assunto della disponibilità di combustibile a basso costo che, come dimostrato nel primo paragrafo, non sarà probabilmente più tale a partire dal 2013; inoltre il basso costo del combustibile finora ha risentito dello smantellamento delle armi nucleari conseguente alla fine della Guerra Fredda e alla caduta del Muro di Berlino.

Oltretutto la produzione elettrica da nucleare comporta un aumento di produzione non significativo rispetto la potenza installata in Italia: si tratta di 4-6 GW di potenza elettrica da nucleare su circa 100 GW di potenza installata a fine 2008 sul territorio nazionale, che rappresentano un incremento di pochi punti % di potenza addizionale. Alcune fonti poi riportano che l'analisi LCA della produzione elettrica da nucleare colloca tale tecnologia ad un livello di emissioni intermedie tra le fonti fossili e quelle rinnovabili, biomasse comprese.

Dal punto di vista energetico la tecnologia nucleare presenta dei rendimenti attorno al 30-33%. Dal punto di vista della sicurezza energetica, il nucleare non permette alcun tipo di riduzione e tantomeno di ridurre la dipendenza energetica: infatti i giacimenti di uranio si trovano in parti del mondo diverse dall'UE27.

Infine un aspetto rilevante da considerare nell'ubicazione di centrali nucleari, spesso non menzionato, è l'approvvigionamento di acqua dolce per il raffreddamento: in una prospettiva di progressivo surriscaldamento ambientale e riduzione dell'acqua disponibile, l'installazione di una centrale nucleare non può che aggravare il depauperamento della risorsa idrica.

La scelta delle fonti rinnovabili e in particolare delle bioenergie permette uno sviluppo collegato al settore primario, dal quale dipende l'approvvigionamento di biomassa. La produzione del bio-

combustibile in prossimità delle centrali certamente consente di alleviare la dipendenza energetica e aumentare la sicurezza negli approvvigionamenti. Inoltre lo sviluppo delle bioenergie consente di mantenere in loco il valore economico speso in esse senza destinarlo ad altre parti del mondo. Una stima basata sulla disponibilità di biomassa producibile in Veneto permetterebbe di installare una capacità produttiva elettrica nel range 138-746 MW, una potenza del tutto comparabile a quella ottenibile da una centrale elettrica nucleare "tipica". I dati ad oggi disponibili dal GSE dimostrano che tale potenza verrà probabilmente superata, in quanto a giugno 2009 risultavano già attivi 60 MW di potenza da biomassa, mentre erano "a progetto" ben 306 MW di potenza. Questo fa dedurre che quota parte del biocombustibile utilizzato nelle centrali elettriche a biomassa avrà provenienza extra-regionale, extra-nazionale o extra-UE. Questa constatazione può rendere interessante, e favorevole al Veneto, lo sviluppo di programmi internazionali in cui si abbina il meccanismo CDM con l'approvvigionamento delle biomasse con cui alimentare quota parte delle centrali a fonte rinnovabile in Veneto. Il vantaggio derivante dalla generazione distribuita basata sulle bioenergie, solitamente dell'ordine di qualche MW anzichè GW, è di aumentare la probabilità di conseguire un livello di rendimento energetico superiore al 40%, potendo collocare il calore prodotto in prossimità delle utenze termiche e riuscendo così a risparmiare combustibile fossile. Le bioenergie, se ben indirizzate dal punto di vista politico, permettono di essere neutrali dal punto di vista delle emissioni se non addirittura favorire lo stock di carbonio atmosferico tramite certi orientamenti colturali. Infine sembra esserci un consenso comune che le fonti rinnovabili, in particolare le bioenergie, abbiano il primato nella capacità di creare nuovi sbocchi occupazionali.

Questo insieme di considerazioni permette quindi di concludere che la produzione elettrica nucleare in Veneto non è l'unica scelta per affrontare il deficit di energia che l'Italia, e questo vale anche per il Veneto. Inoltre con lo sviluppo delle bioenergie è possibile conseguire risultati superiori dal punto di vista energetico (se abbinate alla cogenerazione), ambientale (soprattutto se abbinate allo sfruttamento delle biomasse carbon sink), economico e sociale (per i risvolti occupazionali).

Bibliografia

AIEL (2004). Energia del legno. Nozioni, concetti e numeri di base. Associazione Italiana Energie Agro-Forestali (AIEL), Legnaro (Padova).

APAT (2003). Le biomasse legnose - Un'indagine sulle potenzialità del settore forestale italiano nell'offerta di fonti di energia. Rapporto 30/2003, a cura dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT), Roma.

APAT – Arpa Lombardia (2007). Stima dei consumi di legna da ardere ed uso domestico in Italia, ricerca commissionata da APAT ad ARPA Lombardia - Rapporto finale marzo 2007.

Berndes G., Hoogwijk M., Van den Brock R., (2003). The contribution of biomass in the future global Energy supply: a review of 17 studies. Biomass and bioenergy 25.

Bisoffi S., Faciotto G. (2000). I cedui a turno breve. Sherwood 59 (8), pp. 21-23.

Cavalli R. *et al.* (2007). Wood chipping service: an analysis approach in Northeastern Italy. Austro2007/FORMEC´07: Meeting the Needs of Tomorrows´ Forests - New Developments in Forest Engineering, October 7 - 11, 2007, Vienna and Heiligenkreuz - Austria.

Ciccarese L., Pettenella D., Spezzati E., (2003) Le biomasse legnose. Un'indagine delle potenzialità del settore forestale italiano nell'offerta di fonti d'energia. Rapporti Apat 30.

CE (1997). Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità, Commissione europea. Bruxelles COM.

CE (1998). Strategia forestale dell'Unione Europea. Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo. Commissione europea, Bruxelles COM.

CE (2003). L'applicazione delle normative, la governance e il commercio nel settore forestale. Proposta di un piano d'azione dell'Unione Europea. Commissione europea, Bruxelles COM.

CE (2006). Piano d'Azione dell'Unione Europea per le foreste. Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo. Commissione europea, Bruxelles, COM.

CE (2008). Proposta di Direttiva sulla promozione dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili. Commissione Europea, Bruxelles. COM.

Francescato V., Antonini E., Cavalli R., Grigolato S. (2007). Piattoforme biomasse logistico commerciali in Friuli Venezia Giulia. Relazione interna. Associazione Italiana Energie Agro-Forestali (AIEL), Legnaro (Padova).

Francescato V., Antonini E., Zuccoli Bergomi L. (2009). Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita. Associazione Italiana Energie Agro-Forestali (AIEL), Legnaro (Padova).

Francescato V., Antonini E., Paniz A. (2009). Colture energetiche per i terreni agricoli. Associazione Italiana Energie Agro-Forestali (AIEL), Legnaro (Padova).

Gargiulo T., Zoboli R. (a cura di) (2007) Nuova economia del legno-arredo tra industria, energia e cambiamento. Franco Angeli. Milano.

Hellrigl B. (2002). L'uso energetico del legno nelle abitazioni in Italia" Sherwood – Foreste ed alberi oggi (75).

Hellrigl B. (2002). L'uso energetico del legno nelle abitazioni di alcuni Paesi europei" Sherwood – Foreste ed alberi oggi (76).

GSE (2009). Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Opportunità per il sistema industriale nazionale. Rapporto al Senato della Repubblica.

Istat (2001). Quinto Censimento Generale dell'Agricoltura. Istituto Nazionale di Statistica, Roma.

ITABIA (1995). AFB-NETT Agricultural and Forestry Biomass. Altener Programme, Final Report. Italian Biomass Association, ITABIA, Roma.

Pettenella D., Masiero M. (2006). Analisi dell'offerta nazionale di biomassa legnosa. Contributo al Progetto di ricerca: Politiche dell'energia rinnovabile da biomassa e filiere industriali del legno in Italia, a cura del CERIS-CNR, Milano.

Pettenella D., Ciotti M. (2008). Le risorse forestali per le Alpi: quale mercato per il futuro? In A. Massarutto (a cura di) Politiche per lo sviluppo sostenibile della montagna. Franco Angeli.

Pettenella D., Torreggiani L. (2009). Mercato globale dei prodotti forestali . Politiche stato attuale e sviluppi futuri nella regione UNECE. Sherwood Foreste ed alberi oggi (149).

Pari, L., Rossi F., Gallucci F. (2006). Cresce la domanda di biomassa utilizzata a fini energetici. L'Informatore agrario (28), pp. 27-30.

Spinelli R. (1998). La raccolta della biomassa di scarto nella pioppicoltura. Legno Cellulosa Carta, 1.

Tommasetti G. (2000). I consumi di legna nelle famiglie italiane. Sherwood. Foreste ed alberi oggi (58).

Unece/Fao (2008). Forest products annual market review 2007 -2008. United Nations Economics Commission for Europe. Timber Committee, Geneva. Timber and Forest Study paper 23, 2008.

Siti web

www.aiel.cia.it

www.eurobserv-er.org

www.europa.eu

www.fao.org

www.gse.it

www.iea.org

www.itabia.it

www.ren21.net

www.sian.it/inventarioforestale/jsp/home.jsp

www.venetoagricoltura.org

www.tesaf.unipd.it

ISBN 978-88-6337-063-8
9 788863 370638