

ALMA MATER STUDIORUM UNIVERSITA' DI BOLOGNA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ENERGETICA, NUCLEARE E DEL
CONTROLLO AMBIENTALE
CORSO DI DOTTORATO (XIX CICLO)
(ING-IND\10)

Ph.D. Degree Thesis

NUOVE PROSPETTIVE
PER LA PRODUZIONE ENERGETICA

Ing Luigi Andrea Terzi

Tutor: Chiar.mo Prof. Ing E. Lorenzini

Coordinatore: Chiar.mo Prof. Ing . A. Cocchi

BOLOGNA – 2007

INDICE

Introduzione.....	3
1. Il Sistema Energia	4
1.1. Situazione energetica mondiale: breve panoramica	4
1.2. I fabbisogni energetici e le previsioni future: il picco di Hubbert	6
1.3. Scenario “business as usual”	9
1.4. Il contesto italiano	10
2. Evoluzione dei sistemi convenzionali per la produzione di energia	13
2.1. Introduzione	13
2.2. Centrali termiche a vapore	14
2.3. Impianti con turbina a gas	14
2.4. Impianti combinati.....	15
2.5. Gruppi cogenerativi	16
2.6. Sviluppo delle fonti rinnovabili e nuove tecnologie.....	17
2.6.1. Fonti energetiche rinnovabili.....	18
2.6.2. Il vettore Idrogeno	18
2.6.3. Celle a combustibile.....	20
2.7. Evoluzione dell’efficienza energetica. Stato dell’arte	21
3. Termodinamica ed Energia.....	24
3.1. Introduzione	24
3.2. L’efficienza energetica nella società	25
3.3. Termodinamica e politica energetica.....	26
3.4. Considerazioni finali.....	32
4. CDR-P	33
4.1. Scenario di riferimento	33
4.2. CDR	34
4.3. Normativa di riferimento	35
4.4. Il Sistema Integrato.....	38
4.4.1. Selezione e pre-trattamento in discarica	38
4.4.2. Dalla frazione secca al CDR-P	38
4.4.3. L’utilizzo in co-combustione.....	40
4.5. Le caratteristiche del CDR-P	42
4.6. La valutazione comparata tramite LCA.....	43
5. CSP: Studi di compatibilità strutturale	51
5.1. Introduzione	51
5.2. Tecnologia solare ad alta concentrazione	51
5.3. Il programma ENEA.....	53
5.4. Elementi caratterizzanti la tecnologia.....	53
5.5. I collettori solari	54
5.6. Proprietà del fluido termovettore	56
5.6.1. Impurità presenti nella miscela di Sali fusi.	58
5.7. Campagna sperimentale: caratterizzazione degli acciai	58
5.7.1. Apparato sperimentale	59
5.7.2. Composizione della miscela di Sali fusi.	60
5.7.3. Materiali analizzati	60
5.7.4. Descrizione dell’esperimento	60
5.7.5. Il decappaggio.....	61
5.7.6. Calcolo della perdita di metallo e dello spessore dello strato di ossido.....	61

5.7.7.	Analisi morfologiche (SEM ed EPMA).....	62
5.8.	Risultati della campagna sperimentale	62
5.8.1.	Risultati dopo il test alla temperatura di 290°C.....	62
5.8.2.	Risultati dei test a temperature di 560°C e 590°C	63
5.8.3.	Analisi dei provini elettrosaldati.....	66
5.9.	Discussione dei Risultati della campagna sperimentale	67
	Considerazioni finali	68
	Appendice I – Sistemi convenzionali per la produzione energetica.....	69
	Appendice II – Exergia e principi della termodinamica	85
	Appendice III – Solare Termodinamico: Future applicazioni.....	92
	Appendice IV – Campagna sperimentale Sali fusi, Figure e Tabelle.....	100
	Bibliografia.....	111

Introduzione

Questo trattato è il resoconto delle attività principali e degli studi svolti nel corso di tre anni di lavoro. Il settore di ricerca ed ambito di svolgimento di ciascuna attività è stato il settore energetico, che nella sua ampiezza e notevole complessità offre innumerevoli spunti ed occasioni di studio. In particolare il sistema energetico italiano che ha attraversato un lungo periodo di sostanziale stasi, si trova da qualche anno in una fase di transizione, che ne ha reso evidente la complessità. Eventi anche traumatici come i black-out occorsi nel 2003 hanno reso sempre più attuale il problema energia, contribuendo, quantomeno, ad allargare il dibattito su quale debba essere l'impiego appropriato delle risorse energetiche nel nostro paese.

Nel Capitolo iniziale è riportata una breve analisi della situazione energetica, mondiale ed italiana, ad oggi; l'accento è dato poi a quei particolari aspetti che caratterizzano il nostro Paese e sulle ben note problematiche che lo affliggono. Quest'analisi dei problemi si rende ovviamente necessaria per vedere quali possano essere le possibili diverse vie di uscita. Nel Secondo Capitolo è descritto lo stato dell'arte nella produzione dell'energia elettrica, sono brevemente indicati i sistemi convenzionali per lo sfruttamento delle risorse energetiche e l'evoluzione degli stessi. Le possibilità di miglioramento dell'efficienza energetica di conversione, ipotesi diverse quali ad esempio il repowering o politiche di riduzione dei consumi vengono citate tra le possibili soluzioni, ma è soprattutto la ricerca del criterio fondamentale per l'analisi delle diverse strategie, è il fulcro del Terzo Capitolo, che mette in particolare l'accento sulle potenzialità delle analisi energetiche.

Gli scenari di riferimento sullo sviluppo futuro del tipo "business as usual" mostrano come il nostro modello di sviluppo finirà col portare negli anni a venire, in assenza di modifiche sostanziali, al semplice peggioramento di tutte le problematiche attuali ed evidenziano come per alcune di esse, è il caso dell'impatto ambientale, si potrebbero perfino raggiungere situazioni di vera e propria irreversibilità. Da qui si può capire come sia fondamentale lo sviluppo di nuove tecnologie e l'apertura di nuove strade per lo sfruttamento delle risorse già esistenti, in modo da portare nuove prospettive alla produzione energetica. Su questo sono centrati il 4° ed il 5° Capitolo della tesi.

Nel Capitolo 4 si è, infatti, approfondito un esempio virtuoso nella gestione dei Rifiuti Solidi Urbani, intrapreso nella provincia di Cuneo, lavoro realizzato in collaborazione con Ansaldo Energia. Nel Quinto Capitolo viene invece descritta e sono esposti i risultati della campagna sperimentale della durata complessiva di due anni condotta presso il Centro di ricerca ENEA del Brasimone sullo studio dei materiali nell'ambito del progetto Solare termodinamico ad alta concentrazione.

1. Il Sistema Energia

(Viene qui esposto lo stato dell'arte dei consumi energetici mondiali, e sono indicate qualitativamente le previsioni sul fabbisogno energetico per i prossimi decenni. Lo scenario energetico di tipo "business as usual" evidenzia le criticità dell'evoluzione del sistema, senza l'intervento di importanti novità. In ultimo, è esposta la situazione del nostro Paese, caratterizzata da alcune croniche difficoltà nella gestione energetica)

1.1. Situazione energetica mondiale: breve panoramica

Analizzando i dati dei Rapporti Energia Ambiente ENEA degli anni 2004/2006 si può tratteggiare un quadro complessivo del diverso utilizzo delle fonti energetiche a livello mondiale. Possiamo fare riferimento ai dati riportati sul rapporto del 2004, la cui sostanza non cambia in modo significativo negli anni successivi.

Il consumo di energia nel mondo è ad oggi pari a circa 10 Miliardi di Tep; nel 2003, secondo i dati British Petroleum riportati nel Rapporto Energia Ambiente 2004 dell'ENEA, il consumo aveva raggiunto i 9.7 MTep. La risorsa energetica più utilizzata è il petrolio, che da solo nel 2003 ha coperto il 37,3% dei consumi mondiali. Il 26,5% era rappresentato dal carbone, mentre circa il 24% dal gas naturale. La restante parte era suddivisa in percentuali sostanzialmente analoghe, pari a circa il 6%, di fonte nucleare ed idroelettrica.

I combustibili fossili hanno perciò fornito complessivamente oltre l'87 % dell'energia totale e tale proporzione non si è certamente modificata in modo sostanziale negli anni successivi. Nel biennio 2002-2003 la crescita dei consumi globali di carbone è stata del 6,9%, un aumento più che doppio del tasso di crescita globale, pari al 2,9 %; la crescita dei consumi complessivi di petrolio è, invece, stata nel 2003, rispetto all'anno precedente, del 2,1% (l'oro nero nel 2002 copriva il 38% del fabbisogno energetico). L'incremento nell'uso del carbone è dovuto soprattutto alla quantità ed all'ampia distribuzione dello stesso, mentre petrolio e gas sono presenti soprattutto in zone politicamente calde. L'industria del carbone, nell'ultimo decennio, è riuscita a mantenere costi e prezzi contenuti, grazie ad un continuo miglioramento delle tecnologie di estrazione, allo sfruttamento delle miniere a cielo aperto, e al minor rischio in termini di sicurezza dell'approvvigionamento. Nel 2003 è la Cina a detenere il primato assoluto quale utilizzatore di questa fonte energetica, con più del 30% del consumo globale.

La domanda energetica mondiale di gas naturale ha subito un rallentamento del proprio tasso di crescita, a vantaggio del carbone, pur in un contesto che dovrebbe favorirne, tra i combustibili fossili, l'utilizzo, a seguito delle pressioni per una forte riduzione delle emissioni serra. A parità di energia elettrica prodotta, le emissioni di CO₂ da carbone sono almeno 2,5 volte, secondo alcuni ricercatori ben 3 volte, maggiori di quelle da gas naturale. L'andamento dei prezzi del gas naturale appare sostanzialmente agganciato a quello del petrolio, fortemente influenzato dal contesto politico internazionale. La Russia è attualmente il principale produttore mondiale di gas metano, con oltre il 22% della produzione totale. Sempre la Russia deteneva, a fine 2003, oltre il 26% delle riserve accertate di gas, mentre Iran e Qatar si dividevano circa il 15% a testa.

I principali produttori di petrolio al mondo sono i paesi OPEC, ma è particolarmente interessante osservare i dati riportati in Tabella 1-1, dove sono elencati i primi 15 Paesi al mondo detentori di riserve petrolifere. Nell'ultima colonna vi è anche riportata una stima delle durate delle riserve stesse negli anni a venire a parità di produzione attuale.

Tabella 1-1 - Consistenza delle riserve provate di petrolio a fine 2003

	Miliardi di barili	Quota (%)	Riserve/Produzione (anni)
Arabia Saudita	262,7	22,9	73,3
Iran	130,7	11,4	92,9
Iraq	115,0	10,0	Oltre 100
Emirati Arabi	97,8	8,5	Oltre 100
Kuwait	96,5	8,4	Oltre 100
Venezuela	78,0	6,8	71,5
Ex Unione Sovietica	69,1	6,0	22,2
Libia	36,0	3,1	66,3
Nigeria	34,3	3,0	43,1
USA	30,7	2,7	11,3
Cina	23,7	2,1	19,1
Canada	16,9	1,5	15,5
Messico	16,0	1,4	11,6
Qatar	15,2	1,3	45,5
Algeria	11,3	1,0	16,7

Fonte: elaborazione ENEA su dati British Petroleum

Va fatto notare però che questi dati elaborati dalla BP tengono conto solo parzialmente delle fonti rinnovabili. Secondo le stime che la IEA ogni anno elabora, includendovi ovviamente anche l'idroelettrico, nel 2002 il consumo globale da fonti rinnovabili fu di circa 1.392 MTep, pari a circa il 13,6% del consumo mondiale di energia stimato in 10,2 Miliardi di Tep, come indicato in Tabella 1-2. Particolarmente rilevante è il dato relativo a biomasse e rifiuti, risorse di cui è difficile valutare l'entità ma che, ormai, danno un notevole contributo al consumo energetico complessivo. Secondo le stime IEA, infatti, già nel 2002 rappresentavano il 10,9% dei consumi mondiali.

A partire da questi dati sono stati sviluppati vari modelli previsionali sull'evoluzione del sistema energetico. Gran parte delle previsioni basate sulle proiezioni economiche per i prossimi decenni, pur nella diversità di valutazioni e nell'insieme di indicazioni spesso contraddittorie tra loro, ci assicurano sul fatto che gli approvvigionamenti di combustibili fossili saranno largamente sufficienti a coprire le richieste, stimate sempre crescenti, di energia. Le previsioni attuali stimano in circa 25 Miliardi di Tep il consumo energetico globale nel 2050. Appare chiaro, in assenza di grandi innovazioni tecnologiche, che i previsti consistenti aumenti della domanda energetica mondiale saranno coperti da un sempre più intenso utilizzo di combustibili fossili, con un contributo dell'energia nucleare ed il mantenimento di un apporto molto ridotto da parte delle fonti rinnovabili non idroelettriche (fotovoltaico, eolico, biomasse ecc.). La percentuale di penetrazione di queste nuove fonti energetiche rinnovabili, riferita alla domanda totale, in base ad alcune delle più pessimistiche previsioni, dovrebbe presentare solamente modesti incrementi. Si può capire perciò l'importanza che possono rivestire le stime sulla quantità effettivamente ancora disponibile di combustibili fossili. Tra i diversi studi il più celebre è quello del geologo M.K. Hubbert, che nei suoi lavori, esposti brevemente in seguito, cerca di stimare il picco di produzione delle diverse forme di energia.

Particolarmente interessanti, tra i vari scenari futuribili, sono quelli di tipo "business as usual". Per scenario "business as usual" si intende la realizzazione di una previsione dell'andamento del sistema energetico complessivo a legislazione vigente, supponendo cioè che non intervengano

variazioni sostanziali che possano perturbare il sistema di regole che governa il settore, come ad esempio un particolare sistema di incentivi a favorire l'uso delle fonti rinnovabili piuttosto che un nuovo impulso all'utilizzo del nucleare. Tra questo il più significativo è lo scenario elaborato dalla IEA, che traccia un quadro dell'evoluzione del sistema energetico, da oggi al 2030, che può essere lo spunto per varie considerazioni riguardo a futuri scenari di politica energetica.

Tabella 1-2 - Contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico (MTep).

	Mondo	OCSE ¹		UE – 15		Italia	
	2002	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Offerta energia totale	10230,7	5345,7	5390,8	1489,4	1513,1	172,7	180,7
Biomassa	1117,7	178,4	181,1	56,7	59,7	2,5	3,1
Solare, eolico	8,8	7,6	8,2	3,8	4,4	0,2	0,2
Geotermia	41,5	24,8	26,3	3,8	5,2	3,5	4,8
Idroelettrico	223,7	105,8	104,7	24,1	24,0	3,4	3,2
<i>Totale Rinnovabili</i>	<i>1391,6</i>	<i>316,6</i>	<i>320,3</i>	<i>88,4</i>	<i>93,4</i>	<i>9,6</i>	<i>11,3</i>
<i>% Rinnovabili</i>	<i>13,60</i>	<i>5,92</i>	<i>5,94</i>	<i>5,94</i>	<i>6,17</i>	<i>5,54</i>	<i>6,24</i>

Fonte: IEA

1.2. I fabbisogni energetici e le previsioni future: il picco di Hubbert

Da decenni si dibatte su quali siano le effettive riserve di combustibili fossili nel sottosuolo terrestre per estrapolare la tendenza della produzione e prevedere quando il sistema arriverà ad esaurirli. Questo tipo di studi si basa su calcoli probabilistici e chiaramente i risultati sono fortemente incerti ed euristici. Quel che è certo è che sinora tutte le previsioni, fortunatamente a partire da quelle cosiddette “catastrofistiche”, molto in voga negli anni Settanta, sono sempre risultate errate e ad oggi la quantità di risorse disponibili appare ancora sufficientemente ingente.

L'obiettivo principale di questi studi è stimare le riserve di petrolio, ma ovviamente indagini non dissimili si effettuano anche per quanto riguarda gas naturale e carbone. Un concetto chiave per analizzare il problema è il cosiddetto picco di produzione. In pratica si prevede il momento in cui la domanda di una risorsa (in continua crescita) supererà l'offerta disponibile. Ossia in quale momento l'era tecnologica basata su risorse energetiche non rinnovabili richiederà più risorse di quanto si riesca ad estrarne, quando cioè la Terra raggiungerà il suo picco di produzione.

Sono numerose le variabili che intervengono nell'aleatorietà del sistema:

- Veridicità delle riserve esistenti;
- Distribuzione geografica dei pozzi;
- Crescita della domanda;
- Crescita della popolazione
- Possibilità della scoperta di nuovi giacimenti.

Il dato più complesso, che da sempre affligge queste previsioni, è quello dell'effettiva quantità di riserve disponibili. È soprattutto questo il fattore che induce a stime così diverse nel raggiungimento del picco. Non solo quindi le stime sull'eventuale esaurimento delle riserve ma anche l'analisi del picco di produzione sono strettamente correlate alla stima delle riserve esistenti ed alle eventuali

¹ Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico, cui attualmente aderiscono 30 paesi industrializzati

scoperte di nuovi giacimenti. Se fosse possibile dare indicazioni, con sufficiente precisione, dell'ammontare delle riserve di petrolio, ossia la quantità che è ancora estraibile, si potrebbe stimare l'andamento della futura produzione. Il prezzo del petrolio di per sé dovrebbe essere una buon viatico per quanto riguarda sia il picco della produzione che le stime sulle riserve, ma spesso si è rivelato un elemento poco significativo da questo punto di vista, poiché sono altri i fattori che ne influenzano pesantemente l'andamento.

E' sufficiente ricordare che durante la crisi avvenuta negli anni Settanta, quando il prezzo del petrolio ha avuto un aumento rapido e improvviso, le riserve erano a massimi storici grazie alla scoperta di nuovi giacimenti (si veda la Figura 1-1).

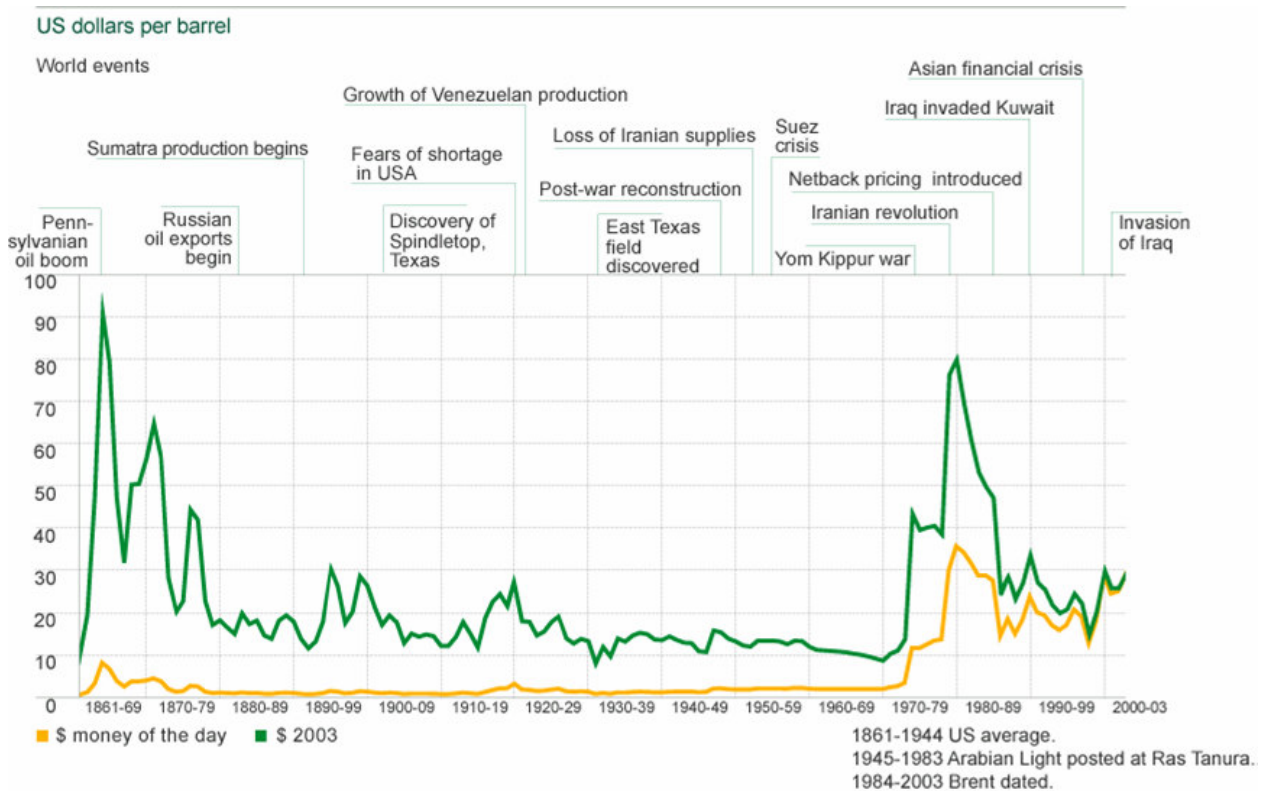


Figura 1-1 – Andamento del prezzo del petrolio [Fonte: BP, 2003]

Giunti al picco di produzione ci sarà ancora una grande quantità di risorsa da estrarre nel sottosuolo, ma questo sarà economicamente più caro, più difficile da estrarre, più conteso e forse di scarsa qualità.

Si distinguono quattro macrofasi all'interno della storia estrattiva di un giacimento:

- *Espansione rapida.*
Dopo la prima fase di esplorazione la risorsa è abbondante e bastano modesti investimenti per estrarla. In questa fase, la crescita della produzione è di tipo esponenziale.
- *Inizio dell'esaurimento*
Vengono Sfruttate risorse più difficili in termini di accessibilità e questo richiede investimenti sempre maggiori. La produzione inizia a crescere ma non più esponenzialmente come nella prima fase.
- *Picco e declino*

Il graduale esaurimento rende talmente elevati gli investimenti necessari che questi non sono più sostenibili. La produzione raggiunge il massimo e poi comincia a diminuire.

- *Declino finale*

Non si fanno più investimenti significativi. La produzione continua, ma il declino procede fino a che non diventa talmente ridotta da cessare completamente.

Nessuna risorsa viene sfruttata sino al suo effettivo esaurimento totale: quando la produzione comincia a declinare, i prezzi cominciano ad aumentare ed emergono i problemi di scarsità.

Le teorie dell'analisi sul picco di produzione sono molte e, come detto, hanno più di una volta portato a previsioni errate. Un caso esemplare è quello del Dipartimento per gli Interni degli Stati Uniti che nel 1939 predisse che il petrolio americano sarebbe durato altri 13 anni. Nel 1951 fece nuovamente la stessa previsione, ovviamente entrambe smentite dai fatti. La più famosa e accreditata previsione è ad oggi quella del geologo statunitense Marion King Hubbert. Inizialmente basò la sua teoria sull'osservazione dei dati storici della produzione di carbone in Pennsylvania che portò, anche con l'aiuto della dinamica dei sistemi, all'approssimazione del modello con una curva a "campana". Osservando la produzione petrolifera negli Stati Uniti, Alaska esclusa, sostenne che il picco si sarebbe verificato tra il 1968 e il 1971. Questa previsione fu presa con estremo scetticismo in molti ambienti se non quasi con ironia. Ma puntualmente gli USA raggiunsero il picco di produzione del petrolio nel 1970 (si veda la Figura 1-2).

Sulla base dei dati in suo possesso, negli anni Ottanta Hubbert fece una previsione dell'andamento globale della produzione petrolifera. Dalle sue indicazioni risultò che la produzione doveva passare per un massimo verso il 2000, previsione che in questo caso si è rivelata inesatta. D'altra parte, quanto più il sistema è grande e quanto più le previsioni sono a lungo termine, tanto più l'aleatorietà del sistema diventa grande. Hubbert, nel momento in cui pubblicò il suo lavoro, non poteva prevedere, ad esempio, la guerra del Kippur, la guerra Iraq – Iran o l'invasione dell'Iraq, che hanno causato varie discontinuità e momentanee riduzioni nella produzione del greggio.

Quel che è certo è che nel 2000 la produzione è continuata a crescere, seppure in modo debole, e le previsioni del picco, anche da parte dei geologi della scuola Hubbert si sono spostate in avanti di qualche anno.

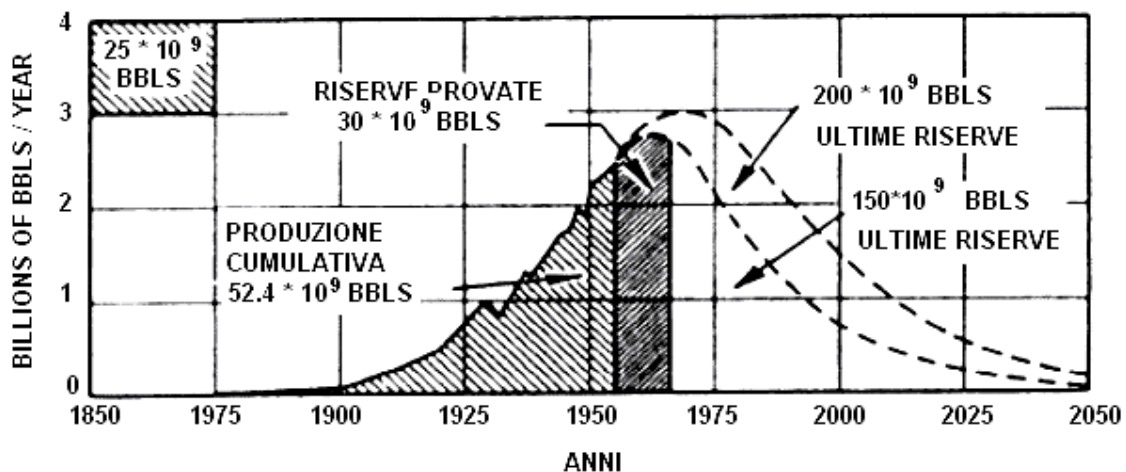


Figura 1-2 – Curva di Hubbert, produzione di petrolio in territorio americano.

I geologi, considerati dai più “pessimisti”, giustificano i loro dati con le seguenti osservazioni:

- Negli ultimi trent’ anni non sono stati scoperti nuovi grandi giacimenti;
- Le stime delle riserve disponibili sono gonfiate dai governi produttori per tenere alta la propria quota OPEC;
- La produttività di molti vecchi pozzi giganti, che hanno sostenuto l’offerta di petrolio in questo decennio, è in diminuzione;
- Le tecniche per spremere da un pozzo più del 50%, che vanno dall’uso di batteri alla provocazione di incendi sotterranei , spesso non risultano efficaci.

In Tabella 1-3 sono indicati gli autori delle principali teorie previsionali e la data di raggiungimento del picco secondo ciascuno di essi.

Tabella 1-3 – Previsioni sul picco di produzione del greggio

Autore	Anno del picco
Hubbert (1982)	2000
Bartlett (1994)	2004
Ivanohe (1997)	2010
Youngquist(1998)	2010
Duncan (2001)	2006
Laherrer (2001)	2005
Bentley (2002)	2005

1.3. Scenario “business as usual”

I principali e forse più autorevoli scenari energetici di previsione dell’andamento della situazione energetica mondiale nel prossimo futuro sono quelli presentati dalla IEA, l’International Energy Agency. Nel suo “World Energy Outlook 2004” si prospetta un ulteriore scenario di tipo “business as usual”, evoluzione di quello, già citato precedentemente, presentato nel “World Energy Outlook 2002”. Lo scenario è stato elaborato con il supporto del modello “Markal ETP” (Energy Technology Perspective). Lo studio dell’IEA traccia un quadro dell’evoluzione del sistema energetico, da oggi al 2030, che può essere lo spunto per varie considerazioni riguardo a futuri scenari di politica energetica.

Tale scenario, come gran parte delle previsioni energetiche basate sulle proiezioni economiche per i prossimi decenni, pur stimando un notevole incremento nella richiesta di energia, ci assicura innanzitutto che le risorse del pianeta, ed in particolare gli approvvigionamenti di combustibili fossili, sono sicuramente più che sufficienti per soddisfare la domanda energetica fino ad oltre il 2030. Le riserve petrolifere accertate sono, secondo le stime odierne più accreditate, sicuramente sufficienti a soddisfare la domanda cumulativa prevista per i prossimi 30 anni (si veda in proposito anche la Tabella 1-1). Le riserve accertate di gas naturale e carbone appaiono ancora più abbondanti. Tutto ciò senza contare, quindi, l’eventualità, forse non del tutto improbabile, di scoprire nuove riserve o di rendere sfruttabili ulteriori risorse.

Nello scenario delineato si prevede fino al 2030 una crescita progressiva dell’energia primaria di circa il 59%, di cui l’85% sarà soddisfatto da combustibili fossili:

- La domanda di petrolio crescerà dell’1,6% l’anno, fino ad arrivare a 121 milioni di barili giornalieri nel 2030;

- La domanda di gas raddoppierà;
- La domanda di carbone aumenterà del 50%;
- La domanda delle fonti rinnovabili crescerà del 5,7% l'anno, per attestarsi al 6% del totale nel 2030.

Il petrolio continuerà ad essere il principale combustibile, pur diminuendo lievemente la propria quota, mentre il carbone diverrà il principale combustibile per la produzione di energia elettrica. La quota di energia nucleare diminuirà nel periodo considerato. La percentuale di energia idroelettrica calerà, ma quella delle altre fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di elettricità triplicherà passando dal 2% nel 2002 al 6% nel 2030. L'aumento maggiore si registrerà per l'eolico, che diverrà la seconda fonte rinnovabile dopo l'idroelettrico, e per le biomasse.

L'intensità energetica globale, ovvero la quantità di energia necessaria per produrre un dollaro di PIL, continuerà a diminuire, grazie soprattutto al miglioramento dell'efficienza energetica. La domanda energetica sarà predominante, innanzitutto, nei mercati in via di sviluppo quali quello cinese e quello indiano, così come l'aumento di consumo del carbone sarà dovuto, essenzialmente, all'espansione della domanda in Cina e in India, con un conseguente aumento delle emissioni di anidride carbonica. Lo scenario IEA prevede che nel 2030 le emissioni di CO₂ supereranno di oltre il 60% il loro livello attuale ed oltre i due terzi di questo aumento saranno dovuti alle emissioni dei paesi in via di sviluppo.

Uno scenario di questo tipo comporterebbe preoccupanti conseguenze, quali:

- Cambiamenti climatici di ampie proporzioni, con conseguenze particolarmente gravi nei Paesi in via di sviluppo, meno preparati ad affrontarne gli effetti;
- Sviluppo sostenibile ostacolato da problemi correlati alla sicurezza degli approvvigionamenti di petrolio e gas naturale;
- Problemi della povertà mondiale non risolti, ma amplificati dall'inevitabile aumento del prezzo dei combustibili fossili.

Le conseguenze di questo scenario possono essere evitate solo modificando alcune delle sue ipotesi di base, in particolare la previsione che nessuna tecnologia veramente innovativa e più accettabile per l'ambiente sarà disponibile e avrà un ruolo sostanziale nei prossimi decenni.

1.4. Il contesto italiano

Nella Tabella 1-4 è riportata l'evoluzione dell'andamento del Fabbisogno energetico nazionale negli anni dal 2001 al 2003. Come prima, si è qui fatto riferimento ai dati riportati nel Rapporto Energia Ambiente del 2004 considerandoli rappresentativi anche degli anni successivi.

Il periodo di grossi cambiamenti, soprattutto da un punto di vista normativo, che sta attraversando il nostro Paese, non ha sinora portato a rilevanti modifiche nella distribuzione del fabbisogno. Dato rilevante, anche in un contesto di crescita economica modesta se non addirittura nulla, come è il caso del triennio riportato in tabella, è comunque la costante crescita dei consumi energetici, pur se non con dati ben lontani dall'impeto dei Paesi emergenti. Questo contribuisce a far considerare la crescita annuale dei consumi quasi un dato ineluttabile, senza cambiamenti sostanziali di sistema, nelle moderne società avanzate.

Per quanto riguarda nello specifico la situazione italiana, si evidenzia, la forte dipendenza del nostro Paese dai combustibili fossili, che coprono quasi il 90% del fabbisogno complessivo, ed in particolare la dipendenza dal petrolio che fornisce, tenendo conto anche di parte dell'energia elettrica importata, più della metà del fabbisogno energetico primario italiano.

Il petrolio è per il momento la fonte energetica più usata, pur in presenza di una lenta diminuzione percentuale dei consumi, che nel 2003 è stata, rispetto all'anno precedente, pari all'1,4%. In parallelo si è verificato il consolidarsi della tendenza all'aumento degli altri combustibili fossili, soprattutto del carbone e del gas naturale, il cui fabbisogno è cresciuto nel 2003 rispettivamente dell'8% e del 9,4%. Carbone e gas naturale sono usati quali fonti sostitutive nella generazione elettrica, e dovrebbero, in base alle indicazioni più recenti, sostituire completamente il petrolio entro il 2010. Da tali considerazioni ovviamente esulano i prodotti petroliferi utilizzati come carburanti per trazione.

Tabella 1-4 – Fabbisogno di energia primaria in Italia (Mtep)

Fonte	2001	2002	2003	% 2003/2002
Combustibili Solidi	13,7	14,2	15,3	8
Gas naturale	58,5	58,1	63,1	9,4
Petrolio	88,4	91,4	90,2	-1,4
Comb. a basso costo (Orimulsion ²)	1,7	1,7	-	-
Fonti rinnovabili	13,8	12,6	12,6	0,3
Importazioni nette di e.e.	10,7	11,1	11,2	0,6
Totale	186,8	187,6	192,9	2,9

L'analisi dell'andamento della richiesta di energia elettrica è però ancor più interessante. Nonostante la fase di ristagno, la richiesta totale di energia elettrica era arrivata nel 2003 fino a 320,7 TWh, con un aumento del 3,2% rispetto al 2002, dove si era già registrato un aumento dell'1,9% rispetto al 2001. I dati degli anni successivi confermano il costante incremento.

La distribuzione dei consumi e l'utilizzo delle risorse energetiche nel nostro Paese fin qui espone evidenziano con molta chiarezza come l'Italia sia afflitta più di altri Paesi a croniche problematiche di sistema. I cardini di una seria amministrazione dell'energia sono da più parte identificati nella sicurezza degli approvvigionamenti, nella diversificazione delle fonti energetiche e nell'uso efficiente delle risorse energetiche, mentre nel nostro Paese, quel che si verifica è spesso il contrario, abbiamo infatti:

- Forte dipendenza dai mercati esteri;
- Forte dipendenza dal petrolio;
- Parco centrali in gran parte obsoleto.

La produzione nazionale di fonti energetiche ha subito, nel 2003, una leggera contrazione (-1%) rispetto all'anno precedente e ciò ha portato ad un aggravio complessivo della dipendenza energetica dall'estero che è arrivata all'84,6%. L'approvvigionamento di prodotti petroliferi avviene per il 70% circa dal Medio Oriente e dal Nord Africa, il restante 30% dalla Federazione Russa e dagli altri Paesi europei. Per il gas naturale i flussi di importazione provengono soprattutto da Russia (35,9%) ed Algeria (34,5%). Secondo la Tabella 1-5, che indica i valori di dipendenza energetica di alcuni dei paesi dell'area OCSE, nel 2003 si era attestata oltre l'84%. Solo il

² Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua (fonte ENEL)

Giappone, tra i grandi paesi industrializzati, ha un livello di dipendenza energetica pari al nostro. Per quanto riguarda il petrolio, esso copre la metà circa del nostro fabbisogno ed è importato per quasi il 94%. Le centrali italiane sono in taluni casi obsolete e presentano comunque rendimenti termodinamici al massimo nell'ordine del 40%; la maggior parte dell'energia viene quindi sprecata in calore disperso inutilmente nell'ambiente (con un ovvio e non indifferente impatto sull'ecosistema).

Il contributo dato dalle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di energia elettrica è sempre piuttosto elevato nel nostro Paese, rispetto alla media europea, solo grazie al grande e storico idroelettrico, che come noto non ha però ampi spazi di crescita.

Tabella 1-5 – Dipendenza energetica di alcuni Paesi OCSE (%)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Stati Uniti	22,1	22,1	24,9	27,2	25	27,2	27,8
Francia	48,1	50,9	50,4	48,8	49,9	48,9	49
Germania	58,7	60,6	59,5	60,4	61,6	60,3	60
Italia	80,2	81,6	82,2	83,7	83,6	84,1	84,6
Olanda	11	16	20,1	24,2	22,3	21,4	25,5
Portogallo	85,4	86,6	89,2	87,3	86,3	88,7	84,6
Spagna	70,7	71,6	74,1	74,2	73,8	76,1	75,9
Giappone	79,7	78,7	79,8	79,8	80,1	79,9	84,2
Canada	-51,9	-54,8	-49,7	-48,4	-52,3	-52,3	-49
Regno Unito	-18,2	-18,1	-21,6	-16,8	-11,5	-13,6	-5,9

Questa combinazione di fattori, oltre a comportare un notevole esborso economico, contribuisce a rendere il costo dell'energia elettrica in Italia fortemente influenzato dagli scenari politici internazionali e dalla volatilità dei prezzi delle materie prime. Nel panorama italiano si sono comunque innestate, negli ultimi anni, alcune rilevanti novità, quali la liberalizzazione dei mercati energetici ed il nuovo riequilibrio dei poteri tra Stato e Regioni: vi sono quindi nuovi soggetti e nuove esigenze. Ed in ultimo, non si può poi non tener conto, ovunque si tratti il tema della produzione di energia, dell'estrema importanza che oggi riveste l'impatto ambientale dei sistemi di produzione dell'energia.

2. Evoluzione dei sistemi convenzionali per la produzione di energia

(I sistemi convenzionali per lo sfruttamento delle risorse energetiche si sono evoluti progressivamente pure senza ovviamente modificare le caratteristiche dei cicli fondamentali. La ricerca e lo sviluppo tecnologico hanno consentito un progressivo incremento dell'efficienza energetica di conversione, consentendo da un lato di migliorare le "caratteristiche termodinamiche" dei cicli, dall'altro di ridurre progressivamente gli sprechi. Politiche di risparmio energetico e di incremento dell'efficienza si rendono oggi sempre più necessarie)

2.1. Introduzione

Gli impianti per la produzione di energia e per la realizzazione dei cicli termodinamici hanno, nel corso degli anni, seguito un processo evolutivo che ne ha portato a modificare gradualmente taglia dimensioni e caratteristiche e ad aumentare progressivamente l'efficienza di rendimento. In Appendice A sono riassunte brevemente le caratteristiche dei principali sistemi convenzionali oggi usati per la produzione di energia. Negli anni '60 - '70 l'introduzione del nucleare aveva portato allo sviluppo dei grandi impianti a vapore. L'aspetto più significativo era l'aumento delle dimensioni imposto dalla potenzialità ottimale del reattore nucleare. Per quanto riguarda la parte convenzionale del ciclo, in particolare le turbine a vapore, il problema era legato soprattutto alla taglia necessaria per smaltire le grandi portate di vapore allo scarico delle macchine.

A partire dagli anni '80 la tendenza è mutata, forse anche a causa delle pressioni dell'opinione pubblica, soprattutto nei Paesi industrializzati, che ha esercitato forti pressioni contro la presenza del nucleare ed anche, pur se in misura minore, contro la costruzione di nuovi grandi impianti convenzionali, per il loro notevole impatto ambientale. Per quanto riguarda il nucleare ha rivestito una certa importanza anche il costo sempre maggiore per rispondere alla richiesta di sicurezza assoluta, che ha reso la programmazione di nuove centrali sempre più impopolare; ciò ha spinto verso un grande salto qualitativo degli impianti tradizionali, a vapore e a gas, sia per quanto riguarda il ciclo termodinamico che per quanto concerne l'efficienza delle macchine. Probabilmente ancor più degli impianti a vapore, gli impianti a gas hanno sfruttato il grande progresso tecnologico che ha caratterizzato le turbine a gas aeronautiche nei decenni precedenti.

La svolta decisiva è stata la probabilmente possibilità di impiego combinato di cicli gas e vapore. Uno dei principali vantaggi risiede nel fatto che il miglioramento ha riguardato sì le nuove centrali, ma in misura altrettanto significativa l'efficienza ed il ripotenziamento (repowering) degli impianti esistenti. In generale, nel contesto della liberalizzazione del mercato elettrico, il ciclo a gas è più "attraente" per un piccolo produttore, in quanto più compatto, richiede minori costi di costruzione, minori infrastrutture, e consente una migliore programmazione della manutenzione; tutto ciò favorisce una più sicura analisi dei costi. A fronte, inoltre, dell'estrema rigidità di un grande impianto a vapore, il ciclo di turbina a gas contrappone una grande rapidità di avviamento, rispondendo alla variabilità di domanda di energia del mercato. Per quanto riguarda le centrali termiche impieganti i combustibili fossili, sulle quali si basa la maggior parte dell'energia prodotta, i miglioramenti in termini di rendimento e potenza specifica sono in gran parte dovuti a soluzioni termodinamiche ed impiantistiche che tuttavia non sarebbero state possibili senza il miglioramento delle prestazioni delle turbo macchine.

Un discorso a parte va fatto invece per lo sviluppo delle fonti rinnovabile e/o alternative che presentano tuttora una penetrazione modesta a livello complessivo nel mercato energetico e ciò appare dovuto essenzialmente proprio alla scarsa convenienza economica che si riscontra tuttora nella loro effettiva applicazione. Risulta perciò in questo caso ancor più rilevante la necessità di investire in ricerca e sviluppo in questo settore.

2.2. Centrali termiche a vapore

Negli ultimi venti anni il rendimento dei grandi impianti a vapore è aumentato al ritmo di circa mezzo punto percentuale all'anno. Il miglioramento è stato ottenuto essenzialmente migliorando i parametri tecnologici. In pratica sono stati negli anni ottimizzati i componenti, come ad esempio migliorando le palettature delle turbine, in particolare a bassa pressione, ed aumentando i "parametri termodinamici" del vapore, come temperatura di ingresso in turbina e la pressione massima. Orientativamente si può assumere che ad un aumento di temperatura massima del vapore da 560°C a 600°C, temperatura oggi compatibile con i materiali a disposizione, porta ad un guadagno del rendimento di circa il 2%, mentre un incremento di 5 MPa sulla pressione massima permette un guadagno che diverse fonti statistiche stimano compreso tra lo 0,5 e l'1 %.

In Tabella 2-1 sono riassunti i dati indicativi di alcuni impianti recenti od in costruzione in Europa. Sono riportati l'anno di riferimento e le temperature in ingresso in turbina e del surriscaldamento (eventualmente doppio); la sigla USC sta per Ultra Super Critica. Dati simili si riscontrano in diversi impianti costruiti od in progetto negli Stati Uniti. Le prospettive sono di raggiungere, nel prossimo futuro, pressioni di 30 MPa e temperature di surriscaldamento di 605-635°C, grazie all'impiego di acciai legati I cromo fino al 12%, e addirittura ai 700-720°C nel 2020 con rendimenti al 55%.

Tabella 2-1 – Prestazioni di moderne centrali a vapore

Impianto	Diversi Super Critici (Europa)	Esbjerg 3 SC (Danimarca)	3 gruppi USC (Danimarca)
Anno	1990	1994	1998
Potenza (MW)	400-600	385	400
T _{ingresso} (°C)	540	560	580
T _{surriscaldamento} (°C)	560-570	560	580
P _{massima} (MPa)	25	25	28,5
Rendimento (%)	42-43	45	47

2.3. Impianti con turbina a gas

La produzione di potenza con impianti termici basati su turbine a gas ha subito a sua volta un grande incremento di rendimento negli ultimi 20 anni. È possibile stimare che all'incirca il 30-35% dei nuovi impianti è di questo tipo e gli stessi costi sono più che dimezzati in pochi anni. La vendita di turbine a gas nel mondo è passata da una potenza installata di 1 a 15 GW/anno tra il 1980 ed il 1990, per poi stabilizzarsi in seguito, mentre in Italia le vendite cumulative sono passate da 1 a 6 GW dal 1990 al 2000.

Per quanto riguarda il ciclo semplice a gas, l'applicazione della tecnologia aeronautica ha permesso di raggiungere, anche nelle macchine per generazione di potenza, enormi miglioramenti negli ultimi 20 anni, sintetizzabili nei seguenti punti:

- Aumento del rapporto di compressione β da 10 a 30;
- Aumento della temperatura massima del ciclo da 900 a 1400 °C;
- Aumento del rendimento di conversione dal 30 al 40%;

- Aumento della potenza specifica da 250 a 400 kW/kg_{aria}/s;
- Aumento della taglia degli impianti da 30 ad oltre 300 MW;
- Riduzione delle emissioni degli NO_x da oltre 100 a meno di 10 ppm.

2.4. Impianti combinati

I grandi progressi del ciclo a gas hanno progressivamente favorito l'affermazione degli impianti di tipo combinato che sono, in pratica, costituiti da un impianto a vapore che utilizza come sorgente di calore i gas di scarico di un ciclo gas. Particolarmente determinanti sono stati:

- L'aumento della temperatura di ingresso, e conseguentemente di scarico, della turbina a gas, che può quindi fornire calore a temperature perfettamente compatibili con le temperature massime dei cicli a vapore;
- L'aumento delle taglie delle macchine a gas, che le ha rese confrontabili con gli impianti a vapore tradizionali.

In tal modo è possibile ridurre, o addirittura eliminare, la combustione in caldaia.

La tecnologia ha consentito un notevole incremento dei parametri operativi: si può ritenere che nel decennio 1990-2000 la temperatura massima del ciclo sia passata da 1000°C a 1400°C, il rendimento globale del ciclo dal 50 a 56% e la potenza specifica da 450 a 600 kW_{el}/(kg_{aria}/s). Il dato è ancor più significativo se si pensa ad un ulteriore impiego cogenerativo, ossia all'uso del calore residuo per riscaldamento o scopi tecnologici. In Tabella 2-2 si confrontano alcuni esempi di impianti combinati, maturi dal punto di vista commerciale (nei casi 1 e 2 in Tabella) e con soluzioni più avanzate (casi 3 e 4), sviluppate all'interno del programma di sviluppo Advanced Turbine Systems (ATS) lanciato nel 1992 dal Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti. Sono riportati oltre potenza ed al rendimento del ciclo combinato anche alcuni dati significativi della turbine a gas: temperatura in ingresso in turbina e rapporto di compressione. Per le prospettive, si può citare il programma denominato Vision 21, che rappresenta la nuova fase del programma ATS ed individua le linee future di ricerca. Entro il 2010 si ipotizza di poter raggiungere rendimenti di oltre il 60% per impianti a carbone ed il 70% per impianti che bruciano gas naturale. Per ottenere tali traguardi è necessario un enorme sforzo tecnologico nel campo dei materiali e dei metodi di progettazione dei componenti ed un salto qualitativo per quanto riguarda i combustibili; riguardo a questo aspetto, un'opzione potenzialmente promettente è senza dubbio quella che prevede la gassificazione del carbone o l'impiego di idrogeno ricavato dagli idrocarburi, di cui si darà ampio cenno nel proseguo della presente trattazione.

Tabella 2-2 – Prestazioni di alcuni impianti combinati

Costruttore	ABB	Siemens Westinghouse	Siemens Westinghouse	General Electric
Potenza (MW)	393	450	420	480
Rendimento (%)	58	58	60	60
Turbine a Gas	GT 24 GT 26	501 G 701 G	501 ATS	MS 7001 H 9001 H
T _{IT} (°C)*	1280	1430	1510	1426
B**	30	21	29	23

* T_{IT} Temperatura di ingresso turbina

** Rapporto di compressione

Per *gassificazione* s'intende propriamente un qualunque processo di trasformazione che, partendo da un componente solido, contenete sicuramente carbonio, arriva ad ottenere un composto gassoso. La stessa combustione è quindi, a tutti gli effetti, un processo di gassificazione. Nella sua accezione più usata in ambito energetico, si suole però indicare, con tale termine, un insieme di processi tra loro concomitanti (ed anche piuttosto complessi) che arrivano a produrre un *Gas di Sintesi*, o *Syngas*, composto da H₂, CO e vari idrocarburi gassosi.

Nella storia delle tecnologie moderne il procedimento appare già alla fine del secolo XIX, quando è applicata appunto al carbone. Il processo di gassificazione ha trovato negli ultimi anni impiego nel trattamento dei rifiuti e nelle biomasse; esso è altresì considerato come uno dei possibili sistemi per la produzione di idrogeno. Un'interessante panoramica su possibilità e prospettive della gassificazione è riportata in: viene ivi considerata l'eventualità di utilizzare un reattore di gassificazione a monte di un sistema a celle di combustibile e si illustrano alcune delle attività nell'ambito della ricerca in Italia in questo settore.

Nel lungo periodo è certamente realistico pensare alla realizzazione dei cosiddetti cicli ibridi (HPS, Hybrid Power System), costituiti dall'accoppiamento di celle a combustibile e turbine a gas.

2.5. Gruppi cogenerativi

Per cogenerazione si intende la produzione combinata, in un unico processo, di energia elettrica e di energia termica (calore), a partire dalla medesima energia primaria.

Un ciclo cogenerativo efficace può essere estremamente conveniente in quanto comporta:

- Risparmio energetico dovuto al minor consumo di combustibile;
- Riduzione dell'impatto ambientale dovuto sia ad un minor rilascio di calore residuo nell'ambiente sia alla riduzione delle emissioni;
- Localizzazione degli impianti in vicinanza del bacino di utenza, con conseguenti minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico.

L'effettiva convenienza nell'applicazione o meno di un ciclo cogenerativo (o dei suoi possibili sviluppi, si veda ad esempio la trigenerazione) dipende proprio da quest'ultimo punto, sull'effettiva disponibilità cioè di un bacino di utenza che possa far uso della quota parte di calore prodotta. E' in particolare, fondamentale per l'efficacia di un impianto cogenerativo, la configurazione "elettrico a seguire": l'energia termica prodotta deve essere tutta e solo quella richiesta dall'utenza, l'energia elettrica, più facilmente trasportabile, può invece essere acquistata se manca o rivenduta se in eccesso.

Le suddette tematiche sono particolare importanti dato della direttiva dell'UE che si pone l'obiettivo di promuovere la cogenerazione ad alto rendimento.

Nella Tabella 2-3 e nella Tabella 2-4 infine, sono riassunte le principali caratteristiche di alcune delle principali tecnologie utilizzate per la produzione di energia termoelettrica in Italia.

I dati riportati si riferiscono al 2003.

Tabella 2-3 – Impianti con sola produzione di energia elettrica

	Potenza Efficace lorda (MW)	Produzione Lorda (GMh)	Efficienza Netta (%)
Motori a combustione interna	467,8	1444,2	31,4
Turbine a Gas	4274,2	9031	32,5
Turbine a Vapore in contropressione	-	-	-
Turbine a Vap. a cond. e spill.	-	-	-
Turbine a Vap. a condensazione	34417	131865,8	36,4
Cicli Combinati	5955	27663,1	52,2
Totale	45115	170004	38,1

Tabella 2-4 – Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore

	Potenza Efficace lorda (MW)	Produzione Lorda (GMh)	Efficienza Netta (%)
Motori a combustione interna	511	1710,5	59,4
Turbine a Gas	877,9	4895,2	61
Turbine a Vapore in contro pressione	1958,8	5454,4	60,8
Turbine a Vap. a cond. e spill.	2447,7	10185,6	35,8
Turbine a Vap. a condensazione	-	-	-
Cicli Combinati	7131,7	49646,3	49,1
Totale	13109	71892	48,2

2.6. Sviluppo delle fonti rinnovabili e nuove tecnologie

L'aumento dei consumi energetici è un dato ineluttabile del progresso e della diffusione del benessere nel nostro pianeta. Nel corso dei tempi, il consumo energetico pro capite è cresciuto fino a diventare ad oggi oltre 100 volte superiore all'energia del metabolismo corporeo, basato sull'alimentazione. Nei Paesi maggiormente sviluppati, mediamente, ogni individuo consuma giornalmente 0,9 GJ, un'energia equivalente a quella ottenibile dalla combustione di 32 kg di carbone. Il consumo energetico planetario è cresciuto stabilmente negli ultimi 150 anni ad un tasso annuo medio intorno al 2,3%. È facile prevedere come l'andamento di crescita dei consumi globali non possa che essere confermato nel prossimo futuro, ed è, d'altronde, pleonastico osservare che i combustibili fossili vanno comunque, pur se non nel breve termine, ad esaurirsi.

In tale scenario, oltre all'uso più efficiente delle risorse attuali, diventa fondamentale anche aumentare lo sfruttamento energetico delle risorse rinnovabili e dare credito e sviluppo a tecnologie innovative, di cui si darà cenno nel proseguio della trattazione, che oggi sembrano più promettenti.

2.6.1. Fonti energetiche rinnovabili

Le tecnologie rinnovabili odierne, senza il contributo di quella idroelettrica, coprono solo il 2% circa della domanda di energia primaria mondiale. Quasi tutte le previsioni, come quella già citata della IEA, basate sulla situazione di mercato attuale e sulla sua evoluzione a livello mondiale, indicano che esse potranno raggiungere al massimo il 3% nel 2030.

Le ragioni di una penetrazione così modesta sono ben note:

- Il costo dell'energia prodotta, al netto degli incentivi, deve essere competitivo con quello derivante dall'utilizzo dei combustibili fossili;
- La tecnologia di produzione energetica deve ovviare al problema della "discontinuità", fattore oggi associato all'energia solare ed eolica: l'energia deve essere disponibile quando è richiesta dall'utente.

Tali limitazioni vanno quindi superate, all'interno di una ragionevole tempistica determinata dall'urgenza del problema, con l'aiuto di tecnologie innovative.

L'analisi delle fonti rinnovabili dovrebbe in ogni caso partire dagli aspetti termodinamici fondamentali: le analisi energetiche ed exergetiche. I principi della termodinamica sono qui considerati come aspetti fondamentali per valutare le prospettive di sviluppo del sistema energia e per indicare la scelta tra le varie opzioni alternative. Sono peraltro evidenti le difficoltà che avrebbe un sistema di produzione energetica che si dovesse basare esclusivamente su tali risorse, dalle biomasse al solare, dall'eolico all'idroelettrico. In ogni caso le fonti rinnovabili non possono cioè che costituire una fonte di "supporto" ed integrazione, anche se è certa la necessità di aumentarne l'utilizzo.

Un cenno particolare merita certamente il programma di ricerca avviato dall'ENEA nel 2001 che punta allo sviluppo di una nuova tecnologia, basata sull'utilizzo di semplici specchi a basso costo per la concentrazione della radiazione diretta, al fine di convertire in modo efficiente l'energia solare in calore ad alta temperatura, di cui vengono esposte le caratteristiche nel capitolo 5. Il progetto parte dal presupposto che l'energia solare sia la candidata ideale per rompere il circolo vizioso tra il progresso economico e le sue ripercussioni ambientali e sociali. Oltre 1,5 miliardi di persone, circa un quarto della popolazione mondiale, sono oggi sprovviste di energia elettrica, il che preclude loro inevitabilmente lo sviluppo di una qualsiasi attività industriale e i relativi risvolti occupazionali. La maggioranza (4/5) di queste popolazioni vive in aree rurali dei Paesi in via di sviluppo, principalmente in Asia e in Africa. Inoltre circa 2,4 miliardi di persone fanno affidamento quasi esclusivamente sulle biomasse tradizionali come fonte di energia primaria. Peraltro, in molti di questi Paesi, il livello di radiazione solare è considerevole e potrebbe divenire la fonte primaria di energia, purché utilizzabile con tecnologie semplici ed economiche. Sarebbe quindi compito dei Paesi più avanzati, come l'Italia, sviluppare nuove tecnologie ed il "know-how" corrispondente, al fine di permettere un tale progresso.

2.6.2. Il vettore Idrogeno

Per modificare radicalmente lo scenario delineato dalle previsioni "business as usual", è necessario dare anche un vigoroso sviluppo alle tecnologie innovative, fondamentali nella ricerca di un sistema produttivo più efficace. Non si può allora prescindere quantomeno da una valutazione delle prospettive offerte dall'utilizzo del vettore idrogeno. Molti vedono nell'utilizzo dell'idrogeno la principale alternativa ad un sistema energetico globale basato, come oggi, sugli idrocarburi fossili. Le caratteristiche che lo renderebbero essenziale in uno scenario di sviluppo sostenibile sono le seguenti:

- Impatto ambientale, sia globale che locale, ridotto o quasi nullo;

- Producibile da più fonti energetiche primarie, tra loro intercambiabili e disponibili su larga scala, nell'immediato ma anche e soprattutto nel futuro;
- Distribuibile preferenzialmente attraverso una rete.

L'idrogeno, l'elemento più leggero dell'universo, è assai raro sulla terra nella sua forma elementare, a causa della sua estrema volatilità, ma è, viceversa, molto diffuso sotto forma di composti (acqua, idrocarburi, sostanze minerali, organismi vegetali ed animali) e può quindi essere prodotto da varie fonti. In Figura 2-1 sono rappresentate schematicamente le possibili fonti di idrogeno, così come i suoi potenziali utilizzi.

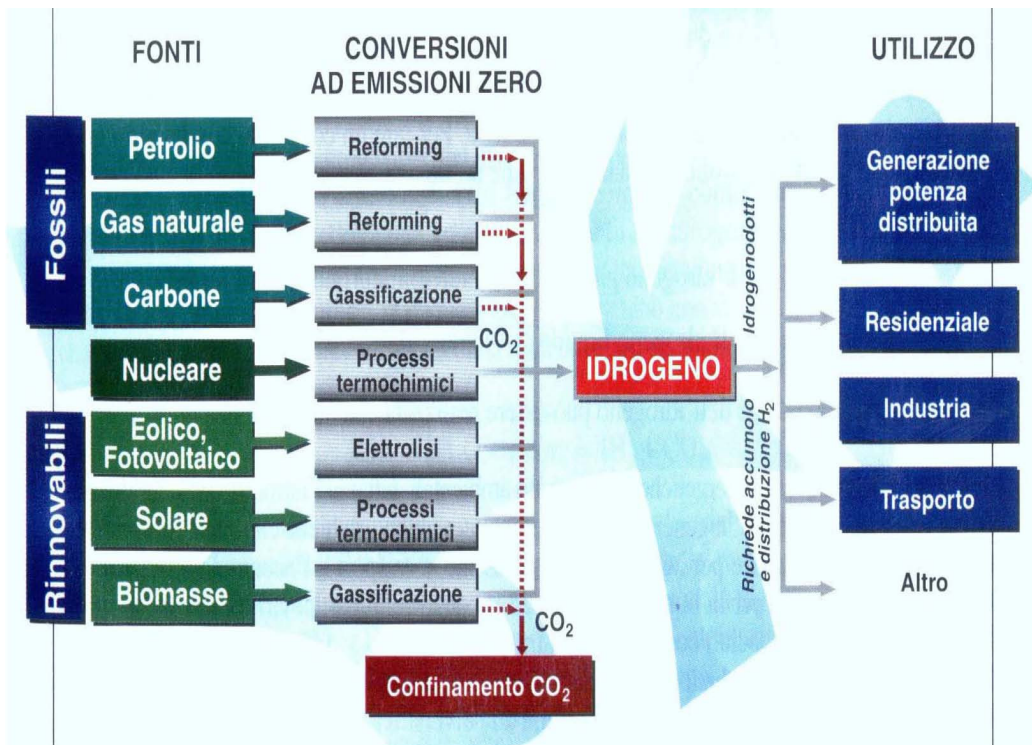


Figura 2-1 – Produzione ed utilizzo dell'idrogeno

L'interesse per il suo impiego come combustibile è nato, anzi tutto, dalla quasi nulla quantità di inquinamento prodotta; se utilizzato in sistemi a combustione produce vapor d'acqua e tracce di ossidi di azoto, od addirittura esclusivamente vapor d'acqua se utilizzato con sistemi elettrochimici con celle a combustibile.

Potrebbe avere le proprietà adatte a soddisfare i requisiti precedentemente indicati, riassumendo infatti:

- È un gas che brucia secondo la semplice reazione
 - $H_2 + \frac{1}{2} O_2 = H_2O + \text{calore}$
 - da cui si vede come la sua combustione produca quindi esclusivamente vapor d'acqua;
- Può essere prodotto sia da fonti fossili che da rinnovabili e nucleare;
- Può esserne concepita, con lo sviluppo delle tecnologie di trasporto e stoccaggio, una rete di distribuzione abbastanza agevolmente compatibilmente con gli usi finali;

- Può essere impiegato in diverse applicazioni, dalla produzione di energia elettrica, sia centralizzata che distribuita, alle generazione di calore fino alla trazione, settore ad oggi forse più attraente, con impatto ambientale nullo o estremamente ridotto.

Da un punto di vista energetico, a fronte di un ridotto contenuto di energia per unità di volume, possiede un altissimo contenuto energetico per unità di massa. Facendo un confronto con un altro combustibile, ad esempio il gasolio, si può dire che un litro di gasolio corrisponde a:

- 3,12 m³ di idrogeno gassoso
- 4,13 litri di idrogeno liquido

Sono molte però anche le problematiche aperte a fronte delle indubbie qualità energetiche ed ambientali, lo sviluppo come vettore energetico richiede, infatti, la predisposizione anche di una vasta gamma di infrastrutture integrate, per renderne l'impiego economicamente affidabile ed intrinsecamente sicuro in tutte le varie fasi della catena tecnologica (produzione, gestione eventuale dell'anidride carbonica generata nel processo, trasporto, accumulo, usi finali). Per fare un esempio, per una delle applicazioni ritenute più appetibili, quale l'autotrazione, occorre sviluppare le celle a combustibile più adatte, serbatoi per equipaggiare il veicolo, sistemi di trasporto e reti di distribuzione paragonabili a quelli dei combustibili tradizionali.

Va allora affrontata la messa a punto delle tecnologie necessarie per agevolare la produzione, il trasporto, l'accumulo e l'utilizzo.

2.6.3. Celle a combustibile

Una cella a combustibile, rappresentata nel suo schema elementare in Figura 2-2, è un dispositivo elettrochimico in grado di convertire direttamente l'energia di un combustibile in elettricità e calore, senza passare attraverso cicli termici. Non risente, quindi, delle limitazioni imposte a questi ultimi dalla termodinamica, in particolare, dal Secondo Principio.

Il funzionamento è, in sostanza, analogo a quello di una batteria, in quanto produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico; a differenza di quest'ultima, tuttavia, consumando sostanze provenienti dall'esterno, è in grado di funzionare senza interruzioni, finché al sistema vengono forniti combustibile ed ossidante. La cella è composta da due elettrodi di materiale poroso, separati da un elettrolita. Le reazioni che avvengono agli elettrodi consumano idrogeno ed ossigeno, producendo acqua ed attivando un passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno. L'elettrolita ha la funzione di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra, chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella. La trasformazione elettrochimica è accompagnata dalla produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

Costruttivamente le celle sono disposte in serie, a mezzo di piatti bipolari a formare il cosiddetto "stack". Gli stack a loro volta sono assemblati in moduli, ad ottenere generatori della potenza richiesta. Si ottiene in tal modo un dispositivo ad elevata efficienza di conversione energetica e rendimento quasi indipendente dal carico e dalla taglia dell'impianto.

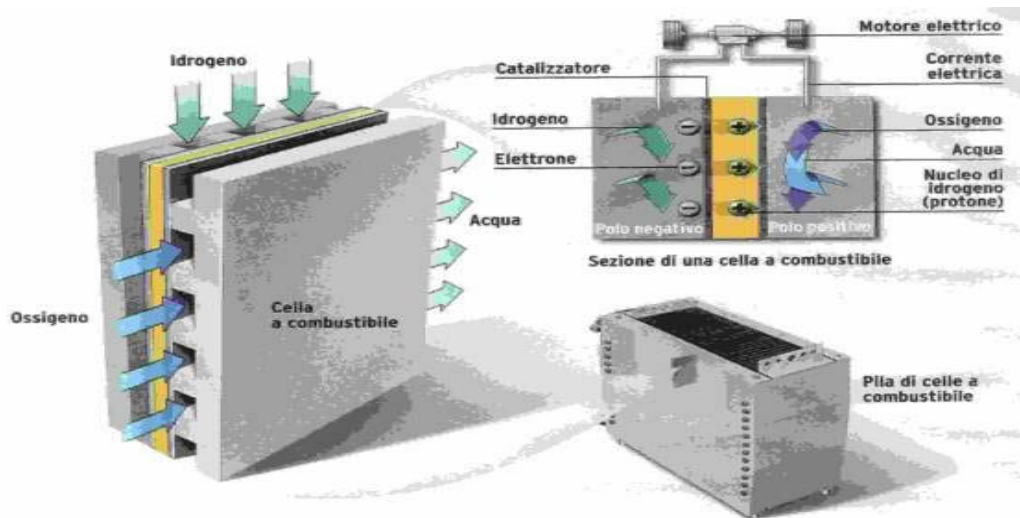


Figura 2-2 – Cella a combustibile

C'è allo stato attuale, nonostante i notevoli progressi ottenuti a livello mondiale per affinarne le tecnologie, ancora molto lavoro da fare. In particolare è necessario:

- Miglioramento delle prestazioni dei materiali;
- Incremento delle prestazioni energetiche ed ambientali;
- Aumento dell'affidabilità e della durata;
- Semplificazione dei sistemi e riduzione dei costi;
- Creazione di una rete di distribuzione del combustibile.

È in ogni caso importante notare come l'opzione Idrogeno – celle a combustibile, ed i cosiddetti cicli ibridi, come già si indica in, prospettino un rendimento di conversione energetica elevatissimo. Una valutazione delle prestazioni di un sistema basato su celle a combustibile per ciclo ibrido, che utilizza energia prodotta da fonti rinnovabili, ad esempio viene fatta in. Si tratta di uno studio sperimentale di un sistema che è in grado di produrre energia elettrica e calore, utilizzabile localmente, con efficienza di recupero molto elevata.

2.7. Evoluzione dell'efficienza energetica. Stato dell'arte

Come detto, diversi studiosi si sono cimentati nella ricerca di possibili futuri scenari relativi ai problemi energetici. Tutti sono concordi nell'asserire che, a fronte di un evidente futuro incremento del fabbisogno energetico mondiale, dovuto soprattutto alla domanda di energia dei Paesi cosiddetti "in via di sviluppo", non si può non tenere in considerazione l'aspetto del rendimento energetico.

A tal proposito è interessante introdurre la cosiddetta "curva logistica" dell'efficienza media. Si tratta di dati ben noti e raccolti da vari autori, ma che rappresentano uno scenario teorico che si adatta sorprendentemente con la realtà. Naturalmente va interpretato congiuntamente con i dati che si riferiscono ai costi energetici per la costruzione degli impianti, in base alla espressione:

"energia di processo + energia di impianto = valore minimo".

La stima dell'andamento dei fabbisogni energetici annuali complessivi di un gruppo omogeneo di persone, può essere scritta come segue:

$$E = C \cdot N \cdot G \cdot F \cdot K \quad (1)$$

dove E indica il fabbisogno energetico, che viene espresso in tonnellate equivalenti di petrolio per anno [tep/anno], C è un fattore geografico-climatico adimensionale, N è il numero di abitanti, G il prodotto interno lordo pro-capite [k\$/capite anno], F è un fattore sociale adimensionale e K è un fattore tecnologico [tep/k\$].

I valori del fattore geografico – climatico dipendono dalla necessità di consumare o meno energia per riscaldamento e trasporti. Valori di riferimento sono:

- $C = 0,75 \rightarrow$ Paesi caldi e densamente popolati
- $C = 1 \rightarrow$ Paesi temperati, densità media di popolazione
- $C = 1,5 \rightarrow$ Paesi freddi e scarsamente popolati

F è funzione del rapporto tra G e G_a , rispettivamente prodotto totale e prodotto agricolo:

$$F = 1 - \exp[-0,08(G/G_a)^2]$$

Pertanto, esso è prossimo ad 1 per le economie industriali e vicino a zero per le economie agricole. Si hanno, infatti, corrispondenze di questo tipo:

- Società primitiva $G_a = G$ $F \approx 0,08$
- Società greco-romana $G_a = 2/3 G$ $F \approx 0,165$
- Italia 1920 $G_a = 1/2 G$ $F \approx 0,27$
- Italia 1939 $G_a = 0,28 G$ $F \approx 0,64$
- Italia 1990 $G_a = 0,10 G$ $F \approx 1$

Il fattore tecnologico K viene valutato mediante la formula

$$K = K_0 \frac{\bar{\eta}_0}{\bar{\eta}}$$

dove K_0 e $\bar{\eta}_0$ sono valori di riferimento, mentre $\bar{\eta}$ rappresenta l'efficienza globale media della società.

Poiché l'equazione (1) non viene mai utilizzata da sola, ma sempre in rapporto con un dato anno di riferimento, nell'equazione precedente risulta superflua l'indicazione dei valori K_0 e $\bar{\eta}_0$.

L'efficienza media è esprimibile in base alla relazione empirica:

$$\log \frac{\bar{\eta}}{1 - \bar{\eta}} = 0,00726 \cdot \theta - 15,034$$

in cui θ indica l'anno.

La relativa curva, detta *curva logistica*, è diagrammata nella Figura 2-3:

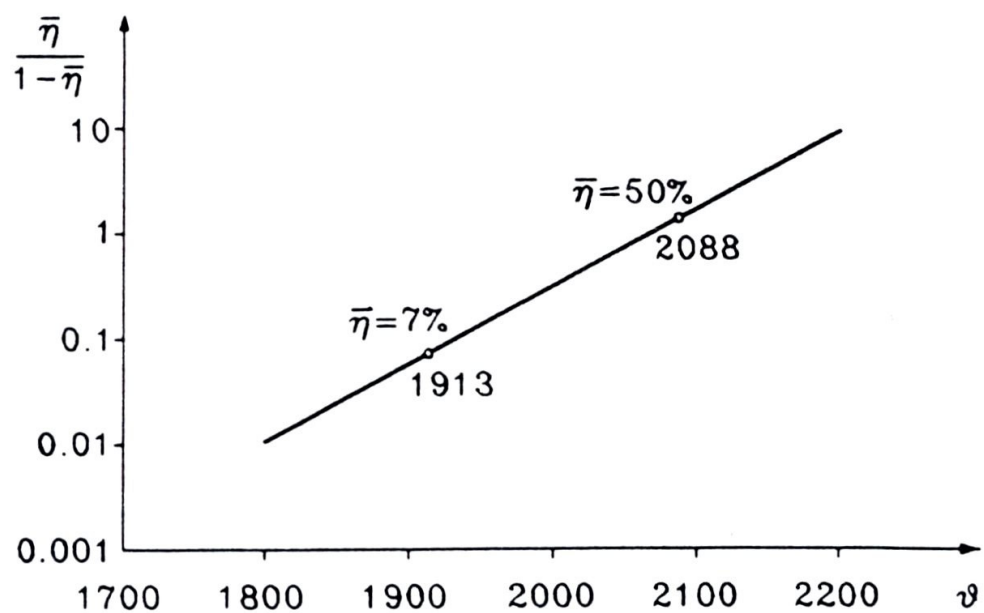


Figura 2-3 – Curva logistica della efficienza media

il tempo storico compare in ascissa,

mentre il rapporto $\frac{\bar{\eta}}{1-\bar{\eta}}$ sull'asse delle ordinate in scala logaritmica.

In questo modo si ha ad esempio $\eta = 7\%$ per $\theta = 1913$ e $\eta = 50\%$ per $\theta = 2088$.

3. Termodinamica ed Energia

(A partire dalle considerazioni di Bejan, che parla propriamente di “Design Philosophy”, viene qui esposta la necessità di associare alla progettazione meccanica in campo energetico la conoscenza e l’applicazione diretta delle leggi fondamentali dell’energetica. Le politiche di razionalizzazione dei consumi non possono prescindere dalla termodinamica, che deve essere criterio di scelta fondamentale nel discriminare tra le varie possibili strade che appaiono oggi percorribili in un settore così vasto e determinante)

3.1. Introduzione

Le analisi termodinamiche, in particolare le analisi energetiche ed exergetiche, che partono dalla definizione stessa di efficienza energetica, sono in grado di orientare e consigliare in modo opportuno le scelte generali di politica energetica, che sono confronto di tecnologie, decisioni su dove e come incanalare gli investimenti e su quali possano esserne i più remunerativi ritorni, sotto i diversi punti di vista.

Adrian Bejan, della Duke University, seguendo le applicazioni dei principi di riduzione della generazione entropica alla politica energetica, ha proposto di rendere il principio della minimizzazione della produzione di entropia una vera e propria “design philosophy”, una filosofia di progetto, fondamentale nella realizzazione di un qualunque sistema termico, sulla cui base deve essere impostata una politica energetica di lungo termine.

La Prima Legge della Termodinamica mette in evidenza come l’Energia si trasformi, conservandosi, in diverse forme, tra cui il Lavoro. La Seconda Legge invece afferma che “anche in condizioni ideali, fissate le condizioni dell’ambiente, solo una parte dell’energia può effettivamente essere trasformata in lavoro”. Negli Stati Uniti d’America in genere si parla di “Energia disponibile”, qui in Europa si usa il termine “Exergia”, affiancato al suo opposto l’“Anergia”, intendendo con ciò la quantità di energia che può essere trasformata in lavoro utile. Concettualmente l’energia è molto diversa dall’exergia: se la prima pur conservandosi si degrada, la seconda attraverso le irreversibilità si distrugge. Oggi l’exergia è un argomento trattato da vari studiosi e le analisi exergetiche sono uno strumento di cui molti fanno uso. Potremmo qui citare su tutti i lavori di Wall, che hanno dato un enorme contributo nell’esposizione del significato fisico del concetto di exergia. Particolarmente interessanti sono i contributi di Dincer o Rosen, che indicano nelle analisi exergetiche ed energetiche uno tra i più importanti fattori di discernimento della politica energetica. Tutti evidenziano come i margini di miglioramento ottenibili attraverso l’analisi termodinamica dei sistemi reali sono a tutt’oggi amplissimi, e riguardano, in modo trasversale, lo studio dello sfruttamento di ogni forma di energia. È pur vero però che ancora si tratta di concetti poco usati, forse anche perché ancora oscuri e poco conosciuti.

Charles Percy Snow, Barone della città di Leicester e noto scienziato e narratore, introdusse per primo l’idea delle “Due Culture”, ovvero dell’incomunicabilità esistente tra la cultura umanistica e quella scientifica, che a suo parere minava e riduceva le possibilità effettive di progresso dell’uomo. Molti studiosi ricorrono a questo concetto per spiegare, e spiegarsi, le difficoltà nell’affermazione delle teorie termodinamiche, anche in settori come quelli della produzione energetica, dove la valenza di una corretta applicazione delle leggi della Termodinamica dovrebbe apparire evidente.

Spesso la termodinamica appare complessa, di difficile utilizzo, quasi ristretta a pochi eletti, con incapacità di comunicare e di rendere abordabili concetti e teorie note da tempo, ma colpevolmente poco applicate: ciò vale soprattutto per le applicazioni energetiche.

3.2. L'efficienza energetica nella società

L'odierno contesto politico ed economico internazionale pone la questione energetica al centro del dibattito, caratterizzato dal manifestarsi di tensioni sempre crescenti in diverse parti del mondo. La recente crisi del gas russo, ad esempio, ha messo ancor più in evidenza, come se ve ne fosse il bisogno, la necessità di garanzia degli approvvigionamenti, anche per le risorse energetiche considerate tradizionali. Dall'ampliamento delle risorse disponibili, al maggiore utilizzo delle risorse rinnovabili sino allo sviluppo di nuove tecnologie per meglio utilizzare le fonti d'energia, un elemento comune di una qualunque strategia energetica è individuabile nell'uso efficiente delle risorse. Quello che ne consegue è in ogni caso la minimizzazione del fabbisogno di energia primaria, a parità di prestazione attesa, con tutti i benefici, sia economici che ambientali, che da ciò possono derivare. È necessario anzitutto, per poter comprendere le applicazioni di una strategia di ottimizzazione dell'efficienza, procedere verso una chiara definizione dell'efficienza energetica, a partire dai principi fondamentali della termodinamica e dalle grandezze che la introducono.

L'energia è oggi l'elemento fondamentale che regola e consente il progresso e lo sviluppo della società umana ed è divenuta la chiave delle interazioni tra l'uomo e la natura. Da un certo punto di vista la termodinamica può essere considerata la scienza che studia l'energia e le interazioni dell'energia con l'ambiente che ci circonda. Tali interazioni si esprimono attraverso la variazione di grandezze, come ad esempio la temperatura, la pressione, l'entalpia, il lavoro, il calore, l'entropia, l'exergia, etc. In base ai concetti che verranno sviluppati nel paragrafo seguente, il Primo Principio della Termodinamica regola e definisce i bilanci di energia. Su di esso si basano le analisi energetiche ed i miglioramenti possibili in termini di un migliore utilizzo delle risorse, attraverso la riduzione delle perdite di energia e di lavoro.

Il Secondo Principio introduce l'entropia ed il concetto di trasformazione irreversibile. Consente di individuare le differenze tra i diversi tipi di energia che si possono in effetti considerare più o meno "nobili" l'una rispetto all'altra. A fianco delle analisi energetiche e della necessità di ampliare la quantità di energia disponibile si introducono le analisi exergetiche che analizzano il problema della qualità dell'energia. Per migliore utilizzo si intende qui, in senso più esteso, un uso delle risorse energetiche più "appropriato" alle caratteristiche proprie di ciascun tipo di energia. Gravissimo errore è ad esempio l'utilizzo di energia elettrica per ottenere calore a bassa temperatura. In Appendice II sono presentati in modo più approfondito i concetti esposti sinora, a partire l'exergia, che viene definita come il massimo lavoro ottenibile da un sistema che raggiunge l'equilibrio con il proprio ambiente, e che può essere considerata, per molti versi, "l'unità di misura" dell'energia stessa o quantomeno della qualità dell'energia che si ha a disposizione. Le risorse naturali, tradizionalmente, vengono suddivise tra risorse energetiche e non. Il petrolio è una classica fonte di energia primaria e così deve essere considerato, ad esempio, il legno. Ragionando in termini exergetici la suddivisione tra risorse destinate alla produzione energetica e non risulta in realtà fittizia. Le varie risorse hanno un proprio contenuto exergetico; il legno stesso potrebbe essere utilizzato per produrre lavoro meccanico, quindi energia utile. L'exergia può dare una misura del contenuto di energia potenzialmente utile in ciascuna risorsa naturale e fonte energetica e costituire inoltre un "metro" per le diverse forme di energia in funzione della loro progressiva degradazione, in base ai termini del Secondo Principio.

Vari autori hanno studiato come associare alle diverse risorse il contenuto in energia utile. La Tabella 3-1, comunemente citata e dovuta a Wall (Wall G., 1986), elenca i *Fattori di Qualità* per cui deve essere moltiplicato il contenuto energetico di ciascuna risorse per ottenerne il contenuto in exergia.

Tabella 3-1 – Fattori di qualità per diverse forme di energia

Forma energetica	Fattore di qualità
Energia Meccanica	1
Energia Elettrica	1
Energia Chimica	1
Energia Nucleare	0.95
Energia Solare	0.9
Vapore bollente	0.6
Riscaldamento di ambienti a 90°C	0.2 – 0.3
Radiazione termica emessa dalla Terra	0

Se appaiono evidenti i legami tra l'energia e la moderna società dei consumi come tra l'energia ed il progresso dell'umanità, al punto che oggi le fonti energetiche vengono spesso usate come merci di scambio, se non addirittura come armi, dovrebbero essere allora altrettanto evidenti i legami tra la termodinamica e tutti questi aspetti. Un'applicazione corretta delle leggi della termodinamica, ed in particolare di quelle relative all'efficienza exergetica, può dare oggi un grande contributo alle scelte di indirizzo. I bilanci exergetici ed energetici presentano legami intrinseci con aspetti sociali ed economici globali, viste le profonde connessioni che ormai vi sono, per quanto possa sembrare insolito, tra termodinamica, potremmo dire tra exergia, ed ambiente, tra termodinamica e sviluppo sostenibile o termodinamica ed economia. Appare chiaro, ad esempio, come il concetto di "energia disponibile" sia strettamente legato a valutazioni di tipo economico. La quantità di risorse economiche, che si possono liberare attraverso l'applicazione di un "uso responsabile ed efficiente delle risorse energetiche" è enorme. Da un punto di vista macroeconomico l'exergia è una chiave di lettura fondamentale nelle analisi sui consumi globali e sull'effettivo esaurimento delle scorte. Già oggi le analisi exergetiche sono un importante criterio per le valutazioni costi-benefici nei processi di ottimizzazione della progettazione.

Qualunque misura portata all'incremento dell'efficienza energetica non può che ridurre l'impatto ambientale. Nessuna fonte di energia è esente da effetti negativi sull'ambiente, ma anche volendo proseguire nello sfruttamento dei combustibili fossili, una maggiore efficienza favorisce in ogni caso l'abbattimento delle emissioni inquinanti, sia direttamente che indirettamente (attraverso cioè la riduzione delle strutture necessarie alle attività di produzione, trasporto, trasformazione, distribuzione e stoccaggio). Uno sviluppo veramente sostenibile non può prescindere allora dall'efficienza energetica e non può quindi prescindere dalla termodinamica.

3.3. Termodinamica e politica energetica

La curva logistica dell'efficienza, introdotta nel Capitolo 2, indica come storicamente la tecnologia abbia consentito di produrre un progressivo incremento del rendimento di primo principio. Limitandosi però alle analisi energetiche di questo tipo sembrerebbe quasi poco utile

l'utilizzo della termodinamica in ambito energetico, se non per la realizzazione di previsioni e scenari più o meno futuribili. Le analisi energetiche ed exergetiche prese nel loro complesso invece, come suggeriscono vari autori, sono fondamentali per comprendere quali siano i punti deboli di un sistema energetico in modo da poter compiere opportunamente le scelte sugli usi finali delle varie risorse e possono essere di grande aiuto finanche nella progettazione di un semplice apparato. Le considerazioni relative all'efficienza di secondo principio possono in taluni casi portare a radicali cambiamenti nella concezione stessa di un sistema termodinamico, come alcuni esempi possono ben evidenziare.

Si consideri un ambiente da riscaldare. Supponiamo venga immessa nel sistema una certa quantità di calore Q alla temperatura T_1 di 25°C da parte di una caldaia a gas con efficienza di primo principio η_I del 70%. Sia la temperatura esterna T_0 pari a 4°C .

Utilizziamo la relazione (2) per calcolare anche l'efficienza di secondo principio η_{II} . In questo caso si ottiene:

$$\eta_{II} = \frac{\eta_I Q}{Q \frac{1}{1 - \frac{T_0}{T_1}}} = 0.7 \left(1 - \frac{T_0}{T_1} \right) \cong 0.049 \cong 4.9\%$$

Ancora più semplicemente si può utilizzare la relazione (2ter), ricordando che il rendimento ideale è quello di una pompa di calore ad assorbimento il cui Coefficiente di prestazione COP è il seguente:

$$COP = \frac{1}{1 - \frac{T_0}{T_1}} \cong 14.2$$

Per cui si ha:

$$\eta_{II} = \frac{\eta_{I \text{ real}}}{\eta_{I \text{ ideal}}} = \frac{0.7}{14.2} = 0.049$$

È evidente che osservando esclusivamente il rendimento di primo principio appaiono possibili solo piccoli miglioramenti, essendo $\eta_I = 70\%$ un valore già di per se molto elevato. L'analisi exergetica ed η_{II} indicano invece che vi è ancora un ampio spazio per migliorare l'efficienza del sistema, che è appena del 4,9 % e portano a scartare assolutamente la soluzione di una caldaia a gas quale moderno strumento per il riscaldamento degli ambienti, poiché oltre il 90% dell'energia utile viene buttata.

È perciò possibile, per migliorare l'efficienza complessiva del sistema, ragionare in termini exergetici, operando in pratica per ottenere il miglioramento del rendimento di secondo principio. In tal caso si possono anche modificare radicalmente le caratteristiche del sistema stesso attraverso l'adozione di una diversa e nuova tecnologia, come può essere l'introduzione di una pompa di calore ad assorbimento nel riscaldamento di un edificio, il che si traduce in effetti in una valorizzazione dell'energia sfruttata, a parità di energia immessa nel sistema. Questo si traduce cioè

nell'uso razionale dell'energia in funzione dello specifico utilizzo finale, ovvero nell'uso intelligente delle risorse energetiche o, per meglio dire, di quelle exergetiche.

La metodologia proposta è di per se estendibile a tutti i sistemi energetici impiegati nell'industria, nei trasporti, nel terziario, nel domestico, per i quali sia individuabile un sistema di riferimento ideale a massima efficienza per lo specifico scopo finale.

Le analisi exergetiche possono essere particolarmente utili nella scelta dell'utilizzo più appropriato per una detta risorsa energetica e sono soprattutto in grado di mettere in evidenza i possibili margini di miglioramento identificando, nelle diverse fasi di un processo, quali siano i punti a più elevata dispersione di exergia. A volte sono però uno strumento di complesso utilizzo, in particolare laddove si occupano di nuove tecnologie e possano indurre ad errori e valutazioni sbagliate.

Nell'esempio seguente si mettono a confronto le diverse valutazioni di Bejan e Kreider. È evidente come un approccio differente nell'analisi exergetica possa portare a considerazioni molto discosti le une dalle altre. Consideriamo anzi tutto l'approccio di Kreider nel confronto tra l'energia solare ed il gas naturale. Si supponga di voler utilizzare queste due diverse fonti energetiche sempre per ottenere il riscaldamento di un ambiente.

Sia ad esempio la temperatura esterna ora pari a $T_a = -10^\circ\text{C}$. Si voglia mantenere un ambiente riscaldato alla temperatura T_b di 20°C . È possibile considerare l'efficienza di secondo principio utilizzando la relazione (3), come rapporto tra l'exergia effettivamente utilizzata e quella messa a disposizione dal "combustibile".

$$\eta_{II} = \frac{1 - \frac{T_a}{T_b}}{1 - \frac{T_a}{T_f}} \quad (4)$$

Nel caso del gas naturale si può considerare una temperatura di fiamma T_f pari a 2300K . La (4) conduce allora ad un rendimento molto basso, appena dell'11.6%.

Per valutare il rendimento exergetico nel caso dell'energia solare Kreider considera un collettore che fornisce calore ad una temperatura di 30°C . Usando quindi come $T_f = 303\text{K}$ l'espressione (4) fornisce $\eta_{II} = 0.776$. Da ciò si dovrebbe evincere come un collettore di energia solare sia un'applicazione ottimale al riscaldamento a bassa temperatura di un ambiente. Certamente con un rendimento pari a quasi l'80% le perdite di exergia sono molto più contenute che facendo uso di un qualunque combustibile fossile. In base alle considerazioni di Bejan l'energia solare è al contrario una fonte ad alto contenuto exergetico, adatta perciò ad applicazioni ad elevata temperatura; l'impossibilità di sfruttare questa fonte per applicazioni fortemente energetiche è dovuta ad un gap tecnologico da colmare. A sostegno di questo concetto, nella relazione (4) Bejan per l'energia solare sostituisce un valore di T_f pari a 4350K , ottenuto da una stima del contenuto exergetico della radiazione solare.

Applicando ora questa T_f nell'espressione riportata precedentemente di efficienza si ottiene un rendimento $\eta_{II} = 0.109$, addirittura inferiore a quello corrispondente del gas naturale, a dimostrazione di come entrambe queste risorse siano mal impiegate per questo tipo di funzione ed andrebbero dirottate altrove. L'idea di ritenere l'energia solare particolarmente appropriata per usi a

bassa temperatura è quindi soprattutto legata alla nostra arretratezza tecnologica, al contrario il contenuto exergetico della radiazione solare offre grandi opportunità. Questo è una situazione ben rappresentata in Figura 3-1, dove per “combustibile” si può intendere l’energia solare con T_f pari a $4350K$ mentre l’“utilizzatore” è appunto l’ambiente a $20^\circ C$ e l’enorme “gap” esistente è appunto l’exergia perduta nel processo (indicata con E_{lost} in Figura).

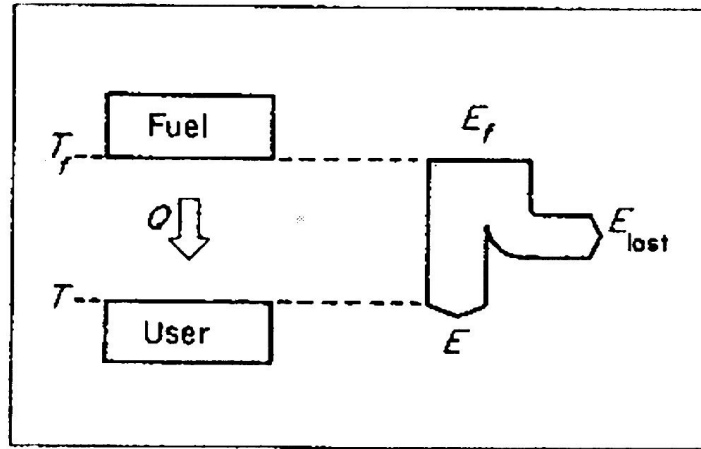


Figura 3-1 – Trasferimento del calore e distruzione exergetica

Si è sin qui evidenziata l’importanza dell’efficienza secondo principio, spesso trascurata rispetto al primo. L’approccio metodologico che qui si propone è quello di associare alle scelte di politica energetica attente analisi di entrambi i rendimenti, di primo e secondo principio. Si tratta di un indispensabile elemento di analisi critica ma non deve divenire per altro l’unico criterio da perseguire nella corretta valutazione della qualità delle strategie energetiche. Basandosi sul solo rendimento di secondo principio, ad esempio, avrebbe ben poco senso l’incentivo alla cogenerazione, concetto approfondito nell’Appendice C, e questo sarebbe ovviamente un grave errore.

La Figura 3-2 si riferisce ai risultati di uno studio su un ciclo cogenerativo ed in particolare mostra l’andamento delle efficienze in base ai parametri di processo (rapporto potenza elettrica/calore e percentuale di vapore estratta). η_I , pur diminuendo drasticamente man mano che aumenta la quantità di calore prodotto rispetto all’energia elettrica, presenta valori anche vicini all’80%; η_{II} è più stabile ma rimane comunque sempre bassa. È peraltro evidente come i gruppi di cogenerazione, che possono consentire rendimenti energetici elevati, fino anche al 90%, soprattutto in zone dove si abbia richiesta di calore a bassa temperatura, rimangono soluzioni più che ottimali.

Quest’ultimo è allora un tipico esempio in cui il solo esame di η_{II} induce a valutazioni erronee.

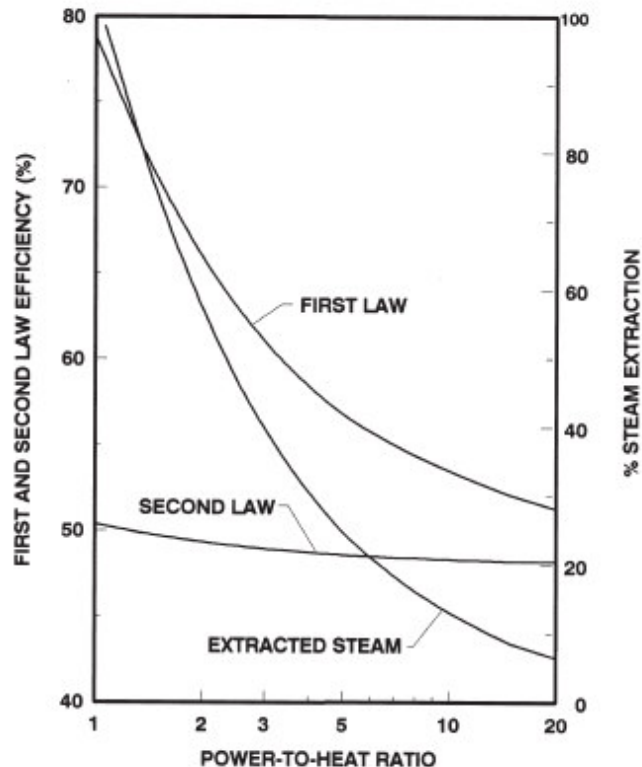


Figura 3-2 – Efficienza di Primo e Secondo Principio in un ciclo cogenerativo

L'importanza di una seria analisi energetica di sistema, che dovrebbe accompagnare ogni iniziativa e decisione in campo energetico, appare da quanto detto sinora evidente. A tal proposito può essere un esempio da osservare con interesse i lavori presentati da A. Hepbasli, Z. Utlu et al., in una serie di pubblicazioni dedicate alla realizzazione di un'analisi complessiva del sistema energetico della Turchia. Le efficienze di primo e secondo principio sono state valutate nei diversi settori del sistema energetico turco e ciò consente di mettere in evidenza i settori meglio funzionanti e quelli dove è in effetti utile intervenire per consentire un miglioramento delle prestazioni ed all'interno di un predeterminato settore quali siano gli eventuali punti deboli. A titolo d'esempio si riporta nella pagina seguente la Tabella 3-2 in cui vengono riportati alcuni risultati delle analisi exergetiche ed energetiche condotte sistematicamente in Turchia, in questo caso nel settore residenziale. Da questa tabella emergono con evidenza le enormi inefficienze di larga parte del sistema, anche in settori ad elevato rendimento di primo principio. Appaiono con chiarezza gravi errori, quali l'uso di elettricità anche per il riscaldamento, con $\eta_I = 98\%$ ma η_{II} appena al 7,3%) ma sono evidenti anche i grossi margini di miglioramento che una politica basata sull'uso efficiente delle risorse energetiche può consentire, anche senza voler imporre grossi cambiamenti nell'approvvigionamento delle fonti. Analisi di questo tipo, affiancate ad esempio ad un'analisi dei costi di intervento, sono uno strumento fondamentale, che può permettere di individuare quali siano tra i possibili investimenti quelli più efficaci.

È evidente l'importanza che potrebbe avere un analogo contributo nel nostro Paese.

Tabella 3-2 – Efficienza nell’uso energetico nei settori residenziali e commerciali

Fuels	Efficiencies	
	ε_1	ε_2
Space heating		
Coal (stove)	45	3.2
Coal	50	3.6
Fuel-oil	65	4.9
Natural gas	84	6.3
LPG	90	7.4
Electricity	98	7.3
Wood	35	2.5
Geothermal	55	5.33
Dried-dung	35	2.5
<i>Overall ($\varepsilon_{1sh,of}$; $\varepsilon_{2sh,of}$)</i>	50.32	3.54
Water heating		
Natural gas	80	9.6
LPG	80	9.7
Electricity	90	10.8
Wood	30	3.4
Dried-dung	27	3.1
Kerosene	60	7.3
Solar	30	3.9
City gas	80	10.4
<i>Overall ($\varepsilon_{1wh,of}$; $\varepsilon_{2wh,of}$)</i>	59.43	6.59
Cooking		
Natural gas	50	10.7
LPG	50	10.8
Electricity	80	17.2
Wood	22	4.5
Dried-dung	20	4.1
City gas	90	11.7
<i>Overall ($\varepsilon_{1c,of}$; $\varepsilon_{2c,of}$)</i>	50.22	10.84
<i>Overall fuels ($\varepsilon_{1,ofrcs}$; $\varepsilon_{2,ofrcs}$)</i>	53.03	6.28
Electrical appliances		
Lighting	9.5	8.7
(Incandescent)	5	4.5
(Fluorescent)	20	18.5
Refrigeration	100	10.6
Water heating	90	10.8
Cooking	80	17.2
Space heating	98	7.3
Washing machine	80	80
Vacuum cleaner	70	70
Air condition	200	14
Television	80	80
Iron	98	30
Miscellaneous	70	65
<i>Overall electricity ($\varepsilon_{1,oercs}$; $\varepsilon_{2,oercs}$)</i>	66.17	18.66

3.4. Considerazioni finali

L'energia è divenuta l'elemento chiave nel rapporto tra l'uomo e la natura. L'abbondanza energetica che i combustibili fossili hanno garantito nell'ultimo secolo ha consentito il progresso della civiltà. Oggi ci si rende conto dell'importanza dell'energia per lo sviluppo economico ma ormai la materia è divenuta sempre più interdisciplinare: è chiaro che non esiste sorgente o fonte energetica che sia neutrale rispetto all'ambiente. Dall'attenzione agli impatti ambientali delle diverse fonti energetiche è nato e si sono sviluppati il concetto di "Sostenibilità" e "Sviluppo Sostenibile", contenuto nel Rapporto "Our Common Future" (1987) della Commissione Brundtland e ritenuto ancora da molti un ossimoro. Certamente la possibilità di *"garantire i bisogni delle generazioni attuali senza compromettere la possibilità che le generazioni future riescano a soddisfare i propri"* non può prescindere dall'uso razionale ed efficiente delle risorse energetiche, su cui questo lavoro si è incentrato.

Ci si è qui preoccupati di trovare ed analizzare strumenti che consentano di affiancare e supportare nel modo più efficace possibile i processi decisionali in Politica Energetica. Si è messa in evidenza l'importanza della Termodinamica. Le analisi energetiche ed exergetiche sono in grado di fornire più di ogni altro metodo elementi e criteri precisi di conoscenza del "Sistema Energia" nel suo complesso. Spesso ci si limita ad indicare il rendimento di un impianto o comunque ad introdurre la sola analisi di primo principio. Un primo necessario cambiamento è quello di valutare il contenuto exergetico a fianco di quello energetico. La seconda legge della termodinamica e le analisi exergetiche tengono conto dell'entropia e misurano le irreversibilità del sistema in oggetto. Se i costi devono riflettere i valori, allora il valore in termodinamica è fornito dal contenuto in exergia, non tanto da quello in energia. Assegnare un costo all'energia può quindi indurre ad errori di valutazione. L'exergia e quanto questa si distrugga è invece il parametro da osservare. Gli studi sull'exergia, negli ultimi dieci anni hanno avuto grande risalto e riguardano vari campi del sapere, dall'ingegneria chimica a quella meccanica, dall'ecologia all'ingegneria del territorio. Compito dei progettisti, degli scienziati e degli esperti è di ridurre sempre più il "gap tecnologico" che porta alla distruzione di tanta "energia utile" come ben evidenziato nella Figura 2; questo rende le analisi termodinamiche non solo utili ma ineludibili. È importante però ricordare che la termodinamica non può operare sola ma deve essere uno strumento, noi pensiamo il principale, in un insieme completo di criteri di valutazione, affiancando ad esempio considerazioni economiche, di protezione dell'ambiente di analisi della domanda e delle risorse locali. L'exergia non può certamente dare indicazioni sulle emissioni di CO₂.

In conclusione, si è mostrato quanto sia ancora indispensabile il contributo che possono dare i principi fondamentali della termodinamica ed è necessario, ricordando quanto detto nell'introduzione, stabilire un dialogo che affianchi questi alle considerazioni di tipo economico, ambientale o ingegneristiche per realizzare una politica energetica che sia veramente efficace e duratura.

4. CDR-P

(La diversificazione del mix energetico è ormai divenuta una necessità improcrastinabile nei paesi industrializzati. Questo è a maggior ragione vero in un Paese come l'Italia, dove le paventate crisi energetiche mettono ancor più che altrove a repentaglio le prospettive di crescita futura. Sotto questa spinta, date inoltre le sempre più stringenti esigenze legate alla tutela dell'ambiente anche la gestione dei Rifiuti Solidi Urbani (RSU) si presenta come fondamentale e di possibile contributo in un ottica di medio – lungo periodo. Qui viene descritta la creazione del primo sistema integrato, ecosostenibile ed economicamente autosufficiente, per la produzione e l'utilizzo di un combustibile di qualità, Il procedimento di valorizzazione dei rifiuti e di produzione del combustibile, con i primi ottimi risultati sul suo utilizzo)

4.1. Scenario di riferimento

Sotto la spinta delle esigenze legate alla tutela dell'ambiente ed alla diversificazione del mix energetico, anche la gestione dei Rifiuti Solidi Urbani (RSU) si presenta come fondamentale e di possibile contributo in un ottica di lungo periodo nel nostro Paese. Il bilancio energetico nazionale ci dice che l'Italia è dipendente dall'estero, nel settore energetico, per quasi l'85%. Questa situazione, che si può tranquillamente definire tragica per la nostra economia, parte dal passato (fine anni '50, primi anni '60) ed è dovuta a molte ragioni. Prima tra tutte vi è certamente la povertà di risorse endogene; l'Italia ha sviluppato da tempo in modo compiuto il grande idroelettrico, che fu congelato, colpevolmente, a seguito della tragedia del Vajont, mentre è un dato di fatto che i giacimenti di risorse fossili, la nostra principale fonte energetica, sono sempre stati, nel nostro Paese, limitati e di costoso utilizzo. A questa scarsità di risorse si è però aggiunta la totale assenza di seri piani di investimento nel settore della ricerca in ambito energetico e soprattutto la cronica incapacità di svolgere una politica energetica seria che dovrebbe essere coniugata ed anzi indirizzare lo sviluppo industriale italiano.

All'eccessiva dipendenza dall'estero si aggiunge il problema dell'utilizzo di un limitato numero di fonti energetiche, il petrolio anzi tutto, il che rende il Paese estremamente vulnerabile ad ogni situazione di crisi dovuta alle situazione politica internazionale. Nell'incertezza degli scenari energetici futuri, è divenuta prioritaria per tutti la *diversificazione del mix energetico* in modo da ridurre questi rischi di eccessiva dipendenza. In questa prospettiva sarebbe auspicabile l'incremento nell'utilizzo di forme rinnovabili e alternative di energia, ed in questa ottica diviene rilevante l'uso di RSU per produrre energia.

Nel nostro paese la percentuale dei rifiuti avviato al recupero energetico è almeno tre volte più bassa della media europea. La produzione annua in Italia si attesta attorno ai 30.000.000 di tonnellate di rifiuti civili. Il 72% del totale, secondi i dati di fonte COREPLA 2005, è convogliato in discarica, il 19% subisce dei trattamenti per il recupero ed infine il 9% viene incenerito. In questo panorama si inseriscono le attenzioni tecniche e scientifiche facenti capo al riciclaggio (inteso come ritrattamento in un processo di produzione capace di ridare la funzione originaria ai materiali) ma soprattutto al recupero energetico e al suo legame con lo smaltimento dei rifiuti. L'incenerimento diretto dei rifiuti in impianti dedicati è sembrata, fino a pochi anni fa, la soluzione più adatta al problema e a dimostrazione di ciò vi sono molti impianti realizzati ed operativi in tutto territorio nazionale (si veda a proposito la Figura 4-1).



Figura 4-1 – Impianti di termovalorizzazione in Italia

Dalla Figura appare chiaramente come in intere regioni del Sud non vi siano termovalorizzatori e non vi sia una possibile sistemazione degna dei rifiuti. Il principio fondamentale è invece che chi produce i rifiuti se li debba tenere. Negli ultimi anni sono stati intrapresi interessanti approfondimenti riguardo la produzione e l'utilizzo di combustibili derivati dai rifiuti in impianti esistenti a forte assorbimento energetico. I risultati ottenuti da tali impieghi si sono rivelati molto incoraggianti.

4.2. CDR

La discarica controllata e l'inceneritore sono stati sinora i principali sistemi di smaltimento degli RSU. Negli ultimi anni si è andato però sviluppando il concetto di *sistema integrato*, cioè un sistema di filiere tecnologiche ognuna con caratteristiche idonee al trattamento solo di particolari frazioni di rifiuto. Alla base di questa metodologia troviamo la differenziazione dei RSU, a monte o a valle della raccolta, che permette di isolarne le caratteristiche chimico-fisiche e sfruttare le specifiche potenzialità dei diversi tipi di rifiuto. Tali sistemi integrati di gestione dei RSU presentano un'elevata quantità di processi che sono strettamente correlate alla tipologia ed alle caratteristiche dei rifiuti in ingresso. In questo contesto si inserisce il *Refuse Derived Fuel*, (RDF), o, secondo la denominazione italiana, il combustibile derivato dai rifiuti, CDR. Più propriamente in questo caso non ci si riferisce alla totalità dei RSU, bensì ai MSW (Municipal Solid Wastes), cioè ad una loro frazione che, in seguito ad un trattamento di essiccazione, presenta un più alto potere calorifico e un più basso contenuto di umidità e di ceneri.

In particolare il termine RDF è stato introdotto in Italia con D.M. del 16 gennaio 1995, poi sostituito con la nuova definizione di CDR dall'art. 6, lettera p), D.Lgs. n. 22/1997 e succ. modd.:

“il combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all'eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione ed a garantire un adeguato potere calorico, e che possiede caratteristiche specificate con apposite norme tecniche”.

Per CDR si intende dunque un combustibile alternativo, derivato da rifiuti ed ottenuto attraverso cicli di lavorazione che ne garantiscono un adeguato potere calorifico, riducendo la presenza di materiale metallico, vetri, inerti, materiale putrescibile, contenuto di umidità e di sostanze pericolose in particolare ai fini della combustione.

I cicli di lavorazione preposti alla produzione hanno dunque il compito di ridurre la presenza di materiale metallico, vetri, inerti, materiale putrescibile, contenuto di umidità e sostanze tossiche o inquinanti ai fini della combustione. Esso presenta mediamente la seguente composizione:

- 44% carta;
- 23% plastiche;
- 12% residui tessili;
- 4,5% scarti legnosi;

Il decreto prevede inoltre che ai rifiuti che non vengono riciclati possono essere aggiunti, per una quota non superiore al 50 % in peso, scarti industriali quali plastiche non clorurate, poliaccoppiati (cartoni per latte, vino, succhi di frutta...), gomme sintetiche non clorurate, resine e fibre artificiali, pneumatici fuori uso. Queste aggiunte sono finalizzate ad aumentare il potere calorifico e l'attenzione del legislatore sull'assenza di cloro in questi materiali è motivato dal fatto che nella combustione il cloro organico si trasforma in acido cloridrico e in parte in diossine.

Assieme alla definizione, precedentemente citata, il decreto ministeriale del 1998 ha fissato le norme tecniche che inquadrano le caratteristiche fisicochimiche del CDR dal punto di vista normativo.

4.3. Normativa di riferimento

Le attività industriali sono sottoposte a numerose norme, leggi, decreti e direttive di carattere comunitario e nazionale anche in materia di ambiente e sua salvaguardia, nonché di tutela del territorio. In particolare, in questa sede occorre delineare gli scenari giuridici con cui si integra il concetto di CDR: è necessario, infatti, vagliare sia le vigenti disposizioni in tema di rifiuti, sia quelle inerenti all'utilizzo dei combustibili. Il primo problema da analizzare è come considerare l'RDF in relazione alle norme di tutela ambientale. In Gran Bretagna, nonostante si discuta ancora sulla classificazione da dare al CDR, si è preferito uniformarsi alle scelte belghe e francesi, definendo univocamente l'RDF un rifiuto, anziché un combustibile. In Italia il CDR è stato, inizialmente, classificato come rifiuto urbano dal decreto legge n.22 del 1997. Successivamente la legge n.179 del 2002 ha determinato un'inversione di marcia: il CDR è divenuto rifiuto speciale a tutti gli effetti, permettendo il suo utilizzo anche al di fuori della regione di produzione.

Dato il crescente sviluppo dell'RDF in Europa, la Comunità Europea ha ritenuto necessario intervenire sulla complessa materia tenendo conto delle diverse e disuniformi realtà dei Paesi Membri.

La direttiva 2000/76 detta le linee guida per l'uso dei rifiuti combustibili in impianti di incenerimento, in strutture tradizionali, progettate e condotte a tal fine, e impianti di co-

incenerimento, strutture realizzate per la produzione di beni. Questa ordinanza propone innanzitutto, una precisa definizione di questi processi:

”impianto di incenerimento: qualsiasi unità e attrezzatura tecnica fissa o mobile destinata al trattamento termico dei rifiuti con o senza recupero del calore prodotto dalla combustione.”

”impianto di co-incenerimento: qualsiasi unità e attrezzatura tecnica fissa o mobile la cui funzione principale consiste nella produzione di energia o di prodotti materiali e che utilizza rifiuti come combustibile normale o accessorio o in cui i rifiuti sono sottoposti a un trattamento termico ai fini di smaltimento.”

Secondo queste definizioni, anche gli impianti per l'utilizzo di CDR appartengono a quest'ultima categoria. L'attenzione della Comunità Europea per il co-incenerimento è dettata dal rischio che le necessità di riduzione dei rifiuti per le istituzioni locali, combinata alla difficoltà ad installare nuovi inceneritori a causa delle ostilità dei cittadini, comporti scelte azzardate nei confronti di soluzioni tecnicamente ed impiantisticamente poco sicure. Non si vuole incorrere nella pericolosa possibilità che con la trasformazione del CDR in un vero e proprio combustibile, esso non debba più sottostare alle severe norme stabilite per le emissioni in atmosfera riservate ai rifiuti.

Dal punto di vista più prettamente tecnico, per gli impianti di co-incenerimento la direttiva comunitaria prevede che essi siano progettati, costruiti e fatti operare in maniera tale da portare, in modo controllato e omogeneo, i gas prodotti dal co-incenerimento dei rifiuti ad una temperatura di 850 °C per 2 secondi.

Inoltre, in continuo ed in maniera automatica, devono essere monitorate le emissioni al camino per particolari parametri:

- NO_x
- CO
- polveri totali
- TOC (Total Organic Carbon)
- HCl
- HF
- SO₂
- O₂
- H₂O
- Pressione
- Temperatura

I valori limite per le emissioni in atmosfera di queste variabili sono differenti a seconda che si tratti di incenerimento o co-incenerimento. Confrontando i valori imposti dalla direttiva europea nell'allegato V per l'incenerimento, con quelli vigenti in Italia secondo le Linee guida proposte dal DM del 1990, quello che emerge è un quadro che mostra quanto fossero inadeguate a garantire un livello di protezione ambientale le linee guida in oggetto, che, nel caso del CDR, sono state soppiantate dal D.M. del 1998.

Per quest'ultimo la *Direttiva 2000/76* prevede un sistema di determinazione del valore limite di emissione C che tiene conto del valore del limite di emissione dell'incenerimento dei rifiuti ($C_{rifiuti}$) e di quello relativo alla combustione tradizionale ($C_{processo}$) per alcuni settori industriali, utilizzando la relazione:

$$C = \frac{V_{\text{rifiuti}} \times C_{\text{rifiuti}} + V_{\text{processo}} \times C_{\text{processo}}}{V_{\text{rifiuti}} + V_{\text{processo}}} \quad (1)$$

In questa equazione V_{rifiuti} e V_{processo} rappresentano rispettivamente il volume dei gas di scarico provenienti dall'incenerimento dei soli rifiuti e dalla combustione dei combustibili autorizzati. Esistono, però delle disposizioni particolari per alcuni tipi di impianti, primi fra tutti i cementifici. I soli valori limite di emissione per il CO possono essere stabiliti dall'autorità competente. Nel caso in esame, l'ARPA della regione Piemonte impone un valore³ di riferimento pari a 400 mg/Nmc e inoltre ha la possibilità di monitorare in tempo reale, collegandosi online, l'andamento dei principali parametri presi in esame e di confrontarli con le normative vigenti.

I risultati delle misurazioni effettuate per verificare il rispetto dei valori limite di emissione sono normalizzati alle seguenti condizioni: temperatura 273 K, pressione 101.43 kPa, ossigeno 10%, e gas secco. Queste rilevazioni hanno permesso di riscontrare, nel caso di co-combustione al 35% con sostituzione calorica pari all'8%, una diminuzione dell'anidride carbonica emessa pari al 10%, e del 20% per quanto riguarda gli NO_x .

In Tabella 4-1 sono riportati i limiti per emissioni in forni da cemento.

Tabella 4-1 – Limiti emissioni inquinanti per forni da cemento

INQUINANTI (mg/m³)	FORNI PER CEMENTO
Polveri totali	30
SO ₂	50
TOC	10
HCl	10
HF	1
NO _x	
Impianti esistenti	800
Impianti nuovi	500
Cd + Tl	0.05
Hg	0.05
Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V	0.5
PCDD + PCDF (TEQ) (ng/m ³)	0.1

³ Tale valore è valido in assenza di co-combustione. Utilizzando il CDR-P, si deve modificare il valore utilizzando la formula riportata.

Lo sviluppo di un combustibile alternativo, in sostituzione di quello tradizionale, ha il pregio di superare gli scogli di carattere economico ed energetico che frenano lo sviluppo delle altre fonti energetiche rispetto al petrolio: da un lato, infatti, l'uso di RDF non comporta sostanziali investimenti per l'adeguamento degli impianti che lo utilizzano; dall'altro non presuppone neppure ingenti difficoltà di trasporto a fronte di un rendimento abbastanza soddisfacente.

4.4. Il Sistema Integrato

L'intero processo o Sistema Integrato si divide in tre differenti fasi che verranno descritte qui nel seguito:

- Conferimento presso la discarica consortile di Borgo S.Dalmazzo delle 40.000 ton/anno di rifiuti prodotti dai 54 comuni della provincia di Cuneo;
- Trattamento della frazione secca e produzione di combustibile di qualità presso lo stabilimento Idea Granda di Roccavione di Cuneo;
- Co-combustione diretta del combustibile così ottenuto, nel cementificio Buzzi Unicem di Robilante (CN).

4.4.1. Selezione e pre-trattamento in discarica

Nell'impianto ACSR di Borgo San Dalmazzo avviene, preceduto da un processo di triturazione, un primo trattamento di deferrizzazione dei rifiuti, che consente il recupero di 3.000 ton/anno di materiale metallico. In una fase successiva si ha la separazione della frazione secca (18.000 ton/anno) da quella umida (19.000 ton/anno). Quest'ultima è destinata alla produzione di compost grigio di seconda qualità⁴. L'organico proveniente dalla raccolta differenziata, come fanghi o residui di potatura (per un totale di 10.000 ton/anno), viene, invece, impiegato per realizzare compost di qualità superiore⁵ (3.000 ton/anno).

La destinazione dei rifiuti è, dunque, così riassumibile:

- 47% parte organica trasformabile in compost;
- 9.8% materiale non riciclabile da smaltire in discarica; 3.2 % residui metallici recuperati elettromagneticamente;
- Restante 40% frazione secca destinata alla produzione di combustibile alternativo (denominato CDR-P).

4.4.2. Dalla frazione secca al CDR-P

La frazione secca (carta, plastica, frammenti tessili, legno ecc...) giunge, tramite autocarri, nello stabilimento di Idea Granda. L'umidità non costante (40-45%), un PCI⁶ basso e l'eterogeneità della composizione e delle dimensioni del coriandolato (che ha una pezzatura variabile tra i 30-40mm), non ne consentono, però, un immediato utilizzo in camera di combustione. È particolarmente

⁴ Il compost è simile all'humus e viene prodotto artificialmente. Viene in questo utilizzato come ammendante in agricoltura.

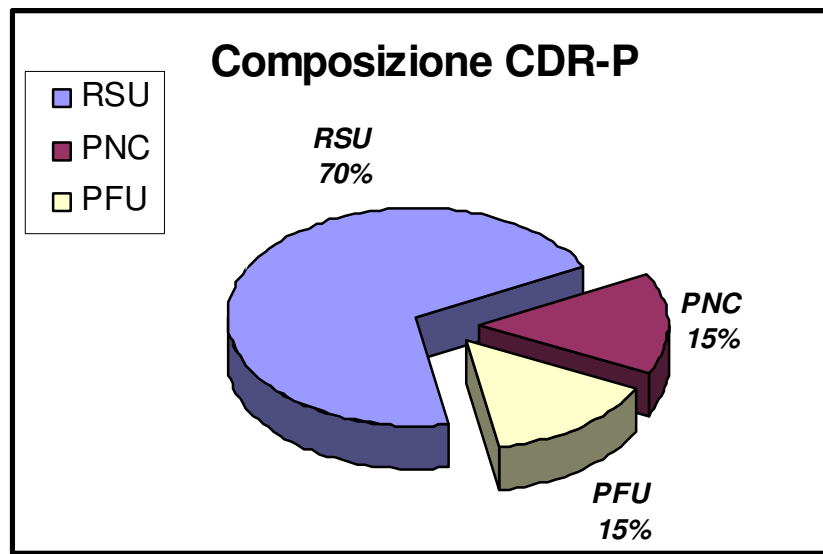
⁵ Impiegato nella bonifica di cave, nel riempimento di scavi, nella costruzione di cigli stradali, ecc.

⁶ PCI: Potere Calorifico Inferiore

problematica la gestione dell'umidità, che segue un andamento stagionale. Risulta più elevata nei mesi estivi, quando il consumo di prodotti vegetali è maggiore, e minore nel periodo invernale. Per poter aumentare il potere calorifico, per gli RSU viene previsto l'arricchimento tramite aggiunta di plastiche non clorurate (15%) e pneumatici fuori uso (15%), Figura 4-2.

Tramite una benna gli RSU sono caricati in una tramoggia che li conduce ad un demetallizzatore a nastro, utilizzato per separare i residui ferromagnetici dalla restante componente. Successivamente due trituratorie a coltelli, che lavorano in parallelo, ne garantiscono in uscita l'omogeneizzazione e la pezzatura ottimale (20-25 mm).

Il coriandolo è a questo punto convogliato in un essiccatore a tappeto, dove un getto di aria calda ad 80°C ne diminuisce l'umidità fino a raggiungere un valore pari al 10%. Solo dopo questa fase avviene la miscelazione, su nastro pesatore, con le Plastiche Non Clorurate (PNC) e le gomme provenienti da pneumatici non più utilizzabili.



Figura

Composizione del CDR-P

4-2 –

Il particolato di PFU è ottenuto tramite frantumazione dei pneumatici destinati alla discarica. Dopo la granulazione il materiale viene separato in granulo di gomma, acciaio e fibre tessili e può essere successivamente suddiviso in particelle di differenti misure.

Le PNC sono, invece, recuperate dalla parte non riciclabile della raccolta differenziata ed anch'esse sono state precedentemente ridotte in frammenti. L'assenza di cloro è giustificata dalla necessità di adempiere ai limiti di emissione prescritti per legge che ne impongono un tenore inferiore allo 0,9%. Entrambe le componenti subiscono tutte le lavorazioni necessarie in impianti esterni e raggiungono lo stabilimento pronte per essere introdotte in linea.

Il CDR-P, la cui composizione è schematicamente illustrata nel grafico rappresentato in Figura 1, nasce a questo punto dalla miscelazione delle parti, grazie ad un sistema completamente automatizzato e flessibile. Il processo è gestito e monitorato attraverso uno specifico software di

controllo (PLC) che permette, tra i vari fattori, il controllo attraverso la composizione degli afferenti, del potere calorifico del prodotto finale.

L'intero procedimento avviene in condizioni di depressurizzazione: l'aria aspirata dall'ambiente e dalle macchine viene depurata e, previo un opportuna fase di pre-riscaldamento, riutilizzata nel processo di essiccazione. Terminato questo step, essa subisce una prima depurazione a ciclone ed una seconda ad umido con uno scrub a Venturi. L'aria è dunque pronta ad entrare nelle torri di trattamento chimico dove viene depurata tramite l'uso di agenti antiossidanti (ipoclorito di sodio NaClO e soda caustica NaOH) e neutralizzata prima che venga immessa in atmosfera.

In Tabella 4-2 sono indicate le principali caratteristiche del nuovo combustibile ottenuto.

Tabella 4-2 – Composizione e caratteristiche del CDR-P

PARAMETRO	UNITÀ DI MISURA	CDR-P	MIXED MSW	MSW SEPARATI ALLA SORGENTE	ANTRACITE	LIGNITE
Aspetto fisico		fluff				
Pezzatura	mm	20-25				
PCI	MJ/kg	20.5	13.3	22.3	28	9.1
Umidità	%	10.7	24.7	33.6		
Ceneri	%	11.8	16	10.2		
Temperatura rammollimento ceneri	°C	>1150				
Cloro	%	0.67	0.6	0.4	0,14	0.11
Zolfo	%	0.2	0.2	0.2	0.88	1.5

4.4.3. L'utilizzo in co-combustione

La quantità di CDR-P prodotta alla fine del procedimento si aggira intorno alle 20.000 ton/anno, a fronte di 18.000/19.000 ton di rifiuti in ingresso. La perdita in peso dovuta all'essiccazione, è abbondantemente compensata dall'integrazione degli RSU con le componenti aggiuntive.

Il CDR-P viene interamente assorbito in co-combustione⁷ al 30% con pet-coke dal cementificio Buzzi Unicem di Robilante.

L'impianto in questione è stato costruito nel 1965 ed è il primo cementificio appartenente al gruppo. Oggi conta tre linee di produzione, che permettono di raggiungere una produzione di 1.750.000 t/anno di cemento. Robilante è una tra le realtà più rilevanti nel settore cementizio e di conseguenza, l'utilizzo del CDR-P in questo contesto non può non mettere in luce il lato più innovativo di questo progetto: si esce dalla logica del semplice smaltimento per entrare in quella del recupero energetico in un'ottica economica.

L'industria del cemento impiega notevoli quantità di materie prime naturali ed è fortemente energivora. Il combustibile più comunemente impiegato è il carbone, in ragione di circa 90 kg per tonnellata di cemento. La sostituzione di parte del carbone con combustibile derivato dai rifiuti è

⁷ Per co-combustione si intende la combustione contemporanea di combustibili non rinnovabili e di combustibili, solidi, liquidi o gassosi, ottenuti da fonti rinnovabili.

per questo motivo una pratica molto vantaggiosa, purché si tenga in debito conto sia dell'influenza sulle caratteristiche merceologiche del clinker, sia di quella sulle emissioni al camino [3].

Un punto di forza del CDR-P è la sua struttura coriandolata che, grazie alla superficie specifica elevata ed al basso peso, permette di ottenere più facilmente una combustione completa ed ha un comportamento alla fiamma molto simile a quello del polverino di carbone.

Ciò consente:

- elevata uniformità di distribuzione del combustibile e quindi del calore rilasciato;
- elevata precisione del dosaggio che rende più regolare la conduzione del forno;
- tempi brevi di risposta della combustione a variazioni apportate da chi conduce il forno.

Relativamente alle ripercussioni sul prodotto derivanti dall'utilizzo di CDR-P nella produzione di cemento si devono considerare in primo luogo gli oligoelementi ed il loro comportamento nel calcestruzzo. In genere le concentrazioni di metalli pesanti contenuti nel calcare, nella marna e nell'argilla e nei combustibili non convenzionali sono tali da non doversi in generale attendere concentrazioni di oligoelementi maggiori nel clinker proveniente da cementerie alimentate con CDR-P. Tuttavia, a seconda delle concentrazioni già presenti nelle materie prime tradizionali, non si può escludere che, in casi particolari, a seconda della concentrazione dell'elemento in questione e della quantità utilizzata, un CDR-P possa determinare la concentrazione di singoli oligoelementi nel cemento e quindi nel calcestruzzo.

Nell'ambito di un programma complessivo rivolto all'utilizzo di energie alternative al carbone e, visti soprattutto i vantaggi riscontrati nell'utilizzo di CDR-P, la Buzzi Unicem ne ha deciso l'impiego per la cottura del clinker alternativamente in due forni, rispettivamente nei Forni 2 e 3.

L'approvvigionamento del materiale viene effettuato per mezzo di semirimorchi della capacità di circa 80 m³ (pari a 16/18 tonnellate di CDR-P) e dotati di pavimento mobile. Ve ne sono a disposizione quattro per garantire una richiesta oraria di 2.000 kg per sette giorni la settimana in alimentazione al forno 2. Data l'esigua distanza tra l'impianto di Idea Granda ed il cementificio di Robilante, il sistema di approvvigionamento è in linea con le politiche di Just in Time al pari di tutta la filiera del Sistema Integrato. Il semirimorchio, una volta staccato dalla motrice, viene collegato al resto dell'impianto e ne diventa parte integrante. L'estrazione dal bunker avviene ad opera di quattro coclee a giri variabili, realizzate in metallo, che scaricano su una coclea trasversale di raccolta a giri fissi, che funge da coclea collettore. Attraverso quest'ultima le quattro coclee di raccolta, una ciascuna per bunker, alimentano un nastro collettore in gomma che è dotato di una terna pesatrice e che rappresenta il dosatore del combustibile. La portata viene garantita agendo, in continuo, sulla velocità delle coclee di estrazione delle tramogge in funzione del peso riscontrato dalle capsule montate sul nastro trasportatore, in accordo con il software di gestione dell'impianto. Il sistema di controllo e regolazione garantisce, inoltre, che il processo sia costantemente monitorato e che si mantenga conforme alle specifiche previste. Lo scarico del nastro alimenta due rotocelle che trasferiscono il materiale direttamente alla testata dei forni (F2 e/o F3), mediante tubazioni provviste di rivestimento antiabrasione (basalto).

Per distribuire il combustibile al Forno è stata collocata nella tramoggia di scarico del nastro una vella che ha la funzione di ripartire, in relazione alla percentuale di posizione, il quantitativo richiesto di CDR-P. Una lancia raffreddata ad aria e gettata sopra il bruciatore principale, permette l'ingresso del materiale. La fiamma del bruciatore principale lavora ad una temperatura di circa 2000°C: le alte temperature permettono la completa combustione del combustibile, senza peraltro che questo produca ceneri o incombusti.

Il forno da cemento, dunque, si presenta particolarmente adatto al termo-utilizzo del CDR-P, grazie alle condizioni che caratterizzano la combustione sotto il profilo tecnologico. Il vantaggio in

termini di risparmio sul combustibile fossile non ha peraltro ripercussioni sulla soluzione impiantistica. Cambia esclusivamente la distribuzione del carico termico: se la fiamma del bruciatore principale è alimentata da polverino di carbone, infatti, la cosiddetta *zona*, la parte del forno in cui viene ultimata la cottura, è decisamente più breve poiché tutta l'energia della combustione viene rilasciata in un tempo minore. Al contrario, se la fiamma del bruciatore è alimentata mediante CDR-P, si allungano i tempi di combustione. Tale problematica non ha nessuna influenza sulla fattibilità dello scambio: in automatico infatti vengono modificati tempi di produzione e quantità di combustibile in relazione alle specifiche esigenze del processo.

Nonostante i vantaggi che apporta, le sue particolari proprietà rendono il CDR-P un combustibile difficile da gestire: è necessario prendere precauzioni in termini di rischi di infiammabilità e di conseguenza legate alla degradazione dovuta alla lunga giacenza. Tali problematiche sono state parzialmente risolte mediante l'ausilio di procedure proprie del metodo Just in Time: le consegne di materiale sono giornaliere e legati ai quantitativi di CDR-P effettivamente consumati.

4.5. Le caratteristiche del CDR-P

Le peculiarità che rendono il CDR-P così ottenuto di qualità decisamente superiore rispetto ai CDR fino ad ora utilizzati sono riassumibili nelle seguenti:

- *Costanza ed omogeneità del prodotto.* Questa caratteristica è dovuta essenzialmente alle caratteristiche di flessibilità del processo produttivo ed alle continue analisi fisico-chimiche svolte dal produttore e dal consumatore;
- La tipologia delle *materie prime impiegate*, pur consentendo di innalzare il PCI, non incidono in maniera rilevante sulle sostanze inquinanti contenute;
- *Basso tenore di umidità e Basso tenore di cloro;*
- *Elevato potere calorifico* (pari a 5500 Kcal/Kg);
- Definizione dei rapporti di massa;
- *Forma fisica* delle componenti che permette un'omogenea alimentazione in camera di combustione.

Molte esperienze di utilizzo di combustibili derivati dai rifiuti in forni da cementificio si sono rivelate fallimentari per l'incostanza dei parametri tecnici. È fondamentale sottolineare come questo combustibile alternativo faccia eccezione ed al contrario, questo potenziale punto debole, ne è un'importante caratteristica distintiva.

Prima di giungere ad un'applicazione industriale, il CDR-P è stato sottoposto ad un lungo processo di ricerca e sviluppo, che ha permesso di raggiungere gli standard qualitativi attuali. Il primo ostacolo da superare lungo questo percorso è stato il raggiungimento della cosiddetta "*Coerenza di prodotto*", un concetto che appartiene al mondo della qualità industriale ed implica la costanza nel tempo di determinate qualità e caratteristiche di prodotto. Se tale attributo è, nel caso dei comuni combustibili, una proprietà intrinseca, questo non può avvenire per un combustibile da rifiuti. Il punto di partenza per la sua produzione del CDR-P è, infatti, la frazione secca dei rifiuti, i cui parametri di riferimento variano sia in funzione delle caratteristiche socio territoriali che del periodo di produzione. Dopo aver sperimentato, su diversi impianti pilota, differenti mix di RSU, PNC e gomma, passo dopo passo, si è riusciti a progettare ed ingegnerizzare un processo industriale per una produzione di CDR-P tale da ottenere un output costante. Si è avuto modo di studiare, inoltre, nei laboratori IFR (International Research Foundation) e in collaborazione con ENEA ed Ansaldo-ABB, la combustione. È stata verificata la sua efficienza termica, così come l'eventuale formazione di residui, ceneri e catrame. Solo a questo punto è cominciata la sperimentazione in co-combustione a più del 30% in una centrale utilizzante carbone polverizzato (Ansaldo-Termosud:

impianto pilota di 48 MW presso Gioia del Colle, Bari) analizzando continuamente la composizione dei gas di scarico e dei componenti volatili pesanti [4].

In linea con gli standard definiti dall' UNI 9903, attualmente vengono monitorati e valutati per ogni lotto di produzione di CDR-P la composizione, il potere calorifico e l'umidità, così da mantenere un output costante come richiesto dagli utilizzatori.

4.6. La valutazione comparata tramite LCA

L'intero Progetto Integrato, in tutte le sue fasi, è stato valutato attraverso uno studio di Life Cycle Assessment (LCA), che ha evidenziato come la soluzione offerta risulti 90 volte più favorevole dal punto di vista ambientale rispetto ai due scenari di confronto: quello dello smaltimento in discarica e quello di un ipotetico termovalorizzatore.

L'analisi comparata dei tre possibili scenari di gestione dei rifiuti indica chiaramente il secondo come quello ambientalmente più sostenibile. Il vantaggio della soluzione messa in atto nella provincia di Cuneo, rispetto all'unità di misura standard di riferimento, è di 90 volte superiore alla discarica e di 72 volte superiore ad un ipotetico termovalorizzatore. Infatti, se anche i singoli processi che consentono il trattamento ed il recupero delle diverse frazioni dei rifiuti solidi urbani, creano degli impatti più o meno significativi, è soprattutto l'utilizzo di combustibile di qualità nel cementificio, a consentire di ottimizzare lo scenario grazie a forti mancati impatti, e sfruttando in modo completo le potenzialità dello scenario di gestione integrata dei rifiuti [6].

L'intero Progetto Integrato, in tutte le sue fasi, è stato valutato attraverso uno studio di Life Cycle Assessment (LCA), che ha evidenziato come la soluzione offerta, dal punto di vista ambientale, risulti 90 volte più favorevole rispetto ai due possibili scenari alternativi di confronto: quello dello smaltimento in discarica e quello di un ipotetico termovalorizzatore. Tale studio è stato validato dall'Università degli Studi di Milano Bicocca (D.I.S.A.T., Dipartimento Di Scienze dell'Ambiente e del Territorio).

La definizione proposta dal SETAC⁸ di LCA è la seguente:

”un procedimento oggettivo di valutazione dei carichi energetici ed ambientali relativi ad un processo o un'attività, effettuato attraverso l'identificazione dell'energia, dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente. La valutazione include l'intero ciclo di vita del processo o attività, comprendendo l'estrazione ed il trattamento delle materie prime, la fabbricazione, il trasporto, la distruzione, l'uso, il riutilizzo, il riciclo e lo smaltimento finale”.

L'analisi di ciclo di vita è dunque uno strumento che ben si adatta al mutato concetto di gestione dei rifiuti, in un'ottica di integrazione ed in ambiti circoscritti ed il più possibile autonomi. Tale metodologia comprende quattro fasi successive correlate tra loro:

- Definizione degli scopi e degli obiettivi;
- Analisi di inventario;
- Valutazione degli impatti;
- Interpretazione e miglioramento.

Lo stadio più interessante, per l'approccio innovativo proposto, è senza dubbio il momento della valutazione degli impatti. In questa fase, infatti, l'analisi segue una serie di step successivi che spaziano dalla classificazione degli effetti ambientali e dei dati forniti dall'analisi di inventario, al calcolo di indicatori di categoria confrontati con i valori di riferimento. Nello studio in esame si è utilizzato come metodo di valutazione degli impatti l'ECOINDICATOR 99, che considera tre categorie di danno, ognuna suddivisa in tante sottocategorie quante sono le causali di danno:

⁸ SETAC: Society of Toxicology And Chemistry.

- Human Health (HH): analisi dei danni sulla salute umana provocati da tutte le sostanze che abbiano un impatto sulla respirazione, sui cambiamenti climatici e sullo strato di ozono.
- Ecosystem Quality (EQ): sono espressi come la percentuale di specie di piante che si stima siano scomparse da una certa area a causa delle mutate condizioni ambientali. A questa categoria appartengono l'ecotossicità, l'acidificazione e l'eutrofizzazione.
- Resources (R): comprendono l'estrazione e l'utilizzo di risorse minerarie e di combustibili. L'impatto su questa categoria viene quantificato in termini di maggiore energia necessaria per le estrazioni future.

I ricercatori dell'Università coinvolta, in collaborazione con i tre soggetti partecipanti al Progetto Integrato, attraverso l'LCA hanno analizzato e comparato l'impatto potenziale sull'ambiente dei tre scenari alternativi di gestione dei rifiuti:

Scenario 1

Lo Scenario 1, il cui schema è rappresentato in Figura 4-3 è il classico smaltimento dei rifiuti in discarica. In particolare si è fatto riferimento alla possibilità di utilizzare la Discarica controllata di Borgo S. Dalmazzo, che è di proprietà di A.C.S.R. Tale discarica è formata da quattro vasche di coltivazione. Dal 1998 è stata coltivata la terza vasca avente una capacità utile di 460.000 m³ e giunta a fine vita utile nel dicembre 2003. I dati di input ed output dell'Analisi di Inventario sono riferiti a questa vasca mentre l'orizzonte temporale preso in considerazione corrisponde all'anno 2000.

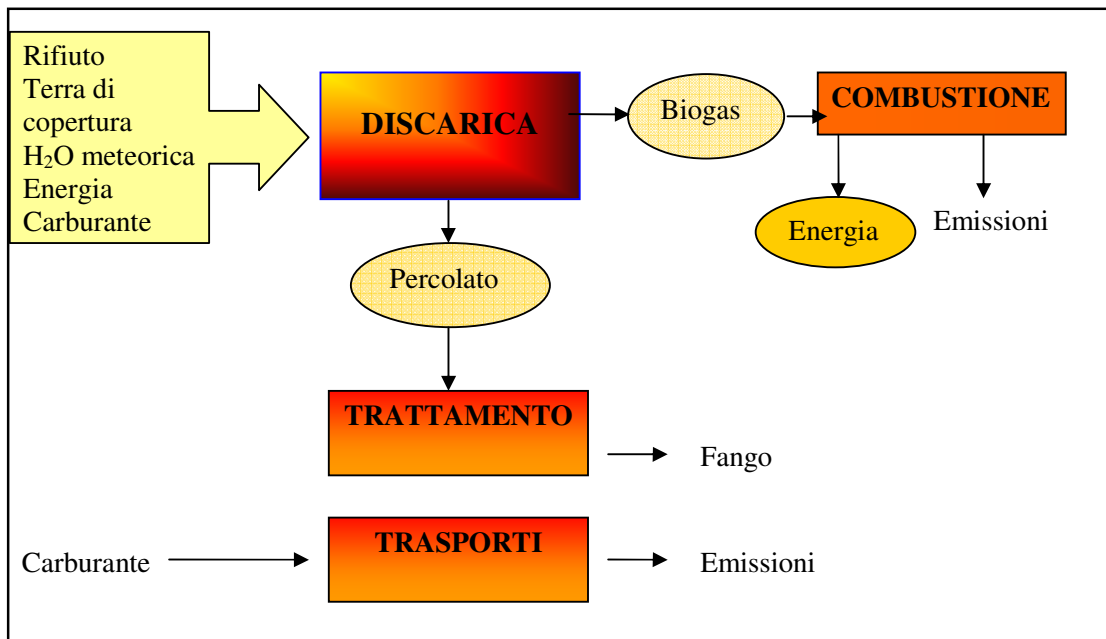


Figura 4-3 – Schema scenario 1, trattamento in discarica

Scenario 2

Lo Scenario 2, schematicamente rappresentato in Figura 4-4, si riferisce all'opzione sinora esposta, il Sistema integrato Pirelli Ambiente. Per la produzione di frazione secca, compost e CDR-P ci si è basati sui dati di progetto ad impianti a regime. E' stato valutato come impatto evitato l'uso del compost di qualità come ammendante in agricoltura, di FOS a ricopertura discariche e di

compost da rifiuti per ripristini. La produzione di compost di qualità ed il suo uso come fertilizzante in agricoltura, consentono, infatti, di evitare l'impatto legato all'utilizzo di fertilizzanti di sintesi. Si è inoltre considerato il destino alternativo che plastiche e PFU avrebbero avuto se non fossero stati utilizzati per la produzione di CDR-P.

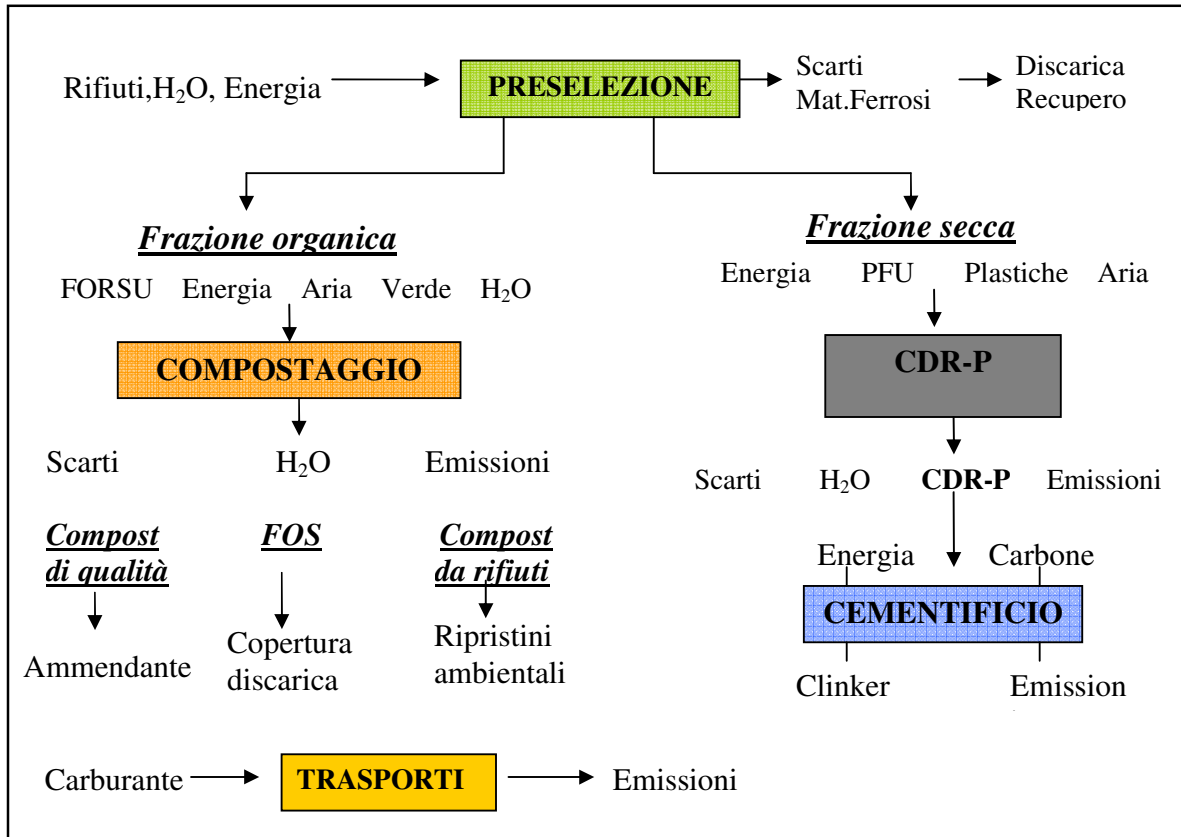


Figura 4-4 – Schema scenario 2

Per quanto riguarda il cementificio ci si è riferiti all'impianto esistente integrato con il progetto definitivo per la gestione del forno con il nuovo combustibile; i quantitativi previsti di CDR-P in sostituzione del polverino di carbone, sono 25.000 t/anno. L'usuale attività del cementificio è considerata come "valore di fondo" in quanto comunque presente indipendentemente dal progetto in studio. Si è quindi effettuata un'analisi differenziale rispetto allo stato attuale, valutando gli incrementi ed i decrementi di input ed output al sistema legati alla co-combustione di CDR-P. Per le emissioni in atmosfera sono stati considerati i limiti di legge, sui quali sono stati calcolati i valori differenziali.

Scenario 3

Lo Scenario 3, cui si riferisce la Figura 4-5, prevede l'utilizzo di un termovalorizzatore. Rispetto allo scenario precedente si mantiene la produzione di compost (Compost di qualità, FOS e compost da rifiuti) e di frazione secca nell'impianto esistente di Borgo San Dalmazzo; la differenza fondamentale è appunto nell'uso degli RSU che in questo caso vengono inviati ad un termovalorizzatore.

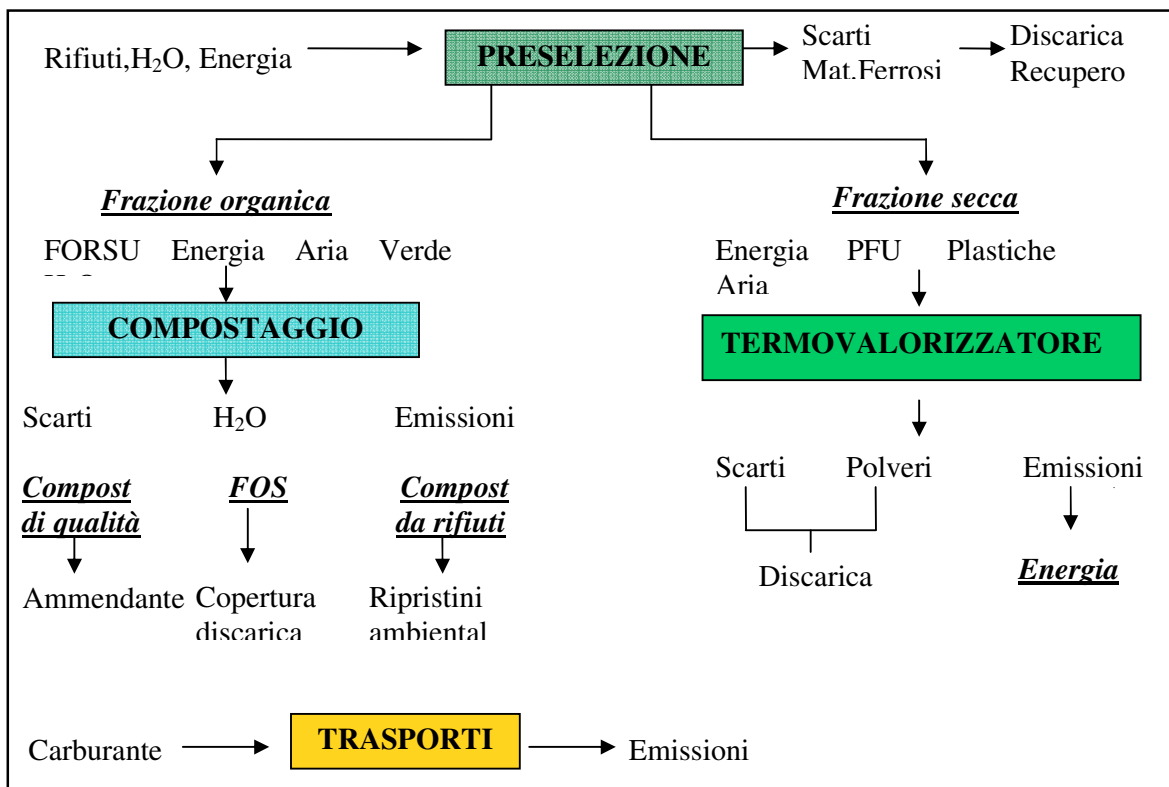


Figura 4-5 – Schema scenario 3

Analogamente a quanto fatto nello scenario precedente, si è ancora considerato l’impatto evitato dovuto all’uso del compost di qualità, di FOS e di compost da rifiuti per ripristini. Il termovalorizzatore è localizzato, in maniera cautelativa all’interno della provincia di Cuneo, alla massima distanza (40 km) rispetto all’impianto di Idea Granda. La tipologia di impianto di termovalorizzazione presa in esame è stata scelta con riferimento alla banca dati I-LCA. È stato selezionato un termovalorizzatore di ultima generazione con combustione a griglia, temperatura di combustione di 1.100°C, 11% O₂, temperatura dei fumi di 900°C con una permanenza in camera di combustione oltre i 2 secondi. Il sistema di abbattimento è composto da un sistema a secco avente iniezione di calce e carboni attivi, filtri a maniche, riduzione di NO_x tramite iniezione di NH₃ nella camera di combustione. Il recupero energetico avviene con un rendimento elettrico lordo del 25% rispetto al PCI (21% se riferito al PCS⁹) del rifiuto analizzato.

La valutazione dell’impatto di ciascuna causale di danno ha condotto al seguente quadro riassuntivo per ciascuna alternativa considerata:

⁹ PCS: Potere Calorifico Superiore

Scenario 1 – Il conferimento in discarica degli RSU produce un impatto ambientale netto che incide in particolar modo sui cambiamenti climatici e sulla categoria "combustibili fossili". La gestione della discarica in oggetto comporta infatti un certo consumo di energia elettrica per la raccolta ed il pompaggio del percolato e per l'estrazione e la successiva combustione del biogas. Questi consumi elettrici si riflettono in un maggiore utilizzo di combustibile fossile e in un conseguente rilascio in atmosfera di CO₂. L'impatto sui cambiamenti climatici è ulteriormente aggravato dalla dispersione del biogas che durante la fase di coltivazione non può essere completamente captato (50%). Poiché per entrambe le categorie di danno l'impatto netto è positivo¹⁰, il recupero energetico dato dalla combustione del biogas non è in grado di bilanciare i consumi energetici complessivi del sistema discarica.

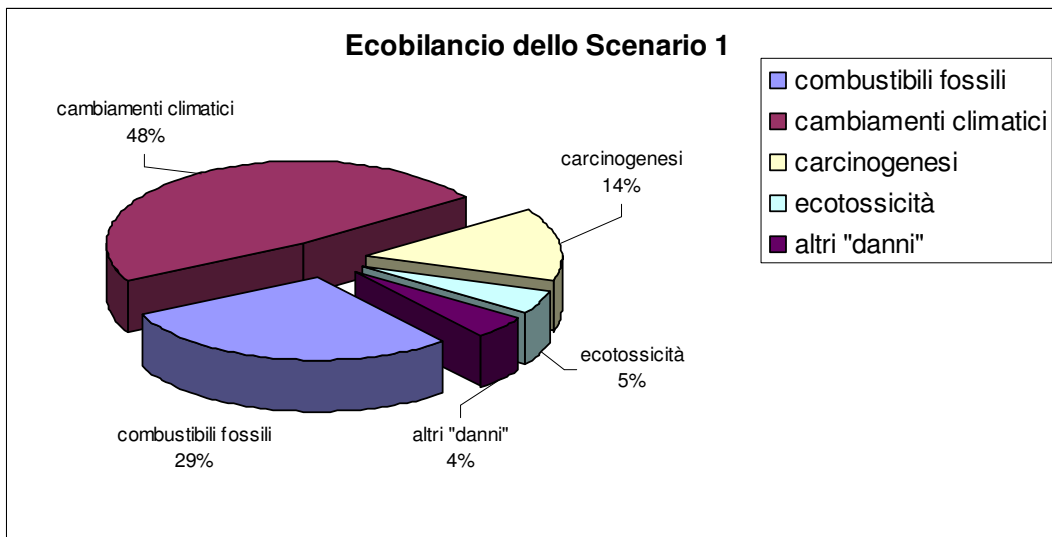


Figura 4-6 – Bilancio Scenario 1

Altro impatto significativo si ha sulla categoria di danno "carcinogenesi" ed è legato al rilascio in acqua di metalli pesanti (Ni, Cd, As) che avviene a valle del trattamento del percolato. E' necessario infine ricordare che, nonostante l'utilizzo e l'occupazione del terreno sia considerevole, l'impatto dell'infrastruttura esula dalla presente valutazione.

Scenario 2 – Le fasi di preselezione e di compostaggio hanno un impatto sull'ambiente poco significativo in quanto comportano solo un certo consumo di energia elettrica legato al funzionamento delle macchine. Nel processo di compostaggio si evidenzia inoltre un mancato impatto dovuto al recupero di materia organica ed al conseguente minor utilizzo di ammendanti di sintesi. L'impatto del processo di produzione del CDR-P è legato soprattutto all'effetto indiretto del mancato avvio a riciclo delle plastiche utilizzate nella miscela. Infatti, utilizzando il granulato di plastiche nella produzione di CDR-P, si evita che esse siano avviate al processo di riciclaggio. Il modello valuta il mancato riciclo come una necessaria produzione della stessa quantità di plastica a partire da materie prime e quindi associa al processo un certo impatto ambientale che non è però da imputare alla produzione di CDR-P. L'incidenza maggiore è legata anche in questo caso al consumo di EE (e quindi un incremento del consumo di combustibile e delle relative emissioni) per

¹⁰ convenzionalmente viene associato il segno positivo alle causali di danno ambientale e segno negativo alle causali che determinano un beneficio ecologico.

la produzione (fittizia!) da materie prime delle plastiche non avviate al riciclo. Il processo di utilizzo del CDR-P come co-combustibile in cementificio ha, invece, un impatto ambientale netto negativo (cioè presenta un significativo beneficio ambientale) essenzialmente dovuto al minor utilizzo di petcoke. Ciò si riflette in un decremento delle emissioni in atmosfera di CO₂, NO_x, SO_x e metalli pesanti (Cr, Pb, Cu, Ni) e quindi in un minor effetto sui cambiamenti climatici, sulla ecotossicità e sulla respirazione. Integrando quindi le quattro tecnologie, ed in particolare combinando la produzione di CDR-P con il suo utilizzo in cementificio, si ottiene un ecobilancio decisamente positivo che è ulteriormente migliorato dal fatto che, in questo caso si utilizzi un impianto già esistente e che quindi ha un minor impatto in termini di infrastrutture e di utilizzo del suolo.

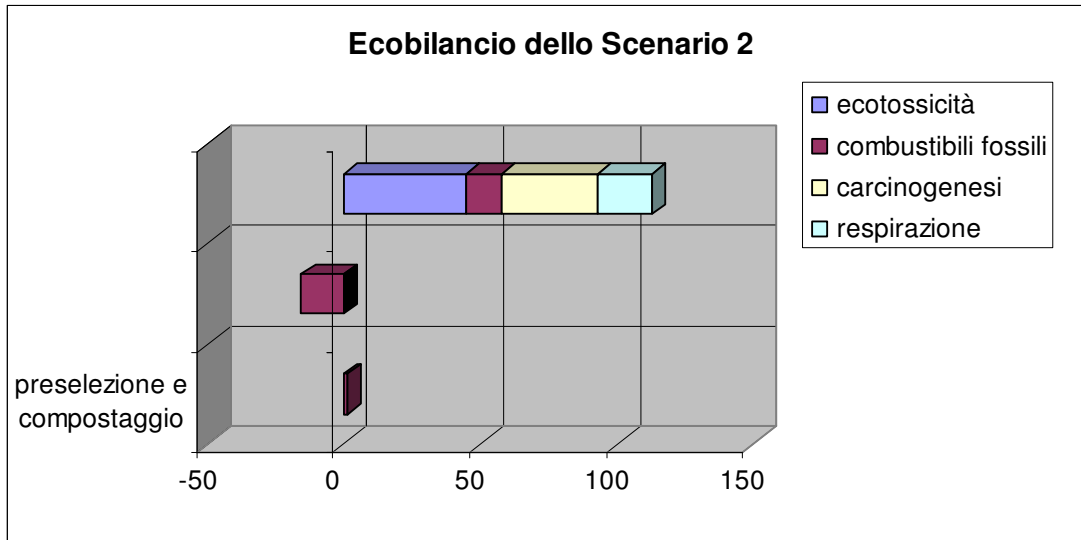


Figura 4-7 – Bilancio Scenario 2

Scenario 3 – Anche in questo caso i processi di preselezione e compostaggio incidono in maniera marginale e sono caratterizzati da mancati impatti legati al riciclo dei materiali ferrosi e alla produzione di materia organica utilizzabile in agricoltura. L'incidenza maggiore è invece legata all'attività del termovalorizzatore, che presenta però anche degli impatti evidenti dovuti al recupero energetico e quindi al minor utilizzo di combustibili fossili e alle minori emissioni inquinanti. E' di conseguenza evidente come, perchè un termovalorizzatore abbia un basso impatto ambientale, sia indispensabile garantire e mantenere un elevato e costante rendimento energetico. L'ecobilancio del processo termovalorizzatore non tiene conto, come negli altri casi, dell'uso del suolo e dell'impatto dell'infrastruttura; nel caso specifico però tale aspetto avrebbe un'incidenza decisamente superiore, in quanto si tratta di un impatto dedicato e da costruire ex novo.

L'analisi comparata dei tre possibili scenari di gestione dei rifiuti indica chiaramente il secondo come quello ambientalmente più sostenibile. Il vantaggio della soluzione messa in atto nella provincia di Cuneo, rispetto all'unità di misura standard di riferimento, è di 90 volte superiore alla discarica e di 72 volte superiore ad un ipotetico termovalorizzatore. Infatti, se anche i singoli processi che consentono il trattamento ed il recupero delle diverse frazioni dei rifiuti solidi urbani, creano degli impatti più o meno significativi, è soprattutto l'utilizzo di combustibile di qualità nel cementificio, a consentire di ottimizzare lo scenario grazie a forti mancati impatti, e sfruttando in modo completo le potenzialità dello scenario di gestione integrata dei rifiuti.

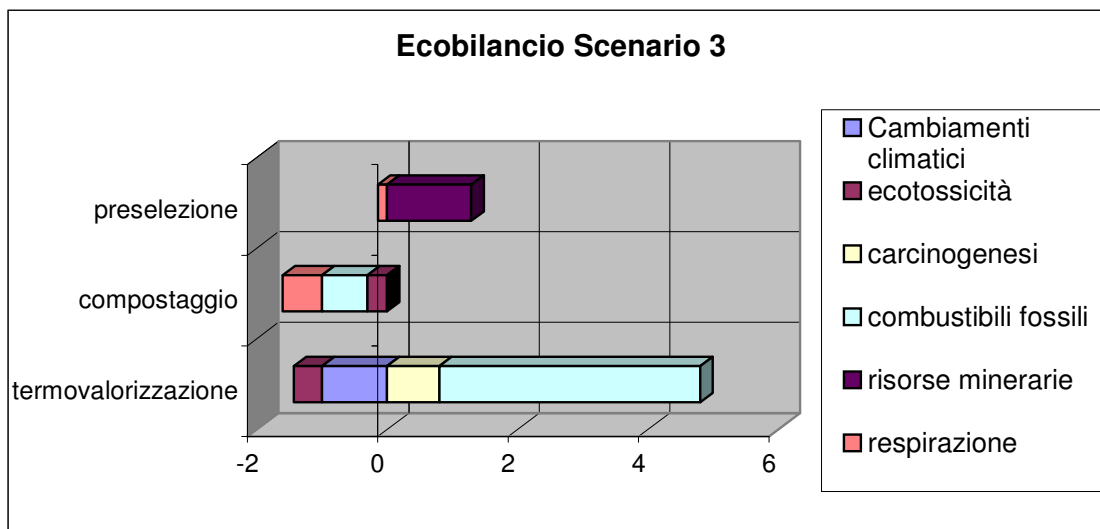


Figura 4-8 – Bilancio dello Scenario 3

La produzione e l'utilizzo di CDR-P risponde a criteri di efficienza e di tutela dell'ecosistema richiesti dalla buona tecnica e dalla normativa attualmente in vigore. A partire dal 2002, anno in cui il S.I.¹¹ ha raggiunto la piena operatività, i vantaggi previsti in fase di progetto hanno avuto modo di concretizzarsi sia in ambito economico che relativamente all'aspetto ambientale.

Oltre alla sinergia con gli obiettivi della pianificazione in materia di rifiuti ed in termini di raccolta differenziata e all'autosufficienza in ambito territoriale per la gestione e il recupero energetico dei rifiuti prodotti nell'intera provincia di Cuneo (passato, quest'ultimo dallo 0% dell'anno 2000 all'attuale 32%), il CDR-P ha permesso il riconoscimento economico di un combustibile derivante da materiale che altrimenti verrebbe onerosamente smaltito in discarica (primo fra tutti il coriandolo di PFU).

Questa soluzione, in aggiunta alla sostituzione di combustibile fossile con una fonte rinnovabile, ha parallelamente consentito un alleggerimento dei costi energetici dell'utilizzatore, nonché la riduzione degli oneri di smaltimento per la collettività rispetto a soluzioni alternative (discariche e termovalorizzazione). L'utilizzo di impianti già esistenti e l'effettivo recupero energetico del rifiuto urbano e del rifiuto speciale hanno comportato rispettivamente un miglioramento dell'impatto ambientale complessivo e l'allungamento della vita utile della discarica di Borgo S.Dalmazzo.

Per quanto riguarda le emissioni inquinanti il S.I. ha permesso:

- la riduzione di anidride carbonica prodotta da fonte fossile;
- la riduzione dei gas serra che deriverebbero dallo smaltimento in discarica dei rifiuti;
- impatti evitati per mancata estrazione e trasporto del combustibile fossile.

Il dibattito su quale debba essere il ruolo effettivo del recupero energetico nell'ambito dei sistemi di gestione integrata dei rifiuti è attualmente in corso, oltre che in ambito locale, a livello europeo ed internazionale ed è essenzialmente focalizzato sulla differenza tra la combustione del rifiuto in impianti dedicati e la co-combustione del CDR in impianti industriali esistenti. Sulla base di una Comunicazione della Commissione, la prima opzione, meglio nota come incenerimento, deve essere considerata una semplice operazione di smaltimento, anche se l'energia contenuta nel rifiuto viene recuperata con alta efficienza (ad esempio mediante cogenerazione); mentre la produzione di CDR

¹¹ S.I.: Sistema Integrato

allo scopo di impiegarlo in co-combustione è fortemente incentivata dalla legislazione europea essendo considerata a tutti gli effetti un'operazione di recupero energetico con sostituzione di combustibili fossili.

Con queste premesse, il CDR-P si propone come alternativa da un lato all'utilizzo dei comuni combustibili fossili, primo tra tutti il carbone, dall'altro come differente soluzione al problema dello smaltimento dei rifiuti, aprendo interessanti prospettive per evitare la costruzione di nuovi impianti di incenerimento. Le autorità pubbliche sono chiamate, dunque, non solo a controllare che le emissioni inquinanti dei singoli impianti siano al disotto dei limiti imposti, ma soprattutto a reagire alle sfide odierne, proposte dallo sviluppo economico e dalle problematiche ambientali, fornendo risposte razionali, sinergiche e pianificate; che mirino all'interesse della collettività e alla salvaguardia delle generazioni future.

5. CSP: Studi di compatibilità strutturale

(La tecnologia solare a concentrazione o Concentrating Solar Power, che viene classificata a rigore nel solare termico, consente di far uso dell'energia solare ad elevate temperature e presenta interessanti prospettive di applicazione, in particolare in quelle regioni del mondo ad elevata insolazione. Le prospettive di applicazione su larga scala sono legate soprattutto agli studi di compatibilità strutturale dei materiali, che dovranno resistere in ambienti altamente ostili, ad elevata temperatura ed altamente corrosivi. Nell'ambito del programma ENEA si espongono qui i risultati delle campagne sperimentali svolte.)

5.1. Introduzione

La tecnologia solare a concentrazione potrà giocare nei prossimi decenni un ruolo fondamentale nella produzione energetica mondiale sfruttando calore ad alta temperatura da fonte solare, per produrre quantità significative di elettricità o di idrogeno, a costi competitivi con cicli completamente rinnovabili e senza emissione di gas serra. I Paesi situati nella fascia solare dispongono di un potenziale teorico ampiamente sufficiente per assicurare un contributo significativo alla copertura del fabbisogno mondiale prevedibile. In modo particolare sia i territori che si affacciano sulla sponda sud del Mediterraneo sia quelli del vicino Oriente, dispongono di potenzialità notevolissime, tali da ottenere costi di produzione dell'energia sensibilmente inferiori rispetto a quanto conseguibile in Europa.

L'ENEA, è impegnato a sviluppare una nuova tecnologia per lo sfruttamento di queste risorse, ponendosi come principale attore nella fase iniziale, coprendo le fasi che vanno dalla ricerca di laboratorio fino all'industrializzazione e creando le condizioni per far partecipare l'industria italiana al crescente mercato di queste tecnologie energetiche.

5.2. Tecnologia solare ad alta concentrazione

Il fabbisogno di energia, da sempre una priorità per l'uomo, ha avuto negli ultimi 150 anni una crescita costante del 2.3% . Attualmente ruota intorno al valore 10 miliardi di tep ed è costituito per gran parte da combustibili fossili. Il progressivo esaurimento di queste riserve e il rischio crescente di danni ambientali, portano a considerare l'energia solare fra i principali candidati per la sostenibilità energetica del pianeta. Il grosso potenziale della fonte solare si trova nella fascia chiamata "sun belt" comprendente le regioni del Nord Africa e del Medio Oriente. Questi territori sono caratterizzati da ampie zone desertiche aventi un irraggiamento molto potente in cui è ideale l'installazione di grandi quantità di impianti solari. Come ordine di grandezza, in queste aree ogni metro quadro di collettore solare può produrre in un anno una quantità di energia termica equivalente ad un barile di petrolio. Alcuni studi condotti dal ministero dell'ambiente tedesco, hanno dimostrato che la quantità di energia irraggiata nella sponda sud del Mediterraneo è in grado di soddisfare i consumi di energia elettrica dell'Europa Meridionale, del Medio Oriente e del Nord Africa. Allo studio hanno partecipato i centri di ricerca della Giordania, dell'Egitto, del Marocco, e dell'Algeria, a significare un interesse comune dai Paesi Europei ai Paesi del Nord Africa. Per lo sfruttamento massiccio di questo potenziale si presta in modo particolare la tecnologia CSP, dall'inglese Concentrating Solar power.

Questa tecnologia potrebbe essere vista in competizione con la tecnologia fotovoltaica, relativamente diffusa e in rapida espansione, ma la distinzione fondamentale sta nel fatto che il fotovoltaico, sfruttando anche la radiazione diffusa, può essere utilizzato in zone poco soleggiate, a partire da impianti di pochi Kw, mentre il solare termico a concentrazione, utilizzando solo la radiazione diretta, può essere impiegato solo in zone altamente soleggiate a partire da impianti di

qualche Mw. Inoltre il costo del Kw/h elettrico prodotto con tecnologia a concentrazione è più basso di quello derivante da fotovoltaico.

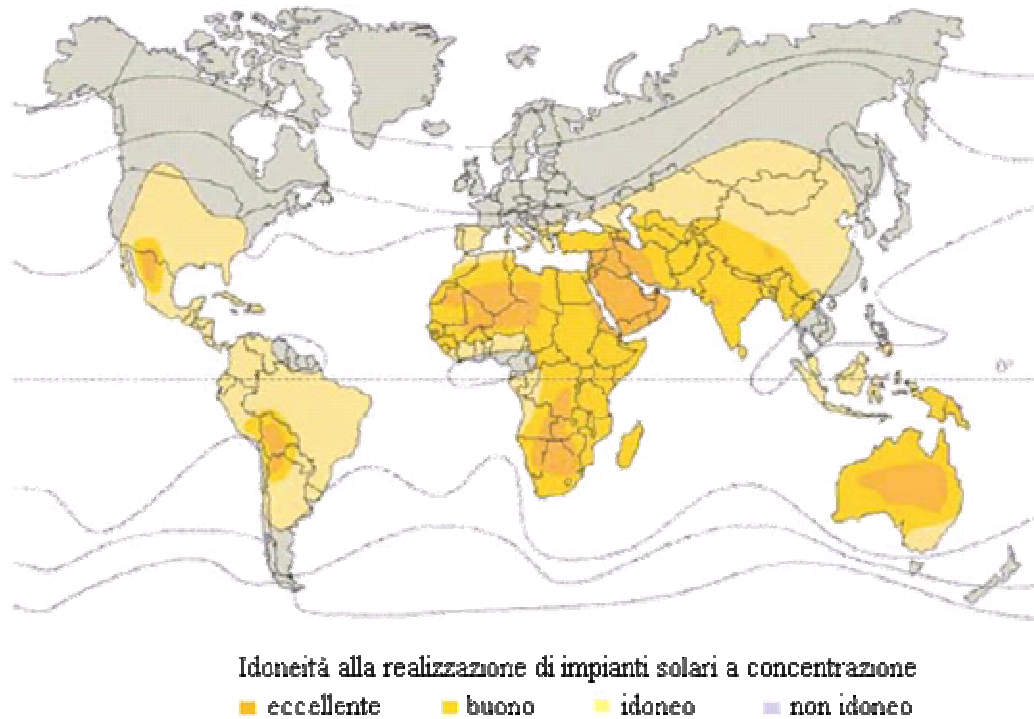


Figura 5-1 – Mappa mondiale dell’irraggiamento solare

Nell’area euro-mediterranea, si può stabilire una sorta di integrazione fra le due tecnologie: il Fv, nelle aree dell’Europa settentrionale con impianti domestici e non, e il termico a concentrazione nelle aree con più forte intensità di radiazione solare. Per cogliere appieno i fondamenti di questa proposta di “grande prospettiva”, occorre notare che la densità di energia solare incidente e le caratteristiche territoriali presenti sulla sponda sud del Mediterraneo, comportano costi di produzione dell’elettricità solare quasi dimezzati rispetto alle aree favorevoli dell’Europa meridionale. Dato che il costo della trasmissione elettrica ad alta tensione in corrente continua è valutabile, per una distanza dell’ordine di 1000 km, di cui 100 con cavo sottomarino, intorno a 0.7–1.5 \$/kwh, non è affatto illogico pensare di realizzare in queste regioni, in un quadro di interazione economica e sociale, una produzione solare destinata, oltre che ai consumi elettrici dell’area nord africana e medio orientale, anche a una parte dei consumi elettrici europei. Vale la pena ricordare che è in fase di sviluppo il progetto del così detto “anello elettrico mediterraneo”, che dovrebbe permettere fra breve la completa interconnessione elettrica dei paesi che si affacciano sul Mediterraneo, alla rete elettrica europea. In attesa di un approfondimento, sul piano tecnico-economico e politico, di simili prospettive è evidente che lo sfruttamento significativo della risorsa solare presente nel Mediterraneo è una questione di notevole portata economica e politica e potrebbe avere notevoli implicazioni in termini di integrazione Nord-Sud e quindi di sviluppo di relazioni pacifiche. In una prospettiva futura, la produzione diretta di idrogeno, sempre con

tecnologia CSP, potrebbe permettere di aumentare notevolmente la produzione energetica della “sun belt”. In Italia, non esistono attualmente studi accurati sul potenziale energetico sfruttabile con tecnologia CSP. Si stima un potenziale “tecnicamente sfruttabile” dell’ordine di 88 TWh/anno ed uno “economicamente sfruttabile” dell’ordine di 5 TWh/anno. Un’ultima precisazione: essendo la fonte primaria gratuita, la totalità del fatturato connesso alla produzione energetica da fonte solare va a beneficio di chi realizza e cura la manutenzione degli impianti di produzione; chi ne detiene il know-how è destinato quindi a sfruttare la maggior parte del giro d’affari connesso.

5.3. Il programma ENEA

A partire dal 2000 l’ENEA ha intrapreso un’attività di ricerca, sviluppo e produzione dimostrativa nel campo delle tecnologie solari a concentrazione, finalizzata nella prospettiva di breve-medio termine alla produzione di elettricità e nel lungo termine alla produzione diretta di idrogeno da fonte solare. Le attività sono organizzate nell’ambito del Grande Progetto Solare Termico appositamente istituito in seno ENEA. Il programma si articola su quattro filoni di attività:

- Sviluppo e prototipazione di componenti e sistemi innovativi per impianti solari a concentrazione
- Realizzazione di impianti di prova per le attività sperimentali;
- Progettazione di centrali solari dimostrative, da realizzare tramite investimenti congiunti con sistemi industriali;
- Ricerca e sviluppo sulla produzione diretta di idrogeno solare tramite calore ad alta temperatura.

I primi tre sono finalizzati alla produzione di elettricità solare mentre l’ultimo alla produzione di idrogeno.

5.4. Elementi caratterizzanti la tecnologia

La tecnologia che ENEA sta sviluppando, combina alcune caratteristiche dei sistemi a collettori parabolici lineari e di quelli a “torre solare” ad alta temperatura, puntando su innovazioni tecnologiche che permettono di superare i punti critici di entrambi.

In particolare:

- L’utilizzo di collettori parabolici lineari, in quanto tecnologia più “matura”
- Lo sviluppo di tubi ricevitori in grado di operare ad alta temperatura;
- L’utilizzo, come fluido termovettore di Sali Fusi ($\text{KNO}_3 - \text{NaNO}_3$) già utilizzati negli impianti a torre USA;
- La presenza di un sistema di accumulo termico, anche questo già utilizzato negli impianti a torre USA.

L’impiego di Sali fusi come fluido termovettore porta fondamentalmente due vantaggi:

1. Realizzazione di accumulo termico a basso costo; i sali sono economici, non tossici e a limitato impatto ambientale in caso di fuoriuscita accidentale, poiché sono fertilizzanti naturali.
2. Possibilità di aumentare la temperatura all’uscita del campo solare fino a 550°, con conseguente aumento delle prestazioni del ciclo termodinamico di produzione elettrica.

Riguardo all’accumulo, l’uso dei Sali fusi permette capienze molto elevate e annulla il pericolo di incendio, molto alto con gli oli sintetici; è più vantaggioso dal punto di vista dei costi e può essere sostituito all’olio anche negli impianti aventi temperature massime di 400 °C.

Relativamente alla temperatura l'impiego dei Sali consente di produrre vapore ad alta temperatura, dell'ordine di 530 °C, in grado di alimentare cicli a vapore con rendimenti di conversione termodinamica elevati, senza l'impiego di un surriscaldatore a combustibile fossile.

5.5. I collettori solari

ENEA ha progettato e realizzato, insieme all'industria, un prototipo originale di collettore solare con la duplice finalità di migliorare i parametri tecnico economici del componente e di mettere l'industria nazionale in condizione di produrlo in serie, sia per il Progetto Archimede che per potersi proporre in maniera competitiva sul mercato internazionale. Il collettore, illustrato in Figura 5-2

- una **struttura** che supporta gli specchi, realizzando la geometria parabolica, e permette di orientarli in modo da inseguire il moto del sole;
- una serie di **specchi** di opportuno disegno geometrico;
- un **sistema di movimentazione** in grado di far ruotare la struttura con la precisione di puntamento richiesta;
- una serie di **tubi ricevitori**, su cui vengono concentrati i raggi solari, all'interno dei quali l'energia termica viene conferita al fluido vettore.



Figura 5-2 – Immagine dei collettori solari

Il collettore è stato sviluppato nella sua interezza e sperimentato in varie versioni tramite circuito di prova PCS; l'attuale lunghezza del collettore prototipale è pari a 50 m, ma le unità di serie saranno lunghe 100 m.

La **struttura**, è stata progettata molto robusta per resistere ai carichi del vento. La soluzione adottata è basata su un tubo centrale portante su cui si collegano i supporti laterali. Ha un costo sufficientemente basso, è facilmente trasportabile ed ha una installazione rapida. Le dimensioni sono: lunghezza 100 m, ampiezza 6 m e altezza 3.5 m.

Gli **specchi** sono stati realizzati seguendo varie tecnologie, e presentano un costo sufficientemente basso e buone caratteristiche meccaniche rispetto a quelli tradizionali. Hanno una forma parabolica e uno spessore molto sottile (850 μm). Sono applicati su pannelli di supporto opportunamente sagomati.



Figura 5-3 – Sistema di movimentazione

Le soluzioni sviluppate finora sono:

- Il **sistema di movimentazione** è costituito da una unità oleodinamica autonoma, in grado di movimentare l'intero collettore da 100 m sulla base dei comandi inviati dal sistema di supervisione di centrale, ed assicura l'inseguimento del sole con una precisione di 0,8 mrad.

- **I tubi ricevitori** (un esempio è illustrato in Figura 5-4) sono elementi lunghi circa 4 m, saldati in opera per formare una linea che, nella posizione di riferimento durante l'esercizio, deve essere in asse con la retta focale degli specchi parabolici. La linea di tubi ricevitori è mantenuta in posizione da bracci di sostegno, dotati alle estremità di cerniere cilindriche, che permettono la dilatazione termica dei tubi quando l'impianto è in esercizio. La funzione dei tubi ricevitori è quella di trasformare in calore ad alta temperatura e trasferire al fluido termovettore la massima quantità di energia solare concentrata dagli specchi riflettenti, riducendo al minimo le perdite di energia per irraggiamento verso l'ambiente esterno. Ogni tubo ricevitore è costituito da un tubo assorbitore d'acciaio inossidabile, sulla cui superficie esterna viene depositato, un rivestimento spettralmente selettivo (coating) di materiale composito metallo-ceramico, caratterizzato da una elevata assorbanza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso. Il tubo d'acciaio è incapsulato, sotto vuoto a circa 10^{-2} Pa, in un tubo esterno di vetro borosilicato, coassiale con il tubo assorbitore, che ha la funzione di proteggere il coating dal contatto con l'aria, riducendo al minimo lo scambio termico per convezione tra i due tubi. Sulla superficie del tubo di vetro viene fatto un trattamento antiriflesso, per aumentare la trasmittanza della radiazione solare, riducendo al minimo l'energia riflessa.

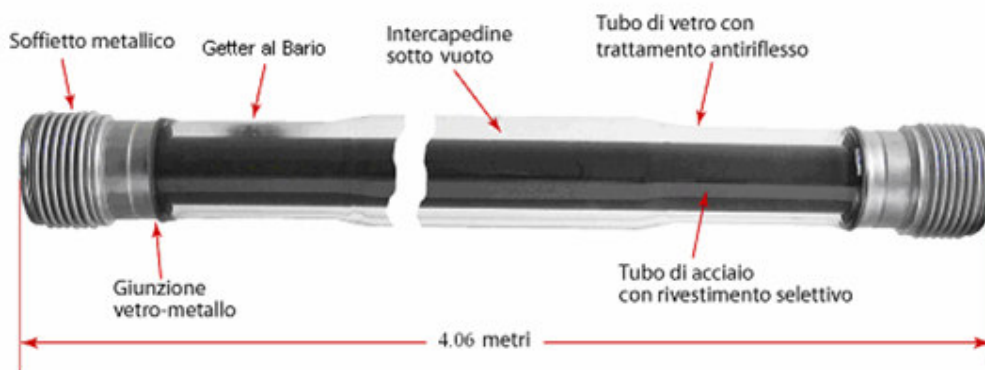


Figura 5-4 – Immagine di un tubo ricevitore

5.6. Proprietà del fluido termovettore

I Sali fusi raggiungono facilmente la temperatura 550°C e possono arrivare sino a 600°C , temperatura molto più elevata di quella raggiungibile con gli oli minerali che non possono superare temperature di molto superiori a 400°C . Rispetto all'olio inoltre, hanno il coefficiente di scambio termico e il calore specifico più elevati, possono essere utilizzati con pressioni di lavoro inferiori e presentano complessivamente migliore capacità di trasporto del calore.

La miscela utilizzata è composta da:

- 60% in peso di nitrato di sodio (NaNO_3)
- 40% in peso di nitrato di potassio (KNO_3)

Inoltre:

- Può essere utilizzato in un range di temperature comprese tra 260°C e 600°C ;
- al diminuire della temperatura, inizia a cristallizzare a 238°C e solidifica a 221°C ;

- la compressibilità isotropa al punto di fusione è $2 \cdot 10^{-10} \text{ m}^2/\text{N}$;
- il calore di fusione, calcolato come media di fusione per ogni componente, è: h_{sl} : 161 KJ/Kg;
- la variazione di densità subito dopo la fusione è: $\Delta V/V_{\text{solido}}=4.6\%$ quindi $V_{\text{liquido}} = 1.046 V_{\text{solido}}$;

Le equazioni caratterizzanti le proprietà dei nitrati fluidi in funzione della temperatura tra 300 e 600°C sono le seguenti:

densità in funzione della temperatura:

$$\rho: 2090 - 0.636T \quad [\text{kg/m}^3]$$

Calore specifico in funzione della temperatura:

$$C_p = 1443 + 0.172T \quad [\text{J/kg}^\circ\text{C}]$$

Viscosità in funzione della temperatura:

$$\mu = 22.71 - 0.120 \cdot T(^{\circ}\text{C}) + 2.281 \cdot 10^{-4} \cdot (T)^2 - 1.474 \cdot 10^{-7} \cdot (T)^3 \quad [\text{mPa} \cdot \text{sec}]$$

Conducibilità termica in funzione della temperatura:

$$k = 0.443 + 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot T \quad [\text{W/m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}]$$

Conducibilità elettrica in funzione della temperatura:

$$\gamma = -2.4156 \times 10^{-2} + 6.8424 \times 10^{-5} \cdot (T(\text{K})) - 2.5391 \cdot 10^{-8} \cdot (T(\text{K}))^2$$

Per quanto riguarda lo scambio termico tra il fluido termovettore e la parete interna, di una generica tubazione di diametro d , è necessario conoscere il coefficiente di scambio termico h tra fluido e parete. Tale coefficiente può essere calcolato attraverso le seguenti considerazioni.

La velocità del fluido, essendo la portata costante, è data da:

$$U = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot \rho \cdot d^2}$$

Dove ρ è la densità del fluido e d il diametro interno del tubo collettore.

Il numero di Reynolds che è dato dalla relazione $Re = U \cdot d \cdot \rho / \mu$ diventa:

$$Re = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot \mu \cdot d}$$

Da cui si evince che a meno di variazioni di μ (viscosità dinamica del fluido) con la temperatura, Re è costante lungo il tubo in quanto la diminuzione della densità del fluido, a seguito dell'aumento di temperatura, è compensato da un aumento della velocità media.

Il numero di Prandtl, rapporto tra viscosità cinematica e diffusività termica, è dato dalla relazione seguente:

$$Pr = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda}$$

Ora nell'ipotesi che sia $Re > 3000$ e $Pr > 0.6$, il coefficiente di scambio termico tra la parete interna del tubo ed il fluido è dato dalla relazione di Dittus-Boelter :

$$Nu = h \frac{d}{\lambda} = 0.023 \cdot Re^{0.8} Pr^{0.4}$$

Dove λ è la conducibilità termica del fluido e Nu il numero di Nusselt.

5.6.1. Impurità presenti nella miscela di Sali fusi.

I primi ricercatori che hanno studiato i fluidi termovettori composti da miscele di Sali fusi, per l'impianto sperimentale "Solar Two", sono stati gli americani. I risultati conseguiti non sono stati pubblicati eccetto alcuni documenti tra cui quello dell'istituto di ricerca SANDIA, risalente al 2001, riguardante il potere corrosivo dei Sali fusi, contenenti determinate concentrazioni di impurità, sugli acciai inossidabili e al carbonio. Da questo studio si è capito che elevate quantità di elementi impuri aumentano la corrosione e che alcune sostanze, tra cui i cloruri e i solfati, hanno notevole influenza sui fenomeni corrosivi. Sulla base di queste considerazioni la massima contaminazione da tutte le miscele deve essere:

- Cloruro : ≤ 1.3 % in peso
- Nitrito : ≤ 0.03 % in peso
- Carbonato : ≤ 0.05 % in peso
- Solfato : ≤ 0.15 % in peso
- Alcalinità idrossile : ≤ 0.04 % in peso
- Perclorato : ≤ 0.04 % in peso
- Magnesio : ≤ 0.06 % in peso
- Insolubili : ≤ 0.06 % in peso

Una considerazione importante riguarda la stabilità chimica che oltre i 600°C inizia a peggiorare. Il degrado è dato dai prodotti della decomposizione delle molecole che influenzano sia le proprietà termofisiche sia la tendenza alla corrosione.

5.7. **Campagna sperimentale: caratterizzazione degli acciai**

Come detto, l' ENEAsta valutando la possibilità di utilizzare, nei pannelli solari ad alta concentrazione, un fluido vettore composto da miscele di Sali fusi di sodio e potassio. L'utilizzo dei Sali è vantaggioso per le caratteristiche fisico-chimiche che possiedono; hanno basso punto di fusione (238°C), alta capacità e conduttività termica, buona stabilità ad alte temperature e bassi costi commerciali. Inoltre possono operare, senza perdere le caratteristiche termiche, alle temperature di $500-600^\circ\text{C}$. Tuttavia, poiché questi nitrati ad alte temperature sono piuttosto corrosivi, è stata condotta una campagna sperimentale per analizzare la corrosione e selezionare il materiale strutturale più appropriato. Lo studio ha riguardato l'interazione statica tra i nitrati fusi e i vari acciai. Le proprietà corrosive dei Sali fusi sono state studiate in passato nell'istituto Sandia da due ricercatori, S.H. Goods e R.W. Bradshaw, per determinare il materiale strutturale più adeguato da utilizzare in un impianto dimostrativo californiano, il Solar Two. I loro studi rimasero incompleti e sono stati ripresi per essere approfonditi dall'ENEA.

5.7.1. Apparato sperimentale

Il test di corrosione è stato eseguito in un apparato opportunamente progettato, collocato nel Laboratorio Sali Fusi del Centro di ricerca ENEA-Brasimone. Una vista dell'impianto è riportata in Figura 5-5.

L'impianto è composto da 10 contenitori termici, ciascuno in grado di ospitare al suo interno 30 kg di miscela di nitrati di sodio e potassio, un sistema che permette l'inserimento e l'estrazione dei provini ed infine un apparato di controllo della temperatura e della pressione. Ogni contenitore è dotato di sistema di iniezione del cover gas, indispensabile per portare il fluido alla pressione di 100 mbar (valore di sovrappressione in cui sono stati condotti i test). Nella Figura 5-6(A) e nella Figura 5-6(B) sono ripostati alcuni particolari del sistema di prova.



Figura 5-5 – Laboratorio Sali, sistema di controllo e acquisizione dati

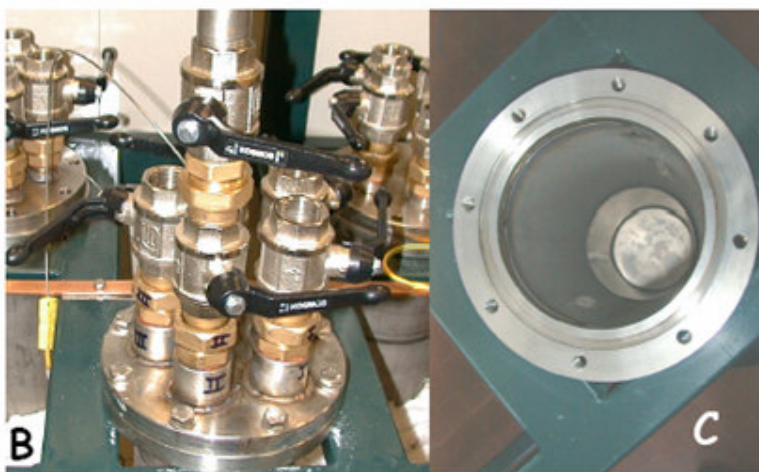


Figura 5-6 – Visuale interna del contenitore(B); Visuale esterna (C)

I contenitori interamente sono costituiti da acciaio inossidabile austenitico, hanno un'altezza di 40 cm e un diametro interno di 20 cm. L'acciaio è stato ricoperto con uno strato esterno di titanio dello spessore di 0.8 mm, per evitare la corrosione dell'acciaio ad alte temperature. Ogni contenitore contiene 5 aste portacampioni, ciascuna adatta ad ospitare 6 provini. I contenitori sono

ovviamente inoltre isolati termicamente (è evidente la presenza del coibente in figura) e non sono in contatto con l'ambiente esterno. Per consentire il mantenimento ed il controllo della temperatura ogni contenitore è dotato di termocoppie che segnalano all'unità centrale l'andamento della temperatura in ogni istante.

5.7.2. Composizione della miscela di Sali fusi.

La miscela usata nel test ha la composizione nominale del 60% di NaNO_3 e del 40% di KNO_3 . Sono comunque presenti all'interno, piccole percentuali di altri elementi fra cui NaCl , KClO_4 , Na_2SO_4 . Un'attenzione particolare è stata rivolta ai cloruri in quanto in alcuni impianti esistenti situati vicino al mare si è notato un aumento della concentrazione di cloruri nella miscela dei Sali. Test condotti e riportati in letteratura hanno rilevato che l'aumento di concentrazione di queste sostanze aumenta le proprietà corrosive dei sali. Si è perciò deciso di condurre alcuni degli esperimenti con l'aggiunta dell'1.3% di NaCl nella miscela, anche tenendo conto del fatto che è verosimile pensare che gli impianti di questo tipo possano essere situati in prossimità del mare.

5.7.3. Materiali analizzati

I materiali analizzati nei test sono tre tipi di acciai inossidabili austenitici, AISI 316L, AISI 321, AISI 347, e l'acciaio al carbonio ASTM 106B. Per ogni acciaio sono stati analizzati due tipi di provini, saldati e non saldati, per esaminare la reazione delle saldature sottoposte ad alte temperature. In una fase successiva sono stati condotti test su Acciaio AISI 321H, immersi in una miscela di Sali, cui non è stata aggiunta la percentuale di NaCl .

Questi materiali sono stati selezionati per le loro proprietà, derivanti dagli elementi di lega (Cromo, Nichel, Molibdeno, Titanio e Niobio) che li costituiscono. Il cromo è, infatti, una sostanza che, legandosi con l'ossigeno, ha la prerogativa di formare una patina protettiva sulla superficie del metallo ritardando il fenomeno corrosivo; il nichel rende più facile la lavorazione del materiale, il molibdeno aumenta la resistenza a corrosione ad alte temperature ed il titanio e il niobio allungano i tempi di precipitazione dei carburi di cromo rallentando sempre la corrosione.

La composizione dei materiali, rilevata sperimentalmente per confronto con la composizione nominale riportata dai costruttori, è riportata in Appendice D.

5.7.4. Descrizione dell'esperimento

I provini di acciaio sono stati immersi nei congegni contenenti i Sali fusi e lì tenuti per un determinato numero di ore a temperatura prestabilita, dopodiché sono stati estratti e analizzati.

I provini di acciaio inossidabile austenitico (AISI 316L, 321 e 347 e 321H) sono stati analizzati dopo aver trascorso a seconda dei casi nel fluido di prova 1000, 2000, 3000, 6000, 7000 e 8000 ore alle temperature di 290°C, 550°C e 590°C, mentre l'acciaio al carbonio ASTM 106B dopo gli stessi intervalli di tempo alla sola temperatura di 290°C. Ciascun provino è stato attentamente controllato e misurato prima del test: sono state ispezionate le saldature e calcolati i pesi e le superfici. Dopo la prova, sono state fatte due analisi: il decapaggio e l'esame metallografico, condotto al microscopio ottico (OM), al microscopio elettronico (SEM) e mediante spettrografia a raggi X (EDXS);

La misura dei pesi è servita per calcolare la perdita di metallo, le analisi metallografiche invece hanno consentito analizzare la struttura post-prova dei campioni e la morfologia di corrosione.

In Appendice D sono riportate le varie Test matrix delle campagne di prova condotte

5.7.5. Il decappaggio

Il decappaggio è stato fatto sugli acciai inossidabili per eliminare lo strato di ossido dalla superficie del materiale; consiste nell'immersione dei provini in due soluzioni chimiche differenti, una basica e l'altra acida. Si utilizzato la normativa americana NACE.

La soluzione basica è formata per 11% da NaOH (idrossido di sodio), per 5% da KMnO_4 (permanganato di potassio) e per il restante 84% da H_2O , mentre quella acida per il 20% da HNO_3 (acido nitrico), per il 5% da HF (acido fluoridrico) e per il restante 75% da acqua.

I provini vengono lasciati 1h nella soluzione basica alla temperatura di 100°C e dopo un breve lavaggio in acqua distillata, messi all'interno della soluzione acida alla temperatura di 54°C , finché lo strato di ossido non si elimina (5- 10 minuti a seconda dello spessore dello strato).

5.7.6. Calcolo della perdita di metallo e dello spessore dello strato di ossido

I provini sono stati pesati prima del test, dopo l'estrazione dal fluido e dopo il processo di decappaggio.

Posto: W_0 : il peso del provino prima del test;
 W_1 : il peso del provino dopo il test;
 W_2 : il peso del provino dopo decappaggio;
 S : la superficie del provino;

la perdita di metallo ($\Delta w_{\text{metallo}}$) espressa in mg/cm^2 è:

$$\Delta w_{\text{metallo}} = \frac{W_0 - W_2}{S} \quad \left[\frac{\text{mg}}{\text{cm}^2} \right]$$

mentre lo spessore di acciaio perso (t_{acciaio}), espresso in μm , nota la densità del metallo ($\rho_{\text{metallo}} = 7.93 \text{ g}/\text{cm}^3$), è:

$$t_{\text{acciaio}} = \frac{\Delta w_{\text{acciaio}}}{\rho_{\text{acciaio}}} \quad [\mu\text{m}]$$

Nello stesso modo si calcola il peso dell'ossido formatosi sul metallo ed eliminato dopo il decappaggio (Δw_{ossido} espresso in mg/cm^2):

$$\Delta w_{\text{ossido}} = \frac{W_1 - W_2}{S} \quad \left[\frac{\text{mg}}{\text{cm}^2} \right]$$

E lo strato di ossido (t_{ossido}) formatosi sulla superficie, nota la densità ($\rho_{\text{ossido}} = 5.2 \text{ g}/\text{cm}^3$):

$$t_{\text{ossido}} = \frac{\Delta w_{\text{ossido}}}{\rho_{\text{ossido}}} \quad [\mu\text{m}]$$

5.7.7. *Analisi morfologiche (SEM ed EPMA)*

L'analisi al microscopio elettronico si è resa necessaria per analizzare la morfologia di corrosione e la struttura dello strato di ossido. Le analisi spettroscopiche, EPMA (Electron Probe Microscope Analysis) ed in particolare la spettrografia a raggi X (EDXS), hanno permesso inoltre di identificare gli elementi che compongono lo strato di ossido.

I provini, prima dell'analisi, sono stati sottoposti all'adeguata procedura di preparazione.

Sono stati infatti puliti con acqua distillata bollente, sezionati trasversalmente, inglobati in grafite conduttiva. L'inglobamento è stato fatto mediante l'apposita pressa idraulica che ha avvolto i provini con la speciale resina di grafite. A questo punto, dopo essere stati spianati mediante carte abrasive, sono stati lucidati per mezzo di appositi panni imbevuti di soluzioni diamantate. Le soluzioni in questione sono costituite da diamante industriale policristallino, disperso in soluzioni acquose o oleose e vengono utilizzate proprio per portare a specchio le superfici dei campioni evitando così i difetti superficiali.

I campioni sono stati infine attaccati chimicamente, per evidenziare la struttura metallografica.

I risultati delle analisi ed alcune immagini tratte dalla analisi morfologiche sono riportate in Appendice D

5.8. Risultati della campagna sperimentale

Come detto nel capitolo precedente sono stati esaminati quattro tipi di acciai austenitici e un tipo di acciaio al carbonio alla temperatura di 290°C, 560°C e 590°C. In appendice sono riportate le tabelle con i risultati dei diversi test, oltre che alcune ulteriori immagini tratte dagli esami morfologici

5.8.1. *Risultati dopo il test alla temperatura di 290°C*

Alla temperatura di 290°C dopo 2000 ore lo strato di ossido che si forma sulla superficie è molto piccolo, è invisibile ad occhio nudo ed ha uno spessore nell'ordine dei 2 µm, (si veda la Figura 5-7). Si è deciso allora di analizzare solo i provini che avessero un periodo di esposizione superiore a 4000 h per avere risultati sostanziali. Poiché si è trattato comunque di spessori molto piccoli di ossido non è stato fatto il decapaggio in quanto era più che sufficiente l'analisi al microscopio elettronico ed in più uno strato così piccolo di ossido da rimuovere risultava complesso anche per le normali procedure adottate.

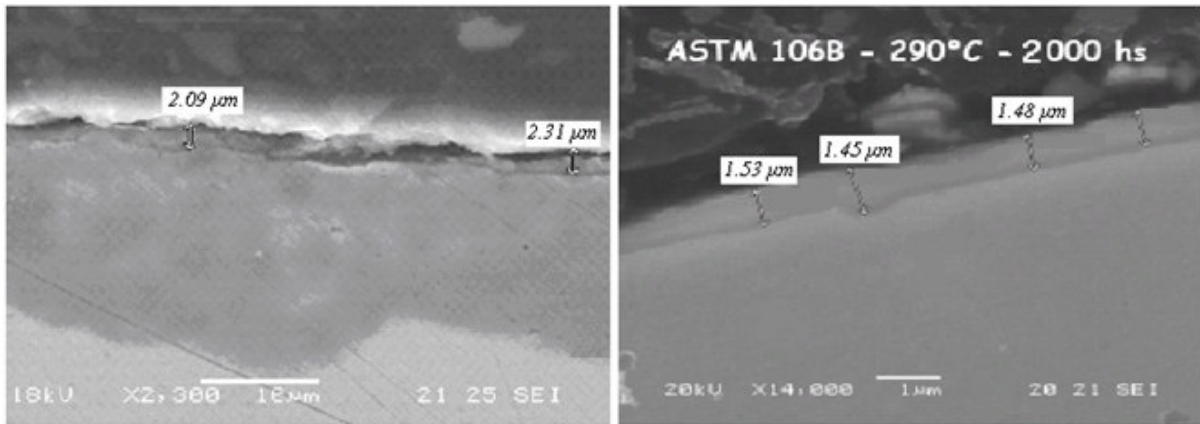


Figura 5-7 – AISI 347, 290°C 1000h (A), ASTM 106B, 290°C 2000h

Dall'analisi ottica degli acciai si è visto in maniera evidente che l'acciaio ASTM 106B è molto più resistente degli altri ed è stato selezionato per i condotti dell'impianto che trasportano il fluido a bassa temperatura (290°C). Estremamente esplicitiva in questo senso la Figura 5-8; se dopo 2000 ore di esposizione l'acciaio inossidabile austenitico ha circa 0.5μm di ossido in più; dopo 6000 ore di esposizione il divario è ancora più evidente: nell'AISI 316L oltre ad esserci uno strato di ossido 3 volte più spesso si intravedono i primi principi di distacco della crosta ossidata.

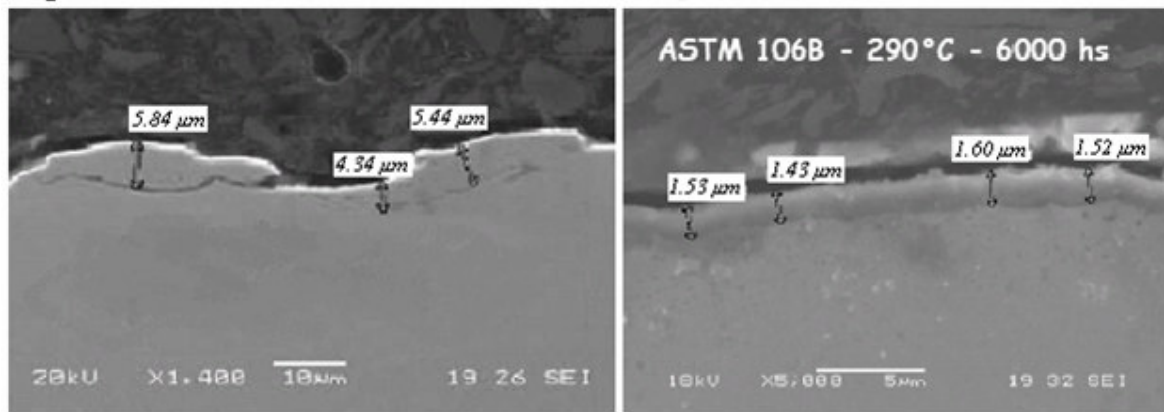


Figura 5-8 – AISI 316L, 290°C 6000h (A), ASTM 106B, 290°C 6000h

5.8.2. Risultati dei test a temperature di 560°C e 590°C

AISI 316L

I dati riguardanti l'acciaio 316, riscontrati il dopo decapaggio sono elencati nelle tabelle in Appendice.

Si nota che al crescere della temperatura c'è stata una evidente perdita di metallo: il test eseguito a 550°C, ha causato dopo 3000h la perdita di 4.2 mg/cm², mentre quello svolto a 590°C, ha prodotto sempre dopo 3000h una perdita di 9.8 mg/cm² e in questo caso lo spessore di materiale corrosivo è

stato di 12.3 μm . Comportamento simile è stato riscontrato anche sugli altri tipi di acciaio. A 550°C, lo strato medio di ossido, calcolato dopo il decapeggio, è passato da 6.3 μm a 9.4 μm , al crescere della temperatura, mentre a 590°C si è passato da 19.5 μm a 20.4 μm .

Questi dati sono stati confermati dall'analisi al SEM (Scanning Electron Microscopy) che ha evidenziato uno spessore di questa lunghezza nei punti in cui lo strato di ossido è rimasto adeso al metallo. Un esempio di analisi al SEM è riportato in figura

Figura 5-9. Le rotture dell'ossido sono avvenute tutte in senso parallelo alla superficie come raffigurato in Figura 5-9(B). La superficie esterna è piuttosto irregolare, segno evidente dell'attacco corrosivo dei sali fusi, mentre la superficie interna a contatto col metallo è più regolare ma abbastanza porosa; questa porosità si osserva meglio ad alte temperature (590°C) e spiega la mancanza di aderenza dei prodotti della corrosione quando iniziano le prime cricche.

Osservando la Figura 5-10 si nota la tipica struttura dello strato di ossido che si forma nel AISI 316L, composta da tre strati:

- lo strato esterno è formato fondamentalmente da ferro, ma poiché è stato per lungo tempo a contatto con il sale fuso, al suo interno si trovano anche molecole di sodio; è assente il cromo;
- lo strato medio è composto quasi interamente da ferro e ossigeno e si trovano piccole percentuali di nichel e cromo
- lo strato interno è fondamentalmente composto da ferro e una buone percentuali di cromo.

La divisione in diversi strati e la composizione degli stessi è stata rilevata mediante le analisi spettroscopiche.

Dai risultati qui esposti appare evidente come l'alta temperatura sia un fattore che incrementa notevolmente il tasso di corrosione. La perdita di metallo cresce all'aumentare della temperatura e, se questa rimane costante, aumenta col passare del tempo

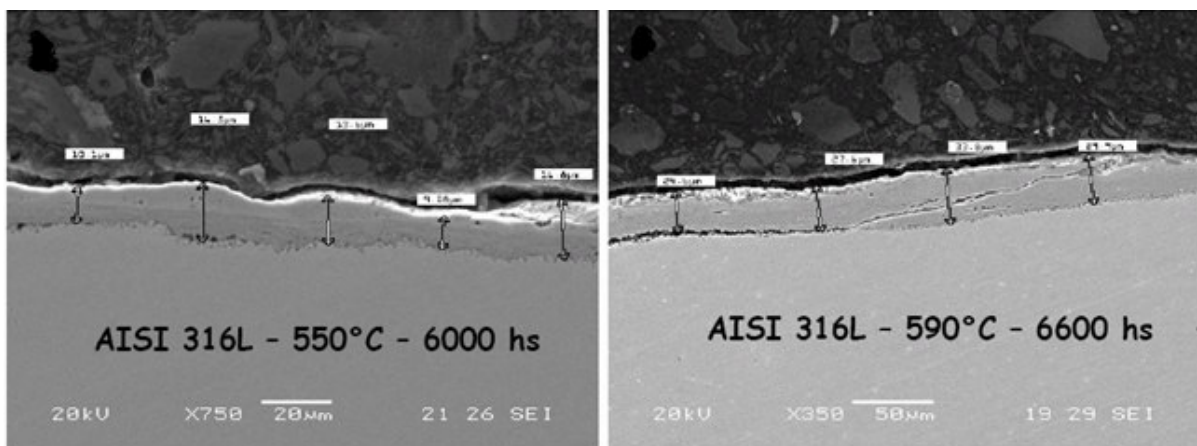


Figura 5-9 – AISI 316L, 550°C 6000h (A), AISI 316L, 550°C 6600h

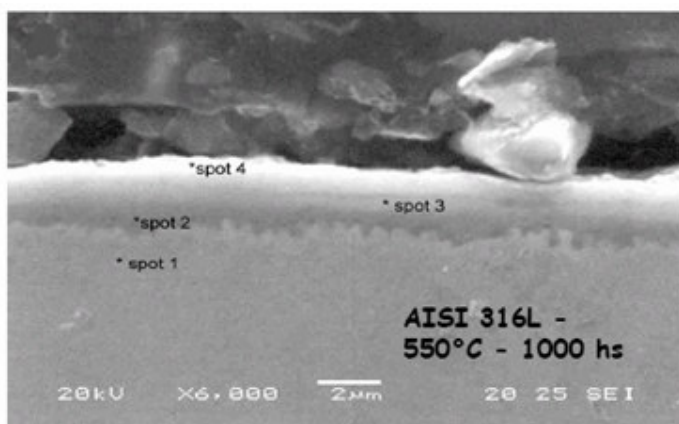


Figura 5-10 – AISI 316L, 550°C 1000h

AISI 321 ed AISI321H

I risultati dopo decapaggio dell'AISI 321 sono riportati nelle Tabelle in appendice D.

In

Figura 5-11 sono riportati alcuni interessanti immagini dell'AISI 321, si può osservare molto bene il fenomeno di cracking e distacco dell'ossido superficiale, motore primo della corrosione in queste condizioni statiche.

La reazione di questo materiale, esposto alla miscela di Sali fusi, è stata simile all'AISI 316 precedentemente discusso. La perdita di peso dei provini decappati è cresciuta all'aumentare della temperatura. I provini analizzati a 590°C, hanno avuto una perdita quasi doppia rispetto a quelli esposti a 550°C; questo fa intendere che la perdita segua una legge di tipo parabolico e che lo strato di ossido che si forma sulla superficie protegge il materiale dall'attacco corrosivo. Dall'analisi al SEM è scaturito che lo strato di ossido che si forma sulla superficie è molto adeso al metallo e all'aumentare della temperatura, peggiorano l'uniformità dello strato superficiale e la porosità dello strato interno che causano la separazione dell'ossido stesso. La struttura dell'ossido è simile a quella del AISI 316L precedentemente vista. È composta da tre strati, quello esterno formato da ferro e sodio, quello medio da ferro e ossigeno e quello interno da ferro e cromo.

L'analisi EPMA ha rilevato in questo caso nello strato superficiale di ossido anche tracce di titanio sicuramente provenienti dal contenitore in cui si trovano i Sali.

I risultati sui provini di AISI321H elettrosaldato sono analoghi, anche se il materiale appare lievemente più resistente dei altri acciai testati.

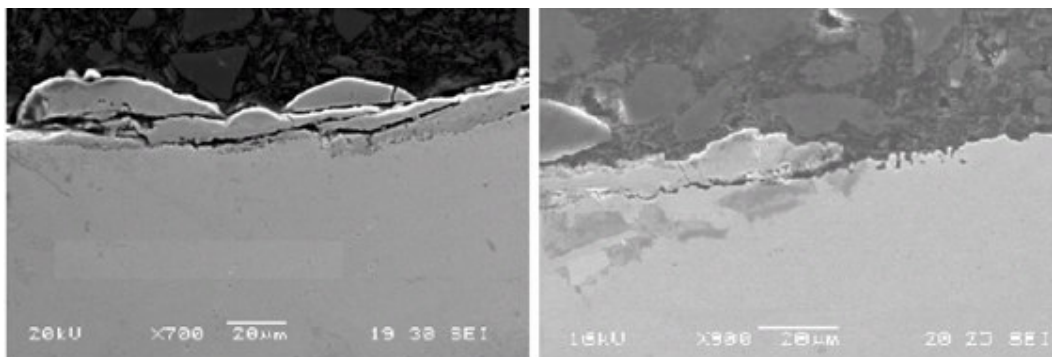


Figura 5-11 – AISI 321, 550°C 6000h, AISI 321, 590°C 6000h

AISI 347

La cinetica di corrosione dell'AISI 347 segue legge parabolica, come visto anche sugli altri acciai austenitici. La perdita di peso dopo decapaggio è stata superiore rispetto ai precedenti. Alla temperatura di 590° dopo 3000h la perdita è stata di 11.8 mg/cm² e dopo 6600h di 15.3 mg/cm² che rappresentano una corrosione rispettivamente di 24,2 μm e 29.6 μm. Lo stato di ossido formatosi sulla superficie è stato più spesso rispetto agli altri. La micrografia (in Figura 5-12 è riportata un immagine al SEM) mostra anche che la porosità dello strato aderente al metallo vivo aumenta all'aumentare del tempo di esposizione; questo fenomeno è stato visto in alcuni provini dell' AISI 316 e dell' AISI 321, ad alte temperature. L'analisi metallografia ha inoltre evidenziato come la struttura e la composizione chimica dello strato di ossido sono simili agli acciai precedentemente visti, a parte lo strato più interno che contiene un quantitativo maggiore di cromo.

I dati ricavati dopo il decapaggio sono presenti in Appendice D.

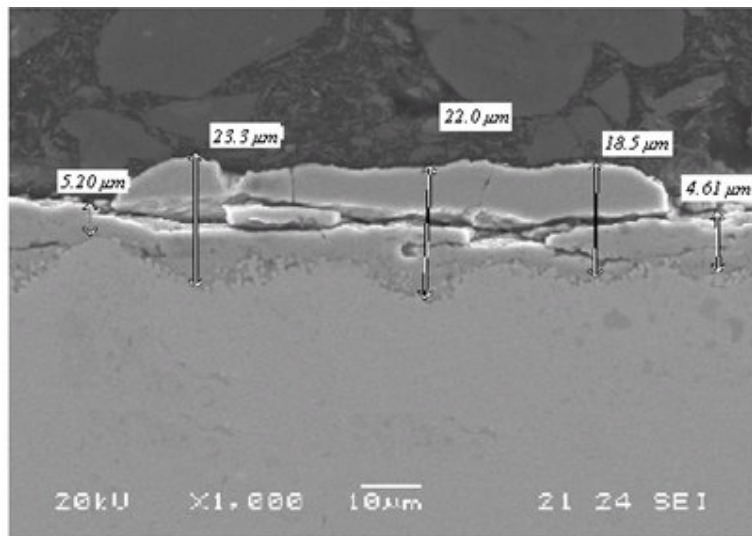


Figura 5-12 – AISI 347, 550°C 6000h

5.8.3. Analisi dei provini elettrosaldati

Nei provini esaminati, per ogni materiale, la zona termicamente trattata dalla saldatura è risultata essere uguale alla zona limitrofa composta da metallo normale. La corrosione è stata sostanzialmente uguale sia morfologicamente (no pitting corrosion, nessun attacco intergranulare, esclusiva penetrazione lungo i bordi di grano) che in termini di materiale assorbito. Questo ha portato ad affermare la buona compatibilità della saldatura (la cui specifica di saldatura è riportata in Appendice D) con la miscela di Sali fusi esaminata.

5.9. Discussione dei Risultati della campagna sperimentale

I dati raccolti mostrano chiaramente come lo spessore dello strato di ossido che si forma esternamente sulle superfici di metallo esaminate aumenti progressivamente all'aumentare della temperatura e del tempo di esposizione. Raggiunta una certa profondità esso inizia a staccarsi.

Tutti i diversi tipi di acciai esaminati presentano lo stesso meccanismo di formazione e crescita dell'ossido e sostanzialmente la stessa struttura morfologica. Le differenze sono essenzialmente di tipo esclusivamente qualitativo.

L'ossido presenta una struttura multistrato, con diverse composizioni, che mettono in evidenza anche la mobilità differenziale dei differenti componenti della lega di acciaio all'interno dell'ossido stesso:

- Il livello più esterno, quello a diretto contatto con il sale. Risulta essere composto essenzialmente da ossidi di ferro, ematite ma anche altri tipi di ossido. È presente anche Sodio, mentre non si hanno tracce di se non minime di Cromo e Nichel
- Il livello intermedio. La presenza di Cromo e Nichel è ancora molto piccola. Non si hanno più tracce di Ti (presenti in rari casi sullo strato esterno) e di Sodio. Essenzialmente i principali costituenti sono Ferro e ossigeno
- Lo strato più interno, all'interfaccia metallo – ossido. In questo caso l'elemento che sembra predominare e che migra direttamente nell'ossido quindi (per poi qui fermarsi) è il Cromo. Presenti ovviamente anche Nichel e Ferro.

Nello strato di metallo direttamente a contatto con l'ossido, a sua volta esaminato, si è verificata una notevole porosità, e si è riscontrata la quasi assenza di Nichel e Cromo. Ciò sta a significare che i primi elementi a dissolversi sono appunto Cromo e Nichel. La porosità dello strato di ossido a diretto contatto col metallo risulta crescente con il tempo di esposizione ai Sali, spiegando il principio della separazione dall'acciaio.

L'aggiunta di NaCl non sembra aver portato nelle soluzioni utilizzate grosse modifiche alla corrosività. Per quanto riguarda invece le saldature, i risultati sono stati più che soddisfacenti, il decappaggio ha portato a perdite di materiali sostanzialmente uguali a quelle del metallo.

Considerazioni finali

In base ai risultati attualmente in nostro possesso, la produzione e l'utilizzo di CDR-P appaiono in grado di rispondere a criteri di efficienza e di tutela dell'ecosistema richiesti dalla buona tecnica e dalla normative attualmente in vigore. A partire dal 2002, anno in cui il Sistema Integrato ha raggiunto la piena operatività, i vantaggi previsti in fase di progetto paiono aver avuto modo di concretizzarsi, sia in ambito economico che relativamente all'aspetto ambientale. Il nuovo tipo di combustibile prodotto potrebbe permettere il riconoscimento economico di un combustibile derivante da materiale che altrimenti verrebbe onerosamente smaltito in discarica.

Una soluzione di questo tipo, in aggiunta alla sostituzione di combustibile fossile con una fonte rinnovabile, ha parallelamente consentito un alleggerimento dei costi energetici dell'utilizzatore, nonché la riduzione degli oneri di smaltimento per la collettività rispetto alle soluzioni alternative, rappresentate dalla termovalorizzazione o dalle discariche. L'utilizzo di impianti già esistenti e l'effettivo recupero energetico del rifiuto urbano e del rifiuto speciale hanno comportato rispettivamente un miglioramento dell'impatto ambientale complessivo e l'allungamento della vita utile della discarica di Borgo S.Dalmazzo.

Per quanto riguarda le emissioni inquinanti il Sistema Integrato ha permesso nell'ordine:

- la riduzione di anidride carbonica prodotta da fonte fossile;
- la riduzione dei gas serra che deriverebbero dallo smaltimento in discarica dei rifiuti;
- impatti evitati per mancata estrazione e trasporto del combustibile fossile.

E' stato qui esposto lo stato dell'arte sulle tecnologie utilizzate per lo sfruttamento dell'energia solare mediante la tecnologia CSP in Italia. La principale problematica relativa allo sviluppo di questa tecnologia, ossia la corrosione dei Sali fusi sugli acciai inossidabili, è stata analizzata e la campagna sperimentale conseguente, condotta in condizioni di corrosione statica è stata portata a termine con successo. Tra gli acciai presi in esame l'ASTM 106B è stato il più resistente alla temperatura di 290°C ed è già stato selezionato quale materiale strutturale per la realizzazione del serbatoio di accumulo freddo nell'impianto sperimentale progettato dall'ENEA. L'acciaio AISI 321H è stato il più resistente alle temperature di 550°C – 590°C; per questo materiale è prevista attualmente un'ulteriore campagna di prove, da svolgersi presso il Centro di Ricerca ENEA Casaccia, che ne testerà la resistenza anche in condizioni dinamiche.

La speranza comune a tutto lo staff di ricerca è che questa tecnologia venga utilizzata per raggiungere gli obiettivi che l'hanno originata.

Da un punto di vista generale gli studi condotti permettono di affermare che per risolvere le problematiche di un settore complesso come quello dell'energia, non esiste una ricetta univoca, ma occorre intraprendere più strade, dalla ricerca e sviluppo di nuove tecnologie, alcuni esempi delle quali sono sopra citati, alla razionalizzazione dei consumi, fino all'incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili. Per mantenere l'attuale sviluppo economico, pur nella consapevolezza e nel rispetto delle problematiche ambientali, è necessario fornire risposte razionali, sinergiche e pianificate, che mirino all'interesse della collettività ed alla salvaguardia delle generazioni future.

Appendice I – Sistemi convenzionali per la produzione energetica

Impianti termoelettrici con turbina a vapore

In Figura 1 è rappresentato lo schema di un classico gruppo a vapore per produzione di energia elettrica. Il fluido entra in fase liquida in un generatore di vapore (Punto 3) o boiler o caldaia con un'elevata pressione (per impianti di tipo ipercritico in teoria anche fino ad oltre 225 bar) dopo aver attraversato le pompe di alimento (FWP - Feed Water Pump). In figura 2 è rappresentata la caldaia. All'interno del boiler l'acqua aumenta il suo livello entalpico fino allo stato di vapore surriscaldato (che viene raggiunto in uno scambiatore detto "superheater" - SH), grazie all'apporto di calore ottenuto dalla combustione di un combustibile fossile.

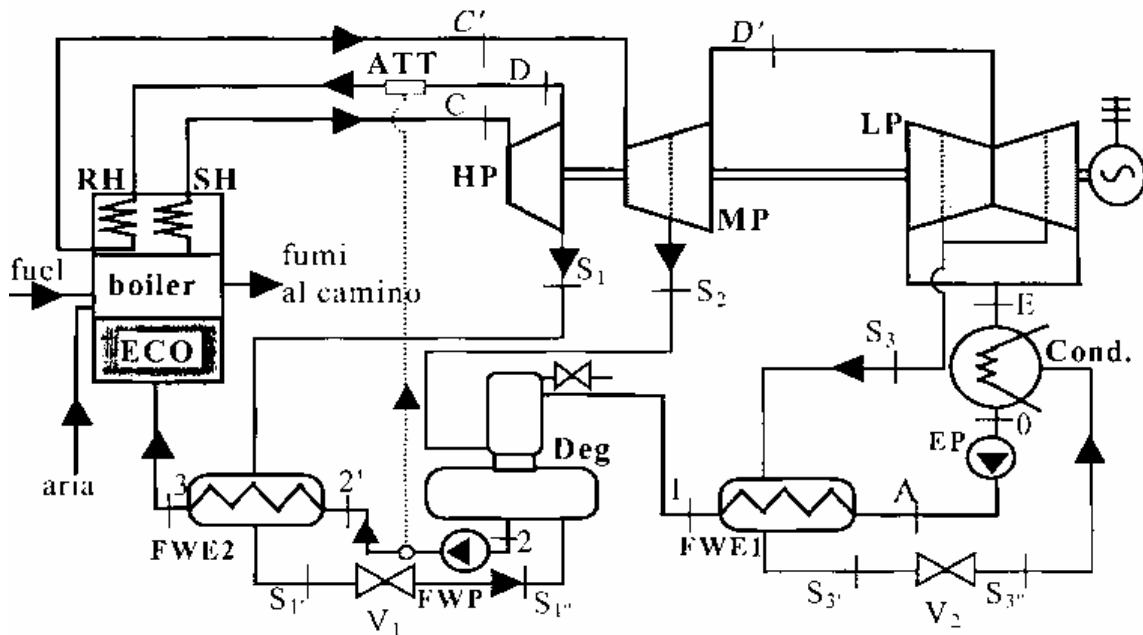


Figura 1 – Impianto a vapore surriscaldato

Come si può osservare dalla figura, l'acqua viene portata allo stato fisico di liquido saturo nello scambiatore economizzatore (ECO), procede poi verso un corpo cilindrico (corpo separatore) dove l'acqua liquida viene fatta discendere ed immessa dal basso, tramite collettori, nei tubi vaporizzatori che ricevono potenza termica dalla combustione dell'aria e del combustibile. Il fluido allo stato di liquido e vapore viene raccolto nei collettori superiori ed inviato nel separatore, dove viene separata l'acqua liquida dal vapore. Il vapore saturo viene poi mandato nei banchi di scambiatori surriscaldatori (SH), dove raggiunge lo stato fisico di vapore surriscaldato.

Il fluido, sotto forma di vapore surriscaldato, ai massimi livelli entalpici (C) all'uscita del Boiler, e ad una pressione inferiore a quella di ingresso per le inevitabili perdite di carico, procede successivamente espandendosi in uno o più coni di turbina a vapore (HP - High Pressure; MP - Middle Pressure; LP Low Pressure). Come l'espansore della turbina a gas anche la turbina a vapore fa parte della famiglia delle turbomacchine motrici, cioè di quelle macchine in cui viene trasmessa energia grazie alla trasmissione di quantità di moto dal fluido a dei palettamenti mobili che ruotano attorno ad un asse. Il moto del fluido è prevalentemente assiale. In Figura 3 viene data una vista d'insieme in cui risultano visibili le pale statoriche (fisse) e rotoriche (mobili).

Si osservi che il corpo di turbina di bassa pressione, risulta praticamente composto da due turbine a vapore contrapposte che ricevono, ciascuna, la metà della portata che proviene dallo scarico del corpo di media pressione. Ciò essenzialmente perché, in questa fase dell'espansione, il vapore ha volumi specifici particolarmente elevati e di conseguenza, essendo le portate in volume il prodotto della portata in massa per il volume specifico, ne risultano portate in volume particolarmente elevate che necessiterebbero di superfici di passaggio, per essere smaltite, di dimensioni intollerabili. Si deve osservare infatti che, queste macchine essendo collegate ad un alternatore che ruota a 3000 o 3600 rpm (a seconda che sia progettata per il mercato Europeo a 50 Hz o, per quello americano a 60 Hz), sono sottoposte a velocità di rotazione che possono portare ad uno stato tensionale troppo elevato se i diametri in gioco sono eccessivi.

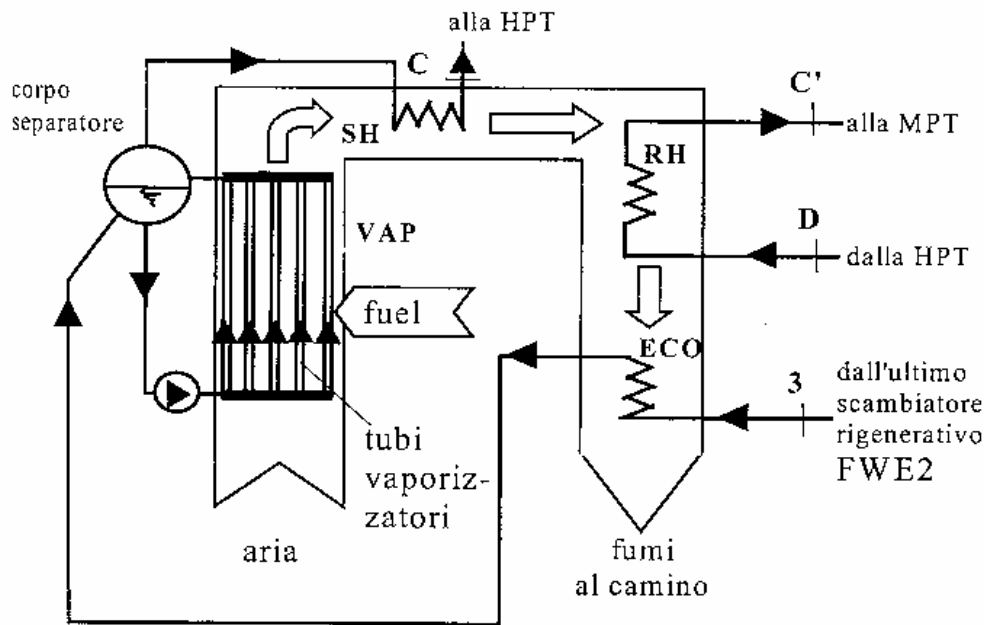


Figura 2 – Boiler

Analizzando sempre le figure si nota come all'uscita della turbina di alta pressione (D) il vapore non proceda l'espansione nella turbina di media pressione, ma venga riportato (dopo che ne è stata spillata una certa portata m_s , allo stato fisico S_i) nel generatore di vapore dove gli viene somministrato dell'ulteriore calore (riportandolo generalmente alla temperatura massima di ingresso turbina HP attraverso uno scambiatore denominato "reheater" - RH) e poi reimpresso (C) nella turbina di media pressione. Questa operazione denominata risurriscaldamento (Reheat) permette di rendere disponibile del vapore per la turbina di media pressione con un contenuto entalpico più elevato, rispetto al caso in cui questa pratica non si effettui, e di conseguenza nell'espansione in turbina di media pressione vi è la possibilità di un maggiore sfruttamento del contenuto entalpico del fluido stesso con ottenimento di un maggiore lavoro di espansione.

L'espansione del vapore termina (E) in uno scambiatore (condensatore) che provvede a condensare il fluido e renderlo dunque liquido prima di immetterlo nella linea rigenerativa o di alimento costituita dalla serie di scambiatori (ME - Feed Water Exchanger). È ovvio che si cerca in tutti i modi di arrivare a pressioni di condensazione del vapore in uscita da LP le più basse possibili così da avere un salto di pressione e dunque entalpico, nella turbina LP il più elevato possibile con benefico effetto sul lavoro raccogliabile da questa che è proporzionale al salto entalpico. Si deve

osservare che la condensazione avviene grazie alla sottrazione di calore nel condensatore ad opera di un altro fluido che può essere acqua o aria. Nel primo caso l'acqua di raffreddamento viene prelevata da corsi d'acqua o bacini idrici (laghi o mari) oppure risulta essere un vettore termico che procede in un circuito chiuso tra il condensatore e la torre evaporativa dove vi è lo scambio di calore con l'aria ambiente. Nel secondo caso invece il fluido di raffreddamento che entra nel condensatore risulta essere aria.

In generale, nei casi più spinti, non si scende mai con la pressione di condensazione al di sotto di 0.05 bar essenzialmente per problemi di scambio termico nel condensatore tra il fluido che condensa (la sua temperatura è dell'ordine dei 30-35°C) e che deve cedere calore e l'acqua esterna di raffreddamento che è a temperatura ambiente.

Lungo l'espansione avvengono dei prelievi (spillamenti) di opportune portate di fluido (m_{s1}, m_{s2}, m_{s3}), a pressioni opportune, che vengono inviate in uno scambiatore a miscela (Deg) e in appositi scambiatori a superficie (FWE). Questi ultimi utilizzano come fluido caldo il vapore stesso spillato dai corpi di turbina, e come fluido freddo da riscaldare, l'acqua (detta di alimento) prima che questa entri nel generatore di vapore. In tal modo l'acqua di alimento entra nel generatore di vapore con un più elevato livello entalpico rendendo dunque minore l'apporto di combustibile.

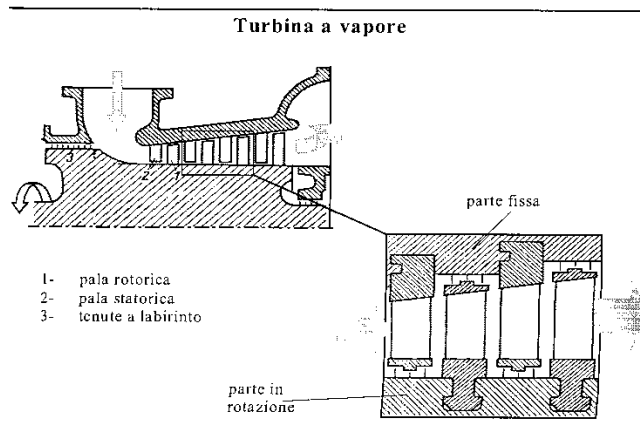


Figura 3 - Turbina a vapore

È da osservare che il vapore spillato viene desurriscaldato, condensato ed infine leggermente sottoraffreddato, dopodiché si raccoglie nella parte inferiore dei FWE (S_1 , e SA. Da qui viene inviato allo scambiatore immediatamente precedente, quello che lavora con fluido spillato ad una pressione inferiore (nel caso di FWE2 il fluido in S_1 , viene mandato nello scambiatore a miscela mentre nel caso di FWE1 il fluido in S_3 viene mandato al condensatore). Per fare passare il fluido spillato e condensato alla pressione inferiore viene generalmente usata una valvola di laminazione (che determina un processo isoentropico del fluido) che collega i due ambienti e permette di abbassare la pressione del fluido.

Viene definita con TTD (Terminal Temperature Difference) la differenza di temperatura tra la temperatura di vaporizzazione del fluido spillato e l'acqua di alimento in uscita dallo scambiatore; viene inoltre definita con DCA (Drain Cooler Approach) la differenza di temperatura tra la temperatura del fluido spillato in uscita dallo scambiatore (sottoraffreddato) e la temperatura dell'acqua di alimento in ingresso allo scambiatore stesso. Il sottoraffreddamento permette di aumentare la potenza termica scambiata e dunque di avere l'acqua di alimento più calda all'uscita dallo scambiatore rigenerativo. Da notare che le pressioni del vapore spillato, nei punti di presa

della turbina a vapore, sono diverse dalla pressione che lo stesso vapore ha nel rispettivo scambiatore rigenerativo per effetto della caduta di pressione (1-2% della pressione di spillamento) che il fluido incontra lungo la linea che porta dal punto di spillamento della turbina a vapore allo scambiatore stesso.

Come detto, osservando la linea rigenerativa si nota come tra tutti e tre gli scambiatori adottati, ve ne sia uno in particolare, che risulta a miscelazione dei due fluidi, mentre generalmente tutti gli altri sono a superficie. Questo perché lo scambiatore a miscela (figura 4) oltre che avere il compito di riscaldare il liquido, come i FWE, ha anche la funzione di degassare l'acqua, o meglio di eliminare da essa tutti quei gas che liberatisi durante l'espansione a pressioni basse, renderebbero problematico lo scambio termico (il gas è un conduttore termico peggiore rispetto all'acqua) nei vari scambiatori (quelli della linea rigenerativa e all'interno del Boiler).

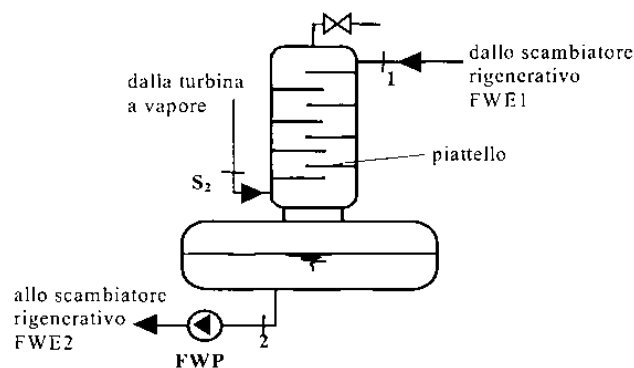


Figura 4 – Scambiatore rigenerativo

Il degassaggio avviene grazie al raggiungimento delle condizioni di saturazione dell'acqua di alimento (più la temperatura si avvicina a quella di saturazione, più la concentrazione di incondensabili diminuisce). Ciò è ottenuto per mezzo della miscelazione dell'acqua di alimento stessa (liquida nello stato fisico 1) con vapore prelevato appunto in turbina (S_2). L'acqua di alimento entrando dall'alto scende per gravità e zampilla nei vari piattelli. Il vapore spillato invece entra dal basso e sale verso l'alto miscelandosi e riscaldando l'acqua che scende. Nella vasca inferiore infine si raccoglie il condensato. I gas che si sono liberati si raccolgono nella parte superiore del degassatore e vengono da qui espulsi grazie ad una apposita valvola posta nella parte superiore del degassatore che sente la differenza di pressione fra interno ed esterno. Quando la presenza di gas eleva troppo la pressione interna al degassatore rispetto a quella esterna, vi è l'apertura automatica di questa valvola. La pressione di degassaggio ovvero la pressione che regna nel degassatore non deve essere troppo elevata altrimenti all'atto dell'apertura della valvola la fuoriuscita dei gas viene accompagnata da considerevole quantitativo di vapore, cosa tutt'altro che ininfluenza economicamente dato che l'acqua che percorre il gruppo a vapore risulta trattata e demineralizzata per evitare incrostazioni ed erosioni nei componenti dell'impianto. Si osservi inoltre che i gruppi a vapore sono usualmente corredati di scambiatori rigenerativi a superficie e non a miscela (tranne il degassatore), essenzialmente per ridurre il numero di pompe impiegate (che sarebbero necessarie a valle di ogni scambiatore a miscela per mandare il fluido nello scambiatore a miscela successivo a pressione maggiore), soprattutto alle alte temperature dove il loro costo è sicuramente più elevato a parità di condizioni operative. L'unico scambiatore a miscela rimane dunque il degassatore.

Anche se all'aumentare del numero degli spillamenti, le prestazioni dell'impianto aumentano, negli impianti di potenza il loro numero non supera mai 7 o 8 per non arrivare a complicazioni dell'impianto che non giustificano tra l'altro i benefici dovuti all'incremento di prestazioni.

All'uscita dal condensatore (0) il fluido viene messo alla pressione del degassatore mediante una pompa di estrazione (Extraction Pump - EP) che comprime il fluido fino a qualche bar (A) e non di più, ed inviato allo scambiatore rigenerativo cosiddetto di bassa pressione poiché lavora con vapore spillato alla più bassa pressione (FWE1). All'uscita dal FWE1 (1) l'acqua viene inviata al degassatore. L'acqua satura, raccolta alla base di esso (2), viene poi inviata al FWE2 (che lavora con fluido spillato a pressione più alta) dopo averla messa in pressione alla pressione massima dell'impianto (2') mediante la pompa di alimento FWP.

Il gruppo a vapore percorre un circuito chiuso e che dunque, a meno degli inevitabili reintegri dovuti a perdite nei raccordi o tenute, non c'è un continuo consumo del fluido di lavoro come avviene per l'aria nel caso delle turbine a gas. Inoltre, come detto, a causa delle elevate temperature massime ($\approx 550^{\circ}\text{C}$) in gioco all'uscita dal boiler (ovvero all'ingresso turbina HP), per evitare problemi di incrostazione, erosione e corrosione negli scambiatori all'interno del boiler o in turbina, si richiede che l'acqua sia trattata e demineralizzata. Di conseguenza i reintegri devono avvenire con acqua idonea allo scopo.

Generalmente dopo la FWP si preleva una portata di fluido liquido (linea tratteggiata) che viene mandata all'ingresso dell'RH a miscelarsi con il vapore proveniente dallo scarico dell'HP in un miscelatore che generalmente viene chiamato attemperatore. Questo perché in condizioni di carico ridotto potrebbero aversi delle temperature in uscita dall'RH che danneggerebbero l'RH stesso nonché la turbina MP. Di conseguenza un opportuno invio di una portata di acqua "fredda" può mantenere questa temperatura entro i limiti prestabiliti. L'attemperatore può essere presente anche fra il primo e secondo scambiatore di surriscaldamento dentro il generatore di vapore (non visibile in figura), che, utilizzando sempre fluido "freddo" mandato dal FWP, permette di avere all'uscita del secondo scambiatore di surriscaldamento (e dunque in ingresso turbina HP) una temperatura del vapore entro quei $540\text{-}550^{\circ}\text{C}$ stabili.

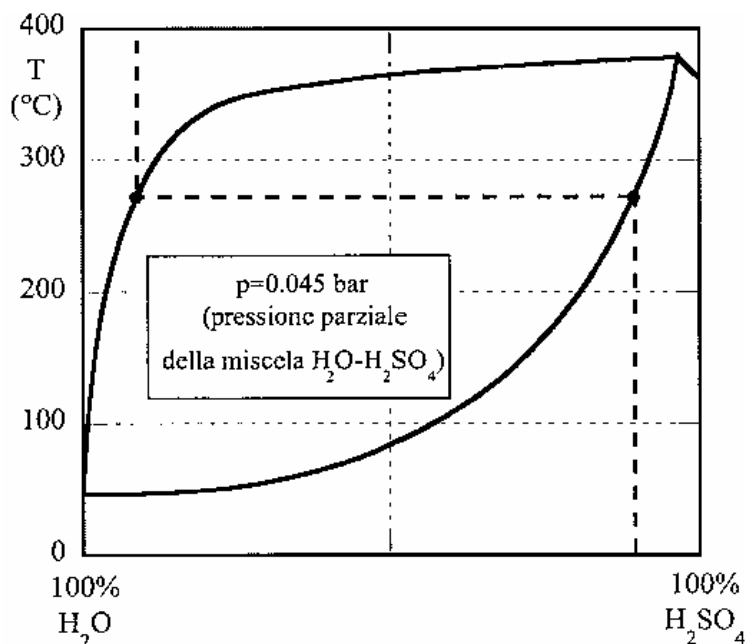


Figura 5 - Diagramma fenomeno "rugiada acida"

È da osservare poi che la temperatura dei fumi allo scarico del camino non deve mai scendere al di sotto di un valore prestabilito a causa del fenomeno della rugiada acida. Esso si verifica per combustibili contenenti zolfo. Nella combustione dello zolfo si forma SO_2 , che sotto l'azione di catalizzatori, quali ossidi di ferro e vanadio, si trasforma in parte in SO_3 e, reagendo con acqua, in H_2SO_4 (acido solforico). Si ha così nei fumi anche una miscela di vapori d'acqua e acido solforico, il cui diagramma di stato è rappresentato in Figura 5, valido alla pressione parziale della miscela acqua/acido solforico di circa 0.045 bar. Il diagramma mostra chiaramente da un lato che miscele anche molto povere in H_2SO_4 nella fase vapore, possono avere temperature di rugiada, cioè di inizio condensazione, relativamente elevate e dall'altro che il primo condensato è ricchissimo in H_2SO_4 e quindi risulta fortemente aggressivo.

Si realizzano in quegli impianti dove si utilizza come combustibile il gas naturale, che peraltro è combustibile particolarmente adatto per le turbine a gas. In esso infatti il quantitativo di zolfo è praticamente nullo e i limiti sulla temperatura allo scarico sono dovuti essenzialmente alla necessità di non fare condensare l'acqua, presente nei fumi, nei vari scambiatori di calore presenti in caldaia; ciò porterebbe comunque a corrosioni ed erosioni (sia pure in tempi più lunghi rispetto al caso in cui ci sia presenza di acido solforico) e dunque ad un danneggiamento degli scambiatori.

In Figura 6 il ciclo a vapore è rappresentato nel diagramma termodinamico, entropico o di Mollier, ed è ottenibile congiungendo gli stati fisici del fluido all'ingresso e all'uscita dei vari componenti.

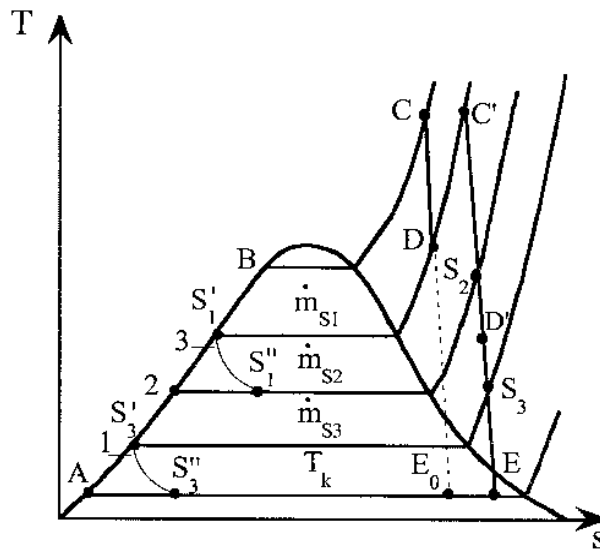


Figura 6 - Diagramma T,S

In figura non vengono evidenziate le perdite di carico nel boiler nel condensatore e negli scambiatori a superficie rigenerativi, così come le differenze di temperatura che il fluido acquista nell'attraversamento delle pompe dato che in questo caso a differenza dei gruppi a gas, l'incremento di temperatura che un liquido subisce a seguito di una compressione molto modesta. Viene inoltre trascurata la presenza dell'attemperatore.

Da notare come, a causa del TTD diverso da 0 la temperatura dell'acqua di alimento all'uscita dei due scambiatori rigenerativi a superficie sia inferiore alla temperatura di condensazione del vapore spillato, ed inoltre come si sia supposto, per semplicità, che il vapore spillato e condensato non si sottoraffreddi, ma venga laminato dallo stato di vapore saturo alla pressione inferiore dello scambiatore precedente. Vengono inoltre tracciate le trasformazioni isoentalpiche di laminazione attraverso le valvole V_1 e V_2 .

Una regola generale che fornisce (con ottima precisione solo nel caso di scambiatori a miscela ed in maniera più approssimata nel caso di scambiatori a superficie) la condizione ottimale sulle pressioni di spillamento affinché si abbiano i massimi rendimenti termici del gruppo a vapore può essere espressa analiticamente. Infatti indicando con r il grado di rigenerazione, rapporto fra il Ah rigenerato e il Ah massimo rigenerabile:

la condizione di massimo del rendimento si ha per un valore di r individuabile con buona approssimazione da:

$$r = \frac{n}{n+1}$$

Impianti termoelettrici con turbina a gas

Tra i sistemi di conversione dell'energia chimica di un combustibile fossile in energia termica e quindi in energia meccanica, un ruolo importante lo hanno le turbine a gas.

Ai gruppi turbogas è affidata la quasi totalità della propulsione aeronautica, un'importante parte di quella navale e, in particolari applicazioni, anche quella terrestre (principalmente militare).

Per quanto riguarda l'impiego in impianti fissi, i turbogas hanno un ruolo significativo sia nella produzione di potenza meccanica per usi industriali (come "mechanical driver" in laminatoi, stazioni di compressione, ecc.), sia soprattutto nella produzione di energia elettrica (anche in impianti combinati gas-vapore) e in quella congiunta di energia elettrica e termica (solitamente definita con il termine "cogenerazione").

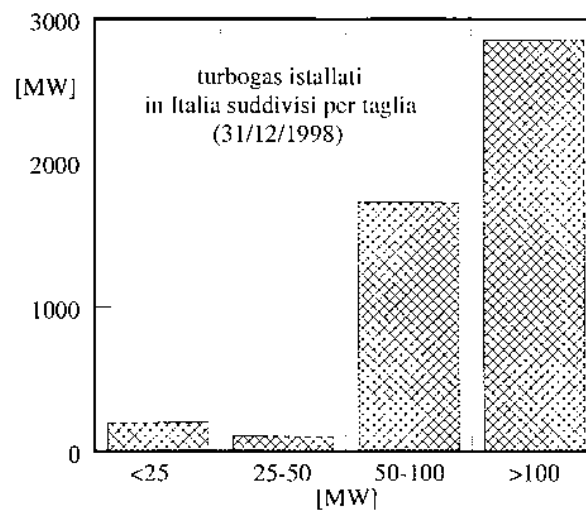


Figura 7 - Suddivisione della potenza installata in Italia con Turbine a gas

Le caratteristiche principali che hanno contribuito a decretare il successo dei gruppi turbogas sono il basso valore del rapporto peso/potenza (e quindi bassi ingombri, ridotti spazi di installazione e costi, ecc.) e la libertà di installazione che non impone la vicinanza a bacini idrici come avviene nei gruppi a vapore.

Alla fine del 1998 in Italia la potenza installata in gruppi turbogas, per produrre energia elettrica da combustibile fossile, era pari a circa 4800 MW che rappresentano circa il 12% del totale. Se si guardano invece i dati relativi alla produzione di energia elettrica durante l'anno, il totale prodotto con i turbogas è di circa 8000 TWh, ovvero il 5% dell'energia prodotta utilizzando combustibili fossili.

La differenza fra la percentuale di potenza installata e quella prodotta mette bene in evidenza come, nella produzione di energia elettrica, tali impianti siano utilizzati solo alcune ore al giorno per far fronte alle più alte richieste da parte della rete; ciò è possibile grazie ai tempi di messa in servizio (intorno a qualche decina di minuti) sensibilmente minori rispetto a quelli richiesti dalle centrali a vapore (solitamente qualche ora).

In figura 7 si mostra come i 4800 MW installati in Italia con turbine a gas, siano ripartiti fra le diverse taglie.

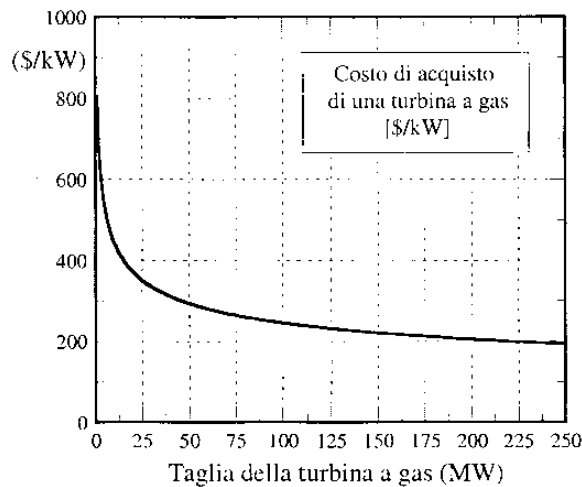


Figura 8 - Diagramma taglia/costo per i turbogas

Tra le diverse tipologie di gruppi turbogas impiegati (delle quali nel seguito verrà data una dettagliata spiegazione), quella che ha finora ottenuto il maggior successo è la configurazione più semplice (gruppo turbogas con ciclo Brayton o gruppo turbogas semplice) in quanto può puntare, meglio delle soluzioni più complesse, su quei vantaggi competitivi tipici di cui si è detto sopra (ridotte dimensioni, bassi costi, semplicità impiantistica, ecc.).

In figura 8 è riportato come varia, in funzione della taglia, il costo medio relativo all'anno 2000, per kW installato, di un gruppo turbogas. Come accade in genere per tutte le tipologie di impianti, la figura mostra chiaramente come tale costo "specifico" si riduce all'aumentare della taglia e dunque delle dimensioni della macchina.

Il gruppo turbogas semplice è costituito, nei suoi componenti fondamentali, da un compressore C, da una camera di combustione CC e da una turbina T (Figura 9).

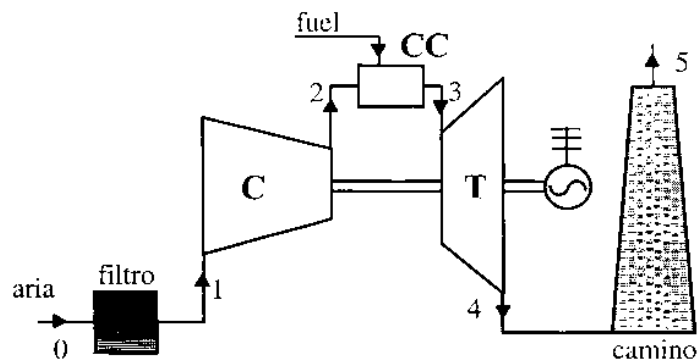


Figura 9 – Gruppo turbogas semplice

Compressore e turbina sono solitamente calettati sullo stesso albero e si trovano a ruotare alla velocità imposta dall'utilizzatore con il quale sono collegati (che, nel caso di figura, è rappresentato da un alternatore elettrico). Il fluido di lavoro (aria prelevata dall'ambiente) viene aspirato dal compressore (C) che provvede ad innalzarne la pressione e la temperatura e ad inviarlo alla camera di combustione (CC) all'interno della quale avviene la miscelazione e la combustione fra aria e combustibile (a pressione pressoché costante) che porta ad un ulteriore significativo innalzamento di temperatura del fluido.

I gas ad alta pressione e temperatura vengono quindi inviati in turbina (T) dove si espandono fino alla pressione atmosferica per poi essere scaricati all'esterno.

Gruppi Combinati gas-vapore

Per gruppi combinati gas-vapore si intende un gruppo di potenza risultante dall'accoppiamento di un turbogas con una turbina a vapore. L'accoppiamento viene realizzato mediante uno scambiatore di calore che utilizza come sorgente termica il calore scaricato dalle turbine a gas.

Lo schema di principio di un gruppo combinato è riportato in Figura 3

Il gruppo turbogas di testa viene detto *Topper*, lo scambiatore di calore in figura è indicato come HRB (Heat Recovery Boiler) ed il gruppo a vapore *Bottomer*.

I gruppi di potenza a vapore tradizionali possono raggiungere rendimenti di conversione, con tipologie di impianto piuttosto complesse che comprendono spillamenti e risurriscaldamento, che raggiungono anche il 44-45%. I gruppi di turbine a gas hanno un rendimento di conversione più basso, non di molto superiore al 30% e valori massimi che attingono a valori del 35%. In linea di massima, a partire da queste considerazioni, quali impianti di potenza, i gruppi vapore sono sempre stati destinati al servizio di base e quelli a gas a coprire le punte di richiesta di energia, visti oltretutto i tempi di avviamento che nel secondo caso sono decisamente minori.

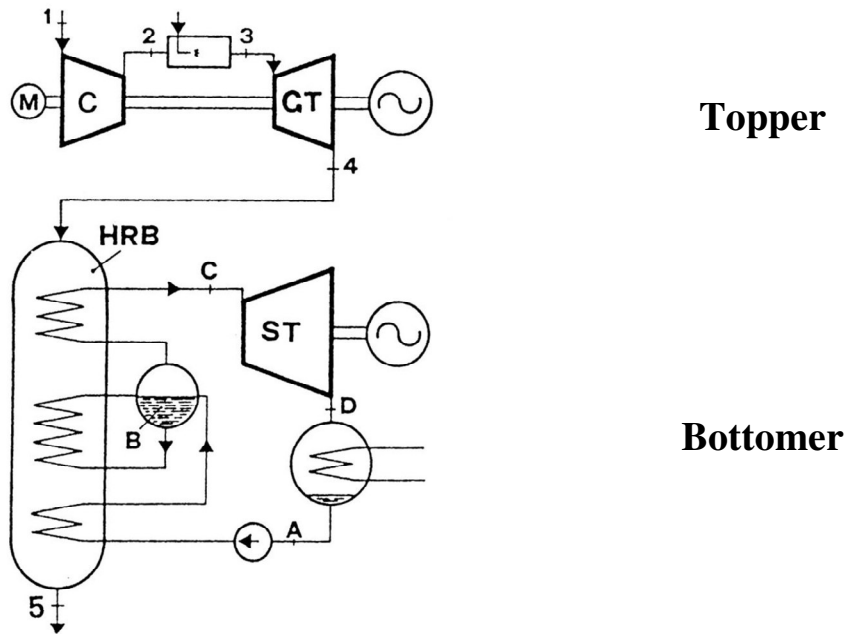


Figura 10 – Gruppo Combinato Gas-Vapore

In tempi relativamente recenti si è affermata questa nuova tipologia di gruppi di potenza che sfrutta le caratteristiche di entrambi i cicli permettendo di alzare il rendimento di conversione complessivo, in quanto i fumi in uscita dal turbogas non vengono dispersi nell'ambiente ma utilizzati per alimentare il gruppo turbine a vapore.

In Figura 11 sono riportati, in un diagramma entropico, gli stati fisici di gas e vapore ed i rispettivi cicli.

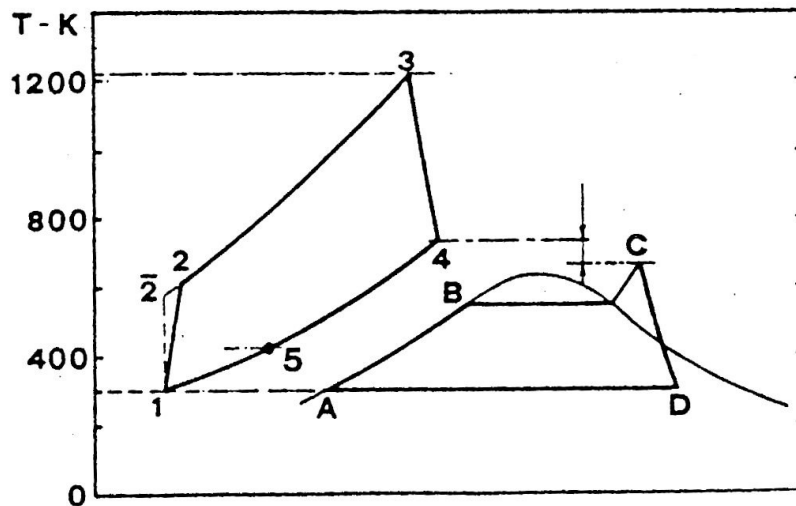


Figura 11 – Diagrammi entropici per il ciclo combinato

L'efficienza dell'HRB, detta anche Coefficiente di Recupero, vale:

$$\varepsilon = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_1}$$

Semplificando si ottiene:

$$\varepsilon = \frac{T_4 - T_5}{T_4 - T_1}$$

Il rendimento totale del gruppo combinato si può scrivere come:

$$\eta_t = \frac{P_g + P_v}{P_i}$$

dove P_g è la potenza del turbogas

P_v la potenza del gruppo vapore

P_i la potenza termica fornita al sistema dal combustibile

In particolare per P_g e P_v valgono le seguenti:

$$P_g = \eta_{cc} P_i \eta_g \eta_{og}$$

$$P_v = (1 - \eta_g) \eta_{cc} P_i \varepsilon \eta_v \eta_{ov}$$

con:

η_g rendimento del gruppo a gas

η_v rendimento del gruppo a vapore

η_{og} rendimento meccanico del gruppo a gas

η_{ov} rendimento meccanico del gruppo a vapore

η_{cc} rendimento della camera di combustione del turbogas

Ne consegue che l'espressione complessiva del rendimento di primo principio η_t è:

$$\eta_t = \eta_{cc} [\eta_g \eta_{og} + \varepsilon (1 - \eta_g) \eta_v \eta_{ov}]$$

Per una valutazione di massima del rendimento di conversione complessivo possiamo assumere:

$$\eta_{cc} = \eta_{og} = \eta_{ov} = 0.99$$

$$\eta_g = 0.32$$

$$\eta_v = 0.42$$

$$\varepsilon = 0.8$$

Da cui risulta:

$$\eta_t = 0.538$$

Ciò evidenzia come il rendimento di un ciclo combinato sia decisamente più elevato rispetto ai massimi valori dei rendimenti dei gruppi di potenza tradizionali ed ecceda anche il 50%. La ragione, come già menzionato, risiede nel fatto che l'energia termica rilasciata dai turbogas viene utilizzata come vettore energetico dal bottomer.

È evidente l'importanza che in questi cicli assume il coefficiente di recupero del calore in HRB. Valori elevati di ε si realizzano aumentando T_4 ma in particolare abbassando T_5 . Per questa ragione nei gruppi combinati gas-vapore le T_5 devono assumere i valore più bassi possibile. Il minimo valore accettabile è una caratteristica del combustibile ed è per questo motivo, unitamente al fatto che si tratta del combustibile più adatto per le turbine a gas, che nei cicli combinati si preferisce l'uso di gas naturale, con il quale si ottengono i rendimenti complessivi maggiori. Particolarmente attraente poi è la possibilità di "Repowering" dei vecchi impianti. Nella ristrutturazione di vecchi piccoli e medi impianti a vapore, infatti, è spesso conveniente sostituire il generatore di vapore con turbina a gas, dotata di caldaia a recupero. Congiuntamente ad un operazione di svecchiamento degli impianti è così possibile anche trasformare il normale ciclo a vapore viene in un ciclo combinato, consentendo con ciò un aumento del rendimento complessivo.

Sistemi cogenerativi

Vengono considerati sistemi cogenerativi quei sistemi che rendono disponibili contestualmente potenza meccanica, per uso elettrico e potenza termica, per uso tecnologico. In termini rigorosi è bene distinguere le due dizioni "produzione combinata" e "cogenerazione". Se è vero che la produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto prende solitamente il nome di cogenerazione, i due termini non sono equivalenti in quanto la normativa vigente in Italia stabilisce che un impianto di produzione combinata può essere considerato impianto di cogenerazione soltanto se soddisfa determinati requisiti qualitativi. In generale qui vogliamo però intendere per cogenerazione la generazione simultanea di energia elettrica e calore in un unico processo.

Gli impianti di cogenerazione si basano su tecnologie consolidate ed affidabili; essi si possono idealmente suddividere nelle seguenti parti: un motore primo, un sistema di recupero di calore ed un sistema di generazione e produzione di energia elettrica. In Figura 12 è riportato schematicamente un processo cogenerativo, in cui P_i rappresenta la potenza termica introdotta nel sistema (resa cioè disponibile dal combustibile), P_e la potenza elettrica generata dal gruppo di potenza, Q_t quella termica fornita dal gruppo termico.

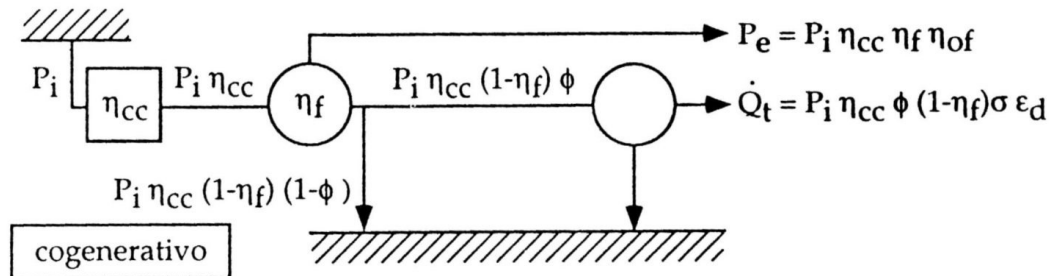


Figura 12 – Schema di un blocco cogenerativo

Definiamo indice di utilizzo del combustibile il rapporto tra la potenza utile (somma tra la potenza elettrica ai morsetti del relativo generatore e della potenza termica nominale dell'impianto) e la potenza nominale termica immessa attraverso il combustibile (normalmente si fa uso di un combustibile fossile). In formule:

$$\eta_u = \frac{P_e + \dot{Q}_t}{P_i}$$

Il rendimento elettrico convenzionale è definito come il rapporto tra la potenza elettrica ottenuta e la potenza termica addizionale da fornire rispetto a quella necessaria ai soli fini tecnologici.

$$\eta_e = \frac{P_e}{P_i - \dot{Q}_{it}}$$

dove

\dot{Q}_{it} potenza termica necessaria

Si indica inoltre il *Coefficiente di Indice Elettrico* quale rapporto tra la potenza elettrica resa e quella termica richiesta:

$$I_e = \frac{P_e}{\dot{Q}_t}$$

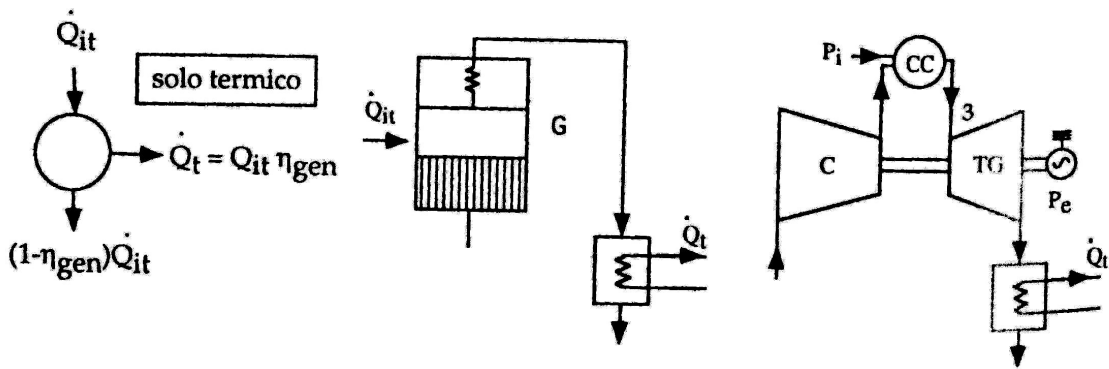


Figura 13 – Gruppo di cogenerazione con turbogas

I sistemi di potenza usati nella cogenerazione sono di vario tipo: turbine a vapore, turbine a gas, gruppi combinati o motori a combustione interna. Consideriamo per fissare le idee uno schema classico, rappresentato in Figura 13, in cui si fa uso di una turbina a gas. Introducendo φ quale rapporto tra la potenza termica richiesta e quella resa disponibile allo scarico del sistema di potenza meccanica, posso scrivere le seguenti:

$$P_e = \eta_{cc} \eta_f \eta_{of} P_i$$

$$\dot{Q}_{it} = \frac{\dot{Q}_t}{\eta_{gen}} = (1 - \eta_f) \eta_{cc} \frac{\sigma \varepsilon_d \varphi P_i}{\eta_{gen}}$$

con

η_f rendimento del gruppo a gas

η_{of} rendimento meccanico del gruppo a gas

η_{gen} rendimento meccanico del gruppo a vapore

η_{cc} rendimento della camera di combustione del turbogas

σ coefficiente di recupero del calore negli utilizzatori termici

ε_d coefficiente di dispersione termica

Dalle precedenti risulta:

$$\eta_e = \frac{\eta_f \eta_{cc} \eta_{of}}{1 - \varphi (1 - \eta_f) \sigma \varepsilon_d \eta_{cc} / \eta_{gen}}$$

$$\eta_u = \eta_f \eta_{cc} \eta_{of} + \varphi \sigma \varepsilon_d (1 - \eta_f) \eta_{cc}$$

Va subito notato che l'indice di utilizzo η_u è un parametro che può raggiungere valori molto elevati, fino anche al 90% ma che mette sullo stesso piano la potenza termica richiesta e la potenza termica fornita. Le analisi ed i calcoli di efficienza exergetica, inoltre, non rendono particolarmente giustizia alla cogenerazione. Facendo riferimento alla Figura 14, in cui sono rappresentati i diagrammi T - s , possiamo confrontare tra loro due cicli di Carnot, l'uno diretto e l'altro cogenerativo. Entrambi operano tra una temperatura T_1 e la temperatura ambiente T_a e ad entrambi viene fornito calore Q alla temperatura T_1 .

L'exergia ottenuta nel ciclo diretto semplice è la seguente:

$$Ex_{dir} = L_{dir} = Q \left(1 - \frac{T_a}{T_1} \right)$$

L'exergia del ciclo cogenerativo è data, invece, dalla somma del lavoro prodotto e dalla quantità di calore fornito a temperatura $T_2 > T_a$

$$\begin{aligned} Ex_{cog} &= L_{cog} + Q_{cog} \left(1 - \frac{T_a}{T_2} \right) = L_{cog} + (Q - L_{cog}) \left(1 - \frac{T_a}{T_2} \right) \Rightarrow \\ \Rightarrow Ex_{cog} &= Q \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right) + \left[Q - Q \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right) \right] \left(1 - \frac{T_a}{T_2} \right) = Q \left(1 - \frac{T_a}{T_1} \right) \end{aligned}$$

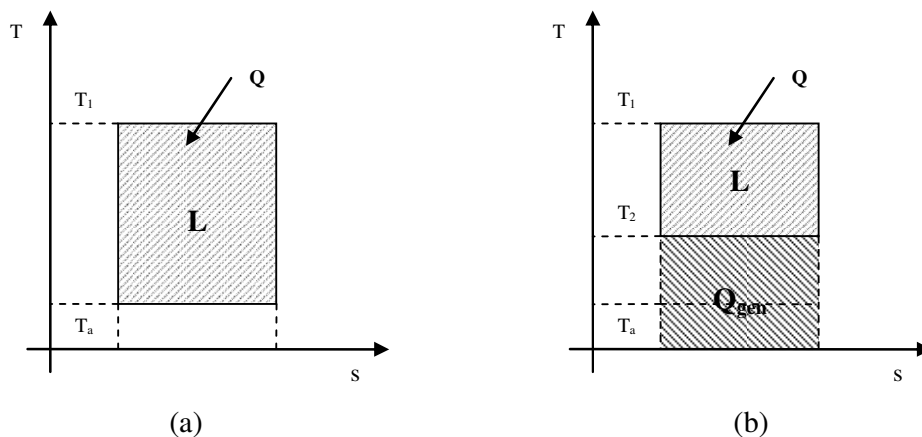


Figura 14 – Diagrammi entropici per un ciclo di Carnot diretto (a) e cogenerativo (b)

Da ciò si vede come l'exergia fornita dai due cicli è la medesima. Poiché inoltre una parte del lavoro fornito dal ciclo in realtà viene usato come calore, in un ciclo in cui siano presenti irreversibilità, ovvero non di Carnot, si capisce che l'efficienza di secondo principio può risultare anche molto bassa. La convenienza termodinamica della cogenerazione non va però ricercata nel miglioramento dell'efficienza exergetica ma nella possibilità di rispondere alla richiesta di calore a bassa temperatura senza usare generatori di calore.

Consideriamo a tal proposito la Figura 15, in cui vi sono riportati gli schemi funzionali di un ciclo diretto e di una cogenerazione.

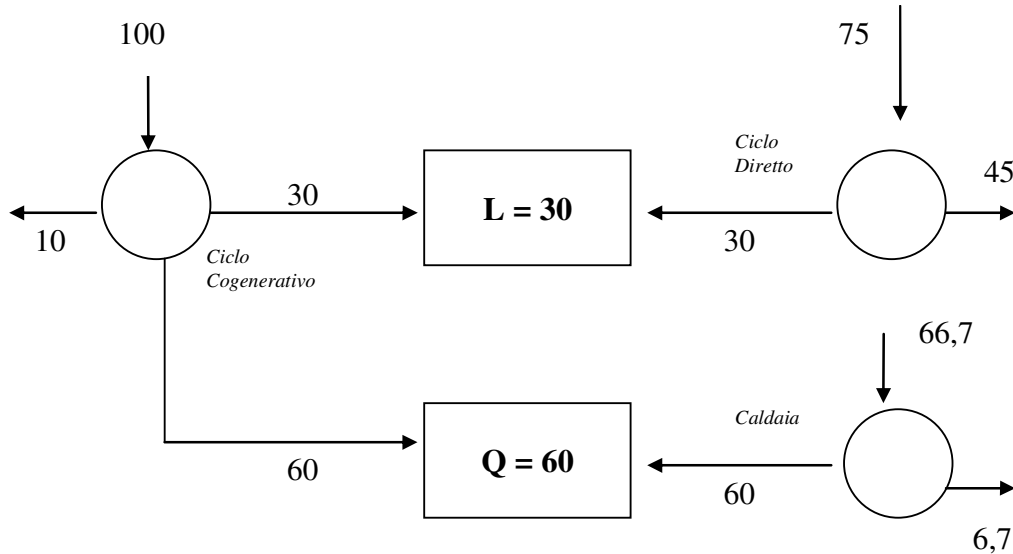


Figura 15 – Confronto tra un ciclo cogenerativo e un sistema energetico convenzionale

Appare evidente come, anche con un ciclo cogenerativo non particolarmente efficiente, per ottenere 30 unità di lavoro e 60 di calore siano necessarie 100 unità di energia chimica (combustibile) a fronte di 141,7 unità di energia chimica necessaria anche usando un ciclo diretto ed una caldaia piuttosto efficienti.

Spesso per consentire di valutare o meno la convenienza nell'introduzione di un processo cogenerativo, viene ritenuto più utile piuttosto che riferirsi alla sola efficienza valutare l'*Indice di Risparmio* di energia primaria, definito come "Rapporto tra il consumo di energia primaria del processo cogenerativo e quello di un ipotetico processo di tipo convenzionale che separatamente introduca l'energia termica e quella elettrica".

$$IR = \frac{P_i}{\frac{\dot{Q}_t}{\eta_{gen}^*} + \frac{P_e}{\eta_f^*}}$$

In cui

η_{gen}^* è il rendimento termico del generatore di calore

η_f^* è il rendimento di un ipotetico processo convenzionale per la produzione di energia meccanica

In Tabella 1 sono riportati alcuni esempi numerici. Più bassi sono i valori di φ maggiore è il valore di IR che può divenire anche superiore ad 1 ed in tal caso la soluzione cogenerativa non è più conveniente.

Tabella 1

Φ	P_i	P_e	η_e	η_u	I_e	IR
1	200	60	0.674	0.800	0.6	0.736
0.5	400	120	0.415	0.55	1.2	0.926
0.1	2000	600	0.317	0.35	6.6	1.166

È in generale evidente, per quanto detto sinora, come la valutazione della convenienza di un sistema cogenerativo o meno debba essere condotta caso per caso e necessariamente le analisi termodinamiche debbano essere integrate da ulteriori considerazioni di tipo economico e logistico, tenendo ben presente le tipologie dei consumi laddove l'impianto cogenerativo va installato.

Appendice II – Exergia e principi della termodinamica

Efficienza energetica di Primo Principio

La più nota ed usata espressione di efficienza energetica di un processo è il rapporto tra l'energia ottenuta dal sistema e l'energia spesa per ottenerla e può quindi essere scritta nel modo seguente:

$$\eta_1 = \frac{\text{energia ottenuta}}{\text{energia fornita}} = 1 - \frac{\text{perdite}}{\text{energia fornita}} \quad (1)$$

Questa espressione di efficienza si basa sui bilanci energetici ed è diretta conseguenza del I° Principio della Termodinamica, che esprime una forma di equivalenza tra i diversi tipi di energia. Si parla in questo caso di *Efficienza di Primo Principio*. In (1) in particolare è convenzione considerare positive le quantità di calore entranti e le quantità di lavoro uscenti. Le perdite sono la differenza tra l'energia fornita al sistema e l'energia effettivamente trasformata in lavoro e coincidono, in valore assoluto, con le dispersioni di energia nell'ambiente, dovute ad esempio alla non perfetta adiabaticità delle apparecchiature. La relazione (1) esprime perciò anzitutto un bilancio della conversione che in un processo termodinamico avviene fra le differenti forme di energia.

Consideriamo, a titolo di esempio, una trasformazione ciclica. In Figura 1 sono rappresentati schematicamente un ciclo diretto, un ciclo inverso ed il ciclo inverso proprio di una pompa di calore. Per una generica trasformazione ciclica, la prima legge della termodinamica può essere scritta nel modo seguente (a fronte del fatto che la variazione di energia interna è nulla):

$$\oint dQ = Q_n = \oint dL = L_n \quad (2)$$

dove il pedice n sta ad indicare il valore netto delle due grandezze, calore e lavoro scambiate dal sistema con l'esterno. Seguendo le notazioni in figura, si può allora riscrivere l'espressione (1) relativamente ad un ciclo diretto. Si parla solitamente in tal caso non di efficienza ma di *rendimento*, evidenziando direttamente con ciò come la relazione trovata esprima un “rendimento di conversione” tra differenti forme energetiche.

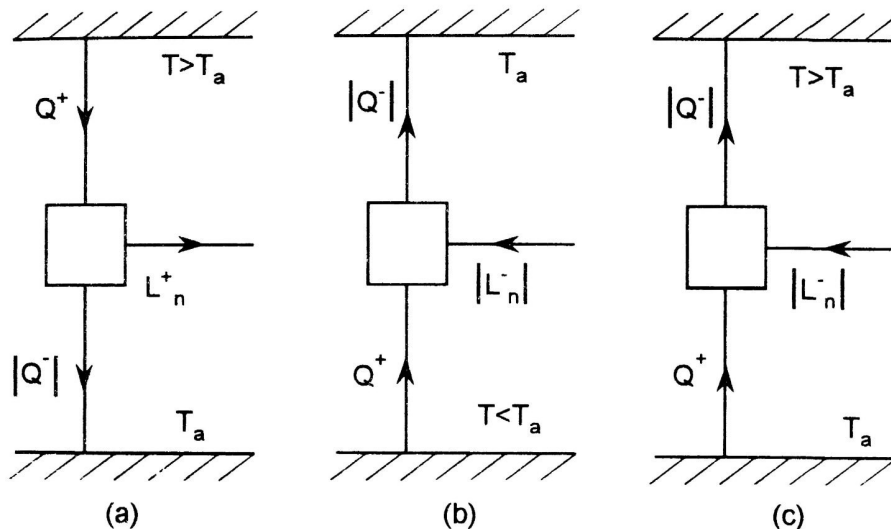


Figura 1 – Principali cicli termodinamici

Ricordando anche il Teorema di Carnot, il rendimento di conversione di un ciclo diretto è perciò:

$$\eta = \frac{L_n^+}{Q^+} = \frac{Q^+ - |Q^-|}{Q^+} = 1 - \frac{|Q^-|}{Q^+} = 1 + \frac{Q^-}{Q^+} \leq 1 \quad \text{con} \quad \frac{Q^-}{Q^+} \leq 0 \quad (3)$$

L'espressione ha valore sempre positivo, ma come facilmente verificabile è certamente inferiore o al massimo uguale ad 1. Ciò è facilmente comprensibile in quanto il rendimento in tal caso è un'indicazione di quanto calore Q^+ sia necessario per produrre il lavoro L_n , che, poiché l'energia complessiva non può aumentare, sarà quindi certamente inferiore al calore fornito.

In modo analogo si può applicare la definizione di efficienza ad un ciclo frigorifero in cui, a fronte di una spesa di lavoro, viene trasferito calore da un sistema a temperatura più bassa ad un sistema a temperatura più calda. L'efficienza per i cicli inversi prende il nome di *effetto utile* o *Coefficiente di Prestazione COP*, termine mutuato dall'anglosassone *Coefficient of Performance*. Osservando la **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**(b) e tenendo conto che in tal caso $T < T_a$ si ottiene la seguente:

$$\varepsilon_f = \frac{Q^+}{|L_n^-|} = \frac{Q^+}{|Q^-| - Q^+} \geq 0 \quad (4)$$

Per una pompa di calore, che cede calore ad un sistema che si trova a temperatura T superiore alla temperatura ambiente T_a , come schematicamente indicato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**(c), vale invece:

$$\varepsilon_p = \frac{|Q^-|}{|L_n^-|} = \frac{|L_n^-| + Q^+}{|L_n^-|} = 1 + \frac{Q^+}{|L_n^-|} = 1 + \varepsilon_f \quad (5)$$

dove si vede come l'effetto utile del ciclo a pompa di calore sia sempre superiore di un'unità al coefficiente di effetto utile del ciclo frigorifero corrispondente.

È evidente come queste espressioni di efficienza energetica, dalla (1) alle sue derivate, considerino l'energia solo in termini quantitativi, non soffermandosi su aspetti fondamentali come la qualità energetica. L'energia si conserva, trasformandosi in diversi modi, ma attraverso queste trasformazioni si degrada progressivamente, come indicato dal Secondo Principio della Termodinamica, che introducendo l'entropia e l'irreversibilità dei processi, pone dei limiti ben precisi alla possibilità di convertire il calore in lavoro.

Exergia

A partire dalla considerazione della degradazione progressiva dell'energia attraverso processi di trasformazione irreversibili da forme più nobili verso forme progressivamente meno nobili si comprende la necessità di introdurre un parametro che dia in qualche modo una misura alla qualità

nelle analisi di efficienza energetica. Il metro comune utilizzabile nella comparazione delle diverse forme di energia è abitualmente identificato nel lavoro meccanico. Il lavoro meccanico viene considerato come energia completamente utilizzabile, ovvero *Exergia* o *Lavoro Utile*, mentre le altre forme energetiche sono utilizzabile solo nella misura in cui sono convertibili in lavoro meccanico. Non tutta l'energia è in grado di tradursi in lavoro. Una delle formulazioni del Secondo Principio dice "Anche in condizioni ideali, fissate le condizioni ambiente, solo una parte dell'energia può essere trasformata in lavoro". Se ad esempio energia cinetica ed energia potenziale sono forme energetiche completamente reversibili e trasformabili in lavoro meccanico, il calore non lo è. Il limite alla trasformazione di calore in lavoro, per un motore termico, è imposto dal rendimento di Carnot.

La parte di energia non trasformabile in lavoro prende il nome di *Anergia* e vale ovviamente la seguente relazione:

$$Energia \equiv Exergia + Anergia$$

Con *Exergia*: Energia disponibile o massimo lavoro meccanico ottenibile

Anergia: Energia termica non trasformabile in lavoro per ragioni di principio e non per imperfezioni di macchina

In Tabella 1 sono elencati i massimi teorici delle efficienze di primo principio per i più classici sistemi di trasferimento dell'energia.

Tabella 1 – Espressione delle massime efficienze realizzabili

	Efficienza (η o ε)	Massimo Teorico
Motore termico	$\eta = \frac{\text{lavoro meccanico in uscita}}{\text{calore fornito dalla sorgente calda}}$	$1 - \frac{T_1}{T_2}$
Motore elettrico	$\eta = \frac{\text{lavoro meccanico in uscita}}{\text{lavoro elettrico in ingresso}}$	1
Frigorifero (o condizionatore)	$\varepsilon = \frac{\text{calore sottratto alla sorgente fredda}}{\text{lavoro meccanico in ingresso}}$	$\frac{1}{T_2/T_1 - 1}$
Pompa di calore	$\varepsilon = \frac{\text{calore fornito alla sorgente calda}}{\text{lavoro meccanico in ingresso}}$	$\frac{1}{1 - T_1/T_2}$

Per esplicitare meglio il concetto consideriamo lo schema riportato in Figura 2.

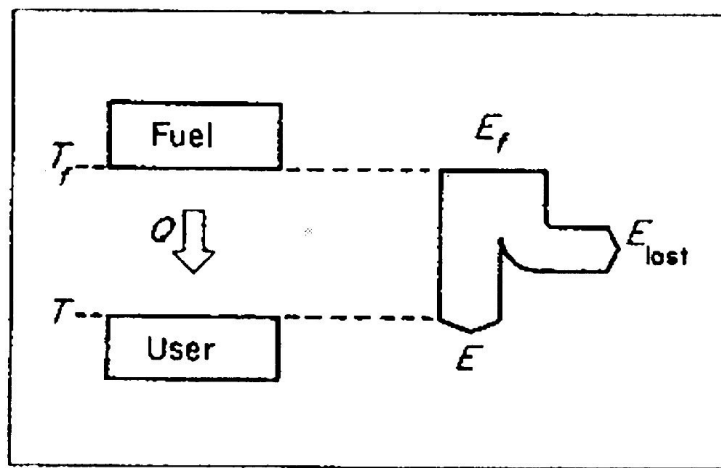


Figura 2 – Trasferimento del calore e distruzione exergetica

Il combustibile, bruciando ad una temperatura indicata con T_f , fornisce una quantità di calore Q ad un recettore o utilizzatore¹² che la riceve a temperatura T . Il Secondo Principio della Termodinamica impone che T_f sia maggiore di T , poiché il calore non può trasmettersi spontaneamente da un corpo più freddo ad uno più caldo. Se il calore Q , rilasciato a temperatura T_f , alimentasse una macchina di Carnot operante tra T_f e T_0 , dove T_0 indica come sempre la temperatura ambiente, allora il lavoro meccanico prodotto sarebbe dato da:

$$L_f = Q \left[1 - \left(\frac{T_0}{T_f} \right) \right]$$

Sempre il Secondo Principio indica allora in L_f il *massimo lavoro estraibile* dal sistema rappresentato in Figura . Poiché il calore viene in realtà ricevuto ad temperatura T , in questo caso, immaginando di poter realizzare sempre un ciclo di Carnot, questa volta tra T e T_0 , il *massimo lavoro effettivamente ottenibile* dal sistema è dato dalla seguente:

$$L = Q \left[1 - \left(\frac{T_0}{T} \right) \right],$$

dove L rappresenta quindi il contenuto exergetico, o l'exergia, del fluido termovettore o dell'utilizzatore in genere.

L'exergia riguarda aspetti molto generali di sistemi termodinamici anche più complessi di quello rappresentato in Figura 2. Nell'ultimo decennio gli studi sull'exergia e sui bilanci exergetici hanno

¹² Per utilizzatore si può ad esempio considerare un fluido termovettore, di cui si fa uso a sua volta come fluido di processo in un sistema di potenza.

cominciato a trovare una notevole attenzione nell'ambiente scientifico. Particolarmente interessante tra gli altri è il lavoro del già citato Wall, dal quale si possono trarre alcuni esempi in grado di mettere in evidenza con grande chiarezza il significato fisico del concetto di exergia e le enormi differenze che vi sono tra exergia ed energia (Wall et al., 1995,):

- Un sistema che si trovi in completo equilibrio con il proprio ambiente non possiede alcuna exergia. Perciò se l'acqua contenuta in un bacino montano costituisce una abbondante riserva di energia potenziale, facilmente trasformabile, con altissimo rendimento, in "energia utile", di contro gli oceani o anche semplicemente l'atmosfera sono sì serbatoi di un enorme quantità di calore o di energia interna, che però non può essere utilizzata che per la minima parte;
- Quanto più un sistema fisico si discosta dall'equilibrio con il proprio ambiente, tanto più elevato è il proprio contenuto exergetico. Un semplice bicchiere di acqua calda ha un contenuto exergetico quasi nullo in un afosa giornata estiva ma molto più alto in pieno inverno.
- La più grossa differenza tra energia ed exergia è che quest'ultima non si conserva. Il principio di conservazione dell'energia ci dice che l'energia non si crea né si distrugge, semplicemente si trasforma. Le irreversibilità trasformano l'energia degradandola ma distruggono l'exergia. La quantità di exergia che si distrugge in un processo di trasformazione è proporzionale all'aumento di entropia prodotto.

Le analisi exergetiche risultano spesso complesse. Una difficoltà apparente nella definizione e nelle valutazioni di exergia è che essa dipende direttamente dall'ambiente. Questo problema viene superato con l'introduzione convenzionale di alcuni possibili "stati ambientali di riferimento". Classicamente si sceglie un'atmosfera di riferimento, 20°C a pressione atmosferica, cui viene dato un valore di riferimento di exergia, che per comodità si può porre pari a zero, ma è ovviamente possibile fare anche scelte diverse. Le analisi exergetiche richiedono però anche valutazioni di tipo tecnologico, nella definizione, ad esempio dei "cicli ideali di riferimento" dal massimo rendimento possibile. Questo rende l'exergia certamente uno strumento ottimale nel confronto di diverse soluzioni tecniche alla soluzione del medesimo problema, ma è fondamentale farne uso con grande accuratezza. Vedremo in seguito come, a partire proprio da differenti considerazioni exergetiche, l'energia solare sia stata lungamente e per molti sia ancora oggi considerata particolarmente adatta ad applicazioni a bassa temperatura (quindi a basso contenuto exergetico) mentre per altri si tratta di una forma di energia a grande potenziale exergetico, utilizzabile perciò anche per applicazioni ad alta temperatura.

Ciascun minerale, ciascuna risorsa presenta un proprio contenuto non solo energetico, come il classico Potere Calorifico con cui vengono classificati i combustibili, ma anche in termini di energia disponibile. Abbiamo già visto nella un modo per passare dal contenuto energetico al contenuto exergetico per le varie forme di energia. Esistono analoghi studi ed analoghe tabelle che individuano il contenuto exergetico delle diverse risorse. Poiché l'energia disponibile è una misura di quanto un sistema si discosti dal proprio ambiente è evidente come un deposito di un determinato minerale, contrastando con l'ambiente circostante, tanto più quanto esso è concentrato, sia anche un deposito di exergia. È luogo comune parlare di entità delle risorse e dei loro consumi, facendo analisi che sono per lo più quantitative. I minerali e le risorse energetiche in genere vanno considerati invece come dei "vettori" exergetici. Il loro contenuto exergetico viene svuotato nel processo di consumo delle risorse. Il compito principale degli scienziati e dei progettisti deve essere quello di ridurre quanto più possibile la quantità di exergia che viene dispersa.

Da un punto di vista analitico, l'espressione dell'exergia, misura di quanto un sistema discosti dall'equilibrio e proporzionale all'entropia del può essere scritta nel modo seguente:

$$Ex = T_0 (S_{eq} - S)$$

Con $(S_{eq} - S)$ misura di quanto l'entropia di sistema dista dall'entropia all'equilibrio con l'ambiente esterno mentre il pedice 0 sta ad indicare le grandezze nella condizione di riferimento, generalmente quella dello stesso ambiente. La relazione più usata è invece:

$$Ex = U + P_0V - T_0S - \sum_i \mu_i n_i$$

Oppure, facendo espressamente riferimento all'equilibrio con l'ambiente e ricordando perciò che in tal caso l'exergia è nulla si scrive:

$$Ex = (U - U_{eq}) + P_0(V - V_{eq}) - T_0(S - S_{eq}) - \sum_i \mu_{i0} (n_i - n_{ieq})$$

In cui U , V , S ed n sono le grandezze estensive del generico sistema di riferimento, rispettivamente *energia interna*, *volume*, *entropia* e *numero di moli*, mentre P_0 , T_0 e μ_0 sono i parametri intensivi riferiti all'ambiente, rispettivamente *pressione*, *temperatura* e *potenziale chimico*.

Efficienza di Secondo Principio

Da quanto detto sinora discende la necessità di esprimere equazioni di bilancio in grado di tenere conto della qualità dell'energia, dell'energia cioè "effettivamente utilizzabile" o "exergia". Se l'energia meccanica può trasformarsi in lavoro, ciò può avvenire in modo solo parziale per l'energia interna od il calore. È possibile introdurre un'ulteriore definizione di efficienza distinta dalla precedente, che tenga conto di questa fondamentale distinzione tra le diverse energie:

$$\eta_{II} = \frac{\text{lavoro utilmente trasferito}}{\text{massimo lavoro trasferibile}} \quad (2)$$

L'espressione (2) prende il nome di "*Efficienza di Secondo Principio*" o semplicemente di "*Efficienza Exergetica*". Si tratta di un'espressione molto diversa da quella classica dell'efficienza energetica. Il denominatore della (2) si riferisce al trasferimento di lavoro, per realizzare la stessa funzione, da parte di una macchina che utilizza con la massima efficienza teorica lo stesso ingresso, in termini di energia, della macchina reale. Per "massimo" qui si intende il massimo teorico termodinamicamente consentito, cioè il massimo per quel particolare uso finale, non semplicemente il massimo della macchina o del sistema. Questo spiega la difficoltà intrinseca nell'esecuzione di una corretta analisi exergetica. Attraverso alcuni esempi concreti, riportati nel capitolo successivo, sarà possibile comprendere meglio tale concetto.

Matematicamente la (2) si può anche riscrivere così:

$$\eta_{II} = \frac{L}{Ex} \quad (2bis)$$

Espressione che mette ben in evidenza il ruolo dell'exergia, qui a denominatore, in questa definizione di efficienza. È facile ottenere, come approfondito in *Appendice A*, dalla definizione (2) un'ulteriore espressione valida in molti casi e di immediato impatto, che è perciò molto usata:

$$\eta_{II} = \frac{\eta_{I \text{ real}}}{\eta_{I \text{ ideal}}} \quad (2ter)$$

La relazione (2ter) diviene sostanzialmente una misura dell'efficienza della prestazione di ogni singola trasformazione energetica a fronte della trasformazione energetica "ideale", cioè della migliore prestazione ottenibile per quelle determinate condizioni. È un'espressione che va maneggiata però con grande cura perché può portare, se mal applicata, a gravi errori e divergenze di valutazione. Identificare una trasformazione energetica "ideale" significa introdurre implicitamente aspetti di natura non solo termodinamica ma anche tecnologica, poiché spesso per trasformazione ideale si considera la "miglior" trasformazione energetica messa a disposizione dalla tecnologia per un determinato processo. Se questa espressione diviene allora utilissima nel confronto tra tecnologie pienamente sviluppate e tra loro concorrenti, se mal applicata può indurre però a considerazioni errate su tecnologie ancora non pienamente mature.

Per questi motivi tra le differenti espressioni del rendimento di secondo principio, quella che si ritiene più appropriata è la seguente:

$$\eta_{II} = \frac{\text{exergia utilizzata}}{\text{exergia fornita}} = 1 - \frac{\text{perdite di exergia}}{\text{exergia fornita}} \quad (3)$$

Dove le perdite, date dalla differenza tra quanta exergia viene introdotta nel sistema e quanto se ne ottiene, coincidono con l'exergia distrutta nel processo considerato a causa delle irreversibilità.

L'enorme vantaggio dato dal rendimento di secondo principio è la capacità di fornire una valutazione effettiva dei costi-benefici di un processo di trasformazione termodinamica basata sulla convertibilità o meno delle varie forme di energia in lavoro meccanico. Si tratta di uno strumento adatto ad identificare la sede delle irreversibilità e ad individuare le eventuali possibilità di miglioramento insite nella gestione dei processi energetici.

Appendice III – Solare Termodinamico: Future applicazioni

Introduzione

In questi ultimi anni si è parlato molto, e si continua a parlare, dell'idrogeno come futuro combustibile "pulito". Questo si deve al fatto che l'utilizzo dell'idrogeno permette di produrre energia eliminando completamente, o quasi, le emissioni in atmosfera di gas dannosi per l'ambiente e per l'uomo. L'idrogeno presenta dei notevoli vantaggi anche da altri punti di vista: è un vettore energetico molto flessibile ed è il combustibile con la maggior densità energetica tra quelli conosciuti.

Vi sono però molte problematiche ancora aperte che impediscono l'uso effettivo di questo vettore, prima fra le altre ovviamente la scelta del processo produttivo più opportuno: non esiste ancora un processo di produzione dell'idrogeno che sia o economicamente vantaggioso o rispettoso dell'ambiente. In quest'ultimo senso la dissociazione dell'acqua per via termochimica consentirebbe di ottenere idrogeno eliminando il problema delle emissioni di gas serra, quali soprattutto anidride carbonica, che rappresentano ancora il principale problema del sistema oggi più utilizzato per produrre idrogeno, il processo di "reforming" del metano.

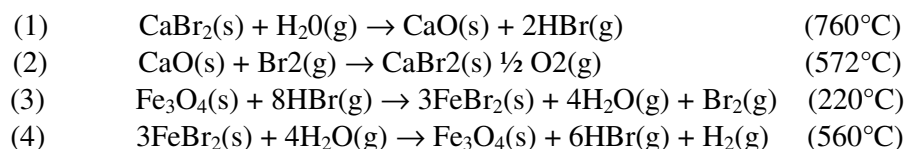
I processi di conversione termochimica utilizzano calore ad alta temperatura (800-1000 °C), che a sua volta può essere ottenuto da varie fonti. Esistono centinaia di riferimenti in letteratura su diversi possibili processi di dissociazione dell'acqua per la produzione di Idrogeno, e circa un centinaio di questi sono stati ritenuti degni di considerazione. Ad oggi, solo un ristretto numero di cicli viene approfondito, nell'intento di rendere la dissociazione termochimica dell'acqua una via industrialmente percorribile. Il governo degli Stati Uniti attraverso il NERI (Nuclear Energy Research Initiative) sta portando avanti un programma triennale per determinare le potenzialità di efficienza, resa e produzione su vasta scala di idrogeno utilizzando calore ad alta temperatura proveniente da fonte solare, geotermica e nucleare. La prima fase di questo progetto si è già svolta e ha riguardato l'analisi di oltre 100 processi termochimici utili alla separazione dell'acqua e la selezione di soli due cicli degni di successive indagini e investimenti che sono l'UT-3 adiabatico e il processo Iodio-Zolfo. La scelta si è basata su considerazioni relative alla sicurezza, alla resa, alla semplicità del processo, al grado di sviluppo e alle problematiche relative ai materiali.

L'UT-3 adiabatico è un processo ideato dall'università di Tokio ed ha un'efficienza termica del 40% che può arrivare fino al 50% se si sfrutta il calore rimanente tramite turbine. Il processo Iodio-Zolfo è stato ideato negli Stati Uniti nei primi anni '70 e grazie agli sviluppi successivi ha raggiunto un'efficienza termica del 52% che può arrivare fino a 60.

Processo UT-3 adiabatico

L'UT-3 è, come qualunque processo di sintesi per via termochimica dell'H₂ permette in ultima analisi la dissociazione dell'acqua nei suoi componenti fondamentali: idrogeno e ossigeno, attraverso una successione di reazioni chimiche che avvengono ad elevata temperatura.

Questo ciclo in particolare è costituito da 4 step ed è necessaria una temperatura massima di 760°C, secondo lo schema indicato nel seguito:



Il modello precedente (UT-3 non adiabatico) necessitava di ulteriori scambiatori che determinavano un assorbimento maggiore di calore ed è stato ormai superato per il basso rendimento.

In Figura 1 è rappresentato lo schema del circuito per produzione dell'idrogeno per via termochimica mediante il processo UT3 adiabatico. Le diverse sezioni ed i reattori di sintesi, nelle quali il processo si deve sviluppare, possono essere composte da materiali convenzionali e possono essere del tipo a letto compatto, a nido d'ape, o a letto fluidizzato. Alcune stime fatte dicono che il costo dell'idrogeno prodotto in un impianto di 30.000 Nm³/h utilizzando questo tipo di processo sia di 5\$/kg. Considerando che quello prodotto per via elettrolitica attualmente costa circa 3\$ al kg e quello prodotto tramite Steam Reforming del metano costa 65 centesimi, è evidente che questo processo non è ancora economicamente conveniente, nemmeno a fronte degli attuali processi produttivi dell'idrogeno. È però da considerare che, secondo il protocollo di Kyoto, sarà necessario nei prossimi anni ridurre le emissioni di CO₂ nell'atmosfera. Questo comporterà dei costi enormi relativi alla sua cattura aumentando di conseguenza il costo dell'idrogeno prodotto utilizzando tecnologie legate a combustibili fossili.

Il circuito, nel quale si sviluppa il sistema, è costituito da 4 reattori R1-R4 connessi in serie in un loop nel quale circolano le sostanze gassose. L'idrogeno e l'ossigeno vengono separati tramite i separatori S1 e S2 costituiti da membrane composite. La temperatura di reazione è garantita dalla presenza di 3 scambiatori di calore HX1-HX3. Il calore è fornito al sistema tramite lo scambiatore HX01. La parte del circuito in cui si ha la produzione di idrogeno è quella contenente le camere di reazione R1 e R4, mentre nelle R2 e R3 si ha la produzione di ossigeno. La circolazione dei gas prodotti avviene in senso orario. Il ciclo completo dura circa un'ora e alla fine di questo, il reattore R2 contiene CaBr₂(s), R3 contiene FeBr₂(s) R1 contiene CaO(s) e R4 contiene Fe₃O₄(s). I reagenti, all'interno delle camere si sono quindi scambiati (R2 → R1, R3 → R4) e la direzione del ciclo deve essere invertita. Il processo avviene quindi in cicli che producono H₂ e O₂ con continuità.

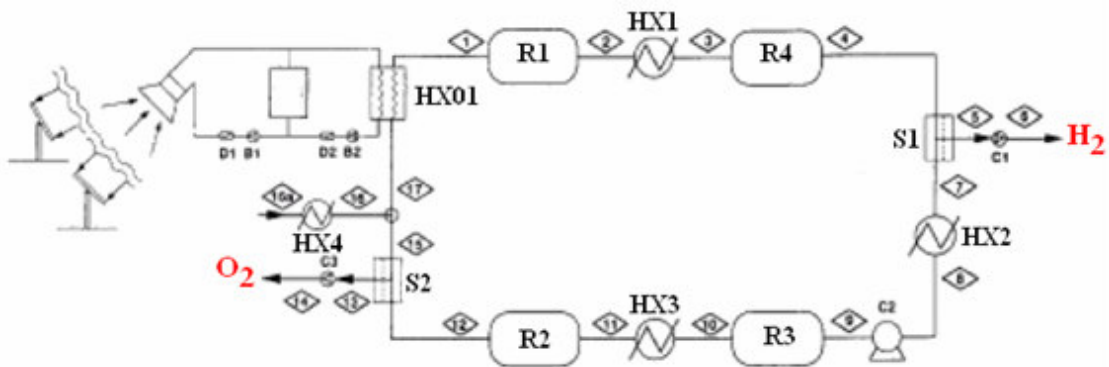


Figura 1 – Processo UT3 adiabatico: processo produttivo

I principali vantaggi di un sistema di questo tipo sarebbero:

- Assenza di materiali allo stato liquido nel circuito. Si muovono solo i gas mentre i reagenti solidi rimangono sempre fermi all'interno delle camere di reazione;
- Efficienza termica teorica del 40% e complessiva del 50%;

Gli svantaggi, oltre al costo attualmente decisamente eccessivo appaiono però maggiori:

- La separazione dell'idrogeno e dell'ossigeno deve essere effettuata tramite membrane. L'idrogeno e l'ossigeno ottenuti, essendo gas permeati, sono estratti a bassa pressione e quindi devono essere compressi;
- Possibilità limitate di migliorare l'efficienza;
- Il lavoro al di fuori delle condizioni nominali determina una drastica diminuzione dell'efficienza.

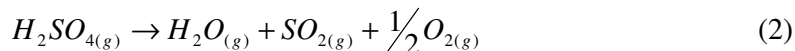
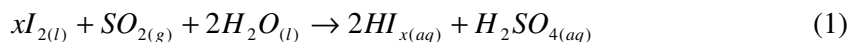
Ciclo Iodio – Zolfo

Il *ciclo Iodio – Zolfo*, o ciclo IS (Iodine – Sulfur), è un ciclo termochimico puro, sviluppato già dai primi anni '70 e studiato soprattutto dalla General Atomic, che prevedeva di utilizzare quale fonte esogena di calore un reattore HTGR. È considerato, tra le diverse possibili opzioni, una delle più interessanti, poiché è caratterizzato dalla più alta efficienza teorica, indicata in letteratura spesso anche al di sopra del 50%.

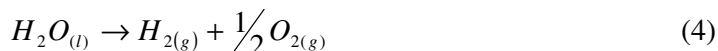
Recentemente, oltre agli Stati Uniti, nello sviluppo del processo si è affiancato anche il Giappone, attraverso il JAERI, Japan Atomic Energy Research Institute, che ha prodotto una notevole mole di attività sperimentale e teorica ed ha dimostrato la fattibilità pratica del ciclo.

Sono molti ancora, però, i problemi aperti che non consentono di realizzare un impianto su scala industriale. Primo fra tutti scelta dei materiali, dalle membrane di separazione per consentire il corretto funzionamento dei reattori di reazione che compongono il ciclo e migliorare l'efficienza di conversione, agli stessi materiali strutturali; è necessario, in pratica, stabilire quale tecnologia convenga utilizzare per realizzare il ciclo chiuso e riuscire a garantire le condizioni necessarie per il mantenimento delle condizioni stazionarie.

Il processo Iodio – Zolfo si basa sulle tre seguenti reazioni principali:



che complessivamente si compongono nella usuale reazione di separazione dell'acqua in Ossigeno ed Idrogeno:



La (1) viene detta “Bunsen Reaction”. È una reazione debolmente esotermica che avviene spontaneamente in un range di temperatura tra i 20 ed i 120 °C circa. Essa da origine a due soluzioni acquose di acido iodidrico¹ ed acido solforico rispettivamente, che tendono a separarsi in due fasi ben distinte.

L'espressione (2) è la reazione di decomposizione endotermica dell'H₂SO₄; in questa fase del ciclo si ha produzione di ossigeno. È un processo che avviene in diverse fasi, fino all'ultimo step, con formazione di Anidride Solforosa ed O₂, che avviene a 850 °C circa.

¹ “HI_x mixture”, con tale nome si suole indicare una soluzione di acido cloridrico, HI, iodio, I₂ ed acqua.

L'espressione (3) è la reazione di decomposizione dell'HI. È un processo debolmente endotermico, che avviene a circa 500 °C, ed è in tale fase che si ha la produzione di idrogeno.

Esclusi l'idrogeno e l'ossigeno, tutti gli altri prodotti delle equazioni (6) e (7) possono essere riutilizzati come reagenti nella "Bunsen-reaction" (5). Il processo lavora come un motore chimico producendo idrogeno a partire dal calore ad alta temperatura assorbito (attraverso la decomposizione endotermica dell'acido solforico).

Uno schema sintetico del ciclo è riportato in Figura 2

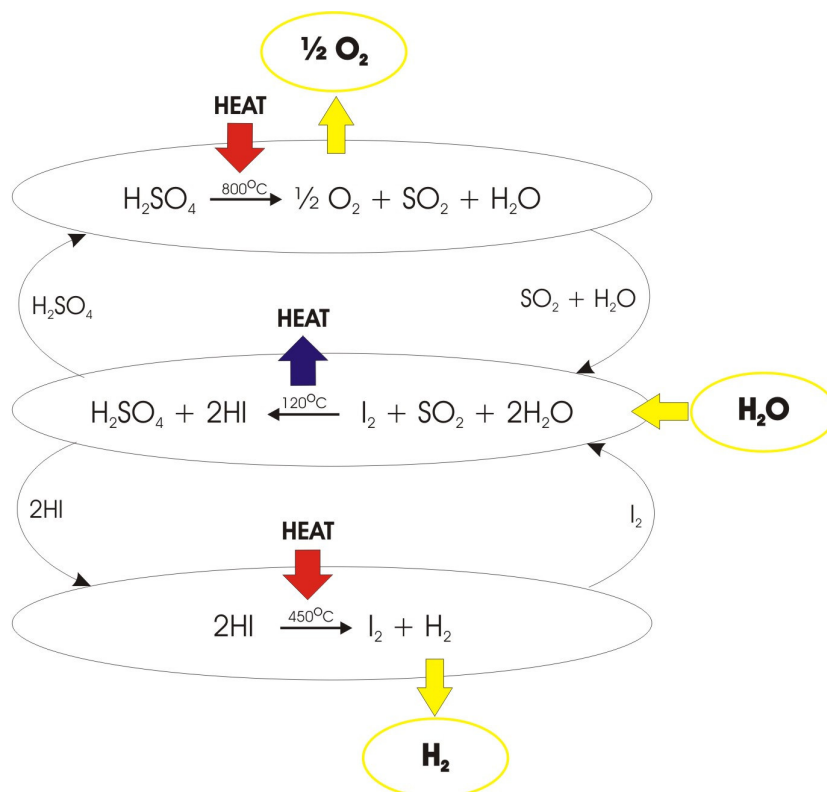


Figura 2 – Rappresentazione schematica del Processo IS

Si usa considerare il processo IS suddiviso in tre differenti sezioni, come schematicamente rappresentato in Figura 3 ed i Figura 4.

La Sezione 1, indicata al centro in figura, viene detta *Sezione di Bunsen*, dove avviene la reazione (1), detta *reazione di Bunsen*, processo debolmente esotermico che porta alla formazione di due soluzioni acquose di *Acido Iodidrico* ed *Acido Solforico*.

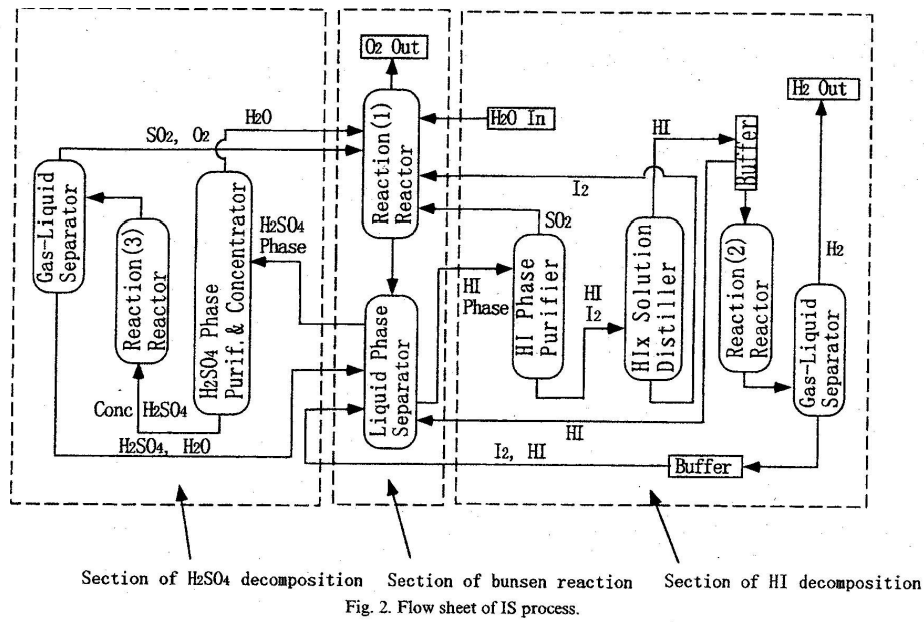


Figura 3 – Processo IS (Iodine - Sulphur), schema concettuale

La Sezione 2 è la *Sezione di decomposizione dell'acido solforico* e realizza i processi indicati complessivamente dalla reazione (2), la Sezione 3 è la *Sezione di decomposizione dell'acido iodidrico* e porta alla decomposizione della miscela HI_x ed alla formazione di H₂, secondo la reazione complessiva (3).

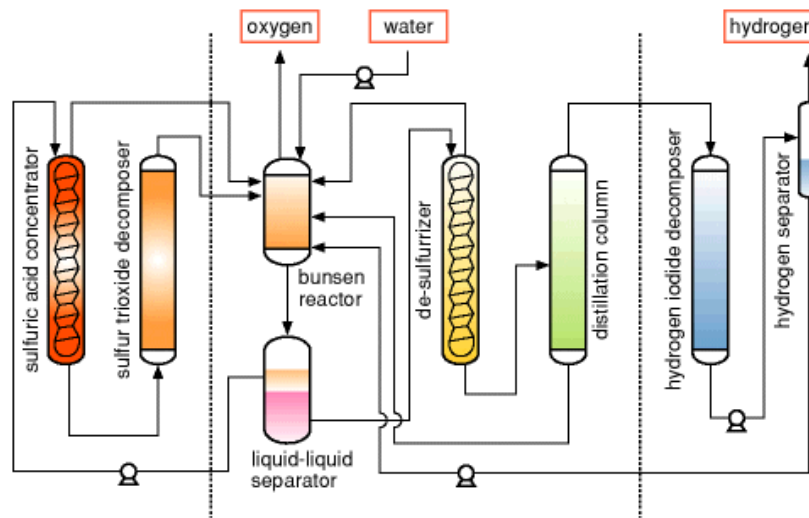


Figura 4 – IS cycle, separazione in tre gruppi di reazione

I problemi sono rappresentati, principalmente, dalla necessità di individuare i materiali che possono essere utilizzati per lo sviluppo dei reattori e dal sistema con cui mantenere il ciclo operativo. I materiali che devono contenere una soluzione di acido solforico a 850°C.

Ovviamente i costi sono attualmente molto alti, in particolare il processo di separazione HI/I₂ è ancora molto costoso

Il principale vantaggio del processo, che lo rende estremamente interessante in prospettiva è l'alta efficienza termica raggiunta, circa uguale al 50% con buon margine di miglioramento; è la più alta di tutti i processi termochimici. Inoltre nel ciclo sono presenti solo reagenti liquidi che vanno a semplificare il lavoro di separazione con i gas.

Da quanto appare se inizialmente il processo UT-3 adiabatico appariva più affidabile, meglio sviluppato e presenta meno problemi rispetto allo Iodio-Zolfo, il progresso tecnologico, in particolare nella conoscenza dei materiali e le possibilità migliori in termini di efficienza di conversione del processo hanno fatto sì che gli studi si concentrassero soprattutto verso quest'ultimo metodo.

Le difficoltà che rimangono da affrontare sono molto simili in entrambi i casi e riguardano essenzialmente la scelta dei materiali e la separazione dei gas tramite membrane che devono operare ad alta temperatura. La ricerca è quindi orientata alla risoluzione di queste tematiche. Ma bisogna precisare che fino a quando i gas naturali saranno disponibili in grande quantità e a basso costo e la volontà di bloccare l'emissione di gas serra rimarrà debole, questi problemi non saranno approfonditi. Possiamo augurarci che in un futuro ormai prossimo le forze economiche e le priorità sociali possano convergere in modo da slegarci dalla morsa dei combustibili a base di idrocarburi. L'idrogeno, infatti, può essere prodotto in zone remote, isolate tramite elettrolisi o processi termochimici e trasportato come il gas naturale nei centri abitati. Questo combustibile può essere utilizzato sia come combustibile per automezzi e aeroplani che per produrre elettricità. È importante riuscire a sviluppare in tempi brevi dei processi che possano garantire una produzione, su scala industriale, di idrogeno, con emissioni più ridotte possibile. Questo obiettivo può essere raggiunto appunto sviluppando processi termochimici che permettano di ottenere idrogeno da un elemento comune come l'acqua evitando l'emissione di altre sostanze inquinanti.

Progetto Archimede

Il bisogno di un'applicazione delle tecnologie studiate spinge l'ENEA alla realizzazione di un impianto dimostrativo per la produzione di energia elettrica, alimentato con l'energia solare. Ma la realizzazione di un impianto prototipo completo, connesso con la rete di distribuzione nazionale, necessita di adeguati investimenti. Infatti gli impianti prototipali comportano costi alti a causa sia della indispensabile fase di apprendimento, nella messa a punto e nell'uso di nuove tecnologie, che della loro taglia necessariamente ridotta; per essere economicamente convenienti, infatti, impianti di questo tipo necessitano di potenze superiori di 40 MW. Si è pensato quindi alla possibilità di affiancare la centrale dimostrativa ad un impianto termoelettrico convenzionale.

Questa possibilità consente di utilizzare, con pochi cambiamenti, installazioni già funzionanti in modo da fare affidamento sul sistema di produzione elettrica, sul sito e sulle infrastrutture esistenti, limitando il più possibile i costi per la parte convenzionale dell'impianto e concentrando l'investimento sui componenti innovativi della nuova tecnologia.

Sulla base di queste considerazioni, è stato firmato un accordo di collaborazione ENEA-ENEL e istituito un gruppo di lavoro congiunto per elaborare il Progetto Archimede (integrazione di solare avanzato con un ciclo combinato). Questa opportunità strategica, si realizzerà presso la centrale di Priolo Gargallo (Siracusa), originariamente ad olio combustibile e recentemente riconvertita a gas con ciclo combinato e costituirà la prima applicazione a livello mondiale di integrazione tra un impianto a ciclo combinato e un impianto solare termodinamico. Nei mesi estivi, l'impianto solare incrementerà la potenza della centrale, pari a 760 MW, di circa 20 MW durante le ore diurne (dalle 7 alle 21).

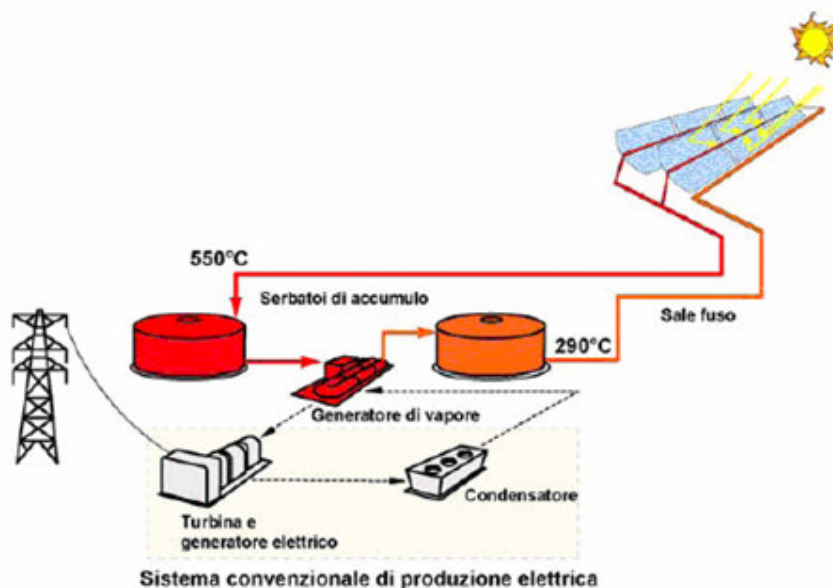


Figura 5 – Tecnologia CSP, Prototipo impianto ENEA

L'impianto a Sali Fusi ideato dall'ENEA è raffigurato in Figura 5 ed è composto dal sistema di concentrazione, visto nel capitolo 3, due serbatoi di accumulo, uno a bassa l'altro ad alta temperatura, un sistema di trasporto del fluido termovettore e uno di conversione dell'energia. Il sistema di concentrazione assorbe la luce solare concentrata trasferendo la sua energia termica al fluido termovettore, che tramite il sistema di trasporto viene inviato al sistema di conversione; è possibile in questa fase accumulare una parte dell'energia termica per usarla successivamente. Nel sistema di conversione l'energia termica viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Questo è analogo ai comuni impianti di produzione a combustibile fossile.

Il principio di funzionamento è il seguente: elettrica i sali del serbatoio caldo vengono inviati ad uno scambiatore di calore dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura utilizzato nel ciclo termico e successivamente reimmessi nel serbatoio freddo. Il ciclo termico è analogo a quello delle centrali termiche convenzionali, comprende una turbina a vapore accoppiata ad un generatore elettrico, un condensatore ed i sistemi di preriscaldamento dell'acqua di alimento. Poiché si utilizza un ciclo con surriscaldamento del vapore, sono presenti due turbine: una di alta e una di bassa

pressione. Il vapore surriscaldato, prodotto ad una pressione di 120 bar ed una temperatura di 525°C, viene fatto espandere attraverso la turbina di alta pressione, quindi inviato nel generatore di vapore per essere riportato nelle stesse condizioni iniziali di temperatura, e mandato alla turbina di bassa pressione. Il vapore condensato viene preriscaldato per essere successivamente inviato come acqua di alimento al generatore di vapore.

I serbatoi di accumulo devono immagazzinare grandi quantità di fluido ad elevate temperature in condizioni di sicurezza e garantendo delle perdite di energia accettabili. Non esistono criteri riconosciuti per definire un grado di isolamento accettabile; usualmente si ricerca un compromesso sulla base dei costi di installazione dei componenti e delle perdite energetiche associate. Per i fluidi in questione, caratterizzati da alte temperature di fusione, inoltre deve essere adeguatamente valutato il rischio di solidificazione. Molti dei fluidi allo studio, in particolare ad alte temperature, presentano fenomeni di aggressività per corrosione per numerosi acciai usualmente impiegati per le

costruzioni meccaniche. Nel sistema di accumulo proposto si prevede l'installazione di due serbatoi per lo stoccaggio del fluido termovettore, alle due temperature di funzionamento previste: un serbatoio caldo alla temperatura di 550°C ed uno freddo alla temperatura di 290°C, soluzione analoga a quella adottata negli impianti a torre solare come l'impianto Solar Two (Figura 6).



Figura 6 – Serbatoi ad accumulo dell'impianto Solar Two

L'impianto della centrale di Priolo dovrebbe avere infine il seguente schema, rappresentato in Figura 7

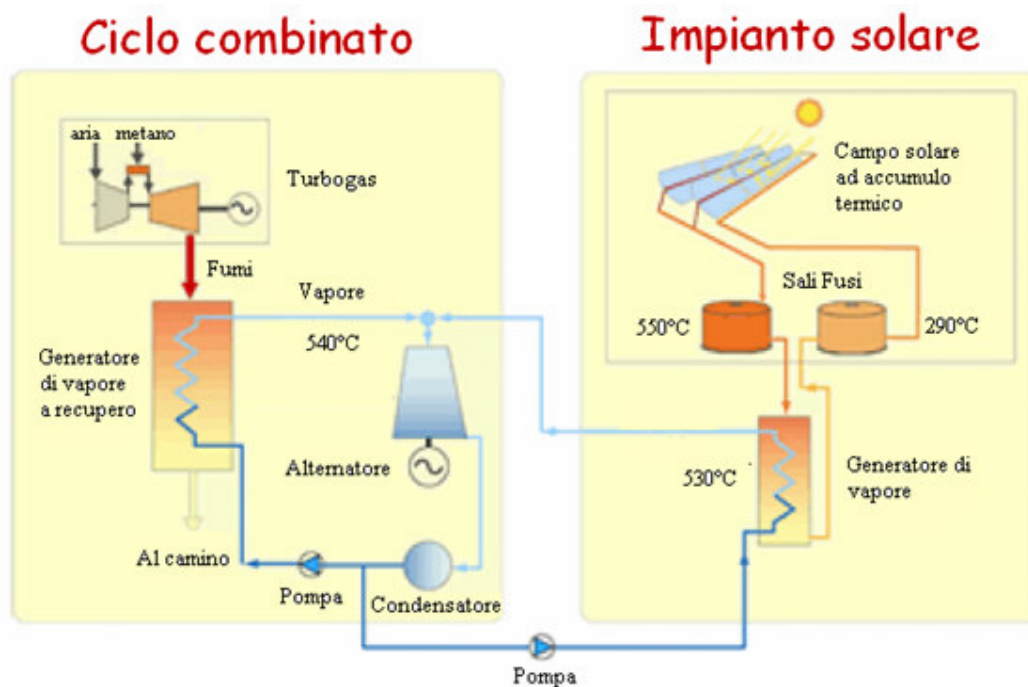


Figura 7 – Schema di massima, impianto di Priolo, progetto Archimede

Appendice IV – Campagna sperimentale Sali fusi, Figure e Tabelle

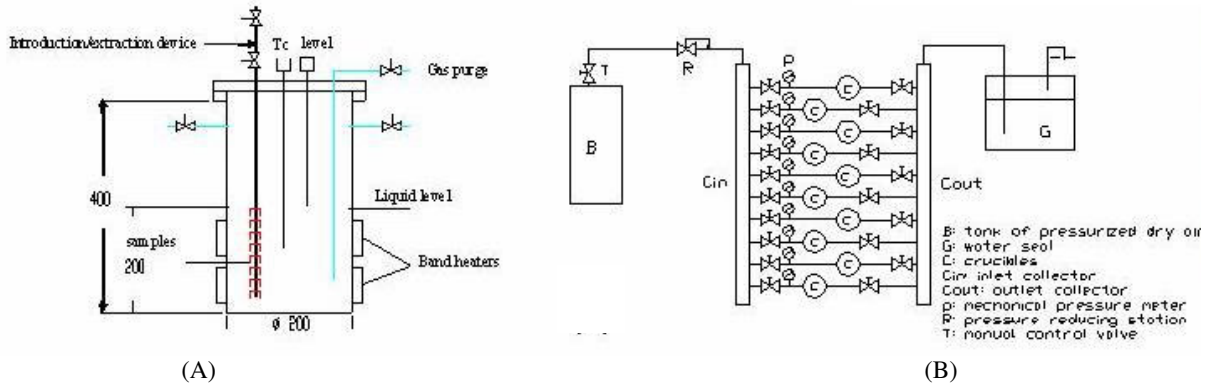


Figura 1 – Schema del pozzo di prova (A) e del sistema controllo gas (B)

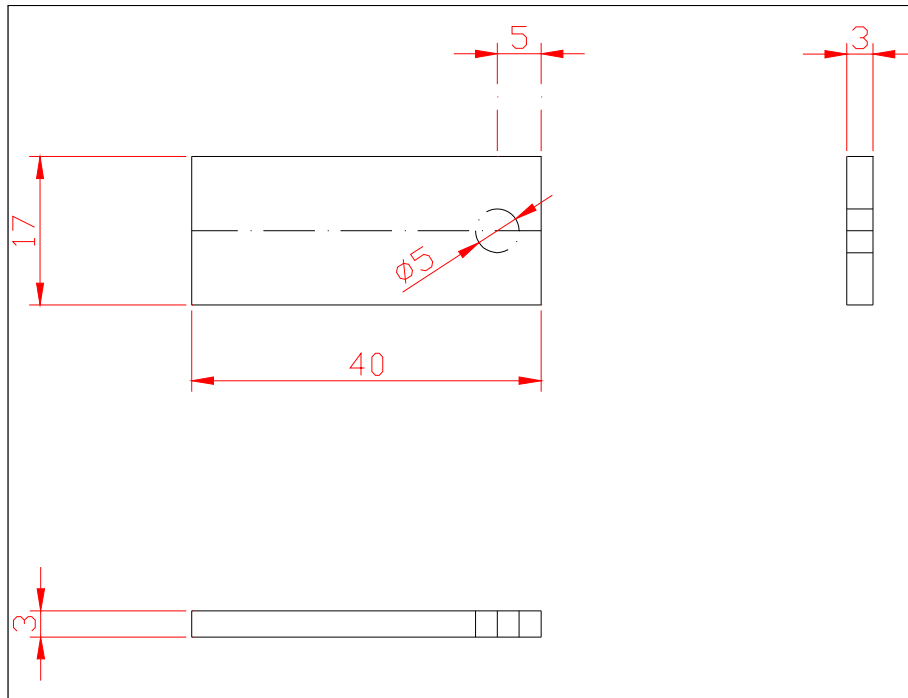


Figura 2 – Geometria dei provini, campioni non elettrosaldati

Tabella 1 – Composizione della miscela di Sali fusi

ICP-OES analysis	High level [µg/g]	Low level [µg/g]
B	< 10	< 10
Ba	0,6	3,8
Ca	5,6	11
Ce	12,0	12,2
Cr	273	270
Cu	< 0,4	< 0,4
Fe	< 0,2	< 0,2
Mg	0,8	1,1
Mn	< 1	< 1
Mo	7,0	4,4
Ni	1,6	2,0
Ru	101	101
Si	45	31
Sn	42	41
Sr	< 2	< 2
Zn	< 2	8
IC analysis	Wt. %	
F ⁻	0,0009 %	0,0016 %
Cl ⁻	0,5 %	0,5 %
NO ²⁻	3,5 %	3,4 %
SO ₄ ²⁻	0,033 %	0,029 %

Tabella 2A – Composizione chimica dei materiali testate (wt, %)*

wt %	AISI 316L	ASTM 106B
Al (tot)	<0.003	<0.003
As	<0.02	<0.02
B	0.002	<0.001
C (tot)	0.03	0.125
Co	<0.09	<0.09
Cr	16.9	>30
Cu	0.28	<0.1
Mn	1.53	0.6
Mo	2.18	0.03
Ni	11.3	<5
P	0.03	<0.02
Pb	0.002	0.01
S	0.002	<0.01
Si (tot)	0.5	<0.4

* Test realizzato usando il quantometro

Tabella 2B – Composizione chimica dei materiali testate (wt, %)

Materials	Al	As	B	C	Co	Cr	Cu	Mn	Mo	Ni	P	Pb	S	Si
AISI 321	<0.003	<0.02	0.002	0.02	0.12	17.9	0.17	1.48	0.18	9.4	0.02	0.002	0.005	0.6
AISI 347	<0.003	<0.02	0.002	0.05	<0.09	17.5	0.24	1.66	0.28	9.3	0.03	0.003	0.003	0.5

Tabella 3A – Matrice di prova (AISI316L, ASTM A106 B)

Material	Temperature [°C]		
	590	550	290
	Exposition time [h]		
AISI 316L	1000	1000	860
	2000	2000	1500
	3000	3000	3000
	6600	5600	7000
ASTM A106 B	---	---	1080 2000 3000 7400

Tabella 3B – Matrice di prova (AISI321, AISI347)

Material	Temperature [°C]		
	590	550	290
	Exposition time [h]		
AISI 321	1000	1000	860
	2000	2000	1500
	3000	3000	3000
	6600	5600	7000
AISI 347	1000	2000	---
	2000		
	3000	3000	
	6600		

Tabella 3C – Matrice di prova (AISI321H elettrosaldato)

Material	Temperature [°C]		
	590	550	420
	Exposition time [h]		
AISI 321H	1000	1000	1000
	2000	2000	2000
	4000	4000	4000
	8000	8000	8000

Tabella 4 – Risultati, AISI 316L

Material	T [°C]	Hour	Weight loss [mg/cm ²]	Metal loss [µm]	Average ox. thick. [µm]	Average ox. thick. SEM [µm]	
ASTM	290	1080				≈ 1.5	
		2000					
		3000					
		7400					
AISI 316L	290	860				≈ 1.8 – 2.85	
		1500					
		3000					
		7000					
		1000	2,93	3,68	6,31		≈ 1.8 – 2.85
		2000	2,97	3,73	6,62		≈ 1.7 – 4.5
	550	3000	4,21	5,28	9,41	≈ 3.5 – 8	
		5600	8,11	10,19	16,70	≈ 7.8	
		1000	9,6	12,07	19,48	≈ 5 – 7.8	
		2000	9,9	12,50	19,99	≈ 3 – 6.5	
		3000	9,8	12,34	20,40	≈ 8.5	
		6600	10,23	12,85	21,65	≈ 20 – 33 *	

* massimo 50 µm

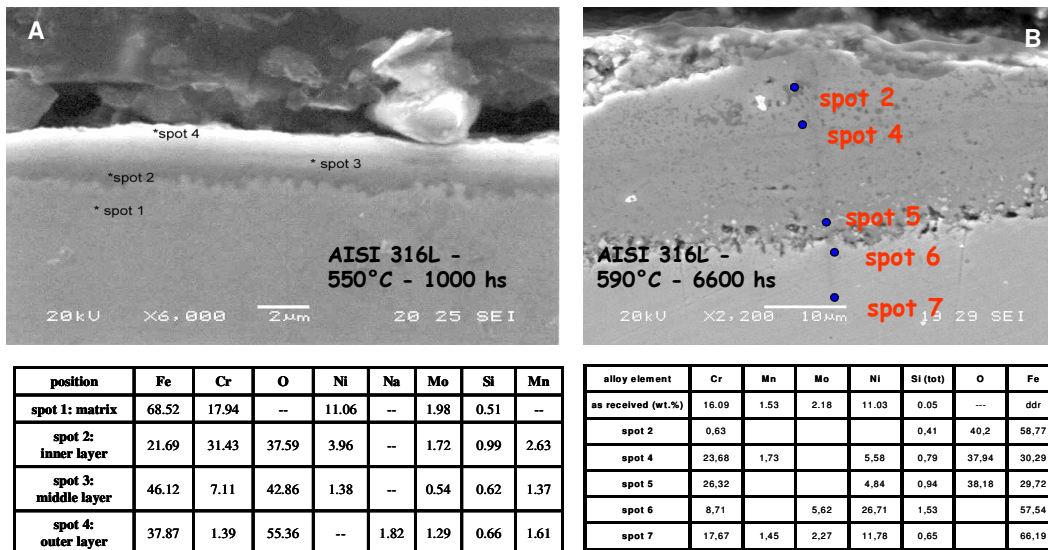


Figura 3 – Composizione elementare dello strato di ossido EPMA, AISI 316L

Tabella 5 – AISI 321, Peso dei provini

Sample	Temperature [°C]	Exposure time [h]	W ₀ [g]	W ₁ [g]	W ₂ [g]
PM23502	590	1000	19,9628	19,9679	19,8351
PM23702	590	2000	19,5362	19,5455	19,3911
PM23902	590	3000	19,7941	19,7912	19,6179
PM24103	590	6600	19,7796	19,7748	19,5579
PM24302	550	1000	19,8709	19,8766	19,8009
PM24502	550	2000	19,7688	19,7771	19,6889
PM24702	550	3000	19,7987	19,8115	19,7046
PM24903	550	5600	19,9491	19,9660	19,8195
PM25402	290	860	18,6945	18,6944	18,6968
PM25502	290	1500	19,7491	19,7491	19,7515
PM25602	290	3000	19,9573	19,9572	19,9592
PM25303	290	7000	19,5673	19,5719	19,5698

Tabella 6 – AISI 347, Peso dei provini

Sample	Temperature [°C]	Exposure time [h]	W ₀ [g]	W ₁ [g]	W ₂ [g]
PM04802	590	1000	15,8285	15,8452	15,6197
PM05002	590	2000	15,3927	15,4097	15,1742
PM05102	590	3000	15,5562	15,5748	15,2863
PM05303	590	6600	15,8695	15,8715	15,5162
PM05602	550	2000	14,9674	14,9864	14,8435
PM05802	550	3000	15,2163	15,2405	15,0482

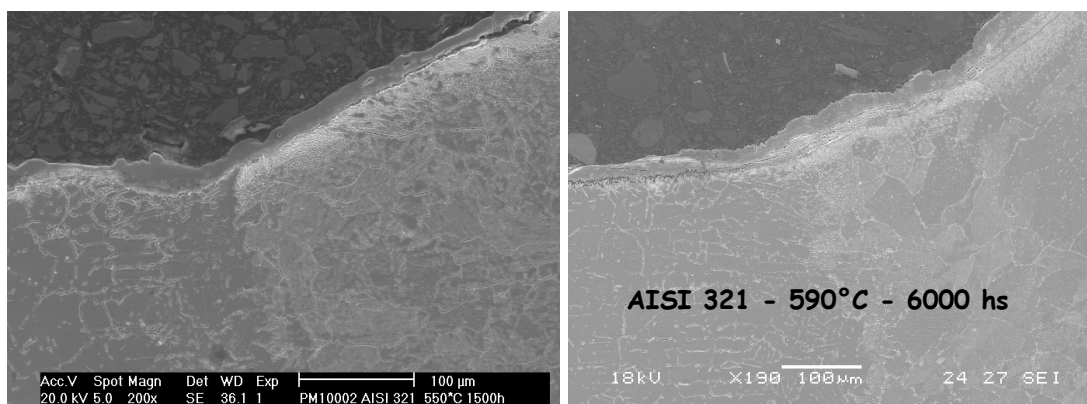


Figura 4 – AISI 321 provino elettrosaldato, 550°C 1500 h (A) AISI 321 saldato 590°C, 6000 h.

Tabella 7 - Risultati

AISI 321					
Samples	Op. Conditions	ΔW_{steel} [mg/cm ²]	t_{steel} [μm]	ΔW_{oxide} [g]	t_{oxide} [μm]
PM23502	590°C, 1000 h	6,5	8,2	0,1328	13,0
PM23702	590°C, 2000 h	7,4	9,4	0,1544	15,2
PM23902	590°C, 3000 h	8,9	11,3	0,1733	16,9
PM24103	590°C, 6600 h	11,2	14,2	0,2169	21,1
PM24302	550°C, 1000 h	3,5	4,4	0,0757	7,3
PM24502	550°C, 2000 h	4,0	5,1	0,0882	8,5
PM24702	550°C, 3000 h	4,7	6,0	0,1069	10,3
PM24903	550°C, 5600 h	6,5	8,3	0,1465	14,2
PM25402	290°C, 860 h	n. c.	n. c.	-0,0024	n. c.
PM25502	290°C, 1500 h	n. c.	n. c.	-0,0024	n. c.
PM25602	290°C, 3000 h	n. c.	n. c.	-0,0020	n. c.
PM25303	290°C, 7000 h	n. c.	n. c.	0,0021	0,2
AISI 347					
PM04802	590°C, 1000 h	9,4	15,8	0,2255	19,5
PM05002	590°C, 2000 h	9,6	15,4	0,2355	19,9
PM05102	590°C, 3000 h	11,8	15,6	0,2885	24,2
PM05303	590°C, 6600 h	15,3	15,9	0,3553	29,6
PM05602	550°C, 2000 h	5,6	15	0,1429	12,5
PM05802	550°C, 3000 h	7,5	15,2	0,1923	16,4

Tabella 8 – Spessore ossido, analisi al SEM

	Op. Cond.	Ox.Thick. [μm]		Op. Cond.	Ox. Thick. [μm]
AISI 321	590°C, 1000 h	3,75 – 8,22	AISI 347	590°C, 1000 h	≈ 8 – 13
	590°C, 2000 h	6,12 – 14,7		590°C, 2000 h	≈ 9 – 15
	590°C, 3000 h	3,66 – 24,9		590°C, 3000 h	≈ 12 – 18
	590°C, 6600 h	≈ 49 (max.)		590°C, 6600 h	≈ 17
	550°C, 1000 h	4,53 – 8,35		550°C, 2000 h	≈ 12
	550°C, 2000 h	7,32 – 9,36		550°C, 3000 h	≈ 9 – 15
	550°C, 3000 h	6,25 – 13,8			
	550°C, 5600 h	≈ 16			
	290°C, 860 h	/			
	290°C, 1500 h	/			
	290°C, 3000 h	/			
	290°C, 7000 h	≈ 4			

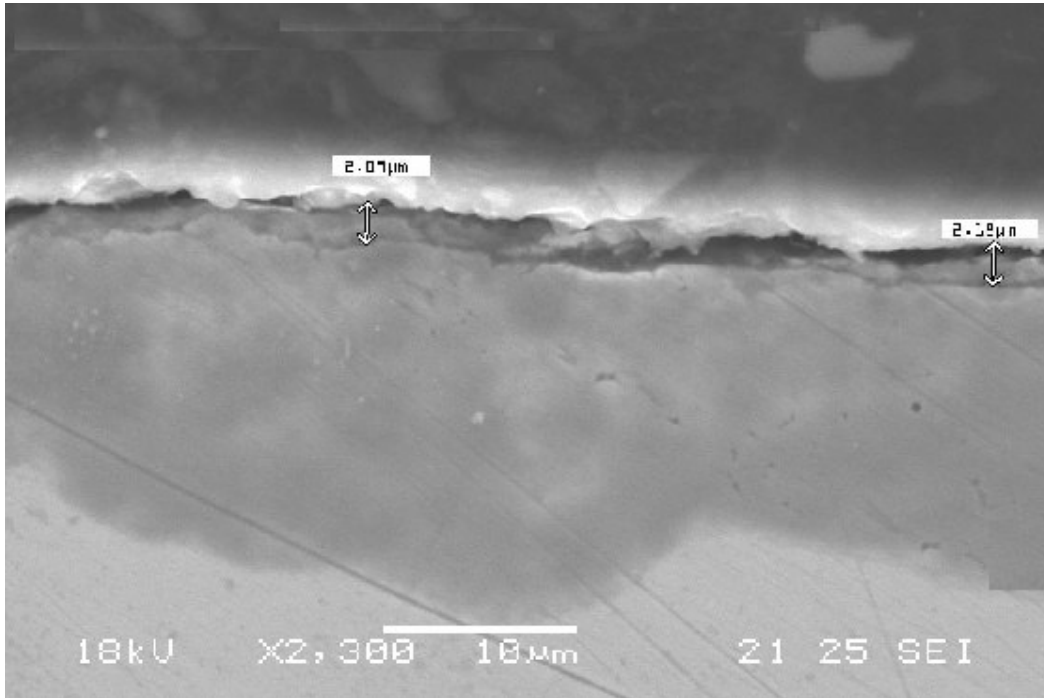


Figura 5 – : AISI 347 290°C 2000 h.

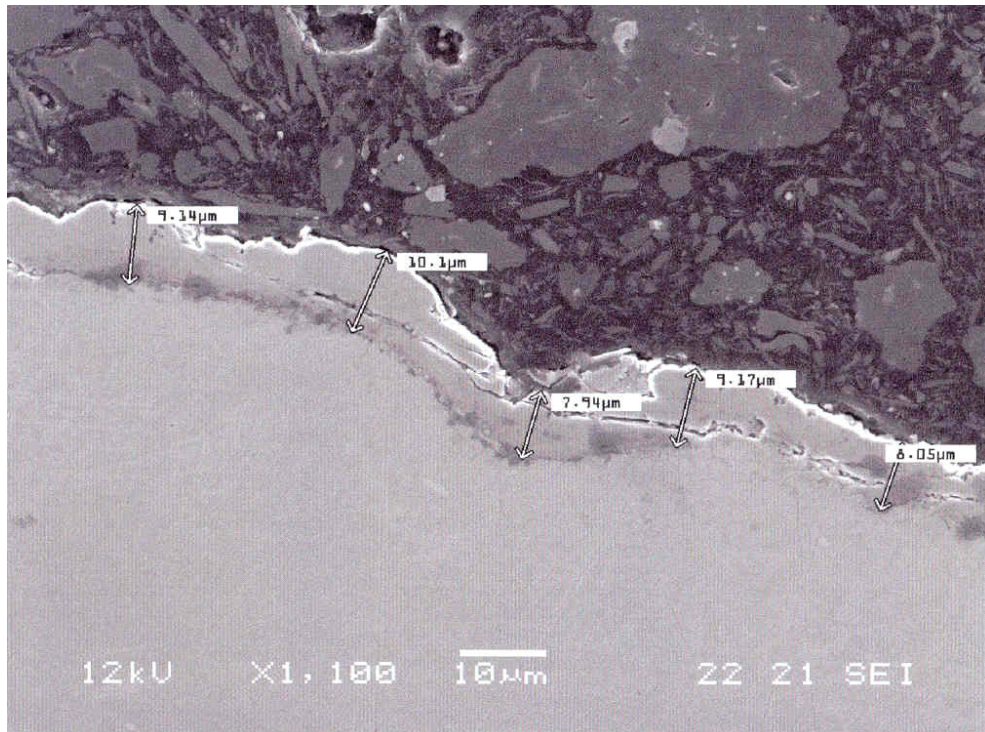


Figura 6 – : AISI 347 550°C 2000 h.

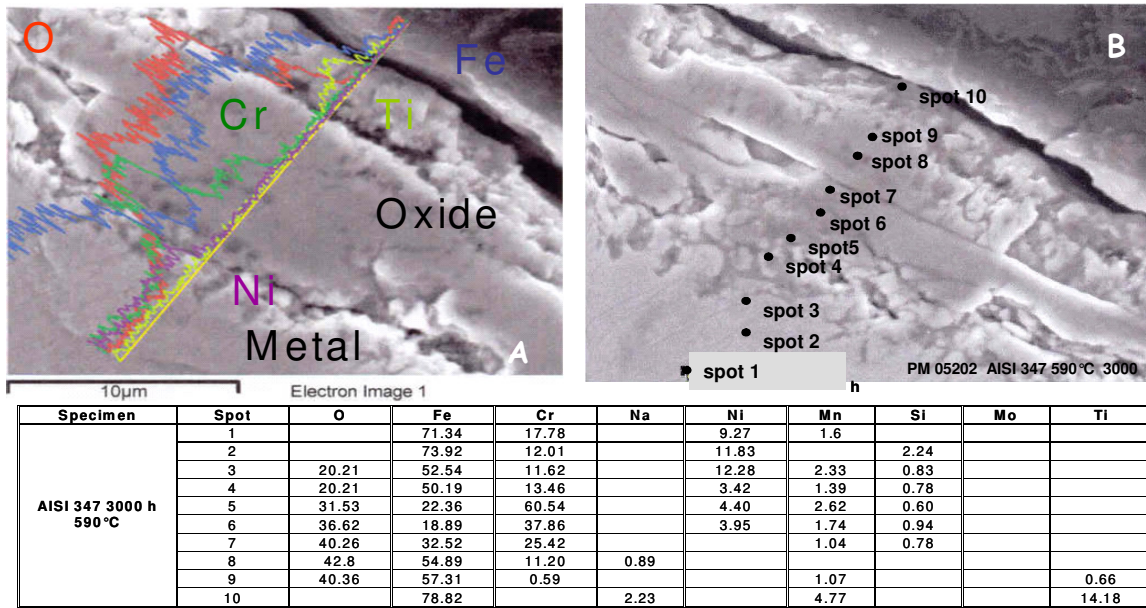


Figura 7 – Line Scanning analysis (A) ed EPMA analisi (B); AISI 347, 590°C 3000 h

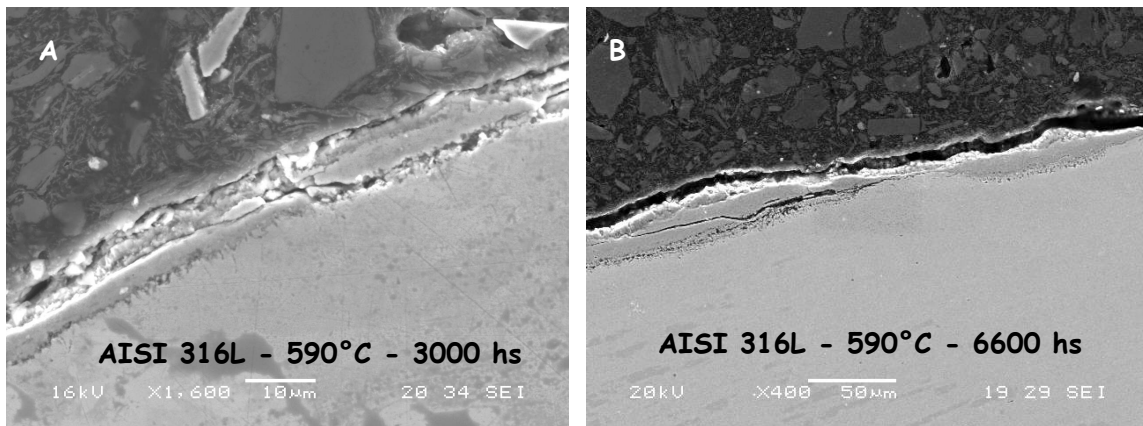


Figura 8 – AISI 316L, 590°C , 3000 h (A); 590°C , 6600 h (B).

Tabella 9 – AISI 321 H Elettrosaldato, Risultati

PM	t	T	W ₀ (g)	W ₁ (g)	W ₂ (g)	ΔW ox [g]	ΔW st [g]	ΔW ox [μg/cm ²]	ΔW st [μg/cm ²]	ΔTox [μm]	ΔTst [μm]	ANALISI
805	1000	420	16,3780	16,3779		-0,0001	16,3780	-0,0060	976,0429	-0,1146	12354,9735	Peso
905	1000	420	16,4975	16,4976		0,0001	16,4975	0,0059	979,0801	0,1141	12393,4192	Peso
1005	1000	420	16,4720	16,4723		0,0003	16,4720	0,0178	979,3103	0,3430	12396,3335	Peso
1105	1000	420	16,8349	16,8350		0,0001	16,8349	0,0058	979,9127	0,1119	12403,9581	Peso
1205	1000	420	16,2232	16,2233		0,0001	16,2232	0,0058	946,5111	0,1122	11981,1530	SEM
1305	1000	420	16,1461	16,1461		0,0000	16,1461	0,0000	943,6645	0,0000	11945,1206	SEM
1405	2000	420	16,5826	16,5833		0,0007	16,5826	0,0411	973,7287	0,7905	12325,6799	Peso
1505	2000	420	16,6793	16,6799		0,0006	16,6793	0,0352	977,6846	0,6763	12375,7550	Peso
1605	2000	420	16,6405	16,6408		0,0003	16,6405	0,0176	975,4103	0,3382	12346,9660	Peso
1705	2000	420	16,6471	16,6473		0,0002	16,6471	0,0117	976,3695	0,2256	12359,1076	Peso
1805	2000	420	15,8536	15,8539		0,0003	15,8536	0,0180	951,5966	0,3463	12045,5271	SEM
1905	2000	420	16,2862	16,2864		0,0002	16,2862	0,0117	952,4094	0,2249	12055,8146	SEM
2005	4000	420	16,4837	16,4845		0,0008	16,4837	0,0468	963,9591	0,8997	12202,0135	Peso
2105	4000	420	16,5096	16,5100		0,0004	16,5096	0,0235	970,5820	0,4522	12285,8482	Peso
2205	4000	420	16,4279	16,4283		0,0004	16,4279	0,0235	965,2115	0,4520	12217,8673	Peso
2305	4000	420	16,6401	16,6406		0,0005	16,6401	0,0292	973,1053	0,5623	12317,7881	Peso
2405	4000	420	15,8779	15,8783		0,0004	15,8779	0,0236	937,3022	0,4541	11864,5854	SEM
2505	4000	420	16,1513	16,1518		0,0005	16,1513	0,0292	943,9684	0,5620	11948,9676	SEM
2605	8000	420	16,6840	16,6853		0,0013	16,6840	0,0756	970,5643	1,4543	12285,6238	Peso
2705	8000	420	16,4989	16,5000		0,0011	16,4989	0,0651	976,8443	1,2524	12365,1176	Peso
2805	8000	420	16,6048	16,6058		0,0010	16,6048	0,0585	971,0409	1,1246	12291,6574	Peso
2905	8000	420	16,4634	16,4650		0,0016	16,4634	0,0949	976,4769	1,8250	12360,4667	Peso
3005	8000	420	15,6838	15,6845		0,0007	15,6838	0,0422	945,9469	0,8119	11974,0117	SEM
3105	8000	420	15,8220	15,8232		0,0012	15,8220	0,0717	945,1613	1,3785	11964,0670	SEM
3205	1000	550	16,5915	16,6076		0,0161	16,5915	0,9521	981,1650	18,3096	12419,8100	Peso
3305	1000	550	16,7572	16,7734	16,7256	0,0162	0,0316	0,9507	1,8545	18,2828	23,4742	Peso
3405	1000	550	16,6068	16,6230	16,5547	0,0162	0,0521	0,9603	3,0883	18,4670	39,0927	Peso
3505	1000	550	16,4981	16,5142		0,0161	16,4981	0,9589	982,6147	18,4405	12438,1601	Peso
3605	1000	550	16,4804	16,4964		0,0160	16,4804	0,9390	967,1596	18,0571	12242,5269	SEM
3705	1000	550	16,2874	16,3032		0,0158	16,2874	0,9294	958,0824	17,8733	12127,6247	SEM
3805	2000	550	16,5229	16,5336	16,4767	0,0107	0,0462	0,6309	2,7241	12,1326	34,4817	Peso
3905	2000	550	16,7459	16,7609		0,0150	16,7459	0,8803	982,7406	16,9285	12439,7546	Peso
4005	2000	550	16,5698	16,5866	16,5439	0,0168	0,0259	0,9953	1,5344	19,1396	19,4223	Peso

4105	2000	550	16,4520	16,4667		0,0147	16,4520	0,8693	972,9154	16,7175	12315,3852	Peso
4205	2000	550	16,2438	16,2602		0,0164	16,2438	0,9502	941,1240	18,2726	11912,9618	SEM
4305	2000	550	16,0955	16,1085		0,0130	16,0955	0,7629	944,5716	14,6714	11956,6025	SEM
4405	4000	550	16,8276	16,8420	16,7573	0,0144	0,0703	0,8451	4,1256	16,2514	52,2226	Peso
4505	4000	550	16,7185	16,7306		0,0121	16,7185	0,7151	988,0910	13,7525	12507,4812	Peso
4605	4000	550	16,5220	16,5323	16,4112	0,0103	0,1108	0,6045	6,5023	11,6242	82,3082	Peso
4705	4000	550	16,5616	16,5744		0,0128	16,5616	0,7512	971,9249	14,4456	12302,8466	Peso
4805	4000	550	16,5393	16,5389		-0,0004	16,5393	-0,0234	965,5166	-0,4491	12221,7296	SEM
4905	4000	550	16,0491	16,0577		0,0086	16,0491	0,5071	946,2913	9,7515	11978,3706	SEM
5005	8000	550	16,7352		16,6350		0,1002		5,8665	0,0000	74,2596	Peso
5105	8000	550	16,7899		16,6523		0,1376		8,0140	0,0000	101,4428	Peso
5205	8000	550	16,5354				16,5354		990,1437	0,0000	12533,4647	Peso
5305	8000	550	16,6857				16,6857		983,8267	0,0000	12453,5019	Peso
5405	8000	550	16,4541				16,4541		960,5429	0,0000	12158,7710	SEM
5505	8000	550	16,3056				16,3056		971,1495	0,0000	12293,0316	SEM
5605	1000	590	16,8278	16,8437		0,0159	16,8278	0,9353	989,8706	17,9864	12530,0074	Peso
5705	1000	590	16,7980	16,8162	16,7214	0,0182	0,0766	1,0731	4,5165	20,6368	57,1710	Peso
5805	1000	590	16,7159	16,7324		0,0165	16,7159	0,9758	988,5216	18,7645	12512,9315	Peso
5905	1000	590	16,8204	16,8347		0,0143	16,8204	0,8412	989,4353	16,1765	12524,4974	Peso
6005	1000	590	16,5123	16,5237	16,7032	0,0114	-0,1909	0,6559	-10,9839	12,6140	-139,0366	SEM
6105	1000	590	16,4793	16,4815		0,0022	16,4793	0,1272	952,5607	2,4455	12057,7303	SEM
6205	2000	590	17,0106	17,0157		0,0051	17,0106			0,0000		Peso
6305	2000	590	16,9120	16,9228	16,8064	0,0108	0,1056			0,0000		Peso
6405	2000	590	17,0777	17,0775		-0,0002	17,0777			0,0000		Peso
6505	2000	590	16,8787	16,8779	16,7456	-0,0008	0,1331			0,0000		Peso
6605	2000	590	16,3462	16,3382		-0,0080	16,3462			0,0000		SEM
6705	2000	590	16,3772	16,3717		-0,0055	16,3772			0,0000		SEM
6805	4000	590	16,8893	16,8915	16,6922	0,0022	0,1971			0,0000		Peso
6905	4000	590	16,8531	16,8605		0,0074	16,8531			0,0000		Peso
7005	4000	590	16,6653	16,6764		0,0111	16,6653			0,0000		Peso
7105	4000	590	16,7967	16,8079	16,6581	0,0112	0,1386			0,0000		Peso
7205	4000	590	16,4655	16,4738		0,0083	16,4655			0,0000		SEM
7305	4000	590	16,1465	16,1595		0,0130	16,1465			0,0000		SEM
7405	8000	590	16,7178				16,7178			0,0000		Peso
7505	8000	590	16,7750				16,7750			0,0000		Peso
7605	8000	590	16,7767				16,7767			0,0000		Peso
7705	8000	590	16,8778				16,8778			0,0000		Peso

7805	8000	590	16,2952				16,2952			0,0000		SEM
7905	8000	590	16,2119				16,2119			0,0000		SEM

Bibliografia

- [1] E. Lorenzini, *“Dalle cronache quotidiane il dramma italiano dell’energia”*, Ed. Pitagora, Bologna 2004.
- [2] ENEA – *Rapporto Energia Ambiente 2004, Volume I – L’analisi*.
- [3] ENEA – *Rapporto Energia Ambiente 2004, Volume II – I Dati*.
- [4] E. Lorenzini, *“Dalle cronache quotidiane il dramma italiano dell’energia”*, Ed. Pitagora, Bologna 2004.
- [5] Percuoco, *“L’energia ed i poteri: il mercato libero dell’energia elettrica tra realtà ed apparenze, energia, politica, società; sul mondo dell’energia”*, F. Angeli 2004
- [6] E. Lorenzini, *“La problematica energetica ed il futuro scenario italiano”*, Diario Europeo I/2005, Culture, prospettive e progetti per l’Europa
- [7] E. D’Angelo, A. Colangelo, *“Piani Energetici Regionali. Indirizzi e Contenuti”*, Energia Ambiente e Innovazione, nr. Marzo-Aprile 2005, pagg 48-73
- [8] Perrels, K. Ostertagb, G. Henderson, *“Reshaping markets for the benefit of energy saving”*, Energy Policy 34 (2006), pagg 121-128
- [9] M. Leonardi, *“Le inefficienze nel nostro sistema dei Certificati Verdi: ancora scarsi i vantaggi alle vere rinnovabili”*, Il Sole 360°, Dicembre 2004, pag. 2
- [10] Sorokin, *“Leggi tedesche per le rinnovabili: più efficienza del sistema e maggiori certezze per chi investe”*, Il Sole 360°, Dicembre 2004, pag. 3
- [11] Sorokin, *“Parte in Italia l’esperienza del conto energia per il solare fotovoltaico”*, Il Sole 360°, Ottobre 2005, pag. 2
- [12] M.J. Collins, P.S. Nielsen, *“Scoping technology scenarios for a 100% renewable Energy Rotorua”*, International Conference on Sustainability Engineering and Science, 6-9 July 2004.
- [13] J. Laherrere, *“Present and future energy problems”*, HEC MBA Sustainable Development Seminary, 8 Sept. 2004.
- [14] R.W. Bentley, R.H. Booth, J.D. Burton, M.L. Coleman, B.W. Sellwood, G.R. Whitfield. *“Perspectives on the Future of Oil. Energy Exploration and Exploitation”*, Vol. 18, Nos. 2 & 3, pp 147-206, Multi-Science Publishing Co.Ltd., 2000.
- [15] M. Silvestri, *“Il Futuro dell’energia”*, Bollati Boringhieri, Torino, 1988.
- [16] P. Sandberg, M. Söderström, *“Industrial energy efficiency: the need for investment decision support from a manager perspective”*, Energy Policy 31 (2003), 1623-1634.
- [17] P. Mathew, J.R. Kromer, O. Sezgen, S. Meyers, *“Actuarial pricing of energy efficiency projects: lessons foul and fair”*, Energy Policy 33 (2005), 1319-1328.
- [18] C. O’Neil, M. Desai, *“Accuracy of past projections of US energy consumption”*, Energy Policy 33 (2005) 979-993.
- [19] Lutz, B. Meyer, C. Nathani, J. Schleich *“Endogenous Technological change and emissions: the case of German steel industry”*, Energy policy 33 (2005), 1143-1154.
- [20] M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, M. Rivier, *“Electricity market modeling trends”*, Energy Policy 33 (2005), 897-913.
- [21] Schäfer, *“Structural change in energy use”*, Energy Policy 33 (2005), 429-437.
- [22] Feretic, Z. Tomsic, *“Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants”*, Energy Policy 33 (2005), 5-13.
- [23] U. Bardi *“Un criterio di scelta per le nuove energie: il ritorno energetico sull’energia (EROI)”*.
- [24] J. Ramos Real, *“Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation”*, Energy Policy 33 (2005), 69-87.
- [25] C. Osnaghi *“Evoluzione delle macchine per la conversione dell’energia”*, Energia, pagg. 88-94, n. 2/2001.
- [26] *“Perry’s Chemical Engineer Handbook”*, R.H. Perry, D.W. Green, McGraw Hill.
- [27] *“Encyclopaedia of Energy”*, Cutler J. Cleveland, March 2004.

- [28] P.U. Foscolo, A. Germanà, G. Braccio, D. Matera, “*Produzione sostenibile di energia elettrica mediante gassificazione di biomasse e celle a combustibile*”, Conferenza Nazionale sulla Politica Energetica in Italia, Bologna, 18-19 Aprile 2005.
- [29] A.Galliani, E. Pedrocchi, “*Metodi di valutazione della cogenerazione*”, I^a parte, La Termotecnica, Marzo 2005, pagg 29-32.
- [30] Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 11 Febbraio 2004 n. 2004/8/ce, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno di energia.
- [31] P. J. Agrell, P. Bogetoft, “*Economic and environmental efficiency of district heating plants*”, Energy Policy 33 (2005), 1351-1362.
- [32] “*World Energy Outlook 2002*”, International Energy Agency, IEA Publications.
- [33] “*Calore ad alta temperatura dell’energia solare*”, Grande progetto termodinamico, ENEA, Centro ricerche Casaccia.
- [34] Dincer, M.A. Rosen, “*Thermodynamic aspects of renewables and sustainable development*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (2005), 169-189.
- [35] S. Nonhebel, “*Renewable energy and food supply: will there be enough land?*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (2005), 191-201.
- [36] P. Hammond, “*Towards sustainability: energy efficiency, thermodynamic analysis, and the ‘two cultures’*”, Energy Policy 32 (2004), 1789-1798.
- [37] Rowlands, “*The European directive on renewable electricity: conflicts and compromises*”, Energy Policy 33 (2005), 965-974.
- [38] D. K. Sidiras, E. G. Koukios, “*Solar systems diffusion in local markets*”, Energy Policy 32 (2004), 2007-2018.
- [39] T. Tsoutsos, N. Frantzeskaki, V. Gekas, “*Environmental impacts from the solar energy technologies*”, Energy Policy 33 (2005), 289-296.
- [40] M. Gullberg, E. Ilskog, M. Katyega, B. Kjellström, “*Village electrification technologies – an evaluation of photovoltaic cells and compact fluorescent lamps and their applicability in rural villages based on a Tanzanian case study*”, Energy Policy 33 (2005), 1287-1298.
- [41] L. Bird, M. Bolinger, T. Gagliano, R. Wiser, M. Brown, B. Parsons, “*Policies and market factors driving wind power development in the United States*”, Energy Policy 33 (2005), 1397-1407
- [42] L. Dale, D. Milborrow, R. Slark, G. Strbac, “*Total cost estimates for large-scale wind scenarios in UK*”, Energy Policy 32 (2004), 1949-1956.
- [43] F. Cavallaro, L. Ciralo, “*A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island*”, Energy Policy 33 (2005), 235-244.
- [44] M. Momirlan, T. N. Veziroglu, “*The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet*”, International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005) 795-802.
- [45] “*Idrogeno energia del futuro*”, ENEA, 2003.
- [46] L. Zhou, “*Progress and problems in hydrogen storage methods*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (2005), 395-408.
- [47] Y. Hamada, M. Nakamura, H. Kubota, K. Ochifuji, M. Murase, R. Goto, “*Field performance of a polymer electrolyte fuel cell for a residential energy system*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (2004), 345-362.
- [48] P. Hammond, “*Towards sustainability: energy efficiency, thermodynamic analysis, and the ‘two cultures’*”, Energy Policy 32 (2004), 1789-1798
- [49] M. Bejan, A. Bejan, “*A Supply side approach to energy policy*”, Energy Policy 10 (1982), pagg. 153-161
- [50] Dincer “*The role of exergy in energy policy making*”, Energy Policy 30 (2002), pagg. 137-149

- [51] Hepbasli, Z. Utlu, “*Evaluating the energy utilization efficiency of Turkey’s renewable energy sources during 2001*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 8 (2004), 237-245
- [52] Z. Utlu, A. Hepbasli, “*A study on the evaluation of energy utilization efficiency in the Turkish residential-commercial sector using energy and exergy analyses*”, Energy and Buildings 35 (2003), 1145-1153
- [53] E. Bilgen “*Exergetic and engineering analyses of gas turbine based cogeneration systems*”, Energy 25 (2000), pagg. 1215-1229
- [54] J.F. Kreider, “*Second-law analyses of solar thermal process*”, Energy Research 3 (1979), pag 325
- [55] M. Rosen, “*Energy Efficiency and Sustainable Development*”, IEEE Technology and Society Magazine, Winter 1996/1997
- [56] G. Wall, “*Exergy and morals*” In: Sciubba, E., Moran, M. J.(Eds.), Presented at Second-Law Analysis of Energy Systems: Towards the 21st Century, July 5–7, Rome, Italy, 1995. pagg. 21–29
- [57] Jean Laherrere, Presentazione alla Conferenza di Strasburgo del 13 Aprile 2005.
- [58] U. Bardi, *La fine del petrolio*, Ed. Riuniti, Roma, 2003
- [59] *World Energy Outlook 2004*, International Energy Agency, IEA Publications, 2005.
- [60] F. Iacovoni, G. Massini, *Campi di applicazione del Demand Side Management*, Energia Ambiente e Innovazione, ENEA, 10 Ottobre 1996
- [61] J.Y. Boivin, “*Demand side management – The role of power utility*”, Pattern Recognition 28 (1995), pp 1493-97
- [62] E. Curcio, Intervento al convegno “Capacity Payment”, Milano, 17 Giugno 2004
- [63] F. Iacovoni, G. Massini, *Campi di applicazione del Demand Side Management*, Energia Ambiente e Innovazione, ENEA, 10 Ottobre 1996
- [64] M. Silvestri, “*Il Futuro dell’energia*”, Bollati Boringhieri, Torino, 1988
- [65] G. Comini, “*Lezioni di termodinamica applicata*”, SGEditoriali Padova
- [66] G. Comini, G. Cortella, “*Energetica generale*”, SGEditoriali Padova, 1988
- [67] G. Negri di Montenegro, D. Moro, G. Naldi, “*Corso di macchine – Sistemi e componenti termici*”, Pitagora Editrice Bologna
- [68] “Presentazione impianto IDEA Granda” Pirelli ambiente per il recupero energetico, Torino, 14 Aprile 2003
- [69] “Ciclo tecnologico per la produzione del cemento- Buzzi Unicem”. Buzzi Unicem- aggiornato al 01/07/2003.
- [70] L.Fortunato, A.Saponaro, L.Zucchelli. “*Aspetti tecnologici e ambientali del co-firing Carbone/CDR*” .2° Convegno Nazionale ATI- Abano Terme (PD), 20-21 maggio 1999.
- [71] Direttiva 2000/76 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 4 dicembre 2000 sull’incenerimento dei rifiuti. Gazzetta ufficiale della Comunità europea del 28 dicembre 2000.
- [72] C.Bruno, F. Castiglioni, C. Regazzoni, C. Giraud, R. Ferrero, D. Pitea. “*Life Cycle Assessment di scenari alternativi per la gestione integrata di RSU nel bacino 10 della Provincia di Cuneo*”. Ecomondo 2004 Rimini(RM) 3 Novembre 2004 – ATTI pp. 365-373.
- [73] D.P. van Vuuren, J. Cofala, H.E. Eerens, R. Oostenrijk, C. Heyes, Z. Klimont, M.G.J. den Elzen, M. Amann, Exploring the ancillary benefits of the Kyoto Protocol for air pollution in Europe, Energy Policy 34 (2006) 444-460.
- [74] V. Dinica, Support systems for the diffusion of renewable technologies- an investor perspective, Energy Policy 31 (2006) 461-480.
- [75] M. Zahedi, Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV systems, Renewable Energy 31 (2006) 711-718.
- [76] R.W.Bradshaw, “Thermal convection loop corrosion tests of 316 SS and In-800 in molten nitrate salts”, SNLL, SAND81-8210, Feb. 1982.

- [77] S.H.Goods, R.W.Bradshaw, M.R.Prairie and J.M.Chavez, "Corrosion of stainless steels and carbon steels in molten mixture of industrial nitrates", Sandia National Laboratories, SAND94-8211, March 1994.
- [78] R.W.Bradshaw, S.H.Goods, M.R.Prairie and D.R.Boehme, "Proceeding of the International Symposium on molten salt chemistry and technology-1993", The Electrochemical Society, PV-93-9, p. 446, May 1993. no
- [79] R.W.Bradshaw, S.H.Goods, "Corrosion of stainless steels during thermal cycling in molten nitrate salts", The Electrochemical Society, 191st meeting, Montreal, Canada, May 8, 1997. no
- [80] R.W.Bradshaw, S.H.Goods, "Corrosion of alloys and metals by molten nitrates", Sandia report, Sandia 2000-8727, August 2001.
- [81] R.W.Bradshaw, S.H.Goods, "Corrosion resistance of stainless steels during thermal cycling in alkali nitrate molten salts", Sandia report, SAND2001-8518, September 2001
- [82] "Il programma ENEA sull'energia solare a concentrazione ad alta temperatura" a cura di M. Falchetta, SOL/RS/2005/22
- [83] "Solar Thermal Energy Production: Guidelines and Future Programmes of ENEA" ENEA/TM/PRES/2001_07, 1 June 2001.
- [84] NACE Publication 7D167,"procedures for quantitative removal of oxide scales formed in high temperature water and steam", July 1967.

Ringraziamenti

Sono molte le persone che desidero ringraziare, che mi hanno aiutato, supportato e soprattutto sopportato in questi tre anni di lavoro. Sicuro di dimenticare qualcuno, la mia gratitudine va in particolare alle seguenti persone:

Prof. E Lorenzini Università di Bologna
Dr. Cesare Biserni Università di Bologna
Mario Casarini Università di Bologna
Fabrizio Casarini Università di Bologna
Federico Salvi ENEA-Brasimone
Massimo Agostini ENEA-Brasimone
Mr. G. Bertacci ENEA-Brasimone
Dr. Andrea Ciampichetti ENEA-Brasimone
Dr. Alessandro Gessi ENEA-Brasimone
Dr Giuseppe Scaddozzo GEFTRAN S.p.A.
Ing. M. Utili ENEA-Brasimone

Un ringraziamento particolare va a tutti i familiari ed agli amici di sempre, come Claudia, Gregorio ed Alessandro ed anche ad un recente acquisto, Laura.