

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI
“FEDERICO II”



Tesi di Dottorato in Ingegneria dei Sistemi Meccanici

“Metodologia di Analisi del Ciclo di Vita di una Cella a
Carbonati Fusi”

Coordinatore:

Ch.mo Prof. Raffaele Tuccillo

Candidata:

Ilaria Di Giorgio

Tutor:

Ch.mo Prof. Francesco Reale

XVIII ciclo – Triennio 2002-2005

INDICE

1	Introduzione	6
1.1	Le maggiori fonti energetiche mondiali.....	6
1.2	La produzione elettrica mondiale.....	12
1.3	Lo sviluppo dell'intensità energetica a livello mondiale	14
1.4	Domanda di energia in Italia	18
1.5	Offerta di energia in Italia.....	22
2	SCENARI ENERGETICI ITALIANI.....	37
2.1	Gli Scenari	37
3	IL MARKAL-MACRO: CARATTERISTICHE FONDAMENTALI	39
3.1	L'IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO TECNOLOGICO.....	44
3.1.1	Premessa	44
3.1.2	Rappresentazione dei settori di consumo energetico	44
3.1.2.1	Industria energetica.....	45
3.1.2.1.1	Centrali a combustibili fossili.....	45
3.1.2.1.2	Centrali con generazione.....	46
3.1.2.1.3	Centrali a fonti rinnovabili/import.....	46
3.1.2.1.4	Raffinerie	47
3.1.2.1.5	Industria manifatturiera.....	48
3.1.2.1.6	Residenziale, servizi, agricoltura	48
3.1.2.1.7	Trasporti.....	49
3.1.2.2	Variabili ambientali	50
3.1.3	Tecnologie di riduzione di emissioni, settore energetico ed industria.....	51
3.1.3.1	Il settore dei trasporti	52
3.1.3.2	LO SCENARIO MARKAL- MACRO ITALIA TENDENZIALE	54
3.1.3.2.1	Risultati principali.....	57
3.1.3.2.2	La copertura del fabbisogno energetico.....	58
3.1.3.2.3	La distanza tra lo scenario tendenziale e l'obiettivo di Kyoto.....	64
3.1.3.3	SCENARIO ALTI PREZZI.....	68
3.1.3.4	LO SCENARIO RINNOVABILI.....	71
3.1.3.5	Un confronto tra lo scenario Rinnovabili e lo scenario Tendenziale....	71
3.1.3.5.1	Competitività delle diverse fonti rinnovabili.....	72
3.1.3.6	LO SCENARIO "EFFICIENZA ENERGETICA".....	73
3.1.3.7	LO SCENARIO CARBON TAX	75
3.1.3.7.1	Consumi di energia elettrica	77
3.1.3.7.2	Effetti sulle emissioni di CO ₂ e di altri inquinanti.....	77
3.1.3.7.3	Effetti economici delle misure di policy.....	78
3.1.3.7.4	Conclusioni	78
4	Perché ricorrere all'Idrogeno?	80
4.1	L'idrogeno.....	86
4.1.1	Proprietà, diffusione e sicurezza.....	86
4.2	La produzione dell'idrogeno.....	87
4.2.1	Trasformazione di idrocarburi	89
4.2.1.1	Steam Reforming	89
4.2.2	Gassificazione del carbone o dei combustibili fossili	90

4.2.3	Termolisi	91
4.2.4	Gassificazione delle biomasse	92
4.2.5	Altre tecnologie alternative	92
4.2.6	Idrolisi dell'acqua	95
5	Impieghi dell'idrogeno	97
6	Tecnologie di stoccaggio dell'idrogeno	99
6.1	Idrogeno compresso	99
6.2	Idrogeno liquido	101
6.3	Idruri metallici	105
6.4	Idruri chimici	107
6.5	Nanostrutture di carbonio	108
6.6	Microsfere di cristallo	109
6.7	Altri metodi	110
7	Tecnologie di trasporto dell'idrogeno	111
7.1	Trasporto dell'idrogeno compresso o liquefatto	111
7.2	Trasporto tramite gasdotti	112
7.3	Scelta dei sistemi di trasporto	113
7.4	Sicurezza	114
8	Celle a combustibile	116
8.1	PRINCIPALI TIPI DI CELLE	118
8.2	Caratteristiche	121
8.3	Applicazioni stazionarie delle celle a combustibile	125
8.4	Termodinamica della cella, rendimenti	131
8.4.1	Rendimento termodinamico	134
8.4.2	Rendimento di tensione	134
8.4.3	Rendimento di corrente (Utilizzazione del combustibile)	134
8.4.4	Temperatura e pressione	135
8.4.5	Composizione dei gas e utilizzazione dei reagenti	137
8.4.6	Effetto delle impurezze	138
8.5	Celle ad elettrolita polimerico	138
8.5.1	Applicazioni stazionarie	141
8.5.2	Nuvera Fuel Cells	143
8.5.3	ESEMPI DI STACK PEFC UTILIZZATI NELLA REALIZZAZIONE DI VEICOLI145	
8.5.3.1	Stato della tecnologia in Italia Stack Nuvera Fuel Cells Europe	146
8.6	Celle ad acido fosforico	146
8.6.1	Esperienze dimostrative condotte in Italia	150
8.7	Celle a carbonati fusi	154
8.7.1	Reazioni elettrochimiche	156
8.7.1.1	Reforming interno	157
8.7.2	Ansaldo Fuel Cells SpA	160
8.8	Celle ad ossidi solidi	164
8.8.1	Reazioni elettrochimiche	167
8.9	Celle alcaline	167
8.9.1	Reazione elettrochimiche	170
8.10	Celle a metanolo diretto	171

8.10.1	Reazioni elettrochimiche	173
9	CONFIGURAZIONI DI CELLA	176
9.1	Celle tubolari.....	176
9.2	Celle planari.....	178
9.3	Celle monolitiche.....	179
10	Combustibili – Sviluppo di sistemi di generazione di idrogeno.....	180
10.1	Combustione dell'idrogeno.....	184
11	SITUAZIONE ITALIANA.....	190
11.1	Sviluppo stack e sistema di trattamento del combustibile.....	190
12	AUTOVETTURE CON CELLE A COMBUSTIBILE.....	194
13	AUTOBUS CON CELLE A COMBUSTIBILE	195
13.1	DAYMLER-CHRYSLER.....	196
14	INTRODUZIONE ALL'LCA	197
15	ANALISI DEL CICLO DI VITA (LCA), DEFINIZIONI	197
16	Le quattro fasi dell'LCA.....	199
16.1	Definizione degli scopi e degli obiettivi.....	200
16.2	Analisi di inventario.....	201
16.3	Valutazione degli impatti ambientali.....	204
16.4	Interpretazione e analisi dei risultati.....	206
17	Osservazioni sulla LCA.....	206
18	LA METODICA PER L'IMPACT ASSESSMENT: SUMMA (Sustainably Multicriteria Multiscale Assessment) ANALISI DI SOSTENIBILITA'	
	MULTICRITERIA MULTISCALA.....	211
18.1	INTRODUZIONE.....	211
18.2	Approfondimenti sulle singole metodiche.....	211
18.2.1	Analisi dei flussi di massa e bilancio di massa.....	211
18.2.1.1	Bilancio dei flussi di massa (Material Flow Accounting)	213
18.2.2	Conservazione dell'energia. Descrizione dei flussi di calore.....	216
18.2.2.1	Analisi energia incorporata (Embodied Energy Analysis)	217
18.2.3	Descrizione dei flussi di energia libera.....	218
18.2.3.1	L'analisi exergetica.....	218
18.2.3.2	L'analisi emergetica.....	220
18.2.4	Emissioni ed impatto relativo	222
18.2.4.1	CML2.....	222
19	DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO DI UNA CELLA A CARBONATI FUSI.....	225
19.1	Principali fasi del processo di produzione	231
19.2	Preparazione delle sospensioni	233
19.2.1	Sospensione per elettrodi	233
19.2.2	Sospensioni per matrici.....	234
19.3	Colatura su nastro	234
19.4	Essiccazione.....	237
19.5	Abbattimento e recupero solventi.....	238
19.6	Deceratura e sinterizzazione	244
19.7	Dalle materie prime ai prodotti finiti	245
19.7.1	L'anodo.....	246

19.7.2	Il catodo	250
19.7.3	La matrice	252
19.8	I collettori bipolari e il piatto separatore.....	254
20	ANALISI DEL CICLO DI VITA DELLA CELLA A COMBUSTIBILE A CARBONATI FUSI.....	254
20.1	Definizione degli obiettivi e degli scopi.....	254
20.2	Analisi dell'inventario (LCI)	255
20.2.1	Consumi energetici	256
20.2.2	Materiali.....	262
20.2.3	Emissioni.....	262
20.3	Assunzioni fatte	265
20.4	Risultati ottenuti.....	269
21	GENERALITA' E ANALISI DEL CICLO DI VITA DELLA TURBINA A GAS 274	
21.1	La turbina a gas.....	274
21.2	Sistema di cogenerazione.....	276
21.3	Definizione degli obiettivi e degli scopi	279
21.4	Analisi dell'inventario (LCI)	279
21.5	Assunzioni fatte	280
21.6	Risultati ottenuti.....	282
22	CONCLUSIONI	286
22.1	Introduzione	286
22.2	Presentazione e confronto degli indicatori di prestazione	286
22.2.1	Efficienze energetiche.....	287
22.2.2	Depauperamento delle risorse ambientali.....	288
22.2.3	Riscaldamento globale.....	289
22.2.4	Acidificazione delle precipitazioni	290
22.2.5	Impronta ecologica.....	290
22.3	Conclusioni	291
23	BIBLIOGRAFIA	297

1 Introduzione

1.1 Le maggiori fonti energetiche mondiali

Nel 2003, secondo le statistiche della British Petroleum, i consumi mondiali di energia primaria sono cresciuti del 2,9%. Tale crescita appare particolarmente sostenuta in Asia e nel Pacifico (+6,3%), trainata dall'economia cinese, ma è robusta anche in Africa (+4,4%) e nei Paesi dell'ex-Unione Sovietica (+3%); le aree con minor crescita risultano il Nord America (+0,2%) e l'Europa occidentale (+1,8%) (tabelle 1 e 2).

Nel 2003 circa il 37,3% dei consumi mondiali era rappresentato dal **petrolio** e il 26,5% dal carbone mentre il gas naturale copriva poco meno del 24%. Il restante 12,2% era costituito in quote uguali da energia idroelettrica e nucleare. In termini relativi la quota del carbone sull'offerta primaria nel 2003 continua la sua crescita, mentre la quota delle altre fonti considerate diminuisce. Questo è il risultato di una crescita dei consumi globali di carbone del 6,9% nel periodo 2002-2003, un tasso più che doppio rispetto al tasso di crescita dei consumi nel loro complesso.

Nonostante una lieve diminuzione nella sua quota sui consumi primari di energia (passata dal 38% nel 2002 al 37,3% nel 2003), il petrolio resta la fonte energetica più utilizzata a livello mondiale. Nel 2003 la domanda mondiale di petrolio è cresciuta del 2,1% rispetto all'anno precedente.

Nel 2003 il prezzo del greggio, quale media tra Dubai, Brent e WTI, ha sfiorato i 30 dollari al barile, segnando un incremento di circa il 16% rispetto al 2002 (figura 1).

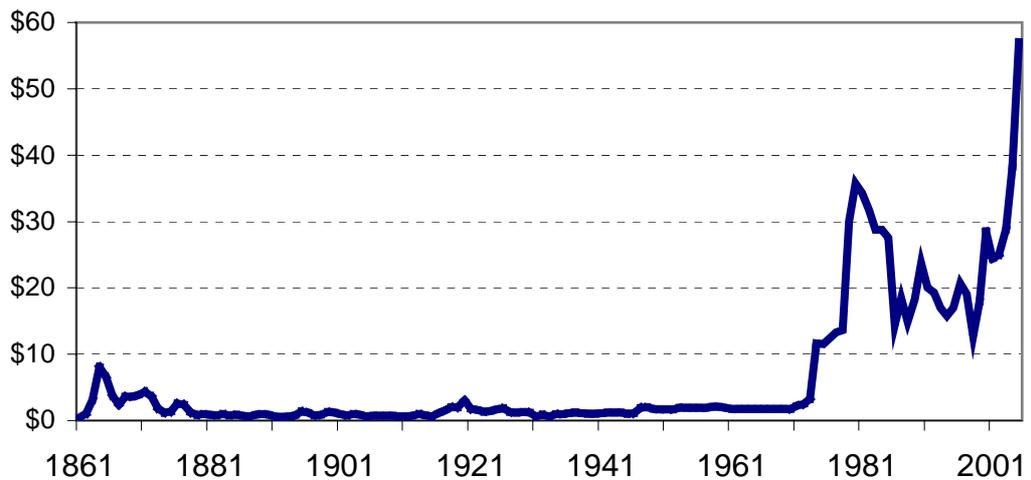


Figura 1: Prezzo del petrolio (\$/bbls)

Il prezzo del greggio ha risentito in una prima fase della crisi in Iraq e successivamente della ripresa dell'attività produttiva mondiale, ma anche della decisione dei Paesi produttori di mantenere le quotazioni su livelli elevati per compensare la perdita di potere d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro. Nei primi mesi del 2004 la crescita dell'economia mondiale, le pressioni speculative, il peggioramento della situazione politica mediorientale e la decisione dei Paesi dell'OPEC di attuare tagli alla produzione hanno determinato ulteriori rialzi fino ai 38 dollari al barile alla fine di maggio. Nonostante l'incremento della produzione OPEC agli inizi di settembre, le quotazioni hanno superato i 50 dollari al barile ad ottobre.

Il petrolio soddisfa oltre il 40% della domanda energetica del Nord America: i suoi consumi sono cresciuti a seguito della ripresa economica che poco ha risentito dell'aumento dei prezzi.

	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota 2003 (%)
Nord America	2721,0	2727,3	0,2	28,0
America centrale e meridionale	454,5	4465,5	2,4	4,8
Europa occidentale*	1793,0	1824,4	1,8	18,7
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	1057,5	1089,0	3,0	11,2
Medio Oriente	416,8	426,8	2,4	4,4
Africa	286,9	299,6	4,4	3,1
Asia e Pacifico	2734,8	2908,4	6,3	29,9
Mondo	9464,5	9741,1	2,9	100,0
di cui: Unione Europea (15)	1471,5	1498,1	1,8	15,4
OCSE	5356,2	5397,9	0,8	55,4
Ex URSS	958,0	987,0	3,0	10,1

Fonte: elaborazioni ENEA su dati BP

* Include i 10 nuovi entrati nella UE
** Bulgaria, Romania

Tabella 1: Consumi di energia primaria per area geografica (Mtep)

	QUOTE PER FONTE (%)					Totale
	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Nucleare	Idro- elettrico	
Nord America	40,1	25,2	22,5	7,4	4,9	100,0
America centrale e meridionale	46,5	21,2	3,8	1,0	27,5	100,0
Europa occidentale*	39,9	23,2	17,9	12,5	6,6	100,0
Ex-URSS, EIT**, Turchia	19,8	50,8	19,3	5,3	4,9	100,0
Medio Oriente	50,4	47,0	2,0	—	0,7	100,0
Africa	40,2	20,1	32,4	1,0	6,3	100,0
Asia e Pacifico	36,1	10,7	44,9	3,6	4,7	100,0
Mondo	37,3	23,9	26,5	6,1	6,1	100,0
di cui: UE (15)	37,3	23,9	26,5	6,1	6,1	100,0
OCSE	42,7	24,3	14,9	13,6	4,6	100,0
Ex URSS	41,2	22,9	21,4	9,4	5,2	100,0
	VARIAZIONE 2003/2002 (%)					
Nord America	2,1	-3,5	2,5	-1,9	-1,7	0,2
America centrale e meridionale	-1,2	8,7	1,1	6,8	4,2	2,4
Europa occidentale*	0,8	4,6	3,5	1,0	-4,7	1,8
Ex-URSS, EIT**, Turchia	1,7	3,0	6,0	3,2	-2,9	3,0
Medio Oriente	0,8	4,0	2,4	—	15,4	2,4
Africa	2,2	8,3	5,8	3,4	0,0	4,4
Asia e Pacifico	4,0	5,6	10,3	-11,0	5,1	6,3
Mondo	2,1	2,0	6,9	-2,0	0,4	2,9
di cui: UE (15)	0,5	4,3	3,7	0,6	-1,4	1,8
OCSE	1,6	0,1	2,7	-3,5	-2,2	0,8
Ex URSS	1,6	2,2	7,3	5,6	-1,0	3,0

Fonte: elaborazioni ENEA su dati BP

* Include i 10 nuovi entrati nella UE
** Economie in Transizione: Bulgaria, Romania

Tabella 2: Energia Primaria: consumo per fonti e aree geografiche. Anno 2003 (%)

La domanda è salita soprattutto in Canada, mentre la crescita è stata inferiore negli Stati Uniti ed in Messico. I consumi di petrolio dell'America centrale e meridionale hanno subito una contrazione dell'1,2%, pesante in Venezuela (-11%) per il blocco della produzione petrolifera; in calo è anche il consumo di petrolio per la generazione di energia elettrica in Brasile e in Cile. I consumi di petrolio nei Paesi dell'Europa occidentale hanno avuto un incremento moderato di appena lo 0,8%; tuttavia, tra i prodotti petroliferi si registra il crescente utilizzo di gasolio per motori diesel e la contestuale riduzione dei consumi di benzina.

I Paesi africani, invece, coprono col petrolio il 40,2% dei loro fabbisogni energetici complessivi, con un incremento del 2,2% rispetto al 2001. Tale crescita proviene dal settore trasporti mentre il consumo rimane sostanzialmente basso nel settore industriale e nella generazione elettrica per la disponibilità di altre fonti energetiche (gas o carbone) e nel residenziale per l'utilizzo di combustibili tradizionali.

La rapida crescita economica registratasi nel 2003 nell'area asiatica (soprattutto in Cina e altre aree del Sud-Est) ha dato un forte impulso alla domanda di prodotti petroliferi, il cui consumo è aumentato del 4% rispetto al 2002 (in Giappone del 2,1%). Le economie dell'area asiatica e del Pacifico coprono attualmente il 28,8% della domanda mondiale di petrolio e potrebbero superare i consumi del Nord America nell'arco del 2004.

La produzione mondiale di petrolio è cresciuta del 3,8% rispetto al 2002. L'incremento ha interessato principalmente i Paesi OPEC, che hanno aumentato la produzione di 91,2 Mt (+6,6%), e i Paesi dell'ex-Unione Sovietica (+10,2%); si è registrata una leggera riduzione per i Paesi non-OPEC (-0,2%). Lo scoppio della guerra in Iraq ha determinato una riduzione

drastica dell'output iracheno (-33,8%), in parte compensato dall'aumento della produzione di Arabia Saudita, Kuwait, Iran ed Emirati Arabi. Crescente importanza nel soddisfare la domanda mondiale sta assumendo la produzione petrolifera di varie zone dell'Africa (+5,5% nel 2003), dove accanto ai tradizionali produttori come Algeria, Libia e Nigeria, se ne affiancano di nuovi come Angola, Repubblica del Congo, Guinea Equatoriale, Sudan e Ciad.

Il **carbone** ha soddisfatto una quota pari al 26,5% del fabbisogno energetico complessivo, rappresentando la seconda fonte di energia a livello mondiale. Mentre in Medio Oriente e in America centrale e meridionale la sua quota non arriva al 4% della domanda energetica regionale, il carbone copre quasi il 45% del fabbisogno energetico complessivo dell'Asia e più del 50% di alcuni Paesi come Cina e India. Nel 2003 il carbone rappresentava il 22,5% del consumo energetico degli Stati Uniti, il 14,9% di quello dell'Unione Europea e il 21,4% di quello dell'ex Unione Sovietica.

I consumi di carbone sono incrementati rispetto all'anno precedente del 6,9%; la variazione più forte nei consumi si è verificata nell'area asiatica e del Pacifico (10,3%), dove in diversi casi (Nuova Zelanda, Hong Kong, Filippine, Cina e Pakistan) si registrano tassi di crescita superiori al 10%; è la Cina a detenere il primato assoluto come utilizzatore di questa fonte energetica col 31% del consumo globale.

L'incremento dei consumi è stato sostanzioso anche in Africa (5,7%), da attribuire quasi esclusivamente al Sud Africa, principale potenza economica e principale produttore di carbone del continente. La crescita della domanda è stata tale da produrre un incremento della quota del carbone sul totale del fabbisogno energetico mondiale. In una fase in cui petrolio e gas seguono

traiettorie di prezzo ascendenti, ciò è dovuto al recupero di competitività dell'industria del carbone che, nell'ultimo decennio, è riuscita a mantenere bassi costi e prezzi, grazie a un continuo, seppur lento, miglioramento delle tecnologie di estrazione, allo sfruttamento delle miniere a cielo aperto, e al minor rischio in termini di sicurezza dell'approvvigionamento.

A fronte dell'incremento della domanda mondiale, la produzione è cresciuta per il terzo anno consecutivo (+5,9% rispetto al 2002), soprattutto per la forte crescita della produzione asiatica (+10,9%, di cui 15,1% è di origine cinese), e dell'ex Unione Sovietica (+6,2%).

Quasi il 24% della domanda energetica mondiale, nel 2003, è stata soddisfatta dal **gas naturale**, con un incremento del 2% rispetto all'anno precedente; si tratta di un tasso che, sebbene coerente con quelli storici per l'ultimo decennio, risulta più basso del tasso di crescita dei consumi energetici globali. Il rallentamento è dipeso dal raggiungimento dei limiti di capacità di offerta in Nord America e dall'innalzamento dei prezzi del gas, dovuto ad una domanda tendenzialmente elevata, che ha favorito la sostituzione di questa fonte con altre più competitive. Tale sostituzione è avvenuta per lo più a vantaggio del carbone. In tutte le altre aree geografiche il tasso di crescita della domanda di gas naturale è stato più rapido di quello della domanda di energia nel suo complesso: America latina ed Africa più dell'8%, Asia 5,6% ed Europa occidentale 4,6%.

La produzione a livello mondiale ha registrato un incremento complessivo del 3,4% rispetto al 2002, nonostante il già citato andamento negativo del Nord America. Negli Stati Uniti, la domanda eccedente la produzione interna o le importazioni via gasdotto da Canada e Messico viene soddisfatta attraverso le importazioni di gas naturale liquefatto (GNL) da Trinidad e

Tobago. La produzione di gas naturale in Europa occidentale è cresciuta di un modesto 0,9%, per l'incremento (+12%) della produzione norvegese; in tutte le altre aree (Olanda, Regno Unito ed Italia) la produzione è in diminuzione dal 2001. In quest'area il divario tra domanda e produzione viene coperto ricorrendo alle importazioni di GNL da Algeria e Africa occidentale, e di gas naturale da Algeria e Russia, la cui produzione è cresciuta del 4,2% coprendo da sola ben il 22% del gas naturale prodotto nel mondo. Significativi incrementi percentuali di produzione sono stati registrati in America centrale e meridionale, e in Africa, dove è stato rilevato un interessante potenziale. Queste ultime due aree coprono assieme ancora meno del 10% della produzione mondiale al 2003.

1.2 La produzione elettrica mondiale

Per quanto riguarda la produzione elettrica mondiale, nel 2003 essa ha seguito esattamente lo stesso *trend* della domanda di energia nel suo insieme, con un tasso di crescita del 2,9%, più basso rispetto a quello del PIL. Le fonti idroelettrica e elettronucleare hanno soddisfatto una quota del fabbisogno mondiale di energia primaria pari al 6,1% ciascuna. La maggior parte della produzione elettronucleare mondiale proviene dai Paesi appartenenti all'OCSE. Nel corso dell'anno si è registrata una sua diminuzione del 2%, soprattutto dovuta alla riduzione della produzione in Giappone (-26,7%) per la necessità di sottoporre a controlli e manutenzione alcune centrali negli ultimi mesi dell'anno, e negli Stati Uniti (-2,1%).

Tali riduzioni sono state solo in parte compensate dall'adozione di programmi nucleari in Argentina e Sud Africa. La produzione idroelettrica

mondiale è dovuta principalmente ai Paesi OCSE, ed è il Nord America, grazie al Canada (1° produttore mondiale) e agli Stati Uniti (3° produttore mondiale), a coprire da solo il 22,5% della produzione complessiva; mentre la quota di produzione dell'Unione Europea è del 11,6% e dell'8,6% quella dei Paesi appartenenti all'ex URSS. Tuttavia nel corso dell'anno l'incremento della produzione è stato solo dello 0,4% a livello mondiale a causa dello scarso afflusso idrico nei bacini.

	Mondo		OCSE		UE-15		Italia	
	2002	2002	2003	2002	2003	2002	2003	
Offerta energia totale	10.230,7	5.345,7	5.390,8	1.489,4	1.513,1	172,7	180,7	
Biomassa	1.117,7	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	
Totale Rinnovabili	1.391,6	316,6	320,3	88,4	93,4	9,6	11,3	
% Rinnovabili	13,60	5,92	5,94	5,94	6,17	5,54	6,24	

Fonte: International Energy Agency

Tabella 3: Contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico (Mtep). Anni 2002-2003

Tra le fonti energetiche ampiamente utilizzate a livello mondiale, soprattutto nei Paesi in via di sviluppo devono essere menzionate le biomasse e i rifiuti. Queste fonti alternative iniziano sempre più spesso a figurare nelle statistiche ufficiali e nei bilanci energetici dei Paesi sviluppati dell'OCSE. Le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) per il 2002 (ultimo anno per cui il dato è disponibile) indicano valori globali di circa 1.117 Mtep, che rappresentano circa il 10,9% del consumo mondiale di energia; poiché tale percentuale è variata di poco negli ultimi anni è verosimile supporre, per il 2003, lo stesso ordine di grandezza (tabella 3).

1.3 Lo sviluppo dell'intensità energetica a livello mondiale

	1995	2000	2001	2002	2003
Nord America	96,7	85,9	83,8	83,1	81,1
America centrale e meridionale	97,7	101,9	101,5	102,8	103,9
Europa occidentale*	91,4	84,4	84,1	82,5	83,2
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	11,5	97,7	94,7	90,9	88,7
Medio Oriente	102,4	103,0	104,2	105,6	103,4
Africa	101,7	94,9	93,0	92,7	93,6
Asia e Pacifico	95,5	79,0	79,4	83,1	84,0
Mondo	92,9	82,0	81,1	81,5	81,2

* Include i 10 nuovi entrati nella UE; ** Bulgaria, Romania
Fonte: elaborazioni ENEA su dati BP

Tabella 4: Intensità energetica per area geografica. Numeri indice 1990=100

L'intensità energetica, ovvero l'energia necessaria all'unità di prodotto lordo (misurato in dollari a prezzi costanti del 1995), è lievemente diminuita a livello mondiale rispetto al 2002, frutto di un diverso andamento a seconda delle aree economiche considerate (tabella 4).

L'intensità energetica risulta in diminuzione nel Nord America, nell'ex Unione Sovietica ed in Medio Oriente, mentre aumenta in Europa occidentale, in Asia, in America centrale e meridionale ed in Africa. In particolare, in Asia l'intensità cresce sia per l'incremento di attività economiche energy-intensive che per l'aumento dei consumi del settore trasporti; in Europa occidentale l'andamento dell'intensità energetica dipende dalla crescita dei consumi nel residenziale e terziario e dalla modesta crescita dell'economia.

In particolare, le conclusioni della COP9, svoltasi in Italia nel dicembre 2003, in merito alla utilizzazione dei crediti di carbonio generati attraverso progetti di afforestazione realizzati nei Paesi in via di sviluppo (progetti

Clean Development Mechanism forestali), consentono un'ampia flessibilità nelle scelte nazionali e favoriscono una significativa riduzione dei costi a parità di quantità di emissioni ridotte.

Inoltre, l'avvio del sistema comunitario di scambi delle quote di emissione di CO₂, istituito attraverso la direttiva 2003/87/CE (direttiva "Emissions Trading") approvata nell'ottobre 2003 e attraverso la cosiddetta direttiva "Linking", potrebbe introdurre ulteriori elementi di flessibilità.

La direttiva 2003/87/CE istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nell'Unione Europea, al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica.

Il sistema può essere sintetizzato nei seguenti elementi.

- Il campo d'applicazione della direttiva è esteso alle attività ed i gas elencati nell'allegato I della direttiva; si tratta, in particolare, delle emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerali, produzione di pasta per carta, carta e cartoni.
- La direttiva prevede un duplice obbligo per gli impianti da essa regolati:
 - la necessità per operare di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra;
 - l'obbligo di rendere alla fine dell'anno un numero di quote (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno.
- Il permesso all'emissione di gas serra viene rilasciato dalle autorità competenti previa verifica da parte delle stesse della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra.

- Le quote d'emissioni vengono rilasciate dalle autorità competenti all'operatore di ciascun impianto regolato dalla direttiva sulla base di un piano di assegnazione nazionale; ogni quota dà diritto al rilascio di una tonnellata di biossido di carbonio equivalente.
- Il piano di assegnazione nazionale viene redatto in conformità ai criteri previsti dall'allegato III della direttiva stessa; questi ultimi includono coerenza con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza; il piano di assegnazione prevede l'assegnazione di quote a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati.
- Una volta rilasciate, le quote possono essere vendute o acquistate; tali transazioni possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla direttiva, sia di soggetti terzi (intermediari, organizzazioni non governative, singoli cittadini); il trasferimento di quote viene registrato nell'ambito di un registro nazionale.
- La resa delle quote d'emissione è effettuata annualmente dagli operatori degli impianti in numero pari alle emissioni reali degli impianti stessi.
- Le emissioni reali utilizzate nell'ambito della resa delle quote da parte degli operatori sono il risultato del monitoraggio effettuato dall'operatore stesso e certificato da un soggetto terzo accreditato dalle autorità competenti.
- La mancata resa di una quota d'emissione prevede una sanzione pecuniaria di 40 euro nel periodo 2005-2007 e di 100 euro nei periodi successivi; le emissioni oggetto di sanzione non sono esonerate dall'obbligo di resa di quote.

La direttiva “Linking”, approvata dal Consiglio e dal Parlamento Europeo pochi mesi dopo l’approvazione della direttiva “Emissions Trading”, regola l’utilizzo dei “crediti di emissione” derivanti da progetti Joint Implementation (JI) e Clean Development Mechanism (CDM) nel mercato europeo delle quote di emissioni di gas serra.

Grazie alla direttiva “Linking” gli operatori degli impianti che ricadono nel campo di azione della direttiva potranno valutare la convenienza di acquisire crediti di emissione attraverso la cooperazione tecnologica internazionale, piuttosto che attraverso interventi sugli impianti eserciti nel mercato interno europeo al fine della restituzione delle quote ad essi assegnate. In questa prospettiva, Joint Implementation e Clean Development Mechanism possono rappresentare una straordinaria “driving force” per il trasferimento di tecnologie “pulite” nei mercati emergenti e per lo sviluppo della cooperazione economica con i nuovi protagonisti dell’economia mondiale.

In definitiva, l’applicazione delle due direttive può rappresentare una svolta dalla tradizionale e consolidata cultura europea di “command and control” ad un approccio orientato verso l’utilizzazione di meccanismi di mercato per l’incentivazione delle migliori tecnologie.

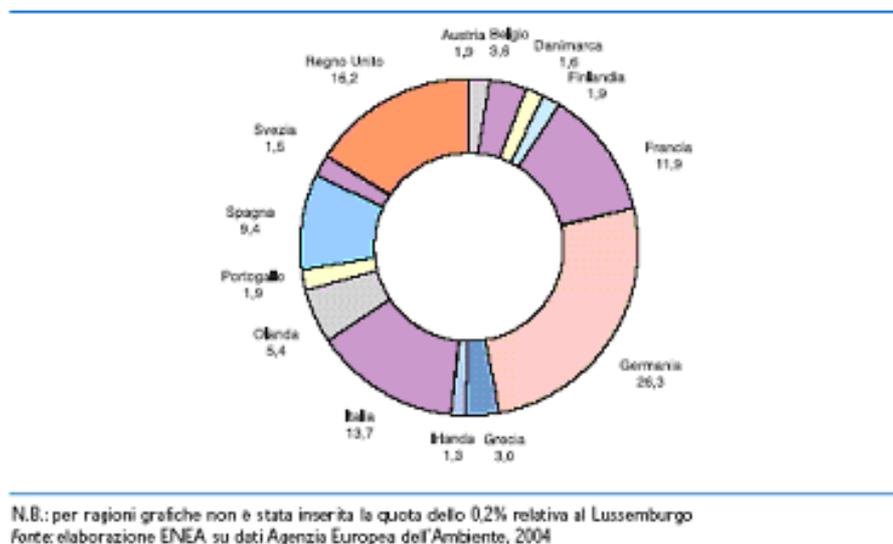


Figura 2: Contributo di ogni paese al totale delle emissioni energetiche di CO2 in Europa. Anno 2002 (%)

Nell'ambito del Protocollo di Kyoto, l'Unione Europea si è assunta l'impegno di ridurre entro il 2010 le proprie emissioni di gas serra per una quota pari all'8% rispetto alle emissioni del 1990. L'attenzione dei governi è rivolta principalmente alle emissioni di CO2 (figura 2), che costituiscono, nell'ambito dei Paesi dell'Annesso 1, più dell'80% delle emissioni di tutti i gas serra.

L'incremento delle emissioni totali di CO2 del sistema energetico dell'Unione Europea registrato nel 2002 è stato leggermente inferiore al 2% rispetto al 1990, mentre l'incremento complessivo di emissioni per l'Italia è stato di un valore superiore di circa il 9%, come mostrato in figura.

1.4 Domanda di energia in Italia

La stagnazione dell'economia italiana e le condizioni climatiche prevalenti (soprattutto un'estate lunga e particolarmente calda) hanno determinato nel

corso del 2003, un innalzamento della domanda complessiva di energia primaria pari al 2,9% e un peggioramento dell'intensità energetica (tabella 6) rispetto all'anno precedente.

Dall'analisi del fabbisogno di energia primaria per fonti, si riscontra una riduzione dei consumi di petrolio e prodotti petroliferi pari all'1,4% ed in parallelo il consolidarsi della tendenza all'aumento dei combustibili fossili, soprattutto del carbone e del gas naturale, il cui fabbisogno cresce rispettivamente dell'8% e del 9,4%, quali fonti sostitutive nella generazione elettrica.

Tra gli impieghi finali di energia, particolarmente importante risulta essere l'incremento per certi versi anomalo dei consumi del settore civile, passato dai 40,5 Mtep del 2002 ai 43,6 Mtep nel 2003 (+8,4%), che comprende sia il settore residenziale sia quello dei servizi, attualmente in continua espansione (tabella 6). La ragione di questa crescita si deve ai fattori climatici (inverno freddo, estate molto calda) e alle conseguenti maggiori necessità di

	2001	2002	2003	2003/2002(%)
Combustibili solidi	13,7	14,2	15,3	8,0
Gas naturale	58,5	58,1	63,1	9,4
Importazioni di energia elettrica (A)	10,7	11,1	11,2	0,6
Petrolio	88,4	91,4	90,2	-1,4
Combustibili a basso costo (orimulsion)	1,7	1,7		
Fonti rinnovabili (A)	13,8	12,6	12,6	-0,3
Totale	186,8	187,6	192,9	2,9
PIL (miliardi di euro in lire 1995)	1.033,0	1.036,7	1.039,4	2,6
Intensità energetica (tep/M€)	180,8	180,9	185,6	2,6

(A) I kWh sono stati trasformati in tep in base alle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico

Fonte: MAP - Bilancio Energetico Nazionale 2003

Tabella 5: Fabbisogno di energia primaria in Italia nel 2001-2003 (Mtep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinno- vabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,6	11,3	5,5	12,1		29,5
Importazione	14,5	51,2	107,4	0,5	11,3	184,9
Esportazione	0,1		22,1	0,0	0,1	22,3
Variazione scorte	-0,3	-1,1	0,6	0,0		-0,8
Disponibilità per il consumo interno	15,3	63,6	90,2	12,6	11,2	192,9
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,5	-6,1	0,0	-44,5	-52,1
Trasformazione in energia elettrica	-10,3	-21,8	-15,4	-10,8	58,3	0,0
Impieghi finali	4,0	41,3	68,7	1,8	25,0	140,8
Industria	3,8	16,8	6,8	0,3	11,9	39,6
Trasporti		0,4	42,4	0,2	0,8	43,8
Usi civili	0,1	23,1	7,4	1,1	11,9	43,6
Agricoltura		0,1	2,6	0,2	0,4	3,3
Usi non energetici	0,1	0,9	6,2			7,2
Bunkeraggi			3,3			3,3

Fonte: MAP - Bilancio Energetico Nazionale 2003

Tabella 6: Bilancio energetico nazionale di sintesi del 2003 (Mtep)

condizionamento degli ambienti, sia a fattori legati al reddito che continuano a favorire l'aumento dei consumi (maggiore penetrazione di elettrodomestici e soprattutto di dispositivi elettronici, crescita della superficie abitativa pro-capite) e infine a fattori sociali. L'incremento dei consumi ha riguardato in particolare quelli di gas naturale (+10,4% rispetto al 2002), di prodotti petroliferi (+7,2%) e di energia elettrica (+5%); in crescita sono risultati anche i combustibili solidi e le rinnovabili. Il consumo del settore dei trasporti, invece, è stato più contenuto, passando dai 42,5 Mtep del 2002 ai 43,8 Mtep del 2003 (+2,3%), a causa dell'approssimarsi di situazioni di saturazione soprattutto nel trasporto su strada. In questo settore i consumi di prodotti petroliferi mostrano una crescita del 2,1% grazie alla crescita del gasolio quale sostituto della benzina. Infine, i consumi del settore industriale hanno avuto un incremento molto modesto: appena l'1,4%.

La figura 7 mostra l'andamento degli indici sintetici di efficienza energetica per macrosettori economici, costruiti utilizzando la base-dati ODYSSEE e considerando come anno base il 1990. Un valore dell'indice inferiore a 100 per l'anno 2000 rappresenta un miglioramento dell'efficienza energetica nel settore considerato.

Nel periodo 1990-2002, l'indicatore di efficienza energetica nei consumi finali, nel residenziale e nei trasporti ha oscillato intorno al valore dell'anno base o tutt'al più è leggermente migliorato. Nel settore terziario, dopo un periodo di peggioramento (dal 1992 al 1999), l'indicatore ha cominciato a migliorare rapidamente negli ultimi tre anni. Nel settore dei trasporti si è avuto un piccolo miglioramento pari al 2,2% nell'arco di tempo considerato. Infine, il settore industriale è l'unico nel quale c'è stato un sia pur lieve peggioramento: l'indicatore è rimasto al di sopra del valore iniziale per tutto il periodo considerato.

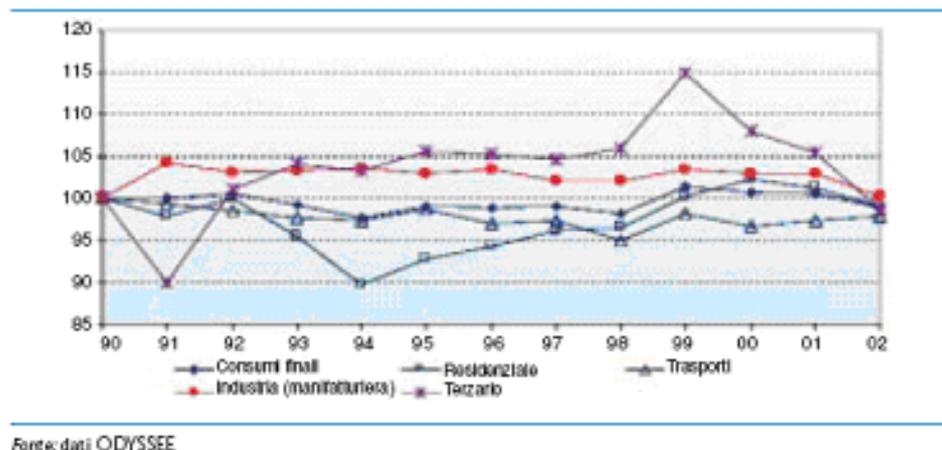


Figura 3: Indici ODEX di efficienza energetica in Italia. Anni 1990-2002 (1990=100)

1.5 Offerta di energia in Italia

Nel 2003, la produzione nazionale di fonti energetiche ha subito una leggera contrazione (-1%) rispetto all'anno precedente.

Una riduzione significativa della produzione ha riguardato il gas naturale (-6,3% rispetto al 2002) mentre più leggera è stata la riduzione che ha coinvolto la produzione di petrolio greggio, dovuto al progressivo esaurirsi dei giacimenti di idrocarburi attualmente in uso. La continuazione del *trend* negativo della produzione nazionale di gas naturale e petrolio ha determinato un aggravamento del livello di dipendenza energetica, passato dall'84,1% del 2002 all'84,6 del 2003 (tabella 7).

L'aumento della dipendenza energetica nel 2003 si è tradotto in un aumento della fattura energetica dell'Italia verso l'estero che, pur beneficiando dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, ha risentito dell'incremento dei volumi importati, in particolare di quelli di gas naturale.

La fattura energetica complessiva (tabella 8) è, pertanto, peggiorata per circa 104 milioni di euro rispetto all'anno precedente, ma nel contempo la fattura petrolifera ha evidenziato una lieve contrazione, dovuta alla svalutazione del dollaro, che ha neutralizzato gli effetti del rialzo delle quotazioni di greggio; la spesa per il gas naturale è aumentata di circa il 9%, passando da 7.921 del 2002 a 8.646 milioni di euro del 2003. Per il 2003, la produzione nazionale ha fatto registrare 5.540 milioni di tonnellate di greggio (pari a circa 110 mila b/g) e 13.996 miliardi Smc di gas naturale, rispettivamente un aumento dell'1% per il petrolio e una diminuzione del 6% per il gas naturale rispetto all'anno precedente.

Il modesto incremento della produzione di petrolio è imputabile alla progressiva entrata a regime della produzione dei giacimenti della Val d'Agri,

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Totale
2000	97,8	77,6	95,1	83,7
2001	96,5	78,2	95,4	83,6
2002	96,0	80,2	94,0	84,1
2003	96,0	81,9	93,9	84,6

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Tabella 7: Italia: dipendenza energetica per fonte. Anni 200-2003 (%)

mentre si è ancora in attesa di avviare le attività di sviluppo delle riserve rinvenute in Basilicata nella Valle del Sauro e Val Calastra (giacimento di Tempa Rossa), dalle quali si attende un ulteriore e significativo contributo alla produzione nazionale. Attualmente, l'82% della produzione di greggio è insediato in terraferma, mentre la restante produzione proviene dalle zone marine. Le importazioni di greggio sono aumentate del 4,1% rispetto al 2002; a tale aumento corrisponde però una sensibile flessione nel volume di importazioni di semilavorati, pari a 7,4 milioni di tonnellate (-6,6%), di prodotti finiti (-2,2%) e di emulsioni di greggio pesante o orimulsion (-18,1%).

L'approvvigionamento di prodotti petroliferi è avvenuto per il 70% dal Medio Oriente e dal Nord Africa e per il restante 30% dalla Federazione Russa e dagli altri Paesi europei.

Per il gas naturale, il 2003 ha confermato il declino della produzione nazionale iniziato dal 1994. Il maggior contributo alla produzione nazionale proviene dal Mare Adriatico, che detiene anche il 46% delle riserve nazionali. Poiché negli ultimi anni il gas naturale è divenuto la fonte di energia più utilizzata per produrre energia elettrica (dal 16% nel 1992 si è

passati al 40,6% nel 2003), il ricorso alle importazioni è in aumento, coprendo nel 2003 ben l'80% del fabbisogno.

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Combustibili solidi	990	783	753	996	1.223	1.142	1.129
Gas naturale	2.661	3.424	3.642	7.834	8.782	7.921	8.646
Petrolio	9.023	7.312	9.653	18.651	15.985	15.511	15.003
Altre	1.563	1.459	1.418	1.524	1.751	1.867	1.767
Totale	14.237	12.978	15.466	29.005	27.741	26.441	26.545

Fonte: Unione Petrolifera

Tabella 8: Italia: la stima della “fattura energetica”. Anni 1995-2003 (milioni di euro)

	2002	2003	Variazione 2002/03 (%)
Produzione idroelettrica lorda	47.262	44.277	-6,3
Produzione termoelettrica lorda	231.069	242.784	5,1
Produzione geotermoelettrica	4.662	5.341	14,5
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.408	1.463	3,9
Totale produzione lorda	284.401	293.865	3,3
Consumi servizi ausiliari	13.619	13.682	0,5
Totale produzione netta	270.783	280.183	3,5
Energia destinata ai pompaggi	10.654	10.492	-1,5
Produzione netta destinata al consumo	260.129	269.691	3,7
Importazioni	51.519	51.486	-0,1
Esportazione	922	518	-43,8
Richiesta totale Italia	310.726	320.659	3,2
Perdite	19.766	20.870	4,5
Totale consumi	290.960	299.789	2,8

Fonte: GRTN (dati provvisori 2003)

Tabella 9: Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2002-2003 (GWh)

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale, le cui attività estrattive, sospese nel 1972, sono riprese nel 1997 nel quadro del Piano di disinquinamento del territorio stesso. Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono aumentate dell'11% circa, passando dai 19,8 milioni di

tonnellate del 2002 ai 22,1 milioni di tonnellate del 2003: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore (+13%) e da altre tipologie di carboni (+32%), mentre il carbone da coke ha fatto registrare un calo del 9%; minima è stata l'attività di esportazione di combustibili solidi, indirizzate verso i Paesi UE ed il resto verso Paesi terzi, da ascrivere per oltre l'86% al flusso di coke metallurgico.

Nel 2003, la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata di 320.659 GWh, il 3,2% in più dell'anno precedente (tabella 10). La richiesta suddetta è stata soddisfatta per l'84,1% con produzione nazionale, che è cresciuta del 3,3% rispetto al 2002, e per il 15,9% dal saldo fra import ed export con l'estero, di poco superiore (+0,7%) al valore del 2002.

La produzione lorda nazionale proviene per il 15,1% da fonti idrica, l'82,6% da quella termica e il 2,3% da geotermica e rinnovabili (escluse le biomasse). La provenienza da fonte termica è aumentata (+5,1%) per fare fronte alla maggiore richiesta sulla rete ed al contemporaneo minore contributo di quella idrica (-6,3%).

Fonti energetiche	1995	2000	2001	2002	2003
Iidroelettrica ¹	8.312	9.725	10.298	8.694	8.068
Eolica	2	124	259	309	321
Solare fotovoltaico	3	4	4	4	5
Solare termico	7	11	11	14	16
Geotermia	969	1.248	1.204	1.239	1.388
Rifiuti	97	461	721	818	1.038
Legna e assimilati ²	1.976	2.344	2.475	2.489	2.782
Biocombustibili	65	66	87	94	177
Biogas	29	162	196	270	296
Totale	11.460	14.144	15.255	13.931	14.092
di cui non tradizionali ³	1.247	2.017	2.519	2.932	3.536

¹ Solo elettricità da apporti naturali valutata a 2200 kcal/kWh
² Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni
³ Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa legna da ardere), biocombustibili, biogas
* Inoltre, da considerare 9,8 TWh prodotti da reflui industriali che corrispondono a 2,1 Mtep sostituiti (dati GRITN)

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

*Tabella 10: Energia da fonti energetiche rinnovabili in Italia in equivalente fossile sostituito (Ktep)**

L'energia da fonte geotermica e rinnovabile ha subito un buon incremento (+11,4%), ma rimane comunque quasi invariato (+0,2%) il contributo al fabbisogno totale.

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto, dal 1995 al 2003, del 23% circa (in media +2,9% ogni anno), e allo stesso tempo l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è quasi triplicata, passando da poco più del 10% a oltre il 25% del totale delle rinnovabili (tabella 11).

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta nel 2003 a circa 48 TWh, pari al 14% del consumo interno lordo¹ di energia elettrica e a più del 16% della produzione lorda interna (293,9 TWh).

Rispetto all'anno precedente, si assiste ad una contrazione della produzione di elettricità da FER imputabile esclusivamente al ridotto contributo della

fonte idroelettrica. Tutte le altre fonti energetiche rinnovabili hanno fatto registrare tassi di incremento annui positivi (tabella 11).

La produzione di calore da FER proviene principalmente:

- da collettori solari termici (stimata in 673 TJ nel 2003);
- dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica (8.900 TJ);
- da impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati principalmente in Lombardia, in Piemonte e in Trentino Alto Adige (circa 1.200 TJ nel 2003);

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Idroelettrico	37.781	41.213	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674
Idroelettrico <10 MW	7.440	8.320	8.602	8.117	8.657	8.048	7.192
Idroelettrico >10 MW	30.341	32.893	36.756	36.088	38.154	31.472	29.483
Eolico	10	231	403	563	1.179	1.404	1.458
Solare fotovoltaico*	13	14	15	16	16	18	23
Geotermoelettrico	3.436	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341
Rifiuti solidi urbani	168	464	653	804	1.259	1.428	1.812
Legna	116	271	587	537	644	1.052	1.648
Biogas	103	494	583	566	684	943	1.033
A - Totale	41.627	46.901	52.002	51.396	55.100	49.027	47.989
B - Consumo interno lordo (TWh)	279	301	308	321	327	336	345
A/B (%)	15	16	17	16	17	15	14

* Stime ENEA

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRNT

Tabella 11: Energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 1995-2003 (GWh)

- da impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (39.600 TJ);
- da calore recuperato in impianti di termotrattamento di rifiuti solidi urbani (stimato in quasi 5.700 TJ nel 2003);
- da impianti industriali, collegati alla rete elettrica, che bruciano legna e residui legnosi per la produzione di elettricità e recuperano calore in cogenerazione (più di 5.400 TJ nel 2003);

- da impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a biogas che recuperano calore in cogenerazione (più di 1.600 TJ nel 2003).

L'apporto di gran lunga più importante proviene però dall'utilizzo della legna da ardere nel settore civile (46.055 TJ nel 2003). Tale dato tiene conto della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali. Gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfuggono però alle rilevazioni ufficiali. Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta, per conto dell'ENEA, da una società specializzata, ha indicato un consumo sostituito di circa 14 Mt di legna da ardere nelle abitazioni (149.900 TJ nel 2002) alimentato prevalentemente da materiale non commerciale.

Negli ultimi anni, per il riscaldamento nel settore civile, si registra un crescente utilizzo di legno sminuzzato e di legno pastigliato in impianti automatizzati; questi impianti sono alimentati sia con prodotti già disponibili (ad esempio sansa esausta), sia con scarti di segherie, sia con materiale importato (si valuta una produzione nazionale nel 2001 di 70.000 tonnellate di pastiglie su un consumo di circa 100.000 tonnellate).

	Potenza lorda prodotta		Potenza assorbita		Potenza netta prodotta	Saldo scambi estero	Potenza richiesta
	Idrica	Termica	Servizi ausiliari	Pompaggi			
NW							
15 Gennaio							
1	2.143	26.611	1.241	3.044	24.469	6.021	30.490
2	2.137	26.500	1.248	4.030	23.359	5.858	29.217
3	2.115	26.361	1.247	4.412	22.817	5.901	28.718
4	2.132	26.478	1.264	4.544	22.802	5.827	28.629
5	2.142	26.723	1.273	4.348	23.244	6.041	29.285
6	2.201	27.754	1.303	2.693	25.959	6.154	32.113
7	4.110	30.691	1.421	676	32.704	6.019	38.723
8	8.143	33.356	1.602	9	39.888	6.078	45.966
9	10.779	33.915	1.653	9	43.032	5.832	48.864
10	11.707	33.587	1.648	9	43.637	5.957	49.594
11	11.740	33.158	1.621	9	43.268	6.030	49.298
12	9.860	33.208	1.605	9	41.454	5.777	47.231
13	6.742	33.151	1.553	9	38.331	5.904	44.235
14	8.041	33.191	1.578	9	39.645	5.948	45.593
15	9.195	33.055	1.599	9	40.642	5.911	46.553
16	9.854	33.020	1.610	9	41.255	5.943	47.198
17	10.630	33.809	1.647	9	42.783	5.741	48.524
18	12.100	34.703	1.696	9	45.098	5.932	51.030
19	11.313	33.597	1.634	9	43.267	6.133	49.400
20	8.614	33.290	1.581	9	40.314	5.942	46.256
21	6.510	33.028	1.541	9	37.988	5.438	43.426
22	4.131	31.682	1.455	9	34.349	5.314	39.663
23	2.693	29.602	1.362	415	30.518	5.561	36.079
24	2.554	27.751	1.293	2.373	26.639	5.885	32.524
19 Febbraio							
1	1.955	27.225	1.301	3.725	24.154	6.461	30.615
2	1.917	26.807	1.271	4.176	23.277	6.202	29.479
3	1.895	26.252	1.249	4.244	22.654	6.412	29.066
4	1.885	25.907	1.245	4.197	22.350	6.797	29.147
5	1.900	26.683	1.252	3.969	23.362	6.406	29.768
6	1.964	28.228	1.323	2.913	25.956	6.608	32.564
7	3.181	30.845	1.432	526	32.068	6.618	38.686
8	6.486	34.818	1.670	6	39.628	6.292	45.920
9	9.285	35.661	1.745	3	43.198	6.014	49.212
10	10.140	35.721	1.749	3	44.109	6.147	50.256
11	9.719	35.621	1.742	3	43.595	6.309	49.904
12	7.944	35.676	1.721	3	41.896	6.051	47.947
13	5.523	35.155	1.663	3	39.082	6.012	45.024
14	6.471	35.166	1.679	3	39.955	6.251	46.206
15	7.256	35.336	1.687	3	40.902	6.290	47.192
16	7.525	35.262	1.691	3	41.093	6.338	47.431
17	8.182	34.927	1.670	3	41.436	6.011	47.447
18	10.353	34.887	1.690	3	43.547	6.208	49.755
19	10.005	35.980	1.741	3	44.241	6.025	50.266
20	7.288	35.599	1.697	3	41.187	5.817	47.004
21	5.628	33.682	1.582	3	37.725	6.332	44.057
22	3.640	32.106	1.494	37	34.215	6.215	40.430
23	2.176	30.540	1.396	435	30.885	5.980	36.865
24	1.999	28.342	1.314	2.192	26.835	6.365	33.200

19 Marzo							
1	1.753	26.490	1.211	2.980	24.052	6.359	30.411
2	1.717	26.594	1.240	4.131	22.940	6.116	29.056
3	1.699	26.308	1.220	4.334	22.453	6.221	28.674
4	1.668	26.305	1.220	4.396	22.437	6.087	28.524
5	1.694	26.704	1.244	4.308	22.846	6.311	29.157
6	1.865	28.100	1.281	3.057	25.627	6.180	31.807
7	3.098	29.705	1.356	1.612	29.835	6.455	36.290
8	6.514	32.642	1.540	5	37.611	6.223	43.834
9	9.357	32.920	1.585	5	40.687	5.730	46.417
10	9.133	33.434	1.600	5	40.962	5.944	46.906
11	8.951	33.084	1.571	5	40.459	6.428	46.887
12	7.926	32.757	1.529	5	39.149	6.090	45.239
13	5.071	32.685	1.487	5	36.264	6.077	42.341
14	5.846	32.874	1.510	6	37.204	6.270	43.474
15	6.593	33.123	1.542	24	38.150	6.487	44.637
16	6.879	33.069	1.546	11	38.391	6.332	44.723
17	8.007	31.584	1.507	5	38.079	6.100	44.179
18	8.130	30.828	1.478	5	37.475	6.532	44.007
19	10.069	32.357	1.572	5	40.849	6.637	47.486
20	7.286	32.951	1.566	6	38.665	6.630	45.295
21	4.893	32.481	1.507	6	35.861	6.629	42.490
22	3.186	30.939	1.410	6	32.709	6.349	39.058
23	2.090	28.478	1.286	317	28.965	7.005	35.970
24	1.884	27.380	1.248	2.236	25.780	6.705	32.545
16 Aprile							
1	1.701	25.837	1.179	3.019	23.340	6.647	29.987
2	1.659	25.771	1.180	3.830	22.420	6.508	28.928
3	1.627	25.302	1.158	3.962	21.809	6.726	28.535
4	1.620	25.425	1.167	4.189	21.689	6.696	28.385
5	1.699	25.731	1.180	4.157	22.093	7.003	29.096
6	1.836	26.929	1.226	3.044	24.495	7.119	31.614
7	2.443	29.336	1.326	1.496	28.957	6.974	35.931
8	5.334	32.087	1.481	5	35.935	7.106	43.041
9	8.491	32.254	1.531	5	39.209	6.699	45.908
10	8.780	32.349	1.539	5	39.585	6.701	46.286
11	8.225	32.291	1.529	5	38.982	6.745	45.727
12	7.116	32.420	1.516	5	38.015	6.481	44.496
13	4.190	32.365	1.477	6	35.072	6.601	41.673
14	5.239	32.391	1.488	5	36.137	6.820	42.957
15	6.440	32.487	1.515	5	37.407	6.694	44.101
16	6.464	32.717	1.519	5	37.657	6.626	44.283
17	5.826	32.520	1.496	5	36.845	6.653	43.498
18	4.378	32.114	1.456	5	35.031	6.690	41.721
19	3.777	31.825	1.430	5	34.167	6.721	40.888
20	4.874	32.078	1.456	6	35.490	6.752	42.242
21	4.801	32.026	1.451	6	35.370	6.664	42.034
22	2.765	31.124	1.385	19	32.485	6.489	38.974
23	1.935	28.436	1.247	227	28.897	6.682	35.579
24	1.671	27.345	1.192	1.688	26.136	6.184	32.320

MW**21 Maggio**

1	3.362	24.555	1.140	2.785	23.992	6.099	30.091
2	3.283	24.345	1.136	3.421	23.071	5.962	29.033
3	3.232	24.255	1.135	3.745	22.607	5.867	28.474
4	3.254	24.305	1.144	3.785	22.630	5.698	28.328
5	3.293	24.567	1.156	3.772	22.932	5.915	28.847
6	3.559	24.877	1.166	3.545	23.725	6.077	29.802
7	5.414	26.374	1.233	1.732	28.823	5.834	34.657
8	7.687	29.267	1.387	2	35.565	6.117	41.682
9	9.523	30.791	1.404	2	38.828	5.832	44.660
10	10.525	30.806	1.505	2	39.824	5.919	45.743
11	10.449	30.689	1.497	2	39.639	5.889	45.528
12	9.590	30.465	1.475	2	38.578	5.610	44.188
13	7.133	30.234	1.438	2	35.927	5.868	41.795
14	8.657	30.280	1.461	2	37.474	5.829	43.303
15	9.403	30.592	1.481	2	38.512	5.879	44.391
16	9.432	30.530	1.475	2	38.485	6.065	44.550
17	9.257	30.454	1.477	2	38.232	5.801	44.033
18	7.989	29.949	1.443	2	36.493	5.978	42.471
19	6.597	29.953	1.428	2	35.120	5.937	41.057
20	6.396	29.169	1.383	3	34.179	5.625	39.804
21	7.041	28.813	1.370	3	34.481	5.960	40.441
22	5.272	28.455	1.318	3	32.406	5.659	38.065
23	3.856	26.556	1.191	17	29.204	6.038	35.242
24	3.256	25.368	1.146	1.104	26.374	5.823	32.197

18 Giugno

1	4.086	29.750	1.446	3.775	28.615	5.600	34.215
2	3.963	28.376	1.363	4.018	26.958	5.730	32.688
3	3.919	28.264	1.359	4.381	26.443	5.661	32.104
4	3.909	28.058	1.354	4.537	26.076	5.708	31.784
5	3.951	28.357	1.371	4.513	26.424	5.688	32.112
6	4.089	28.716	1.385	4.444	26.976	5.887	32.863
7	5.798	30.225	1.459	2.637	31.920	5.831	37.751
8	8.108	32.476	1.574	90	38.913	5.808	44.721
9	10.362	33.835	1.673	5	42.519	5.756	48.275
10	12.348	33.984	1.711	5	44.616	5.673	50.289
11	12.698	34.087	1.726	5	45.054	5.533	50.587
12	12.432	34.201	1.731	5	44.897	5.026	49.923
13	9.763	34.485	1.715	5	42.528	5.140	47.668
14	10.642	34.303	1.722	5	43.218	5.438	48.656
15	11.217	34.276	1.725	5	43.763	5.973	49.736
16	12.269	33.805	1.728	5	44.341	5.787	50.128
17	12.244	33.894	1.729	5	44.404	5.475	49.879
18	9.956	33.737	1.693	5	41.995	5.710	47.795
19	8.988	32.906	1.641	5	40.248	5.603	45.851
20	7.425	32.541	1.594	6	38.366	5.406	43.772
21	7.044	32.086	1.566	6	37.558	5.428	42.986
22	5.957	31.650	1.523	6	36.078	5.607	41.685
23	5.368	30.031	1.433	140	33.826	5.652	39.478
24	4.281	29.280	1.394	1.308	30.859	5.568	36.427

16 Luglio							
1	2.737	31.466	1.440	3.266	29.407	5.779	35.276
2	2.623	30.659	1.397	3.875	28.010	5.701	33.711
3	2.688	30.031	1.371	4.025	27.323	5.670	32.993
4	2.663	30.274	1.389	4.577	26.971	5.854	32.825
5	2.677	30.496	1.395	4.527	27.251	5.820	33.071
6	2.914	30.917	1.411	4.040	28.380	5.756	34.136
7	4.498	32.272	1.468	2.536	32.766	5.857	38.623
8	6.244	35.483	1.647	193	39.887	5.825	45.712
9	9.237	35.909	1.675	4	43.467	5.604	49.071
10	11.267	36.066	1.721	2	45.610	5.609	51.219
11	11.798	36.075	1.722	2	46.149	5.671	51.820
12	11.516	36.010	1.713	2	45.811	5.349	51.160
13	9.233	35.627	1.667	2	43.191	5.903	49.094
14	10.609	35.622	1.690	2	44.539	5.790	50.329
15	11.043	35.938	1.703	2	45.276	5.719	50.995
16	11.210	35.953	1.704	2	45.457	5.742	51.199
17	10.899	36.132	1.706	2	45.323	5.638	50.961
18	9.202	36.190	1.680	2	43.710	5.421	49.131
19	7.520	36.171	1.664	2	42.025	5.499	47.524
20	6.508	35.375	1.632	3	40.248	5.257	45.505
21	6.142	35.071	1.604	3	39.606	5.537	45.143
22	5.141	34.896	1.566	3	38.468	5.499	43.967
23	3.752	33.510	1.456	273	35.533	6.140	41.673
24	3.119	32.752	1.428	1.430	33.013	5.680	38.693
20 Agosto							
1	2.360	26.931	1.260	3.358	24.673	3.836	28.509
2	2.322	26.192	1.229	3.615	23.670	3.423	27.093
3	2.285	25.111	1.174	3.542	22.680	3.750	26.430
4	2.286	24.971	1.164	3.648	22.445	3.592	26.037
5	2.285	25.155	1.171	3.619	22.650	3.597	26.247
6	2.367	25.981	1.214	3.501	23.633	3.631	27.264
7	2.651	26.267	1.218	2.753	24.947	3.430	28.377
8	3.077	27.851	1.285	1.359	28.284	3.681	31.965
9	4.408	28.510	1.316	2	31.600	3.550	35.150
10	6.128	28.567	1.341	2	33.352	3.278	36.630
11	6.436	28.596	1.354	2	33.676	3.388	37.064
12	6.631	28.691	1.358	2	33.962	3.526	37.488
13	6.217	28.449	1.341	2	33.323	3.501	36.824
14	5.821	28.613	1.354	2	33.078	3.404	36.482
15	5.843	28.426	1.345	2	32.922	3.382	36.304
16	5.970	28.210	1.341	2	32.837	3.687	36.524
17	6.390	28.091	1.343	2	33.136	3.575	36.711
18	5.964	28.198	1.342	2	32.818	3.478	36.296
19	5.757	28.185	1.340	2	32.600	3.483	36.083
20	5.639	28.419	1.352	3	32.703	3.539	36.242
21	6.621	28.656	1.377	3	33.897	3.585	37.482
22	4.410	28.464	1.345	3	31.526	3.723	35.249
23	2.598	28.075	1.309	10	29.354	3.536	32.890
24	2.373	27.956	1.324	2.004	27.001	3.343	30.344

MW

17 Settembre

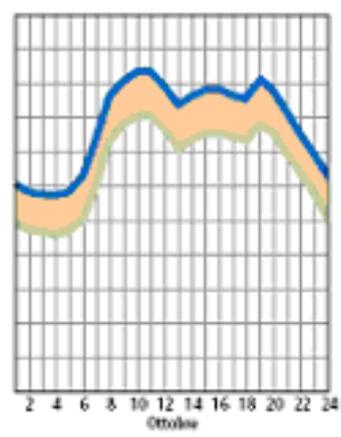
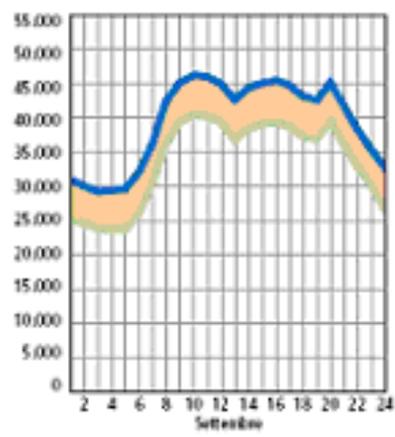
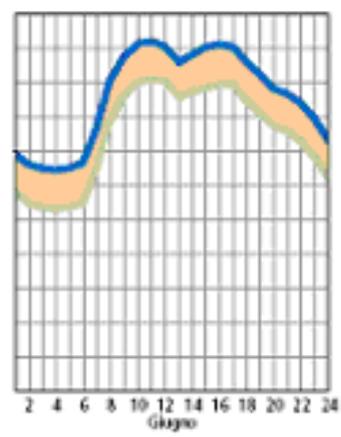
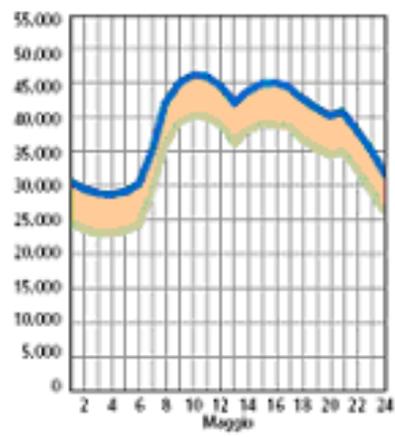
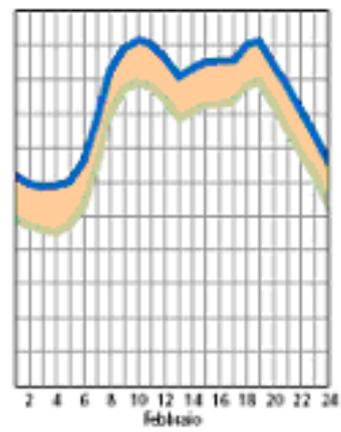
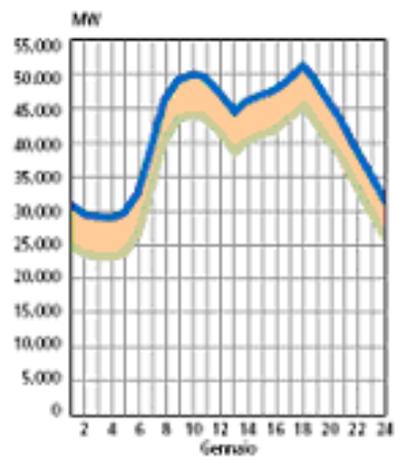
1	1.354	28.189	1.271	3.695	24.577	5.914	30.491
2	1.328	27.972	1.263	4.040	23.997	5.565	29.562
3	1.324	27.239	1.231	4.033	23.299	5.471	28.770
4	1.323	26.791	1.210	3.809	23.095	5.861	28.956
5	1.335	26.862	1.221	3.781	23.195	5.997	29.192
6	1.407	28.804	1.296	3.287	25.628	6.057	31.685
7	1.987	30.904	1.398	1.573	29.920	5.944	35.864
8	3.899	33.389	1.532	7	35.729	6.291	42.020
9	6.894	33.711	1.601	5	38.999	5.798	44.797
10	7.831	33.797	1.610	2	40.016	5.860	45.876
11	7.870	33.602	1.604	2	39.866	5.821	45.687
12	6.990	33.636	1.575	2	39.049	5.662	44.711
13	4.697	33.139	1.538	2	36.296	6.003	42.299
14	6.575	32.900	1.560	2	37.913	5.949	43.862
15	7.090	33.137	1.574	2	38.651	6.019	44.670
16	7.314	33.227	1.577	2	38.962	6.149	45.111
17	6.608	33.389	1.568	2	38.407	6.146	44.553
18	4.796	33.642	1.556	2	36.880	5.938	42.818
19	4.268	33.800	1.550	2	36.516	5.727	42.243
20	6.435	34.048	1.580	3	38.900	5.773	44.673
21	4.193	33.520	1.538	3	36.172	5.809	41.981
22	2.059	32.567	1.479	190	32.954	5.476	38.430
23	1.515	32.193	1.490	2.092	30.126	5.284	35.410
24	1.435	29.609	1.354	2.674	27.016	5.646	32.662

15 Ottobre

1	1.434	28.004	1.272	3.970	24.196	5.757	29.953
2	1.377	27.221	1.240	4.127	23.231	5.589	28.820
3	1.333	26.985	1.224	4.136	22.958	5.502	28.460
4	1.331	26.490	1.212	4.117	22.492	5.863	28.355
5	1.285	27.167	1.232	4.186	23.034	5.814	28.848
6	1.338	28.622	1.298	3.901	24.761	6.351	31.112
7	2.092	31.090	1.393	2.104	29.685	6.904	36.589
8	4.760	33.042	1.485	7	36.310	6.599	42.909
9	6.606	33.724	1.543	6	38.781	6.236	45.017
10	7.958	33.413	1.552	4	39.815	6.713	46.528
11	8.379	33.262	1.554	2	40.085	6.456	46.541
12	6.544	33.091	1.535	2	38.098	6.318	44.416
13	4.001	32.822	1.492	8	35.323	6.403	41.726
14	5.096	32.725	1.504	7	36.310	6.501	42.811
15	5.704	33.233	1.533	75	37.329	6.473	43.802
16	6.066	32.993	1.539	80	37.440	6.557	43.997
17	6.687	31.825	1.473	78	36.961	6.097	43.058
18	7.640	30.052	1.390	76	36.226	6.195	42.421
19	8.333	31.775	1.488	2	38.618	6.764	45.382
20	5.813	33.454	1.541	3	37.723	6.147	43.870
21	4.284	32.037	1.465	3	34.853	6.123	40.976
22	2.197	31.140	1.387	30	31.920	5.675	37.595
23	1.658	29.661	1.332	1.045	28.942	5.733	34.675
24	1.438	28.130	1.264	1.999	26.305	5.433	31.738

19 Novembre							
1	1.819	27.897	1.295	3.768	24.653	5.443	30.096
2	1.752	27.670	1.275	3.597	24.550	4.680	29.230
3	1.734	26.712	1.233	3.788	23.425	5.239	28.664
4	1.760	26.917	1.247	4.031	23.399	5.317	28.716
5	1.744	27.709	1.290	4.215	23.948	5.459	29.407
6	1.794	29.216	1.330	3.494	26.186	6.067	32.253
7	2.725	31.178	1.399	1.219	31.285	6.569	37.854
8	5.540	33.901	1.558	2	37.881	6.578	44.459
9	8.048	34.221	1.600	2	40.667	5.969	46.636
10	8.754	34.173	1.601	2	41.324	6.507	47.831
11	8.851	33.903	1.590	2	41.162	6.555	47.717
12	7.917	33.568	1.572	2	39.911	6.094	46.005
13	5.313	33.432	1.526	2	37.217	5.987	43.204
14	6.340	33.856	1.560	2	38.637	6.066	44.703
15	6.993	34.399	1.600	5	39.787	6.094	45.881
16	7.727	34.638	1.621	2	40.742	6.159	46.901
17	10.175	35.080	1.666	2	43.587	5.956	49.543
18	10.472	35.262	1.673	2	44.059	5.674	49.733
19	9.253	34.927	1.627	2	42.551	5.609	48.160
20	6.053	34.569	1.570	3	39.049	6.062	45.111
21	4.394	33.555	1.504	3	36.442	5.763	42.205
22	3.228	31.382	1.381	37	33.192	5.476	38.668
23	2.122	29.779	1.303	152	30.446	5.070	35.516
24	1.911	28.859	1.285	1.577	27.908	4.461	32.369
17 Dicembre							
1	1.676	29.187	1.347	3.916	25.600	4.973	30.573
2	1.669	28.192	1.285	4.368	24.208	5.010	29.218
3	1.676	27.787	1.268	4.805	23.390	5.319	28.709
4	1.701	28.062	1.282	4.788	23.693	4.982	28.675
5	1.679	28.406	1.293	4.608	24.184	5.310	29.494
6	1.820	29.413	1.328	3.317	26.588	5.782	32.370
7	2.851	32.594	1.464	1.046	32.935	6.410	39.345
8	5.676	35.619	1.619	8	39.668	6.261	45.929
9	8.202	35.813	1.646	8	42.361	5.803	48.164
10	9.000	35.902	1.657	8	43.237	5.808	49.045
11	9.199	35.519	1.638	8	43.072	5.824	48.896
12	7.668	35.277	1.621	8	41.316	5.799	47.115
13	4.861	34.892	1.574	11	38.168	5.818	43.986
14	6.154	35.053	1.601	11	39.595	5.814	45.409
15	7.118	35.232	1.625	11	40.714	6.278	46.992
16	7.628	35.865	1.656	11	41.826	6.130	47.956
17	10.798	36.398	1.724	11	45.461	5.910	51.371
18	10.128	36.890	1.738	8	45.272	5.967	51.239
19	9.391	35.865	1.677	11	43.568	6.131	49.699
20	6.793	35.721	1.643	12	40.859	6.020	46.879
21	4.663	35.268	1.594	12	38.325	5.989	44.314
22	2.981	33.800	1.507	17	35.257	5.433	40.690
23	1.968	31.636	1.415	81	32.108	4.735	36.843
24	1.846	29.640	1.325	1.728	28.433	4.619	33.052

Tabella 12: Potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 3° mercoledì di ciascun mese del 2003



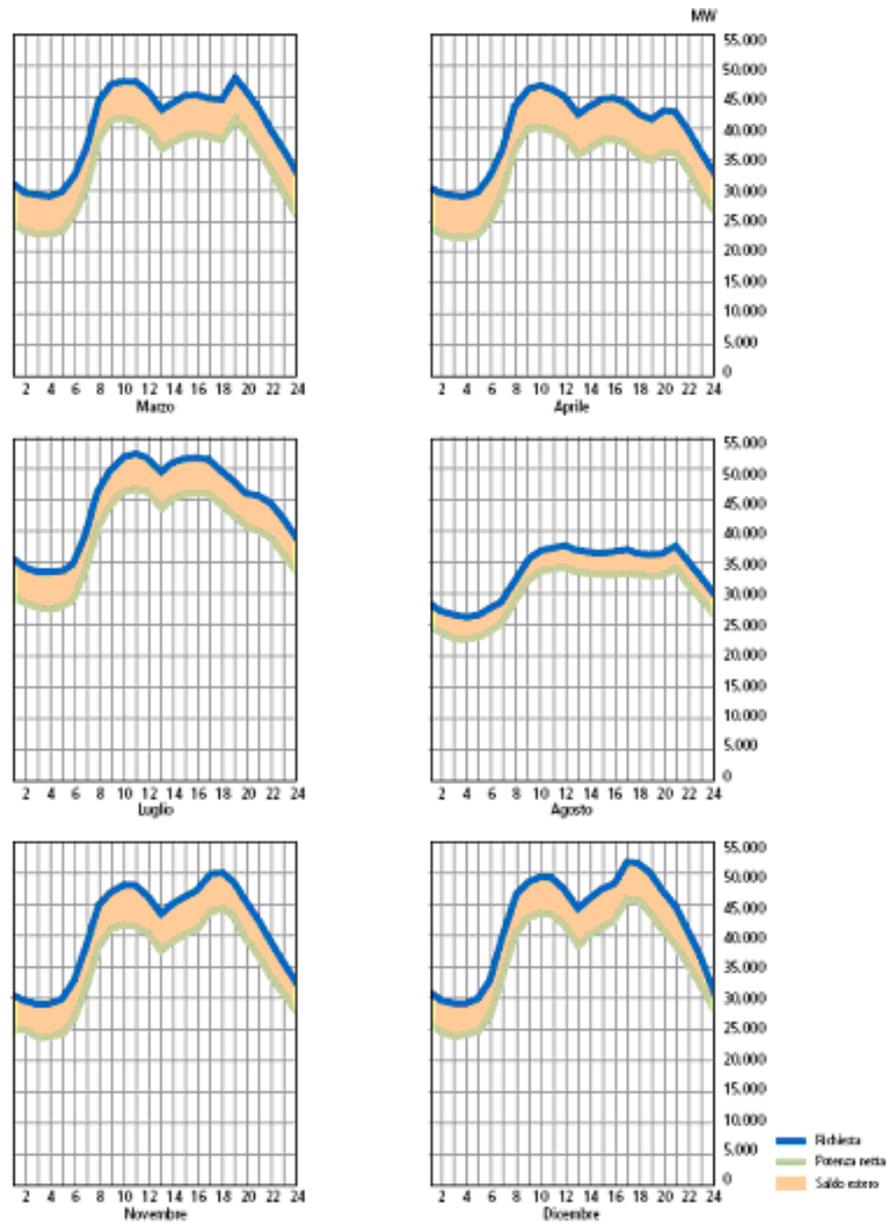


Figura 4: Diagramma giornaliero della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 3° mercoledì di ciascun mese del 2003

2 SCENARI ENERGETICI ITALIANI

I modelli ingegneristici tradizionali (cosiddetti bottom-up) di ottimizzazione del sistema energetico hanno il grande pregio di descrivere il sistema in modo dettagliato dal punto di vista tecnologico, ma hanno il limite di non considerare le interazioni energia/economia (la domanda dei servizi energetici è indipendente dai prezzi). E questo impedisce ad esempio di analizzare l'impatto delle variazioni dei prezzi dell'energia sulla crescita economica. L'unione *formale* (hard linking) di modelli macroeconomici di crescita e modelli tecnologici permette invece di coniugare tutti gli aspetti positivi dei modelli tecnologici con la possibilità di tenere conto delle interazioni tra settore energetico e sistema economico. Questo è quello che avviene nel MARKAL-MACRO, che integra in un solo modello il modello neoclassico di crescita economica MACRO con il modello tecnologico MARKAL. Il modello MARKAL-MACRO Italia rappresenta l'evoluzione del sistema economico-energetico italiano fino al 2030.

2.1 *Gli Scenari*

Con il suddetto modello si sono costruiti quattro scenari diversi, uno scenario tendenziale e tre scenari alternativi.

- 1. Lo scenario tendenziale:** L'evoluzione tendenziale del sistema è stata definita a partire da un confronto con esperti del settore. Dello scenario tendenziale vengono descritte le caratteristiche principali, in termini di evoluzione del bilancio energetico, di impatto ambientale dei consumi energetici, di sicurezza energetica del paese. Ne viene poi

valutata e discussa la plausibilità, analizzando l'andamento nello scenario di alcuni indicatori e confrontandolo con lo scenario tendenziale contenuto nella delibera CIPE del dicembre 2002 e con uno scenario elaborato per l'Italia dalla Commissione Europea.

- 2. Lo scenario rinnovabili:** L'elaborazione dello Scenario Rinnovabili si è posta il duplice obiettivo di valutare le conseguenze della recente introduzione in Italia del nuovo meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili (i certificati Verdi) e di analizzare costi e benefici di un rafforzamento della misura in questione per avvicinare lo sviluppo delle Rinnovabili alle loro potenzialità. A tal fine, lo scenario analizza le conseguenze di una progressiva elevazione dell'attuale obbligo (in vigore dal 2002), per produttori ed importatori di energia elettrica, di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER) pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente. L'elevazione dell'obbligo prosegue infatti fino al 2020, anno nel quale raggiunge il 7%.
- 3. Lo scenario efficienza energetica:** lo scenario analizza le conseguenze delle azioni previste nei decreti ministeriali del 24 aprile 2001, nei quali si ipotizza la diffusione di apparecchiature di uso finale più efficienti promossa dai distributori di energia elettrica e gas naturale. Questi operatori sono tenuti ad effettuare azioni di diffusione di tecnologie fino a raggiungere un risparmio annuo, in energia primaria, di 1,6 Mtep di energia elettrica e di 1,3 Mtep di energia termica.

4. Lo scenario Carbon Tax: nello scenario carbon tax si è cercato di valutare l'utilità di una consistente tassazione del carbonio per determinare una sostanziale modifica dei consumi energetici italiani, individuando il livello della tassa necessario a raggiungere l'obiettivo di una forte riduzione del consumo di fonti fossili e valutandone i costi per il sistema. La Carbon Tax viene infatti introdotta nel 2005 ad un livello pari a 25 \$ per tonnellata di CO₂, passa a 50 \$ nel 2010 ed aumenta ancora a 100 \$ nel 2020, dopodiché resta costante. Lo scenario inoltre incorpora le misure dello Scenario Efficienza Energetica.

Il lavoro si conclude con una valutazione complessiva dei diversi scenari, evidenziandone le principali differenze riguardo all'evoluzione del sistema energetico e analizzando l'impatto di queste misure sulla crescita economica.

3 IL MARKAL-MACRO: CARATTERISTICHE FONDAMENTALI

Nel modello MARKAL, il sistema economico/energetico è rappresentato mediante un sistema di processi tecnici indipendenti, il sistema energetico di riferimento (il cosiddetto Reference Energy System, RES). Il RES è costituito da tecnologie (nodi del sistema) e vettori energetici (flussi) e descrive il sistema in modo molto dettagliato dal punto di vista tecnologico, dai processi di approvvigionamento delle fonti primarie ai diversi processi di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale che soddisfano la domanda di energia "utile". Le tecnologie che trasformano o consumano le fonti energetiche sono caratterizzate da un

insieme di dati tecnici (capacità, efficienza ecc.), dati economici (costi di investimento, costi di esercizio ecc.) ed emissioni (CO_2 , SO_x , NO_x), e comprendono raffinerie, impianti industriali, automobili, elettrodomestici. I vettori energetici (energia elettrica, calore, gasolio, gas naturale) sono rappresentati mediante i costi e le quantità. Poiché in ogni periodo sono teoricamente possibili molte combinazioni delle tecnologie, il MARKAL determina per ogni periodo la combinazione migliore. Nella versione base il modello MARKAL è un modello di programmazione lineare dinamico che ottimizza l'evoluzione nel tempo del sistema energetico di riferimento, mediante la minimizzazione di una funzione obiettivo (costituita dalla minimizzazione dei costi totali del sistema lungo l'intero orizzonte temporale) sotto i vincoli costituiti dai livelli produttivi da raggiungere, la disponibilità delle tecnologie ecc.

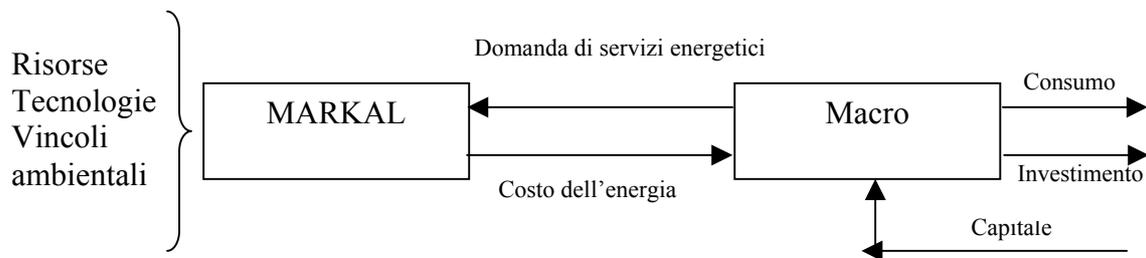
Trattandosi di un modello di ottimizzazione di minimo costo, i risultati prevedono un comportamento perfettamente razionale degli operatori, non sempre riscontrabile nella realtà, per cui la soluzione del modello corrisponde all'equilibrio che sarebbe raggiunto in un mercato "ideale".

L'integrazione in un unico modello del MARKAL, un modello tecnologico bottom-up, con il modello MACRO, un modello macroeconomico di crescita di tipo top-down, ha dato luogo al modello MARKAL-MACRO, uno dei più noti modelli E3 (energy – environment – economy) esistenti, in grado di cogliere i legami tra sistema energetico, sistema economica ed ambiente. L'interazione tra sistema energetico e il resto dell'economia permette dunque di calcolare il costo degli interventi di policy sull'economia nazionale direttamente in termini di variazione del PIL rispetto al caso tendenziale.

Le caratteristiche fondamentali del modello integrato sono di seguito riassunte:

- E' un modello *dinamico* perché descrive la dinamica del sistema nel tempo;
- E' un sistema *neoclassico* perché nella rappresentazione dell'economia si fa ricorso alle usuali ipotesi neoclassiche:
 - Il consumatore rappresentativo agisce in modo tale da massimizzare la propria utilità rispettando il vincolo di bilancio; e la sua funzione di utilità, che dipende dal consumo dell'unico bene prodotto, è continuamente differenziabile, non decrescente e concava (per cui l'utilità marginale è non crescente);
 - Il comportamento del produttore "aggregato" è tale da massimizzare il proprio profitto sotto il vincolo della tecnologia, rappresentata da una funzione di produzione a tre fattori (capitale, lavoro, energia) che è reale, finita, non decrescente, concava, continua e, per esigenze di trattabilità analitica, due volte derivabile. Da ciò deriva in particolare che ogni fattore di produzione può essere sostituito con un altro, ma, per la produttività marginale decrescente dei fattori produttivi, solo al prezzo di rendimenti decrescenti, che costituiscono per tanto lo strumento utilizzato per incorporare nel modello la conservazione dell'energia indotta dai prezzi;
 - Dai due suddetti programmi di massimizzazione vincolata nel modello vengono ricavate la funzione di domanda del bene "aggregato" e le funzioni di domanda dei fattori produttivi.

- E' un modello di *equilibrio economico generale*, in quanto descrive il funzionamento dell'intero sistema economico (sia pure semplificato) di *concorrenza perfetta*. Per l'ipotesi di concorrenza perfetta, tanto sul mercato del prodotto che sui mercati dei fattori produttivi, l'uguaglianza tra domanda e offerta su tutti i mercati richiede che il prezzo di ogni fattore produttivo sia pari alla sua produttività marginale e il prezzo dell'unico bene sia uguale alla sua utilità marginale.



La struttura del modello è sintetizzata nelle seguenti equazioni:

$$\max U(C_t)$$

$$Y_t = C_t + I_t + EC_t$$

$$Y_t = f(K_t, L_t, ED_t)$$

$$K_t \leq K_t^*$$

$$K_T \leq I_T$$

$$L_t \leq L_t^*$$

$$ED_t \leq ES_t$$

Dove $U(C_t)$ è la funzione obiettivo, una funzione di utilità che consiste nella somma dei logaritmi dei consumi in tutto l'orizzonte temporale del modello; Y_t è la produzione lorda, somma del PIL (costituito dall'insieme dei consumi, C_t , e investimenti, I_t) e del costo dell'energia (EC_t , output del submodello MARKAL), che viene utilizzata interamente per produrre l'unico bene (il PIL); K_t , L_t , ED_t sono i fattori della produzione (capitale, lavoro, energia); K_t^* e L_t^* sono i vincoli per il capitale ed il lavoro; ES_t è l'offerta di energia determinata dal MARKAL, che deve eguagliare la domanda; $K_t \leq I_t$ è la condizione finale che deve essere soddisfatta dal modello (T è l'ultimo periodo dell'orizzonte temporale): nell'ultimo periodo gli investimenti devono essere sufficienti a garantire che il sistema continui a svilupparsi al tasso di crescita ipotizzato.

3.1 L'IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO TECNOLOGICO

3.1.1 Premessa

Nel sub-modello tecnologico MARKAL le tecnologie che trasformano o consumano le fonti energetiche sono caratterizzate mediante i dati tecnici, i costi e le emissioni e comprendono raffinerie, impianti industriali, automobili, elettrodomestici ecc. I vettori energetici (energia elettrica, calore, gasolio, gas naturale) sono rappresentati mediante i costi e le quantità.

Il modello MARKAL Italia è stato originalmente sviluppato nei primi anni novanta per valutare i costi ed il potenziale di riduzione delle emissioni di CO₂, NO_x, SO_x e COV ed i costi di implementazione dei relativi protocolli internazionali.

Fin da allora esso è stato continuamente aggiornato ed è utilizzato attualmente da ENEA ed APAT. Nella versione aggiornata utilizzata per questo studio, un'attenzione particolare è stata posta nell'introduzione delle accise attualmente in vigore sui combustibili fossili, alle politiche di promozione delle fonti rinnovabili (obbligo del 2% di produzione elettrica da nuove rinnovabili), alle tecnologie di riduzione delle emissioni nocive disponibili ed ai limiti nazionali di emissione di ossidi di azoto e di zolfo stabiliti dalla Commissione Europea per l'orizzonte del 2010.

3.1.2 Rappresentazione dei settori di consumo energetico

Un modello tecnico-economico stima il mercato energetico nei prossimi anni valutando il potenziale tecnico di sostituzione delle fonti fossili con nuove tecnologie, sulla base dell'aumento di prezzo delle fonti fossili e dei vincoli

ambientali, in un mercato ideale. Questa sostituzione avviene a parità di servizio finale, sia utilizzando una tecnologia più efficiente che diviene conveniente grazie all'aumento dei costi energetici, sia sostituendo tra loro le fonti fossili a diverso contenuto di carbonio ma a parità di contenuto energetico.

Il modello simula il sistema energetico e produttivo in funzione di obiettivi energetico-ambientali su orizzonti temporali di medio-lungo periodo. L'ottimizzazione consiste nel ridurre i costi complessivi per il sistema paese, rispettando i vincoli ambientali, ferme restando la produzione della quantità di beni e servizi energetici richiesti.

Nel caso della produzione di materiali “*energy-intensive*” è prevista la possibilità di importare determinati materiali dal mercato internazionale qualora i prezzi interni siano troppo elevati.

3.1.2.1 Industria energetica

3.1.2.1.1 Centrali a combustibili fossili

Per il settore elettrico il modello usa un meccanismo di funzionamento secondo una curva di carico annuale prefissata, divisa tra notte e giorno e in tre stagioni, rappresentative della produzione annua: estate, inverno e periodi intermedi. La domanda di energia elettrica è soddisfatta da un dettagliato parco centrali esistenti o di possibile futura costruzione.

Il parco centrali esistente è aggregato in base alla tecnologia di generazione, per un totale di circa 25 diverse tipologie di impianto. Le tecnologie sono rappresentative di tutti gli impianti a combustibili fossili esistenti al 2000, inclusi i motori diesel. Per il periodo di tempo successivo al 2000 il solutore

ricerca l'opzione di minimo costo investendo in copie di quelle esistenti oppure in cicli combinati ad efficienza più elevata, con o senza cogenerazione, in massificazione del carbone, letto fluido, celle a combustibile.

Le centrali elettriche sono simulate tenendo conto della richiesta di energia da parte della rete e dei costi marginali relativi della produzione. Questi ultimi sono a loro volta funzione dei consumi specifici, delle emissioni, della possibilità di utilizzare più combustibili, oltre che naturalmente dei costi di impianto e di esercizio delle diverse tecnologie e di approvvigionamento dei diversi combustibili.

3.1.2.1.2 Centrali con generazione

Alcune delle centrali rappresentate nel modello contengono anche l'opzione della cogenerazione. Queste centrali rispecchiano le tipologie di cogenerazione più diffuse e presentano la particolarità di una disponibilità minore della media a seguire il carico della rete. Le centrali sono state simulate sulla base dei dati delle centrali esercite negli ultimi cinque anni nei comparti industriali che più utilizzano l'opzione della cogenerazione ed anche nei casi in cui è utilizzata per teleriscaldamento.

3.1.2.1.3 Centrali a fonti rinnovabili/import

Le centrali a fonti rinnovabili sono anch'esse presenti: geotermoelettrico, eolico, biomassa, solare fotovoltaico oltre naturalmente ai diversi tipi di

impianti idraulici (bacino, fluviali, piccola idraulica ed impianti di accumulo per produzione di picco).

Particolare attenzione è necessaria per la corretta simulazione di questo tipo di tecnologie in un modello di ottimizzazione di minimo costo. Come è ben noto il kWh prodotto da rinnovabili costa normalmente di più di quello prodotto da combustibili fossili, pur a fronte di vantaggi ambientali e, nel caso italiano, di maggiore indipendenza energetica. Un modello integrato energia-ambiente è in grado, in parte, di quantificare i vantaggi ambientali dovuti alle emissioni dei principali inquinanti gassosi ed alla riduzione delle emissioni dei gas serra. Tuttavia altri vantaggi ambientali e la minore dipendenza dai combustibili fossili sono piuttosto difficili da simulare correttamente e, allo stesso tempo, il funzionamento del dispacciamento simulato dal software tende a penalizzare queste tecnologie, caratterizzate da scarsa flessibilità.

Delle opportune opzioni del software consentono di “sussidiare” una determinata tecnologia o gruppo di tecnologie, con un limite sia all’erogazione per kWh prodotto sia all’ammontare complessivo dei sussidi. In questo modo è possibile simulare il funzionamento del provvedimento “CIPE 6/92” e di un sistema di “Certificati Verdi”, ed inoltre il modello calcola, attraverso il sistema dei costi marginali, l’ammontare del sussidio necessario a rendere concorrenziale una certa tecnologia.

3.1.2.1.4 Raffinerie

Il settore della raffinazione è rappresentato con un discreto dettaglio. Il modello simula il processo produttivo che produce i prodotti finali destinati

al consumo a partire dagli oli minerali grezzi. Le tecnologie simulate includono i principali processi produttivi (*topping, vacuum, hydrocracking, reforming, visbreaking, cracking* catalitico, desolforazione) e la possibilità di scegliere tra grezzi “leggeri”, “medi” o “pesanti”. I prodotti considerati sono benzina, gasolio, GPL, olio combustibile e virgin nafta. Infine si sottolinea la capacità di stimare le variazioni dei diversi contenuti di zolfo nei combustibili e di valutare i relativi costi di desolforazione.

3.1.2.1.5 Industria manifatturiera

L’industria è divisa in sottosettori, gli stessi individuati dal Bilancio Energetico Nazionale: Siderurgia, Metalli non ferrosi, Meccanica, Alimentari, Tessile e abbigliamento, Edilizia e materiali da costruzione, vetro e ceramica, Chimica e petrolchimica, Carta, Estrattive, Altre manifatture. Il livello di attività dei comparti industriali è sintetizzato dalla produzione dei principali materiali *energy-intensive*, acciaio, cemento, vetro, prodotti petrolchimici e cloro-soda oppure dal valore aggiunto per quei sottosettori in cui non è stata individuata alcuna produzione materiale significativa.

3.1.2.1.6 Residenziale, servizi, agricoltura

Per il residenziale, il livello di attività considerato sono i metri quadrati delle abitazioni (riscaldamento), una domanda di acqua sanitaria, il parco dei più diffusi elettrodomestici ed una domanda di raffrescamento. Si è preferito prendere in considerazione queste variabili piuttosto che la popolazione,

variabile poco dinamica per l'Italia e, pertanto, non significativa per spiegare la crescita dei consumi energetici nel settore.

Diverse tecnologie per il riscaldamento delle abitazioni sono disponibili: dagli impianti centralizzati alle caldaie singole, incluse le stufe, l'uso di biomassa ed opzioni tecnologiche più raffinati quali le pompe di calore e l'aumento dell'isolamento termico degli edifici.

La domanda di riscaldamento è legata al parco degli edifici esistenti e di nuova costruzione, suddivisi tra case multifamiliari ed unifamiliari. Ognuna di queste categorie di edifici richiede ben precisi quantitativi di calore medi per ogni anno, prodotti dalle tecnologie sopramenzionate. Sono inoltre disponibili opzioni che limitano i quantitativi di calore richiesti attraverso investimenti in isolamento.

3.1.2.1.7 Trasporti

Il livello di attività è guidato da una domanda esogena di mobilità, espressa in passeggeri-km e tonnellate-km, costruita a partire da serie storiche e da previsioni di tassi di crescita per il periodo 2005-2030. La crescita di mobilità è articolata nelle tre tipologie principali: aree urbane, pendolare-piccoli centri-rurale e spostamenti di media-lunga distanza.

I diversi modi di trasporto (strada, ferrovia – urbana, regionale e su media-lunga distanza – aria ed acqua) contribuiscono alla mobilità complessiva secondo i dati a consuntivo per gli anni 1990-2000 e secondo le previsioni più accreditate per gli anni successivi.

Il modello calcola direttamente i consumi energetici totali e le emissioni complessive del settore.

Per quanto riguarda l'evoluzione tecnologica sono presenti diversi tipi di veicoli più o meno efficienti. Il tipo di veicolo più diffuso segue l'evoluzione prevista per l'efficienza energetica, ferma restando la possibilità per il modello di utilizzare veicoli più efficienti. Sono rappresentati anche i veicoli elettrici:

auto urbane, mini-bus e veicoli per la distribuzione di merci e autobus con celle a combustibile (fuel cells) alimentate ad idrogeno.

3.1.2.2 Variabili ambientali

Il modello rappresenta le principali emissioni nocive dovute all'impiego di fonti fossili e quindi, oltre all'anidride carbonica, tiene anche conto delle emissioni di ossidi di zolfo, di azoto e di composti organici volatili. Esiste la possibilità di vincolare il sistema energetico al rispetto di limiti complessivi di emissione di queste sostanze (*national emission ceilings*) sulla base di quanto previsto dalla Commissione Europea e dai Protocolli internazionali.

3.1.3

Tecnologie di riduzione di emissioni, settore energetico ed industria

	Efficienza rimozione inquinanti	Costi di investimento	Costi operativi
	<i>%</i>	<i>klit/ t</i>	<i>klit/ t</i>
Nox			
Modifiche alla combustione, HF, DC 1	50-60	90-150	90-170
CM + SCR, riduzione catalitica, de-Nox, HF, - DC 1	70-80	200-450	350-700
Nox - bruciatori bassa emissione GT, DNG	75	120-150	250-350
Sox			
SCR+FDG, Desolficatori-denitrificatori catalitici, HF/ 4%S, DC 1/ 1%S	80-90	100-450	200-500
Iniezione di calcare, HF/ 4%S, DC 1/ 1%S	50	160-400	250-600
Desolfatore Wellman-Lord, HF/ 4%S, DC 1/ 1%S	92	240-600	250-400

Tabella 13: Tecnologie disponibili per ridurre le emissioni

Le opzioni tecnologiche disponibili sono rappresentate come una serie di dispositivi in grado di ridurre le emissioni, ordinati sulla base del potenziale di abbattimento e del costo di esercizio.

In generale le opzioni per il settore energetico e quello industriale sono riepilogate nella tabella 13. Per ogni tecnologia sono considerate l'efficienza di rimozione degli inquinanti, i costi di investimento e quelli correnti.

3.1.3.1 Il settore dei trasporti

Le opzioni tecnologiche previste nei trasporti rispecchiano le normative in vigore, ovvero le direttive della Commissione Europea che impongono ai veicoli nuovi di rispettare limiti di emissione allo scarico sempre più stringenti.

La situazione attuale della flotta e l'evoluzione prevista fino al 2015 dei gruppi più numerosi di veicoli, auto a benzina e diesel e veicoli commerciali pesanti, è riportata nelle tabelle 14, 15 e 16:

	2000	2005	2010	2015
Non catalizzate	51	29	10	5
Euro 1	22	20	12	2
Euro 2	27	24	22	12
Euro 3 + Euro 4	-	26	56	82

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

Tabella 14: Automobili a benzina in circolazione per dispositivo di controllo delle emissioni (%)

	2000	2005	2010	2015
Senza dispositivi di controllo delle emissioni	31	7	-	-
Euro 1	15	6	6	-

Euro 2	55	33	14	6
Euro 3 + Euro 4	-	54	80	94

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

Tabella 15: Automobili diesel in circolazione per dispositivo di controllo delle emissioni (%)

	2000	2005	2010	2015
Senza efficienti dispositivi di controllo delle emissioni	72	40	15	2
Euro 2	28	25	21	14
Euro 3 + Euro 4	-	35	33	28
Euro 4 + Euro 5	-	-	31	56

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

Tabella 16: Veicoli commerciali in circolazione per dispositivo di controllo delle emissioni (%)

3.1.3.2

LO SCENARIO MARKAL- MACRO ITALIA TENDENZIALE

L'evoluzione tendenziale del sistema adottata per definire l'evoluzione delle domande di servizi energetici nel modello MARKAL-MACRO Italia riproduce in linea di massima l'evoluzione settoriale ipotizzata nello scenario tendenziale della III Comunicazione nazionale (approvato dal CIPE).

Per l'evoluzione della popolazione residente si è utilizzato lo scenario *centrale* dell'ultima previsione effettuata dall'ISTAT (2003).

Nell'evoluzione tendenziale il sistema produttivo si sviluppa ad un tasso medio annuo di poco inferiore al 2%, che è comunque superiore a quello registrato nel decennio 1990-2000. Quanto alla struttura produttiva, il sistema non subisce grandi cambiamenti, sebbene nella prima parte dell'orizzonte temporale continui a seguire il trend degli ultimi decenni, caratterizzati dalla progressiva riduzione del peso dell'industria e dell'agricoltura e dal contemporaneo aumento del peso dei servizi.

Nella parte tecnologica del modello integrato MARKAL-MACRO l'evoluzione nel settore energetico è "guidata" dalla domanda di "servizi energetici", di cui va tenuta presente la differenza rispetto alla domanda di energia: per "servizio energetico" si intende infatti il servizio fornito dal bene energia (la c.d. "energia utile"), espresso ad esempio (a seconda dei casi) in termini di riscaldamento, illuminazione di ambienti, forza motrice, oppure in termini di unità fisiche di beni la cui produzione richiede il consumo di energia. L'effettivo consumo di energia necessario per il soddisfacimento di queste domande viene poi calcolato dal sub-modello tecnologico. Nella tabella 17 sono riportati i tassi di crescita della domanda

di servizi energetici ipotizzati per lo scenario Tendenziale MARKAL-MACRO Italia.

	2000- 2005 (%)	2005- 2010 (%)	2010- 2015 (%)	2015- 2020 (%)	2020- 2025 (%)	2025- 2030 (%)
AGRICOLTURA	1,2	1,1	1,1	1	0	0
INDUSTRIA	1,5	1,7	1,6	1,7	1,3	1,4
<i>Carta</i>	1,3	2	1,5	1,7	1,5	1,1
<i>Chimica</i>	0,9	1,3	1,2	1,5	0,4	0,4
<i>Mat. Costruz, vetro, ceramica</i>	0,8	0,8	0,7	0,7	0,2	0,2
<i>Meccanica</i>	4,1	3,4	2,9	2,8	2,9	3
<i>Metallurgia</i>	0,7	1,7	1,6	1,7	0,9	0,9
<i>Tessile</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,7
<i>Agroalimentare</i>	1,6	2,2	1,8	1,8	1,8	1,5
<i>Altre industrie manifatturiere</i>	1,3	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4
CIVILE (a + b)	6,2	5,3	3,2	2,5	2,2	2,1
(a) Residenziale	7,2	5,9	3,4	2,6	2,3	2,2
<i>Residenziale usi termici</i>	1,3	1,4	1,3	1,2	1	1

<i>Residenziale usi elettrici</i>	-	16,2	9,7	4,8	3,3	2,9	2,7
(b) Terziario		2	2	2	2	1,6	1,4
TRASPORTI		1,8	2,1	1,9	1,3	1,1	1

Tabella 17: Tassi di crescita della domanda di servizi energetici ipotizzati per lo scenario Tendenziale MARKAL-MACRO Italia.

La crescita della domanda di energia “utile” è invece molto forte nel settore civile, a causa di una domanda molto sostenuta nel terziario e ancor più nel residenziale, dove la crescita è particolarmente notevole negli usi elettrici. La domanda di servizi energetici continua ad essere sostenuta anche nel settore dei trasporti.

Per quello che riguarda infine i prezzi dell’energia si è ipotizzato che dopo il 2010 i prezzi abbiano una leggera crescita, pari all’1% medio annuo (a moneta costante), fino al 2020, e una crescita più accentuata, pari al 2% medio annuo (a moneta costante) dal 2020 al 2030.

	2010	2020	2030
Petrolio (brent)	4,6	5,1	6,2
Petrolio (brent - \$ 2001/barile)	26	29	36
Gas naturale (importato in Italia)	3,7	4,1	5
Carbone (importato in Italia)	1,5	1,5	1,5

Tabella 18: Prezzi delle fonti fossili nello scenario Tendenziale (\$ 2000/GJ)

Un'altra ipotesi alla base dello scenario tendenziale riguarda il meccanismo di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER). Nello scenario viene infatti incorporata la graduale elevazione all'attuale obbligo (in vigore dal 2002), per produttori ed importatori di energia elettrica, di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti da FER pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente. In analogia con quanto previsto dal decreto legge di recepimento della direttiva comunitaria 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, nello scenario l'obbligo viene elevato dello 0,35% annuo a partire dal 2004, fino a raggiungere il 3%, dopo di che rimane costante.

Infine, nell'evoluzione tendenziale del sistema energetico si è ipotizzata l'entrata in funzione di nuova capacità di importazione di energia elettrica per circa 350 MW entro il 2010, secondo quanto previsto dai programmi di sviluppo della rete del GRTN.

3.1.3.2.1 Risultati principali

Per una sintetica visione d'insieme, è utile esaminare congiuntamente l'evoluzione nell'orizzonte temporale di riferimento di tre variabili fondamentali, il prodotto interno, il consumo di energia primaria e le emissioni di energia carbonica. Dalla tabella 19 emerge in primo luogo come tutte e tre le variabili in questione, pur con tassi di crescita significativamente diversi, abbiano un andamento costantemente crescente nel tempo.

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
PIL	100	108	119	132	146	157	169
Energia primaria	100	106	113	121	123	126	128
Emissioni di CO2	100	102	108	114	115	117	120

Tabella 19: Evoluzione nell'orizzonte temporale 2000-2030 di PIL, Energia primaria ed Emissioni di CO2

Si evidenzia che la domanda di energia e le emissioni crescono molto meno del PIL: mentre quest'ultimo supera nel 2020 il valore del 2000 di quasi il 50%, l'incremento dei consumi energetici è pari alla metà e quello delle emissioni di CO₂ è ancora inferiore.

3.1.3.2.2 La copertura del fabbisogno energetico

L'evoluzione della copertura del fabbisogno nello scenario Tendenziale è rappresentata nei bilanci energetici di sintesi riportati nelle tabelle 20-21-22 e 23.

2000 (dati storici)						
	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale
<i>Produzione</i>	12,4	0,3	13,7	4,6		31
<i>Importazione</i>	0,5	13,2	47,4	109,8	9,9	180,8

<i>Esportazione</i>	0	0,1	0	21,2	0,1	21,4
<i>Consumo interno lordo</i>	12,9	12,9	58,4	91,5	9,8	185,4

Tabella 20: Evoluzione di copertura del fabbisogno energetico nello scenario
Tendenziale (2000)

2010						
	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale
<i>Produzione</i>	17,1	0,1	10	5	0	32,2
<i>Importazione</i>	0,3	15,6	65,3	91,7	15,3	188,2
<i>Esportazione</i>		0,2	0	11	0	11,2
<i>Consumo interno lordo</i>	17,4	15,5	75,3	85,7	15,3	209,2

Tabella 21: Evoluzione di copertura del fabbisogno energetico nello scenario
Tendenziale (2010)

2020						
	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale
<i>Produzione</i>	19,1	0,1	6	4,9	0	30,1
<i>Importazione</i>	0	17,7	86,6	83,6	14,2	202,1
<i>Esportazione</i>		0,3	0	5,5	0	5,8
<i>Consumo interno lordo</i>	19,1	17,5	92,6	83	14,2	226,5

Tabella 22: Evoluzione di copertura del fabbisogno energetico nello scenario
Tendenziale (2020)

2030						
	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale
<i>Produzione</i>	19,2	0,1	6	4,5	0	29,8
<i>Importazione</i>	0	20,6	94,7	77,8	12,7	205,8
<i>Esportazione</i>		0,3	0	0,2	0	0,5
Consumo interno lordo	19,3	20,4	100,7	82,1	12,7	235,2

Tabella 23: Evoluzione di copertura del fabbisogno energetico nello scenario
Tendenziale (2030)

La domanda di energia continua a crescere in modo significativo almeno per un altro decennio superando i 200 Mtep poco dopo il 2005, per arrivare a 209 Mtep nel 2010, a 227 Mtep nel 2020 e a 235 Mtep nel 2030.

Emerge chiaramente la continuazione del trend dell'ultimo decennio con la sostituzione del gas naturale al petrolio e dunque la progressiva convergenza delle rispettive quote, fino a valori pari a circa il 40% del consumo totale intorno al 2020. Dopo il 2020, poi, il gas naturale diventa la prima fonte per importanza del sistema energetico italiano, con un incremento rispetto al 2000 superiore di dieci punti percentuali (dal 30 al 43%). Nello stesso arco temporale si riduce di altrettanto il peso del petrolio (dal 51% al 36%). La somma delle due fonti resta dunque sostanzialmente invariata durante tutto il periodo considerato.

Il forte incremento del peso del gas naturale sul consumo totale di energia non permette una riduzione della dipendenza del sistema degli idrocarburi.

Ne deriva che, anche riguardo alla dipendenza dalle importazioni, lo scenario tendenziale non comporta miglioramenti rispetto alla situazione attuale.

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Petrolio importato	95	94	94	94	94	94	94
Gas importato	77	82	87	90	94	94	94
Dipendenza totale	83	83	85	86	87	87	87

Tabella 24: dipendenza energetica nello scenario Tendenziale (quota % importazioni nette/consumo totale)

Questi dati mostrano in modo evidente che, nella particolare situazione italiana, solo le fonti rinnovabili potrebbero ridurre la dipendenza delle importazioni, sebbene una strategia di diversificazione delle fonti fossili possa in qualche modo ridurre gli effetti negativi di tale dipendenza.

Il tratto saliente dello scenario Tendenziale è la continuazione della tendenza recente di rapida sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale nella generazione termoelettrica. Il contributo del gas alla produzione raggiunge infatti il 50% già nel 2010, mentre il peso del petrolio continua a diminuire anche nel lungo periodo (dopo il 2015), scendendo ampiamente al di sotto del peso del carbone.

Complessivamente il peso degli idrocarburi (petrolio e gas naturale) resta sostanzialmente costante lungo tutto l'orizzonte temporale, su valori pari al 65% circa del totale.

Una valutazione dell'evoluzione "tendenziale" al 2020 del sistema energetico italiano, elaborata con il modello Markal, è riportata nelle figure 6 e 7.

Nel primo decennio dello scenario il consumo di energia aumenta ad un tasso medio annuo dell'1,2% (lo stesso degli anni 90), mentre nel secondo decennio aumenta ad un tasso annuo dello 0,8%. Come mostrato dalle figure 6 e 7, perdura la tendenza in atto alla sostituzione del gas naturale al petrolio (principalmente nella generazione elettrica) e la progressiva convergenza delle rispettive quote sul consumo totale, fino a quando, entro la fine del prossimo decennio, il gas diviene la prima fonte nel sistema energetico italiano. Tuttavia, lo scenario tendenziale non comporta miglioramenti rispetto alla situazione attuale: la dipendenza totale resta intorno all'85% per tutto l'orizzonte temporale (con una leggera tendenza alla crescita).

Restano marginali anche le fonti energetiche rinnovabili, nonostante lo scenario incorpori l'incremento della soglia di obbligo per i Certificati Verdi dello 0,35% all'anno dal 2004 al 2006, che restano sempre ben al di sotto del 10% del consumo totale di energia.

Infine, le emissioni di CO₂, che in questo scenario non sono soggette a limiti, aumentano per tutto l'orizzonte di riferimento ad un tasso medio annuo dello 0,7%, come da figura 10.

La crescita delle emissioni è relativamente modesta nel primo quinquennio (+0,5% in media all'anno), grazie alla riduzione delle emissioni nel settore industriale e alla costanza di quelle dei settori elettrico (per la sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale e per l'aumento dell'import) e civile, mentre non presentano rallentamenti le emissioni dei trasporti; dopo il

2005 esse riprendono ad aumentare a ritmi più sostenuti (+0,9% m.a. fino al 2015)

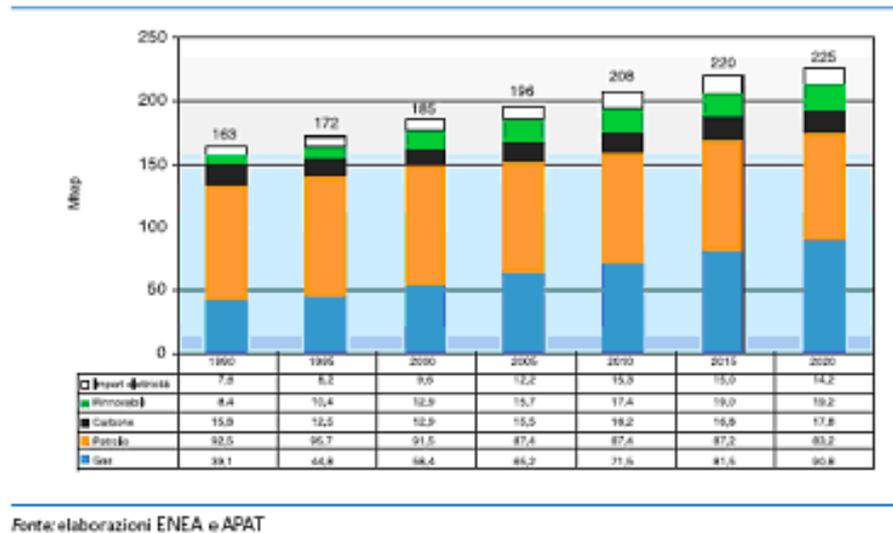


Figura 5: Scenario tendenziale: evoluzione della domanda di energia primaria (Mtep)

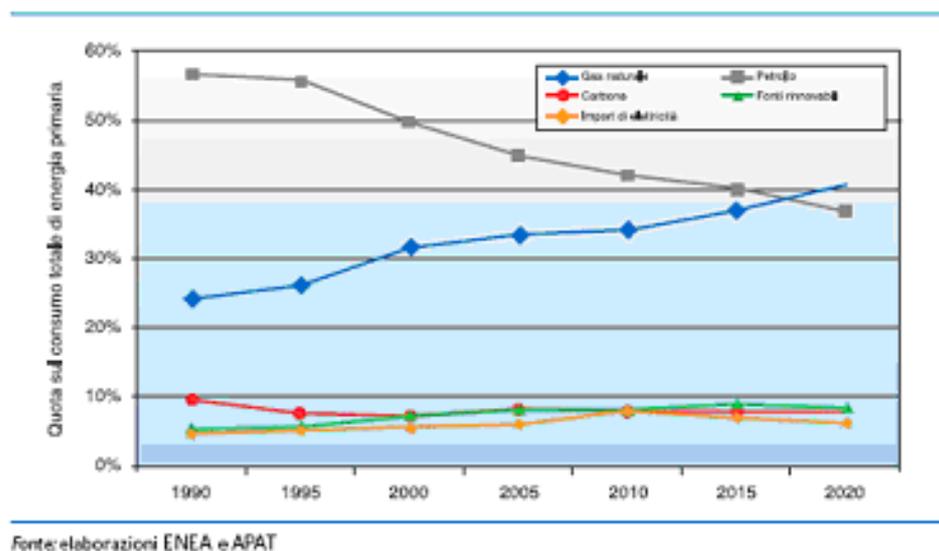
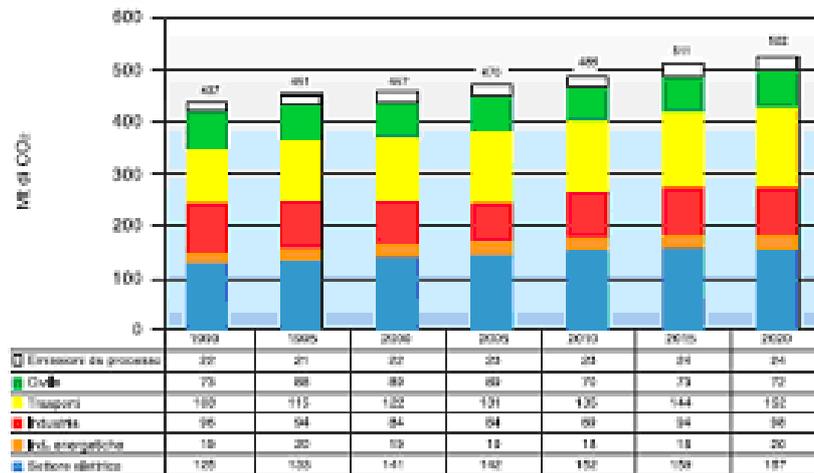


Figura 6: Scenario tendenziale: quota delle singole fonti sulla domanda totale di energia (%)

per l'esaurirsi dei fattori che nel quinquennio precedente le avevano frenate. Nel 2010, anno medio del periodo di riferimento del Protocollo di Kyoto, le emissioni previste in questo scenario sono superiori del 7% rispetto ai valori

del 2000 e del 12% rispetto ai valori del 1990, a fronte di un impegno di riduzione di circa il 6,5% delle emissioni di tutti i gas serra per l'Italia.



N.B.: I valori settoriali degli anni storici (1990-2002) sono stati calcolati con la stessa metodologia utilizzata per gli anni successivi e approssimano i dati dell'inventario nazionale delle emissioni con un errore del 2-3%.

Fonte: elaborazioni ENEA e APAT

Figura 7: Scenario Tendenziale: emissioni settoriali di CO2 dal sistema energetico (Mt)

3.1.3.2.3 La distanza tra lo scenario tendenziale e l'obiettivo di Kyoto

Nel 2000, il fabbisogno energetico italiano è stato di circa 184,8 Mtep, coperto per il 49% dal petrolio e suoi derivati, per il 31% dal gas naturale, per il 7% da carbone ed assimilati e per il resto da energia elettrica primaria.

La dipendenza energetica italiana dall'estero è forte, negli ultimi 20 anni le importazioni hanno soddisfatto l'85% dei consumi totali, raggiungendo nel 2000 una quota di circa l'87%.

E' in questo contesto che l'Italia sta operando, per rispettare gli impegni assunti con la sottoscrizione del protocollo di Kyoto, nel dicembre 1997.

In attuazione del protocollo di Kyoto, e sulla base delle decisioni assunte successivamente dall'Unione Europea, l'Italia dovrà ridurre, entro il 2008-2012, le proprie emissioni di CO₂ e degli altri gas serra nella misura del 6,5% rispetto ai valori del 1990 (555 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti).

Considerato il livello tendenziale delle emissioni al 2012, stimato in 612 MtCO₂equ., la riduzione del 6,5% corrisponde a circa 102,8 MtCO₂ equ..

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Combustibili solidi	15,8	12,5	12,8	11,8	11,5	11,2	11,0
Gas naturale	38,1	44,8	58,1	67,1	72,5	77,5	80,4
Petrolio	52,5	55,7	91,3	85,7	88,7	87,1	86,8
Energie rinnovabili	8,4	10,2	12,9	13,6	15,3	15,3	16,2
Energia elettrica importata	7,6	8,4	9,7	8,5	7,6	7,1	7
TOTALE	143,5	171,6	184,8	180,5	195,6	198,2	201,4

Fonte: elaborazione del ENI, ENEL e Ministero delle Attività Produttive

Tabella 25: Domanda totale di energia ripartita per fonti primarie (in Mtep)

DISPONIBILITÀ ED IMPIEGHI	Fonti fossili			Rinnovabili	Energia elettrica	TOTALE
	Comb. solidi	Gas naturale	Petrolio			
Produzione	0,4	13,4	4,5	12,5	-	30,8
Importazione	13,1	47,4	109,4	0,4	9,7	180,0
Esportazione	0,1	-	21	0,4	-	21,1
Variazione scorte	0,6	2,7	1,6	-	-	4,9
Consumo Int. totale	14,2	63,5	136,5	12,9	9,7	186,8
Trasformazione energia elettrica	-8,6	-19,2	-17,8	-11,5	59,1	-
Consumi e perdite del settore energia	+1,2	+0,4	+8,9	+0,1	+40,9	+48,5
Totale impieghi finali	4,6	34,5	67,6	1,3	23,9	138,9
- Industria	4,3	16,3	7,5	0,4	11,8	40,3
- Trasporti	-	0,3	40,2	-	0,7	41,2
- Usi civili	0,1	20,8	7,8	0,9	11,0	40,6
- Agricoltura e pesca	-	0,1	2,4	-	0,4	2,9
- Usi non energetici	0,2	1,0	6,9	-	-	8,1
- Bunkeraggi	-	-	2,8	-	-	2,8

Fonte: Ministero delle Attività Produttive

Tabella 26: Bilancio dell'energia in Italia – Anno 2000 (in Mtep)

	Mt CO ₂		
	2002	2006	2008-12
Aumento efficienze nel parco termoelettrico	- 4/5	- 10/12	- 20/23
Riduzione consumi energetici nel settore dei trasporti	- 4/5	- 9/11	- 18/21
Produzione di energia da fonti rinnovabili	- 4/5	- 7/9	- 18/20
Riduzione consumi energetici nei settori industriale, terziario e residenziale	- 6/7	- 12/14	- 24/29
Riduzione emissioni nei settori non energetici	- 2	- 7/9	- 15/19
Assorbimento delle emissioni di CO ₂ dalle foreste	-	-	(- 0,7)
TOTALE	- 20/25	- 45/55	- 95/112

Fonte: delibera CIPE 10 novembre 2008

Tabella 27: Azioni nazionali per la riduzione delle emissioni di gas serra

Da un punto di vista scientifico è interessante valutare la distanza che separa lo Scenario Tendenziale dall'obiettivo fissato nel Protocollo di Kyoto. Allo stato delle cose non sembra realistico programmare di raggiungere l'obiettivo di Kyoto con sole misure interne. Anche l'ultima delibera CIPE ipotizza una stabilizzazione delle emissioni energetiche intorno ai valori del 2000, prevedendo per il resto delle riduzioni, di utilizzare i "meccanismi di flessibilità" del protocollo di Kyoto e/o agire sulle emissioni non energetiche o sugli altri gas serra. Si assume dunque come obiettivo la stabilizzazione delle emissioni di CO₂ di origine energetica ai livelli del 2000, mentre i meccanismi di flessibilità e gli altri gas serra si farebbero carico del resto della riduzione.

Fatta questa ipotesi la tabella seguente mostra che, se la stabilizzazione viene ottenuta mediante una variazione di una delle due variabili suddette, per raggiungere l'obiettivo sarebbe necessaria una delle seguenti alternative:

1. una riduzione della quota di fonti fossili sul totale di energia consumata dell'84,3% previsto nello Scenario Tendenziale al 78,3%; una diminuzione molto difficile da realizzare considerando che dovrebbe aumentare di altrettanto il peso delle fonti rinnovabili, anche

perché le possibilità di aumento dell'import di energia elettrica sono già ampiamente sfruttate;

2. una riduzione dell'anidride carbonica emessa per unità di energia consumata dalle 2,79 Mt per tep di energia fossile dello Scenario Tendenziale a 2,59 Mt;
3. una riduzione più contenuta ma contemporanea delle due variabili, cioè una riduzione del valore di ciascuna di esse di circa il 3%.

L'ultima alternativa sembra indicare che per raggiungere l'obiettivo potrebbe forse essere "sufficiente" un aumento del contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico anche dell'ordine del 4%, un aumento inferiore a quanto auspicato dall'Unione Europea, a condizione però che sia possibile ottenere una contemporanea ulteriore accelerazione della sostituzione del petrolio con il gas naturale.

	Emissioni di CO2	Reddito procapite	Intensità energetica del PIL	Quota fonti fossili sul TPES	Intensità carbonica dell'energia fossile	Popolazione
	<i>Mt</i>	<i>kEuro</i>	<i>tep/kEuro</i>	<i>tep fossili / TPES</i>	<i>Mt CO2 / tep fossili</i>	<i>milioni</i>
Scenario Tendenziale - 2010	492	20,8	0,172	84,30%	2,79	58,5

Kyoto mediante riduzione della quota di fossili	457	20,8	0,172	78,30%	2,79	58,5
Kyoto mediante riduzione dell'intensità carbonica	457	20,8	0,172	84,30%	2,59	58,5
Kyoto mediante riduzione di intensità carbonica e quota di fossili	457	20,8	0,172	81,80%	2,7	58,5

Tabella 28: Una quantificazione della distanza dello Scenario Tendenziale dall'obiettivo di Kyoto

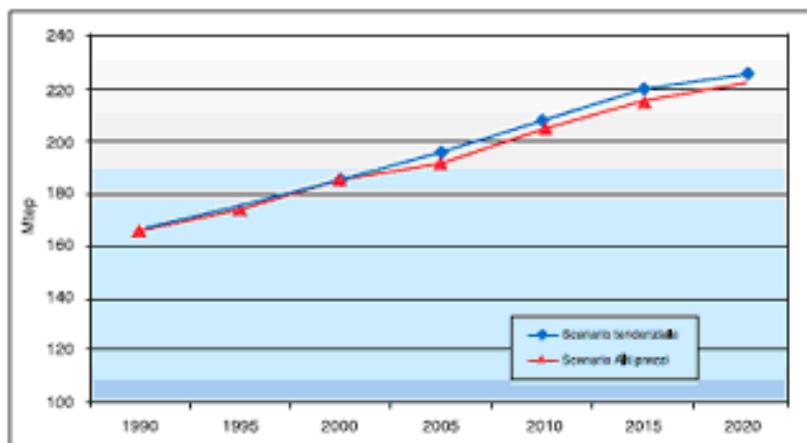
3.1.3.3 SCENARIO ALTI PREZZI

Una ulteriore valutazione dell'evoluzione del sistema energetico, per tener conto del presente rapido aumento dei prezzi dell'energia, in modo da esaminare l'impatto possibile del protrarsi di una situazione di rialzo

sostenuto del prezzo dell'energia è mostrata nella figura 11 (scenario "alti prezzi"). Tale scenario ipotizza che il prezzo del petrolio salga nel 2005 dai 26 \$/bbl dello scenario tendenziale a circa 34 \$/bbl e che questa differenza rimanga costante per tutto l'orizzonte temporale dello scenario. Il primo risultato di rilievo dello scenario ad alti prezzi è costituito dalla riduzione del consumo totale di energia primaria rispetto all'evoluzione tendenziale (figura 11). I consumi si riducono di circa 4 Mtep già nel 2005; successivamente la differenza tra i due scenari resta sostanzialmente costante, su valori compresi tra i 3 e i 4 Mtep.

In termini di fonti, un permanente rialzo dei prezzi dell'energia sembra avere come effetto principale un'accelerazione della sostituzione del petrolio con il gas naturale, in misura più marcata che nello scenario tendenziale, e crescente nel tempo.

Infine, una conseguenza di rilievo della diversa evoluzione del sistema energetico in seguito a questo scenario è che le emissioni di anidride carbonica (dal settore energetico) si riducono in modo piuttosto consistente rispetto all'evoluzione tendenziale. Infatti, le emissioni di CO₂ arrivano addirittura a ridursi in termini percentuali a valori compresi tra il 2 e il 3%, grazie al rilevante cambiamento nel mix di combustibili nel settore elettrico, ma anche nell'industria e nel civile.



Fonte: elaborazioni ENEA

Figura 8: Evoluzione dei consumi di energia primaria nello scenario Tendenziale e nello scenario Alti Prezzi (Mtep)

3.1.3.4

LO SCENARIO RINNOVABILI

Nello scenario Rinnovabili si è ipotizzato il proseguimento della graduale evoluzione dell'obbligo, per produttori ed importatori di energia elettrica, di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti a fonti energetiche rinnovabili (FER) pari ad una certa percentuale dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente. Mentre nello scenario Tendenziale l'obbligo viene elevato dello 0,35% annuo fino a raggiungere il 3% dopo di che rimane costante, nello scenario Rinnovabili l'elevazione dell'obbligo prosegue fino al 2020, anno nel quale raggiunge il 7%.

Il principale effetto della promozione del FER, e quindi della loro maggiore penetrazione, consiste nella riduzione del consumo di gas naturale, che è sempre inferiore rispetto allo scenario Tendenziale, con una differenza che aumenta nel corso del tempo. Il consumo di petrolio è invece simile nei due scenari, con leggere differenze in positivo o in negativo a seconda degli anni. Infine il consumo di carbone resta assolutamente identico, in quanto entrambi i casi raggiunge i limiti superiori imposti al modello.

Riguardo alle emissioni di CO₂, la riduzione permessa dalla promozione delle FER è piuttosto modesta nel breve/medio periodo ma diviene via via più significativa nel corso dello scenario. Tra i motivi della riduzione relativamente contenuta delle emissioni vi è probabilmente la ridotta produzione di energia elettrica negli impianti considerati più flessibili, ovvero i cicli combinati a gas naturale.

3.1.3.5 Un confronto tra lo scenario Rinnovabili e lo scenario Tendenziale

Il risultato principale dell'analisi è che in ognuno dei periodi la gran parte della riduzione delle emissioni (rispetto al Tendenziale) è dovuta, come d'altra parte prevedibile, alla riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale di energia, che diviene sempre più importante nel corso dello scenario. Un altro elemento molto significativo è costituito dal fatto che, a fronte della riduzione del consumo di fonti fossili, nello scenario Rinnovabili si verifica un notevole aumento dell'intensità carbonica dell'energia fossile a partire dal 2020, a causa del già sottolineato minor consumo di gas naturale nella generazione elettrica (a parità di consumo di carbone).

3.1.3.5.1 Competitività delle diverse fonti rinnovabili

Lo scenario impone una crescita significativa della generazione elettrica da FER (mediante un vincolo inferiore alla generazione complessiva da FER), ma senza imporre vincoli inferiori alle singole tecnologie (cioè senza imporre un livello minimo di attività alle diverse tecnologie) e imponendo invece vincoli superiori dettati dalla disponibilità fisica della risorsa utilizzata (acqua, vento, vapore sotterraneo...).

I *costi ridotti* relativi al livello di attività delle tecnologie rinnovabili sono nulli per le tecnologie non utilizzate, mentre sono negativi per le tecnologie utilizzate fino al loro limite superiore, in quanto la loro disponibilità non è sufficiente a soddisfare interamente la domanda. In particolare, i *costi ridotti* di queste ultime tecnologie forniscono una misura della loro competitività.

In particolare:

- il geotermoelettrico risulta l'opzione più conveniente e marcia al massimo della capacità ritenuta fattibile in Italia, tanto da avere costi

ridotti negativi in ciascuno dei periodi dello scenario successivi al 2005, quando il vincolo alla soglia d'obbligo per i Certificati Verdi è uguale al caso Tendenziale e dunque ancora non risulta “stringente”.

- L'eolico sembra essere la seconda tecnologia più competitiva, ed anch'essa risulta sempre vincolata dalla limitata disponibilità dei siti.
- Di particolare interesse è il risultato relativo alla produzione da biomasse/rifiuti solidi protrattati. Il costo ridotto della tecnologia di generazione è sempre nullo, ma solo perché risulta molto stringente il vincolo relativo alla disponibilità della risorse combustibile da rifiuti, la cui tecnologia di produzione presenta invece costi ridotti sempre molto elevati in valore assoluto.
- Il mini-idro costituisce la tecnologia utilizzata per soddisfare la crescente domanda di Certificati Verdi nel primo decennio dello scenario.
- Il solare fotovoltaico risulta essere la tecnologia meno competitiva, tanto che il suo sviluppo, molto modesto è limitato al 2005 (con una produzione che continua fino al 2020), periodo durante il quale ha ancora effetto l'incentivo del CIP 6/92; evidentemente questa tecnologia è penalizzata dal meccanismo di Certificati Verdi, che incentiva nella stessa misura tutte le diverse tecnologie rinnovabili.

3.1.3.6 LO SCENARIO “EFFICIENZA ENERGETICA”

Lo scenario “Efficienza Energetica” si riferisce alle azioni previste nei decreti ministeriali del 24 aprile 2001, nei quali si ipotizza un'accelerazione nella diffusione di apparecchiature di uso finale più efficienti, promossa dai

distributori di energia elettrica e gas naturale. Questi operatori sono tenuti ad effettuare azioni di diffusione di tecnologie fino a raggiungere un risparmio annuo, in energia primaria, di 1,6 Mtep di energia elettrica e di 1,3 Mtep di energia termica.

Le ipotesi di diffusione delle apparecchiature più efficienti che sono necessarie per il conseguimento degli obiettivi fissati nei decreti risultano molto prudenti: circa il 10-15% del mercato per le tecnologie elettriche, circa il 10-15% per le caldaie ed ancor meno, il 5%, per altre tecnologie (isolamento).

Uno dei risultati più significativi dello scenario Efficienza è che, almeno fino al 2020, la riduzione delle emissioni di CO₂ provocata dall'incentivazione dell'efficienza energetica è sostanzialmente superiore a quella provocata dall'accelerazione della promozione delle FER. A differenza di quanto si è visto nello scenario Rinnovabili, infatti, la riduzione delle emissioni rispetto all'evoluzione Tendenziale risulta nello scenario efficienza piuttosto significativa già nel breve/medio periodo (nel 2010 è già superiore a 7 Mt di CO₂, nel 2015 raggiunge quasi 12 Mt), mentre la distanza si riduce nel lungo periodo.

3.1.3.7

LO SCENARIO CARBON TAX

L'elaborazione dello scenario Carbon Tax aveva come obiettivo la valutazione dell'opportunità di una consistente tassazione del carbonio per determinare una sostanziale modifica dei consumi energetici italiani. A tal fine, si è individuato un livello della tassa in grado di determinare una forte riduzione dei consumi di fonti fossili e se ne sono valutati i costi per il sistema energetico/economico.

Nello scenario si ipotizza l'introduzione di una tassa sulle emissioni di carbonio che, pur modesta nel breve periodo, raggiunge valori relativamente alti nel medio e ancor più nel lungo periodo. Essa viene infatti introdotta nel 2005 ad un livello pari a 25\$ per tonnellata di CO₂, ma passa già nel 2010 a 50\$, per poi aumentare ancora a 75\$ nel 2015 e a 100\$ nel 2020. Dopo il 2020 la tassa resta invece costante a 100\$/t CO₂. In questo scenario dunque non vi è solo una tassa relativamente elevata, ma vi è anche una tassa che è crescente nel tempo per una buona parte dell'orizzonte temporale.

Un dato molto significativo nella simulazione fatta in questo scenario è che la riduzione dei consumi aumenta finché aumenta la tassa sulle emissioni di carbonio, mentre quando la tassa si stabilizza su un valore pure elevato non si producono più ulteriori riduzioni rispetto al caso tendenziale.

L'impatto della tassa sulle emissioni di CO₂ su consumo di petrolio è immediato, in quanto quest'ultimo si riduce di 5 Mtep già nel 2005 (quando viene introdotta la tassa), che diventano 10 Mtep nel 2015. E' poi interessante come la riduzione del consumo del petrolio risulti maggiore di quella dei consumi di gas, ma solo fino al medio periodo, perché dopo il 2020 la distanza tra l'evoluzione tendenziale e quella imposta dalla tassa si

riduce notevolmente. Mentre i consumi di petrolio diminuiscono finché la taxa aumenta di periodo in periodo, dal 2020 tornano a salire, avvicinandosi di nuovo agli 80 Mtep. Questo dato è dovuto in particolare alla difficoltà di ridurre la domanda (e i consumi energetici) dei trasporti.

L'elevata taxa sulla CO₂ influisce poi in modo particolarmente marcato sul consumo di carbone che, pur aumentando come nel caso tendenziale fino al 2010, si riduce invece drasticamente a partire dal 2015, tanto che dal 2020 in poi, quando la taxa raggiunge i 100 \$/t di CO₂ esso è pari a quasi la metà dei quasi 20 Mtep dell'evoluzione tendenziale. Infine, la più modesta dinamica del consumo di energia è quasi completamente spiegata dalla più modesta dinamica delle fonti fossili. La taxa sulle emissioni di CO₂ per quanto elevata non è infatti tale da aumentare in modo significativo il consumo (e la penetrazione) delle fonti rinnovabili, il cui consumo è solo leggermente maggiore di quello tendenziale e ampiamente inferiore a quello garantito dallo scenario Rinnovabili.

Una conseguenza molto rilevante della Carbon Tax dunque è la sua grande efficacia nel determinare una riduzione sostanziale della crescita delle emissioni, che risultano inferiori a quelle tendenziali per 34 Mt nel 2010, per 72 Mt nel 2020 e per 76 Mt nel 2030.

Dal punto di vista dell'obiettivo del contenimento dei consumi energetici, lo scenario più "efficiente" è quello che prevede l'introduzione di una *carbon tax*.

Per quanto riguarda le fonti fossili, il loro consumo aumenta in modo significativo in tutti gli scenari, sebbene nella seconda metà dell'orizzonte temporale il tasso di crescita si riduca. Neanche lo scenario Carbon tax riesce a stabilizzare i consumi di fonti fossili; tuttavia in questo scenario la

crescita è molto più contenuta, mostrando l'efficacia della tassazione sul carbonio da questo punto di vista (circa -25/30 Mtep).

Riguardo all'evoluzione delle diverse fonti fossili i tre scenari non mostrano profonde differenze, con l'eccezione dell'impatto che la tassa sul carbonio produce sui consumi di carbone e di petrolio. I consumi di gas naturale sono massimi nello scenario Tendenziale, mentre sono leggermente inferiori nello scenario Rinnovabili e si riducono in modo rilevante negli scenari Efficienza.

Il dato di rilievo è costituito chiaramente dall'efficacia della misura prevista nello scenario Rinnovabili: il progressivo incremento della quota di obbligo per i Certificati Verdi (fino al 2020) produce infatti una notevole divaricazione tra lo scenario in questione e gli altri scenari.

3.1.3.7.1 Consumi di energia elettrica

I consumi di energia elettrica sono differenziati nei vari scenari, in quanto si riducono in modo apprezzabile sia nello scenario di efficienza energetica sia in quello di tassazione del carbonio. In particolare, lo scenario Efficienza mostra le riduzioni attese mentre lo scenario Carbon Tax riesce a più che raddoppiare queste riduzioni grazie agli aumenti di prezzo dell'energia. Lo scenario Rinnovabili non ha invece effetti sui consumi, perché le variazioni di prezzo non sono evidentemente sufficienti.

3.1.3.7.2 Effetti sulle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti

Non sorprende il fatto che lo scenario più efficace sia quello con la tassa sulle emissioni. Questa politica stabilizza in pratica le emissioni di origine

energetica ai valori del 2000, arrivando perfino a ridurle nel 2020, ma è insufficiente a promuovere ulteriori misure di efficienza negli anni successivi.

3.1.3.7.3 Effetti economici delle misure di policy

Il risultato di maggiore rilievo è quello relativo allo scenario Efficienza energetica, che è senza dubbio il più favorevole da un punto di vista economico. Esso permette infatti aumenti “percepibili” del PIL rispetto all’evoluzione tendenziale (lo 0,1%) che sono molto significativi se si considera che gli incrementi di efficienza ipotizzati sono relativamente modesti.

3.1.3.7.4 Conclusioni

In tutti gli scenari è comunque fondamentale il ricorso a fonti enegetiche alternative.

L'Unione Europea finanzia attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione sulle celle a combustibile, e sulle tecnologie ad esse correlate, all'interno V Programma Quadro (1998-2002) - sottoprogramma "Energia". L'obiettivo strategico di questa parte del programma è quello di sviluppare in Europa sistemi e servizi energetici sostenibili e contribuire al rafforzamento dello sviluppo sostenibile su scala mondiale, allo scopo di aumentare la sicurezza e la diversificazione dell'approvvigionamento, fornire servizi energetici di alto livello a costi contenuti, migliorare la competitività delle industrie e ridurre l'impatto ambientale.

Per le applicazioni stazionarie il programma prevede lo sviluppo di:

- impianti di cogenerazione a celle a combustibile per uso residenziale e commerciale di potenza compresa fra 10 e 100 kW;
- celle a combustibile ad alta temperatura (da 100 kW a 1 MW) per la produzione di energia elettrica, compresi i sistemi ibridi con turbine a gas;
- generatori portatili di potenza compresa fra i 500 W ed i 3 kW.

4 Perché ricorrere all'Idrogeno?

Dalle osservazioni sin ora riportate consegue uno scenario mondiale attuale in cui vi sono molti osservatori convinti che esista petrolio a sufficienza per il fabbisogno dei prossimi 40 anni, ma alcuni dei più famosi geologi ritengono che la produzione petrolifera globale possa raggiungere il picco e cominciare un rapido declino già alla fine di questo decennio. Se, alla luce di tale ipotesi, si considera il fatto che i produttori non aderenti all'OPEC si stanno avvicinando ancor più velocemente al fatidico momento, e che la maggior parte delle riserve si trovano in Medio Oriente, è facile capire come l'acuirsi delle tensioni fra Islam e Occidente rischi di rendere ancor più problematico il nostro accesso a fonti convenienti di approvvigionamento petrolifero. Messa con le spalle al muro gli Stati Uniti e gli altri paesi industriali potrebbero far ricorso a materiali più "sporchi" – carbone, sabbie bituminose, greggio pesante – con la disastrosa conseguenza di accentuare il surriscaldamento del pianeta e infliggere un colpo mortale al già vacillante ecosistema terrestre.

La continua crescita della popolazione mondiale e la naturale aspirazione dei paesi in via di sviluppo a raggiungere standard economici e di qualità della vita vicini a quelli dei paesi industrializzati sono le principali cause della crescita inarrestabile della domanda di energia e del contemporaneo aumento delle emissioni di gas serra, prime fra tutte l'anidride carbonica.

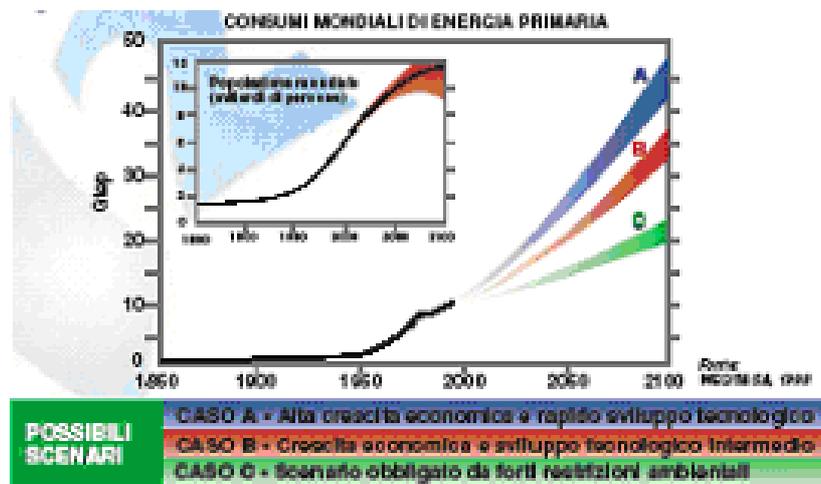
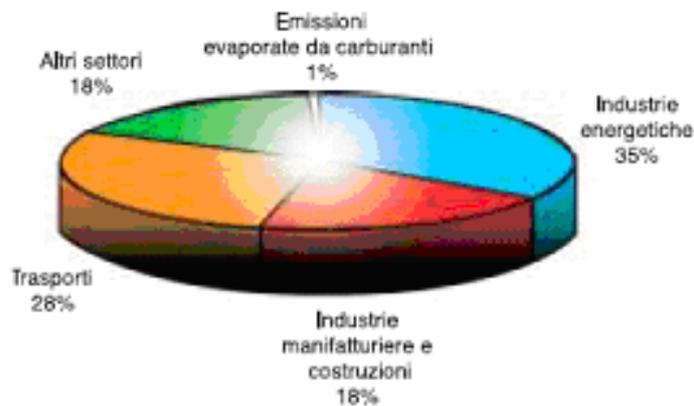


Figura 9: Consumi mondiali di energia primaria

Soddisfare tale domanda mantenendo questi gas a livelli non pericolosi per l'ambiente e riducendo così il rischio di cambiamenti climatici nel medio termine (oltre che, naturalmente, garantire l'approvvigionamento energetico) rappresenta la sfida tecnologica del nuovo secolo.

Ecco dunque che proprio nel momento in cui l'era dei combustibili fossili sta inesorabilmente giungendo al suo fosco epilogo, Jeremy Rifkin indica la via d'uscita da questo drammatico scenario: un nuovo regime energetico fondato sull'idrogeno, che rivoluzionerà le nostre attuali istituzioni politiche e di mercato, proprio come fecero il carbone ed il petrolio all'inizio del processo di industrializzazione.

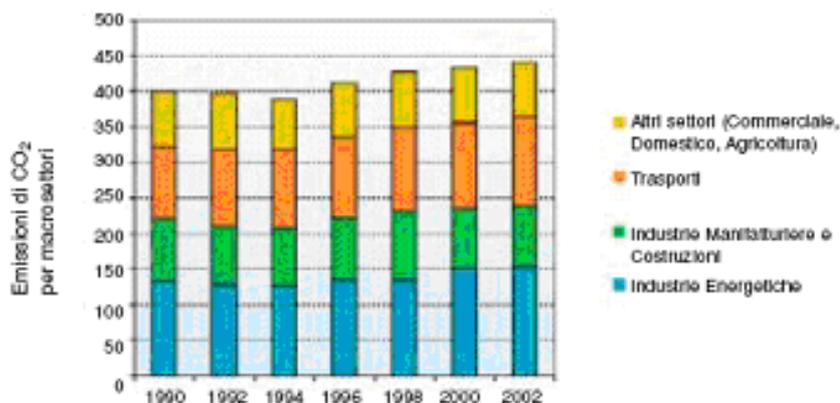
Per quanto riguarda l'Italia le emissioni italiane di gas serra ed in particolare di CO₂ nel 2002, le figure 13-15 forniscono alcune importanti informazioni. Il settore energetico italiano nel suo complesso è stato responsabile nel 2002 dell'emissione di circa 443 Mt di anidride carbonica. Il 35% di queste emissioni proviene dai processi di trasformazione dell'energia, il 28,2% dal settore dei trasporti, il 18% dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni e un altro 18% dagli altri settori (figura 13).



Fonte: APAT, 2004

Figura 10: Emissioni di CO₂ nel sistema energetico in Italia. Anno 2002 (Gg)

Nella figura 14 è illustrata, invece, l'evoluzione dei macrosettori su base biennale; è evidente che le emissioni dalle industrie energetiche sono aumentate significativamente nel decennio passato, anche se con alcune oscillazioni, laddove il settore dei trasporti ha registrato un incremento costante.



Fonte: elaborazione ENEA su dati APAT, 2004

Figura 11: Emissioni di CO₂ per macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2002 (Tg)

Il settore dei trasporti è responsabile dell'incremento più elevato (22,7%) rispetto all'anno 1990, seguito dal settore della produzione e trasformazione

energetica (15,3%). Solo il settore delle industrie manifatturiere e delle costruzioni ha evidenziato una contrazione del livello di emissioni (3,3%), attribuibile in parte a un miglioramento delle tecnologie impiegate e a una migliore efficienza energetica, ma anche alla crisi produttiva di alcuni comparti industriali (figura 15).

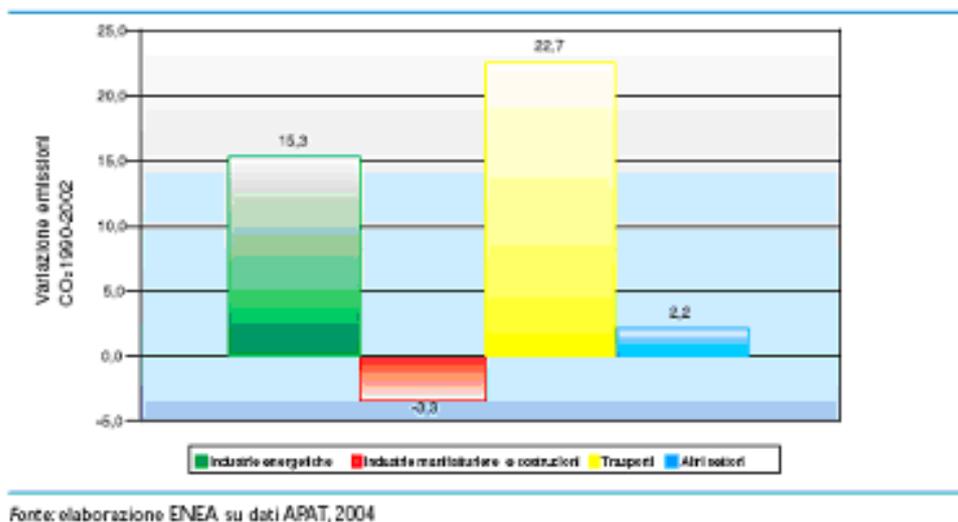


Figura 12: Variazione delle emissioni di CO₂ nei principali macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2002 (%)

Questi dati indicano che le emissioni dell'Italia hanno una traiettoria crescente che renderebbero oggettivamente difficile, con le sole risorse interne, il rispetto degli impegni di riduzione assunti al momento della ratifica del Protocollo di Kyoto e degli accordi di "burden sharing" presi con i 15 Paesi dell'Unione Europea.

Il sistema ideale per la riduzione delle problematiche ambientali si basa su vettori energetici:

- Ad impatto ambientale, locale e globale, tendente a zero;
- Producibili da una pluralità di fonti, tra loro intercambiabili e disponibili su larga scala per le generazioni future;

- Distribuibili preferibilmente in rete

L'idrogeno è un vettore capace di soddisfare questi requisiti. L'impatto ambientale locale negli usi finali è nullo o estremamente ridotto. Esso può essere prodotto da fonti fossili, con possibilità di ridurre l'impatto ambientale globale attraverso la cattura e lo stoccaggio permanente della CO₂. Oppure può essere prodotto da fonti rinnovabili e da energia nucleare.

Si consideri a tale proposito che per ridurre le emissioni di CO₂ sono disponibili le seguenti opzioni tecnologiche:

- Miglioramento dell'efficienza globale dei cicli energetici;
- Riduzione dell'intensità di carbonio espandendo l'impiego del gas naturale in sostituzione di carbonio e petrolio ed accrescendo la penetrazione delle fonti rinnovabili;
- Sottrazione e confinamento del carbonio mediante separazione e stoccaggio della CO₂ prodotta nei cicli che utilizzano combustibili fossili ed aumentando la capacità di assorbimento della CO₂ da parte dell'ecosistema.

La forestazione e le variazioni d'uso del territorio possono dare un contributo significativo al contenimento delle emissioni dei gas serra, aumentando la capacità di assorbimento della CO₂, prima o dopo la combustione, e per il suo sconfinamento ma tutte richiedono ulteriori sviluppi per soddisfare i requisiti di affidabilità tecnica, di costi ridotti di investimento e di gestione, di completa sicurezza e di accettabilità ambientale.

Per separare la CO₂ generata dai combustibili fossili sono teoricamente possibili tre opzioni:

- ❖ Combustione delle fonti fossili con aria e separazione della CO₂ dai fumi di combustione (post combustione);
- ❖ Combustione delle fonti fossili con ossigeno con produzione diretta di CO₂ e vapore facilmente separabili (oxyfuel);
- ❖ Produzione della miscela di idrogeno/ CO₂ da fonti fossili, separazione della CO₂ e utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico (pre combustione). La pre-combustione, attraverso il vettore idrogeno, si applica ad un più ampio spettro di possibili utilizzi quali la produzione di energia elettrica centralizzata, la produzione di energia elettrica/calore distribuita e l'autotrazione. Questo tipo di separazione è quello più promettente.

L'idrogeno non solo rende ecocompatibili le fonti fossili disponibili, ma ha una valenza più generale in quanto può essere prodotto a partire da altre fonti, in particolare dalle rinnovabili, con diversi processi. Lo sviluppo dell'idrogeno come vettore energetico richiede però la predisposizione di una vasta gamma di tecnologie integrate. Infatti, pur essendo l'idrogeno già ampiamente utilizzato nell'industria, soprattutto nei processi della chimica e della raffinazione, la sua diffusione come vettore energetico richiede miglioramenti sostanziali, per resa e costi, delle tecnologie esistenti e verosimilmente anche lo sviluppo di tecnologie interamente nuove per renderne l'impiego economico ed affidabile in tutte le varie fasi della catena tecnologica.

Da un punto di vista energetico, la disponibilità di un vettore flessibile e pulito, come l'idrogeno, a partire da fonti diversificate, fossili e rinnovabili, è di estremo interesse per il nostro Paese, vista la sua dipendenza dalle importazioni, il ruolo crescente del gas naturale e lo sviluppo previsto in

futuro dalle fonti rinnovabili. Inoltre l'impiego dell'idrogeno nei trasporti contribuirebbe a migliorare la qualità dell'aria nei centri urbani che, nonostante i progressi realizzati ed attesi nei veicoli convenzionali e nei relativi sistemi di abbattimento, ancora presenta delle criticità.

4.1 L'idrogeno

L'idrogeno è l'elemento chimico più semplice e diffuso nell'universo, nonché il principale costituente delle stelle e del sole; se adeguatamente sfruttato, potrebbe diventare il “carburante perpetuo”, inesauribile e del tutto esente da emissioni inquinanti.

L'idrogeno rappresenterebbe il compimento del percorso di decarbonizzazione, dato che non contiene alcun atomo di carbonio.

4.1.1 Proprietà, diffusione e sicurezza

L'idrogeno è un elemento diatomico che ad alte temperature si dissocia in atomi liberi. Ha punto di ebollizione e di fusione più bassi di ogni altra sostanza, escluso l'elio: solidifica a $-259,2^{\circ}\text{C}$ e liquefa a $-252,77^{\circ}\text{C}$. Alla temperatura di 0°C e alla pressione di 1 atm, si presenta allo stato gassoso con densità 0,089 g/litro. Il peso atomico è 1,007. L'idrogeno liquido è incolore ed ha densità relativa 0,070.

L'idrogeno libero è presente solo in ridottissime quantità nell'atmosfera ma risulta l'elemento più abbondante nell'universo. E' presente in grandi quantità anche sulla Terra, in diversi composti, tra i quali il più importante è l'acqua.

4.2 *La produzione dell'idrogeno*

Non esistendo in natura in forma gassosa se non in piccole quantità, è l'uomo che deve produrlo, o partendo dall'acqua, o dagli idrocarburi.

Una prima distinzione generale dei metodi di produzione d'idrogeno si basa sul tipo di energia utilizzata nel processo per rompere il legame che in natura lo vincola all'ossigeno nell'acqua o al carbonio (idrocarburi, biomasse,...): principalmente possono essere considerate tre classi di procedimenti.

Processi di produzione per tipo di energia impiegata:

- Termochimica
- Elettrochimici
- Biochimici

Un'altra classificazione sostanziale dei processi di produzione di idrogeno può essere fatta in funzione della fonte impiegata:

Processi di produzione per fonte impiegata:

- Fonti non rinnovabili
- Fonti rinnovabili

Attualmente, in tutto il mondo, sono commercializzati circa 500 miliardi di Nm³ di idrogeno di cui la maggior parte trae origine da fonti fossili. Esso è prodotto principalmente come “co-prodotto” dell'industria chimica, in particolare dei processi di produzione del polivinile di cloruro (PVC), che forniscono il 38% dell'idrogeno mondiale, e di raffinazione del petrolio greggio, che contribuisce al 2% circa della produzione. Per quanto riguarda

invece il suo impiego come fonte di energia, attualmente esso avviene solo in piccoli impianti che servono prevalentemente industrie del settore petrolchimico.

La produzione di idrogeno incontra nella pratica numerosi problemi soprattutto riguardo l'alto costo della sua produzione e la selezione dei migliori processi di produzione e immagazzinaggio. Le principali tecnologie di produzione dell'idrogeno sono:

- Trasformazione degli idrocarburi: nel caso degli idrocarburi la produzione di idrogeno è particolarmente svantaggiosa dal punto di vista energetico, economico ed ambientale. Ha infatti poco senso produrre idrogeno da una risorsa già disponibile come gli idrocarburi, consumando ulteriore energia e producendo comunque anidride carbonica
- Gassificazione del carbone e delle biomasse
- Idrolisi dell'acqua: è una promettente via di uscita per il problema ambientale
- Altre tecnologie innovative

I processi di separazione dell'idrogeno dall'acqua sono:

<i>Processo</i>	<i>Rendimento (%)</i>
Elettrolisi	25 - 30
Cicli termochimici (T max =700 - 900 °C)	50
Cicli ibridi (elettrolisi ad alta T = 100°C) o cicli termochimici ibridi	40

Termolisi (T = 2500 - 3000 °C)	
--------------------------------	--

Tabella 29: Tecniche di separazione dell'idrogeno dall'acqua

4.2.1 Trasformazione di idrocarburi

4.2.1.1 Steam Reforming

Questo processo è basato sulla reazione di una sostanza (principalmente metano) con vapor d'acqua (la fase).

Lo steam reforming del metano attraverso il quale si produce circa il 48% dell'idrogeno mondiale può essere applicato anche ad altri idrocarburi come l'etano e la nafta. Lo SMR implica la reazione di metano e vapore in presenza di catalizzatori. Tale processo, su scala industriale, richiede una temperatura operativa di circa 800°C ed una pressione di 2.5 MPa. La prima fase consiste nella decomposizione del metano in idrogeno e monossido di carbonio. Nella seconda fase, chiamata "shift reaction" il monossido di carbonio e l'acqua si trasformano in biossido di carbonio ed idrogeno.

Le reazioni chimiche che si svolgono nel processo sono:



All'uscita dal reformer il monossido di carbonio reagendo con il vapore si trasforma in anidride



La reazione netta è perciò:



Il rendimento dei processi si aggira sul 50-70%.

Poiché l'idrogeno in tal modo prodotto è più costoso della sostanza di partenza, il metano, la sostituzione di questo con l'idrogeno come combustibile non è conveniente. Alcuni autori sostengono che la tecnologia SMR può essere conveniente se combinata con l'alimentazione di veicoli, per l'applicazione su celle a combustibile prodotte su scala ridotta.

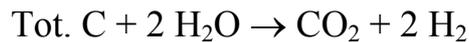
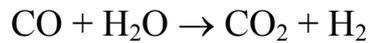
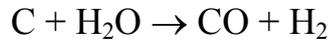
Uno degli obiettivi della ricerca è quello di migliorare il tradizionale processo SMR con il perfezionamento di un nuovo processo denominato Sorbtion Enhanced Reforming (SER). Rispetto al tradizionale SMR tale processo implica la produzione di idrogeno a temperatura particolarmente bassa e l'abbinamento di un processo di rimozione selettiva dell'anidride carbonica rilasciata durante la fase di reforming.

Il vantaggio principale SER quindi consiste nell'ottenere direttamente dei flussi separati, estremamente puri, sia di idrogeno che di CO₂ senza ricorrere a costosi sistemi di purificazione.

4.2.2 Gassificazione del carbone o dei combustibili fossili

Il processo di gassificazione consiste nella parziale ossidazione, non catalitica, di una sostanza solida, liquida o gassosa che ha l'obiettivo finale di produrre un combustibile gassoso, formato principalmente da idrogeno, ossido di carbonio e da idrocarburi leggeri come il metano. La produzione di idrogeno mediante gassificazione del carbone è una tecnologia che trova numerose applicazioni commerciali, ma è competitiva con la tecnologia SMR solo dove il costo del gas naturale è molto elevato (e quindi si preferisce il carbone)

Le reazioni chimiche che avvengono sono:



La gassificazione di combustibili fossili si presenta economicamente interessante nelle regioni in cui il carbone abbonda ed è poco costoso.

4.2.3 Termolisi

Diversi sono gli studi in questo campo; si riportano a titolo d'esempio due possibilità: la prima può sfruttare il calore prodotto nelle centrali termoelettriche e nucleari, con uno dei processi più promettenti. Questo è costituito da tre fasi: decomposizione termica dello ioduro di idrogeno da cui si ottiene H_2 ed I_2 (1° fase); decomposizione termica dell'acido solforico, da cui si ottiene SO_2 e O_2 (2° fase); reazione di I_2 e SO_2 , in soluzione acquosa a temperatura ambiente, da cui si genera HI ed H_2SO_4 che tornano in ciclo.

La seconda metodologia si basa sul solare a concentrazione, che consente il raggiungimento di temperature molto elevate. Nel fuoco di uno specchio parabolico convergono le radiazioni solari dirette, raggiungendo temperature superiori ai 2000 °C. Queste elevate temperature (nel fuoco della parabola) possono essere impiegate per scatenare reazioni chimiche, che non si produrrebbero con le consueti fonti di calore.

Di particolare interesse è l'accoppiamento di pannelli fotovoltaici alle celle a combustibile: l'energia solare viene trasformata in energia elettrica, usata poi per idrolizzare l'acqua (ed avere di conseguenza la produzione di

idrogeno). Quando l'idrogeno è prodotto da combustibili fossili, la CO₂ separata viene confinata in maniera stabile nel sottosuolo in acquiferi salini a circa 800-1000 m di profondità o in giacimenti esauriti di metano o petrolio.

4.2.4 Gassificazione delle biomasse

Anche la pirolisi, o distillazione secca, è un processo che per mezzo della decomposizione termica, spezza le molecole complesse delle sostanze organiche in elementi semplici, separati. Essa consiste nel riscaldare la sostanza a 900-1000°C, in assenza di aria, in opportuni impianti, con ottenimento di sostanze volatili e di un residuo solido. L'applicazione di calore alle biomasse (legno, grassi e rifiuti agricoli) produce numerosi gas tra cui l'idrogeno. La composizione dei gas dipende dal tipo di materiale, dalla presenza di ossigeno, dalla temperatura della reazione e da altri parametri. I gas dalle biomasse, a medio potere calorifico, sono quelli da utilizzare principalmente come combustibili. La gassificazione delle biomasse, prevede l'impiego sia di materiale derivato dai rifiuti solidi urbani sia materiali specifici appositamente coltivati per essere impiegati come fonte di energia.

4.2.5 Altre tecnologie alternative

Si sta puntando molto su sistemi che consentano la produzione di idrogeno tramite l'impiego diretto dell'energia solare, in sostituzione dell'energia elettrica necessari per l'elettrolisi dell'acqua. La produzione dell'idrogeno per fotoconversione, associa un sistema di assorbimento della luce solare ed

un catalizzatore per la scissione dell'acqua (per la produzione di idrogeno). Questo processo usa l'energia della luce senza passare attraverso la produzione separata di elettricità richiesta dall'elettrolisi. Ci sono due classificazioni principali di tali sistemi: fotobiologico e fotoelettrochimico. Tecnologie fotobiologiche: riguardano la generazione dell'idrogeno da sistemi biologici, che usano generalmente la luce solare. Alcune alghe e batteri sono in grado di produrre idrogeno sotto specifiche condizioni. I pigmenti delle alghe assorbono l'energia solare e gli enzimi nella cellula agiscono da catalizzatori per scindere l'acqua nei suoi componenti di idrogeno e ossigeno. Il livello di efficienza di conversione in energia è però basso, circa il 5%. Attualmente sono state isolate circa 4000 specie di questo tipo di batteri, capaci di combinare, nell'oscurità, monossido di carbonio ed acqua per produrre quantità piuttosto elevate di idrogeno e biossido di carbonio. Tecnologie fotoelettrochimiche: usano degli elettrodi semiconduttori in una cella fotoelettrochimica per convertire energia ottica in energia chimica. Esistono essenzialmente due tipologie di tali sistemi: una utilizza semiconduttori, l'altro metalli complessi dissolti.

Se la produzione di gas naturale raggiungesse il picco facendo lievitare drasticamente i prezzi, si potrebbe giungere al punto in cui utilizzare fonti rinnovabili di energia per produrre l'elettricità necessaria al processo elettrolitico diventerebbe conveniente. Sfruttare l'energia solare e trasformarla in energia utile è da tempo il sogno di molti scienziati. La quantità di energia potenzialmente disponibile che deriva dalla radiazione solare è davvero stupefacente. Le celle fotovoltaiche (PV) usano materiali, semiconduttori per convertire la luce solare in elettricità. L'efficienza delle

PV è compresa tra il 10 ed il 20%, e un pannello di 1 mq di PV produce fra 100 e 200 W di potenza.

Il 26/9/1995 a San Segundo, in California, ha aperto i battenti il primo impianto statunitense ad energia solare per la produzione di idrogeno. L'impianto costato 2.5 milioni di dollari, cattura la radiazione solare con un sistema fotovoltaico avanzato, progettato dalla Solar Engineering Applications Corporation. L'elettrolizzatore produce da 370 a 500 mc di idrogeno al giorno; dopo la rimozione del vapore acqueo in eccesso, il gas di idrogeno viene compresso a 5000 psi (1 psi= 6890 pascal), asciugato e immagazzinato. L'idrogeno prodotto dall'impianto è utilizzato per alimentare autocarri Ford Ranger opportunamente modificati per funzionare con carburanti non derivati da idrocarburi.

L'energia idroelettrica è un'altra potenziale fonte di energia rinnovabile per la produzione di idrogeno. Circa il 20% dell'energia solare viene consumata nell'evaporazione dell'acqua presente sulla superficie terrestre. Il vapore, che dopo essersi condensato, ricade sulla terra sotto forma di precipitazione atmosferica è la base dell'energia idroelettrica.

Anche le biomasse, sotto forma di rifiuti agricoli e industriali, possono essere utilizzate per generare l'elettricità necessaria ad ottenere idrogeno per via elettrolitica. La Gran Bretagna, per esempio, produce 30 milioni di tonnellate di rifiuti solidi ogni anno. Se questi rifiuti venissero inceneriti, potrebbero produrre elettricità sufficiente per coprire il 5% del fabbisogno britannico.

L'aspetto principale del ricorso a fonti rinnovabili d'energia – energia solare, eolica, idroelettrica e geotermica – per produrre idrogeno è che possono

essere convertite in energia “immagazzinabile”, da usare in forma concentrata quando e dove necessario, senza alcuna emissione di CO₂.

4.2.6 Idrolisi dell'acqua

E' possibile ottenere idrogeno dall'acqua con diversi metodi:

- Decomposizione elettrolitica (elettrolisi): L'idrogeno può essere anche prodotto dall'acqua scindendo la stessa nei suoi componenti (idrogeno ed ossigeno) secondo la reazione:



Si può notare subito che la reazione di elettrolisi risulta esattamente inversa a quella che avviene nelle celle a combustibile. Pertanto l'intero processo di produzione e consumo è ambientalmente sostenibile purchè sia disponibile una corrispondente quantità di energia elettrica pulita in grado di alimentare il processo di elettrolisi. E' immediato pensare al sole come sorgente di questa energia, sfruttabile attraverso l'utilizzo di impianti di conversione fotovoltaica, la cui tecnologia già oggi può essere considerata tecnicamente affidabile ed adeguata, anche se non ancora competitiva. Infatti mediante l'uso di energia solare fotovoltaica si può produrre idrogeno elettrolitico ed ossigeno che poi possono essere fatti ricombinare nelle celle a combustibile per produrre l'energia elettrica di cui abbiamo bisogno. Come prodotto finale di scarto si genera una quantità di acqua pura pressappoco uguale a quella di partenza, chiudendo in tal modo il ciclo senza emissioni inquinanti. Infine è evidente che le grosse distese oceaniche altro non sono che enormi riserve di idrogeno: ogni kg di acqua pura contiene 111 g di idrogeno che,

una volta bruciato, potrebbe produrre 3200 chilocalorie di energia termica. Pertanto dall'acqua sarebbe possibile estrarre tutto l'idrogeno necessario a soddisfare in modo pulito le esigenze energetiche dell'umanità.

L'elettrolisi è il metodo più comune per la produzione di idrogeno anche se incontra notevoli ostacoli per la quantità limitata di idrogeno prodotta e per i costi, ancora troppo elevati, dovuti all'impiego di energia elettrica: Si prevede l'applicazione dell'elettrolisi con vapore ad alta temperatura (900-1000°C). L'alta temperatura del sistema accelera le reazioni, riduce le perdite di energia dovute alla polarizzazione degli elettrodi ed accresce l'efficienza complessiva del sistema. Questa tecnologia offre l'opportunità di ridurre il consumo di elettricità al 35% di quella utilizzata dagli attuali elettrolizzatori in commercio. Questa notevole riduzione dei costi e l'elevata efficienza di conversione stimata (circa il 90%) consentirebbe all'elettrolisi di essere competitiva anche con lo steam reforming, che richiede notevoli investimenti strutturali. Per questo processo come attrezzature sono sufficienti un serbatoio, un trasformatore per convertire la corrente alternata in continua, condotte per aspirare l'idrogeno e l'ossigeno dalla cella elettrolitica e quanto necessario per asciugare i gas dopo la separazione dall'elettrolito.

- Decomposizione termica diretta (termolisi): Essa è la dissociazione delle molecole di acqua tramite solo apporto di calore che richiede temperature molto elevate, dell'ordine di 3000°C: Con temperature così elevate è complicato però separare l'idrogeno dall'ossigeno dati i notevoli problemi che pone la resistenza dei materiali
- Decomposizione mediante cicli termochimica: con temperature più basse, tecnologicamente compatibili con i materiali conosciuti, è

possibile ottenere la dissociazione dell'acqua per mezzo di cicli chiusi di reazioni chimiche di tipo endotermico

- Dissociazione per via fotochimica (fotolisi): si propone di ottenere la dissociazione della molecola d'acqua fornendo l'energia necessari sotto forma di radiazioni luminose solari
- Decomposizione mediante fotoelettrolisi

5 Impieghi dell'idrogeno

Attualmente l'unico impiego dell'idrogeno come combustibile avviene nei programmi spaziali della NASA.

Lo sviluppo e la dimostrazione di sistemi per l'impiego dell'idrogeno comprende una pluralità di linee d'intervento, connessa alle diverse tecnologie ed ai diversi settori applicativi. Le due principali linee da perseguire in questo campo riguardano:

- La produzione di energia elettrica centralizzata con cicli combinati;
- La generazione elettrica distribuita (celle a combustibile, microturbine, cicli ibridi, celle a combustibile, turbo-gas).

Per l'impiego dell'idrogeno nella generazione centralizzata si prevede di:

- Valutare, in collaborazione con le aziende elettriche nazionali, la fattibilità dell'utilizzo dell'idrogeno in centrali di taglia industriale, fino a giungere al progetto definitivo e alla successiva dimostrazione in campo;

- Svolgere attività di ottimizzazione di alcuni componenti dell'idrogeno in turbogas e attività di studio e valutazione dei cicli innovativi.

L'intervento nel settore della generazione distribuita e della microgenerazione punterà a :

- Sviluppare e introdurre nel mercato, nel breve-medio termine, i sistemi per le applicazioni stazionarie delle celle ad elettrolita polimerico, per diverse taglie e diversi settori di applicazione, utilizzando le ricadute derivanti dallo sviluppo di questa filiera per la trazione;
- Sviluppare la tecnologia delle celle ad alta temperatura attraverso attività di R&S di materiali e componenti.

L'espressione "generazione distribuita" designa piccoli impianti di produzione di energia elettrica, isolati ed interconnessi, collocati presso l'utente finale o nelle immediate vicinanze. Oggi la tecnologia di microgenerazione più diffusa è quella dei motori alternativi alimentati a gasolio o a metano. Anche le turbine a metano e le microturbine alimentate a combustibili fossili si stanno rapidamente diffondendo nel settore della microgenerazione. In ogni caso va crescendo il consenso degli esperti circa il fatto che nel lungo periodo, saranno le celle a combustibile alimentate a idrogeno a dominare il mercato della generazione distribuita.

La generazione distribuita sta anche conquistando i favori dell'opinione pubblica sull'onda del diffuso timore per il riscaldamento terrestre e del conseguente desiderio di utilizzare in modo più efficiente l'energia, riducendo le emissioni di CO₂ in atmosfera.

La maggior parte degli impianti di generazione distribuita sono utilizzati come supporto alla rete centralizzata e vengono impiegati solo in situazioni di emergenza, in cui la fornitura di elettricità è interrotta. Questo significa che rimangono inattivi per la maggior parte del tempo. Se, invece, potessero essere efficacemente integrati nella rete, potrebbero diventare parte della struttura produttiva e fornire alle società elettriche, spesso in difficoltà nel soddisfare una domanda in crescita, energia supplementare durante i periodi di picco della domanda.

Le celle a combustibile, combinando idrogeno ed ossigeno, producono gran parte dell'energia elettrica richiesta. Oggetto delle più recenti ricerche è l'impiego dell'idrogeno nelle celle a combustibile.

6 Tecnologie di stoccaggio dell'idrogeno

6.1 Idrogeno compresso

Uno dei motivi che ha frenato la diffusione dell'idrogeno è la difficoltà di trasporto: sia per la bassa densità energetica, sia perché esplosivo, infiammabile ed estremamente volatile. La liquefazione dell'idrogeno non è la soluzione più conveniente dal punto di vista energetico, anche se, utilizzata in simbiosi con altre tecnologie, potrebbe rivelarsi vantaggiosa. Le tecnologie di immagazzinaggio analizzate sono:

- Idrogeno compresso
- Idrogeno liquefatto
- Idruri di metallo
- Idruri chimici

- Sistemi basati sul carbonio
- Microsfere di cristallo
- Altri metodi

I primi tre metodi, sono in genere utilizzati in impianti per la produzione di energia e per il rifornimento degli autoveicoli. La tecnologia di idruri chimici invece è idonea per l'immagazzinaggio a lungo termine dell'idrogeno.

Il modo più semplice ed economico per accumulare idrogeno a bordo di un veicolo è di utilizzarlo sotto forma di gas compresso a pressione di 200-250 bar. La tecnologia risulta tuttavia non proponibile per uso a bordo di auto tradizionali, a causa del peso ed ingombro dei serbatoi attualmente utilizzati, che rappresentano un limite all'autonomia e capacità di carico del veicolo.

Di recente notevoli progressi sono stati fatti con l'introduzione di serbatoi con liner metallico o termoplastico rinforzati con fibre di carbonio, di vetro ed aramidiche, che presentano un peso 3-4 volte inferiore a quello dei comuni serbatoi, e che consentono quindi di superare in parte le restrizioni connesse all'uso delle bombole di tipo tradizionale. Questi serbatoi sono in grado di operare a pressioni fino a 350 bar (potenzialmente anche 700 bar) e consentono quindi di ottenere densità di accumulo di idrogeno adeguate all'uso a bordo di veicoli. Le caratteristiche di sicurezza sono solitamente molto elevate, grazie alla robustezza dei serbatoi ed all'introduzione di fusibili antiscoppio in caso di incendio e di valvole di interruzione del circuito in caso di urto.

La DaimlerChrysler ha utilizzato idrogeno compresso sui due primi prototipi di veicoli a celle a combustibile, la NECAR I e NECAR II, e sulla recente

NECAR 4a. La P2000 FCV della Ford e la 600 Electra della FIAT costituiscono altri esempi di auto che usano bombole di idrogeno compresso; queste occupano notevole spazio nel veicolo, dimostrando la poca praticità di questo sistema di accumulo se si utilizzano bombole di tipo tradizionale (a 200-250 bar). Occorre inoltre citare le applicazioni di questa tecnologia di stoccaggio praticamente sulla maggior parte dei prototipi di autobus finora realizzati (flotte Chicago Transit Authority e British Columbia Transit, autobus MAN e Neoplan, NEBUS della Daimler-Chrysler), IVECO (progetto IRISBUS).

Per quanto riguarda normative di sicurezza e licenze per usi a bordo di veicoli, le bombole di idrogeno sono soggette a restrizioni analoghe a quelle adottate nel caso del gas naturale.

6.2 Idrogeno liquido

I processi di liquefazione usano una combinazione di compressori, scambiatori di calore, motori di espansione e valvole a farfalla per ottenere il raffreddamento desiderato. Il processo di liquefazione più semplice è il ciclo Linde o ciclo di espansione Joule Thompson. Tramite questo processo il gas è compresso a pressione ambiente e quindi raffreddato in uno scambiatore di calore prima di passare attraverso una valvola in cui è sottoposto al processo di espansione Joule-Thompson producendo del liquido. Una volta rimosso il liquido il gas ritorna al compressore tramite lo scambiatore di calore.

L'idrogeno può essere liquefatto per la produzione stazionaria di energia sia per il rifornimento dei veicoli. Successivamente nella maggior parte dei casi, viene immagazzinato ad una temperatura di -253°C : l'unico inconveniente

di questo sistema è l'eventuale fuoriuscita di parte dell'idrogeno liquido ed il notevole dispendio energetico dell'intero processo. Infatti circa il 30% dell'energia dell'idrogeno è necessaria per il suo raffreddamento. Inoltre sono necessarie particolari attrezzature per il mantenimento dello stato liquido.

Una delle preoccupazioni maggiori legate a questo processo quindi è quella della riduzione delle fuoriuscite di liquido. Dato che l'idrogeno è immagazzinato ad una temperatura che corrisponde al suo punto di ebollizione, qualsiasi passaggio di calore attraverso il liquido causa l'evaporazione di una parte dell'idrogeno e qualsiasi evaporazione si riflette in una perdita dell'efficienza del sistema.

La fonte di tale calore potrebbe essere la conversione della configurazione elettronica delle molecole di idrogeno da orto a para, l'energia del pompaggio, oppure la conduzione, convezione o irraggiamento diretto del calore. L'impiego di contenitori criogeni isolati può far fronte al problema del calore generato per conduzione, convezione ed irraggiamento. Tali contenitori sono progettati in modo da evitare qualsiasi trasmissione di calore dalla parete esterna al liquido, per cui sono tutti costituiti da un doppio rivestimento il cui interno è vuoto per impedire il passaggio di calore per conduzione o convezione.

Per mantenere queste temperature sono stati messi a punto serbatoi a doppia parete, con un'intercapedine ove viene fatto il vuoto (serbatoi tipo "dewar") Questa tecnologia è ormai consolidata in Germania, dove la BMW la utilizza da oltre 15 anni su auto ad idrogeno alimentate con motori a combustione interna.

Tra i veicoli a celle a combustibile di recente produzione che usano idrogeno liquido, vanno senz'altro ricordate la NECAR 4 della DaimlerChrysler e la HydroGen 1 della Opel. Utilizzano inoltre idrogeno liquido gli autobus realizzati da Ansaldo (3 serbatoi da 600 litri della Messer Griesheim, situati sul tetto del bus) e dalla MAN (3 serbatoi da 200 litri della Linde, posizionati sul pianale del veicolo).

La maggior parte dei contenitori di idrogeno liquido hanno forma sferica perché quest'ultima ha la più bassa superficie per il trasferimento di calore per unità di volume. Inoltre al crescere del diametro dei contenitori il volume aumenta più velocemente della superficie esterna per cui contenitori più grandi provocano minori perdite per trasferimento di calore.

I contenitori cilindrici, invece, sono preferibili per la loro facilità ed economicità di costruzione.

Per quanto riguarda il rifornimento di veicoli, quello dell'idrogeno liquefatto potrebbe sembrare uno dei metodi più adatti. Senonchè bisognerebbe considerare i notevoli rischi legati, solo per fare un esempio, alle perdite di carburante o ai problemi di sicurezza dovuti allo spazio ristretto a disposizione dei parcheggi. Si stanno progettando dei serbatoi ad alta pressione leggeri ed impermeabili all'idrogeno. Lo scopo è quello di utilizzare tali serbatoi in spazi ristretti ed in particolare a bordo di veicoli. Questi serbatoi sono costituiti da più cilindri congiunti, con un reticolato rinforzato interno. Il risultato è quindi quello di un contenitore multicella il cui numero è ottimizzato in base al volume del liquido da immagazzinare. Con questo metodo è possibile immagazzinare il 50% di idrogeno in più rispetto all'uso di serbatoi tradizionali multipli.

L'idrogeno può essere stoccato a bordo del veicolo in forma liquida ad una temperatura di $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$.

L'accumulo in forma liquida è forse la tecnologia che oggi meglio soddisfa le esigenze dell'autotrazione, tuttavia anch'essa presenta dei limiti. A sfavore dell'idrogeno liquido giocano la maggiore complessità del sistema, non solo a bordo del veicolo ma anche a terra, per la distribuzione ed il rifornimento, ed i maggiori costi ad esso associati. Anche il costo energetico della liquefazione è considerevole, corrispondendo a circa il 30% del contenuto energetico del combustibile, contro un valore compreso tra il 4% ed il 7% per l'idrogeno compresso.

Nel quadro delle attività del Progetto H₂MUC è stata realizzata, presso l'aeroporto di Monaco di Baviera, la prima stazione di servizio pubblica in grado di fornire idrogeno liquido.

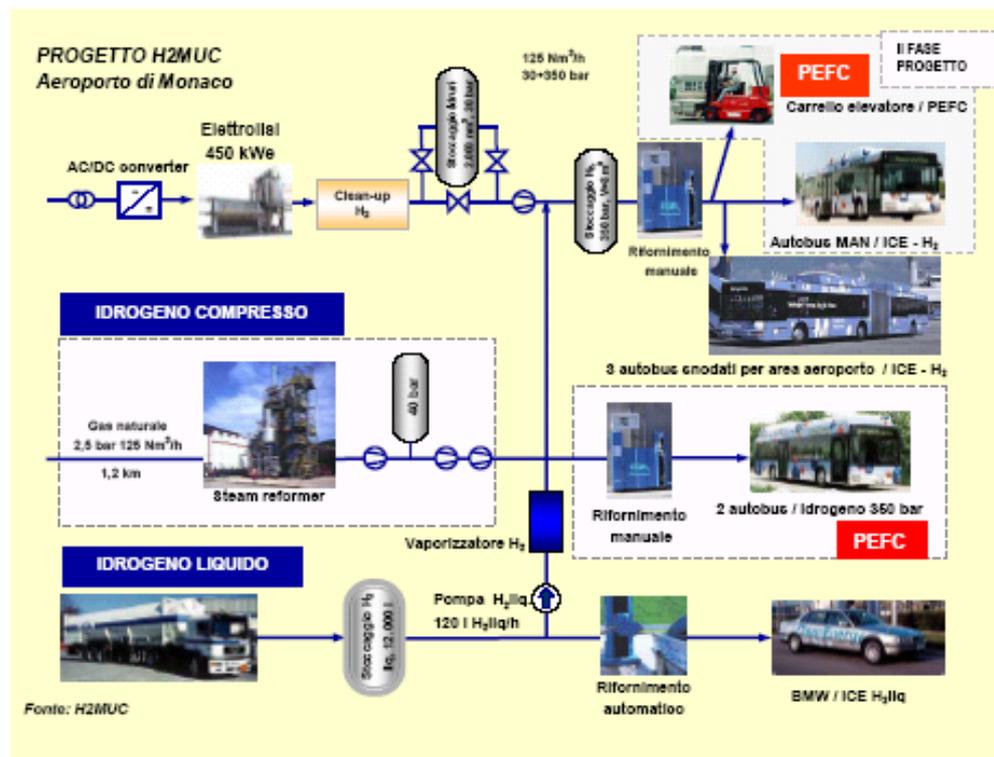


Figura 13: Progetto H₂MUC (Aeroporto di Monaco)

6.3 Idruri metallici

Gli idruri di metallo sono dei composti che trattengono idrogeno nello spazio interatomico di un metallo. Gli idruri si formano ed agiscono attraverso due fasi: l'assorbimento ed il rilascio dell'idrogeno. L'assorbimento dell'idrogeno nello spazio interatomico (idrogenazione) è un processo esotermico che richiede raffreddamento mentre la sottrazione di idrogeno (deidrogenazione) è un processo endotermico che richiede calore. Quando la pressione dell'idrogeno viene inizialmente aumentata l'idrogeno si dissolve nel metallo e quindi comincia a legarsi con esso. In questa fase la pressione operativa rimane costante fino al raggiungimento del 90% della capacità di immagazzinaggio.

Al di sopra di questo limite è necessario operare con pressioni elevate per raggiungere il 100% della capacità. La dispersione di calore durante la formazione dell'idruro devono essere continuamente rimosse per evitare che l'idruro si infiammi. Con la deidrogenazione si spezza il legame formatosi tra il metallo e l'idrogeno e la pressione atta all'aumentare della temperatura. Inizialmente si opera a pressione elevata e viene rilasciato idrogeno puro quindi in seguito alla rottura del legame con il metallo la pressione si stabilizza fino a ridursi drasticamente quando nell'idruro residua circa il 10% dell'idrogeno. Quest'ultima parte di gas è molto difficile da rimuovere essendo quella più saldamente legata al metallo e quindi spesso non può essere recuperata nel normale ciclo di carico e scarico.

La temperatura e la pressione di queste reazioni dipendono dalla composizione specifica dell'idruro. Il calore di reazione può variare da 9300 fino a 23250 kJ/Kg di idrogeno e la pressione può anche superare i 10 MPa. La temperatura di deidrogenazione a sua volta può superare i 500°C.

Considerato questo vasto campo di temperatura e pressione, la costruzione di unità di immagazzinaggio presenta notevoli difficoltà. Il contenitore dell'idruro deve essere pressurizzato e contenere un'area sufficientemente grande per lo scambio del calore al fine di garantire la rapidità delle fasi di carico e scarico dell'idruro per le quali è richiesta stabilità termica e strutturale della lega impiegata.

Gli svantaggi sono la pesantezza dei sistemi ed i costi generalmente elevati che non consentono ancora la realizzazione di sistemi di immagazzinaggio ad idruri di metallo funzionanti commercialmente su larga scala.

Si raggiungono, a basse pressioni, densità energetiche maggiori di quelle dell'idrogeno compresso e paragonabili (secondo alcune referenze, anche maggiori) a quelle dell'idrogeno liquido. Il volume di stoccaggio si riduce di 3-4 volte, rendendo possibile l'uso di questi sistemi nelle autovetture, mentre l'energia specifica dipende anche dal peso specifico del metallo di base. Le percentuali, in peso, di idrogeno sul peso totale che si raggiungono vanno dal 1% al 12,7% (LiH), per confronto ricordiamo che per le comuni bombole tale percentuale è di poco superiore all'1%, e quindi tali sistemi di stoccaggio sono potenzialmente molto promettenti.

Un punto debole della tecnologia è rappresentato dal peso di questi sistemi di accumulo, a parità di peso il veicolo presenta un'autonomia tre volte inferiore a quella ottenibile con idrogeno liquido o idrogeno compresso con serbatoi di tipo avanzato. Sono invece indubbi i vantaggi in termini di convenienza, compattezza, stabilità dello stoccaggio, sicurezza intrinseca.

La tecnologia degli idruri è allo studio negli Stati Uniti, in Europa ed in Giappone, dove la Toyota ha messo a punto speciali leghe al titanio,

nell'ambito del suo programma di realizzazione di veicoli con celle a combustibile.

Di recente interessanti i risultati sono stati ottenuti dalla Ovonix, che sta sviluppando una lega a base di magnesio, leggera, con un'elevata capacità di stoccaggio idrogeno (7% in peso, Tdesorb.:300°C)

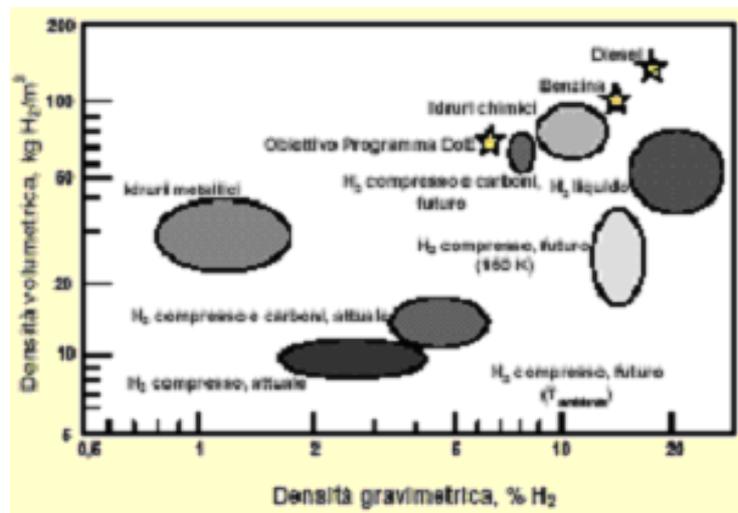


Figura 14: Confronto tra sistemi di accumulo idrogeno (Fonte: DOE)

6.4 Idruri chimici

Questo metodo è utilizzato specialmente per periodi di immagazzinaggio stagionali. Il Giappone sta programmando la produzione di idrogeno in Canada, sfruttando appunto l'energia idroelettrica per l'elettrolisi, per poi importarlo sotto forma di idruro e rigenerarlo per la produzione di elettricità. Lo svantaggio di tale tecnica è quello delle imponenti e costose attrezzature necessarie per il trasporto transoceanico.

L'utilizzo del toluene, con formazione di metilcicloesano, è promettente poiché sia il toluene sia il metilcicloesano sono composti conosciuti, facilmente trasportabili e sicuri. La formazione di metilcicloesano è ottenuta

mediante idrogenazione di toluene seguita da quella di deidrogenazione, con un consumo del 20% dell'energia contenuta nell'idrogeno liberato. Questa tecnica si presta, oltre che per l'accumulo stagionale, anche per l'utilizzo su mezzi pesanti.

6.5 Nanostrutture di carbonio

Nanostrutture di carbonio (nanotubi e nanofibre di carbonio) scoperte all'inizio di questo decennio, stanno dimostrando ottime capacità di adsorbimento dell'idrogeno, con risultati in alcuni casi sorprendenti ed inspiegabili.

A temperature criogenie (70-113 K) e pressioni moderate (42-54 atm) il carbonio reso radioattivo, può assorbire, reversibilmente, 0.043-0.072 Kg H₂/Kg di carbonio. Il National Renewable Energy Laboratori (NREL) ha recentemente raggiunto una capacità d'immagazzinaggio gravimetrica del 5-10%, a temperatura normale, usando nanotubi al carbonio. I nanotubi al carbonio, pori allungati con diametri di dimensioni molecolari, assorbono idrogeno, con un'azione capillare a temperature non criogenie.

I sistemi con nanostrutture al carbonio potrebbero essere realizzati con costi particolarmente bassi.

Su questi materiali sono in corso ricerche da parte di numerosi gruppi di lavoro, ma i risultati ottenuti, spesso in contrasto tra di loro, sono il più delle volte non confrontabili in quanto riferiti a campioni di materiali di diverso tipo, provati in condizioni di pressione e temperatura molto diverse. Il campo di variazione della pressione va da pochi bar ad alcune centinaia di

bar, la temperatura da 80 K a 800 K, le percentuali di adsorbimento in peso variano da valori inferiori all'1% ad un incredibile 60%.

In letteratura per i nanotubi si riportano percentuali massime del 20% in peso (nanotubi drogati con litio) con conseguenti valori elevatissimi per l'energia specifica e la densità energetica, pari a 6,66 kWh/kg e 6 kWh/litro, prossimi a quelli della benzina (rispettivamente 8,75 ed 8,76) e per le nanofibre il valore già indicato del 60%.

Un grosso sforzo di ricerca è necessario per confermare i risultati finora ottenuti, e per verificare la fattibilità tecnica ed economica di questa tecnologia, che potenzialmente si dimostra la più adatta per lo stoccaggio dell'idrogeno a bordo di veicoli.

Materiale	Temperatura (K)	Pressione (bar)	H ₂ % peso	Energia specifica kWh/kg	H ₂ Vol.%	Densità di energia kWh/litro	Riferimento
SWNT,alta purezza	300	0,65	4				Dillon
SWNT,alta purezza	80	70,9	8,25				Ye
MWNT	298-773	1	0,4	0,133	3,2	0,106	Chan
Li-MWNT	473-673	1	20	6,66	180	6,0	Chan
K-GIC	313	1	5	1,66	60	2	Chan
Li-GIC	473-673	1	14	4,66	280	9,32	Chan
GNF (tubo)are)	298	112	11,26		1,42		Chambers
GNF (tubo)are)	298	110	10-12				Fan
GNF (fibr)il)bone)	298	112	57,85		13,35		Chambers
Grafite	298	112	4,52		0,53		Chambers

SWNT: single-walled nanotube; MWNT: multi-walled nanotube; GNF: graphite nanofibre; GIC: graphite intercalated compounds.

Tabella 30: Caratteristiche di nanotubi per l'accumulo di idrogeno

6.6 Microsfere di cristallo

Consistono in piccole sfere di cristallo, vuote, con un diametro che varia da 25 a 500 micron ed uno spessore di un solo micron. Ne sono disponibili numerosi tipi di diversa taglia, spessore e composizione dei cristalli. Le

microsfere vengono trattate e trasportate commercialmente sottoforma di polvere fluida: possono essere utilizzate su grossi basamenti per immagazzinare idrogeno ad alta pressione. L'incapsulamento dell'idrogeno avviene tramite il riscaldamento di un letto di microsfere vuote in un ambiente denso di idrogeno. L'idrogeno si introduce nelle sfere attraverso il sottile involucro esterno di cristallo reso permeabile dalle alte temperature alle quali avviene il processo (da 200 a 400°C). Tale processo si conclude quando l'idrogeno, all'interno delle sfere, raggiunge la stessa pressione esterna. Alla fine il letto viene raffreddato e l'idrogeno non incapsulato viene liberato o trattenuto per altre applicazioni.

L'efficienza del processo, quindi, dipende da determinare caratteristiche quali: pressione dell'idrogeno, temperatura e volume del letto, dimensione e composizione chimica delle microsfere. Una volta raffreddate a temperatura ambiente le sfere trattengono al loro interno l'idrogeno, successivamente vengono ricoperte, immagazzinate in recipienti a bassa pressione e trasportate sotto forma di una sottile polvere. L'estrazione dell'idrogeno dalle microsfere avviene tramite il loro riscaldamento, successivamente vengono nuovamente ricoperte e riciclate per altri incapsulamenti. Il rilascio dell'idrogeno può essere provocato anche con la rottura delle sfere, con lo svantaggio, però, di non poterle più riutilizzare. Questo metodo di immagazzinaggio può risultare pratico e conveniente per l'applicazione su veicoli. Esso è più conveniente degli idruri di metallo, ha la loro stessa sicurezza e non presenta problemi in caso di esposizione all'aria.

6.7 Altri metodi

E' stato ancora sperimentato di recente un sistema che ha consentito di trattenere idrogeno in piccole sfere di composti di sodio, potassio o litio. Se

liberate in acqua, esse si combinano rilasciando idrogeno e dando vita a composti, a loro volta riciclabili, come idrossido di sodio, idrossido di potassio...

Un'altra tecnica attualmente ancora in fase sperimentale, presuppone l'utilizzo di ferro polverizzato ed acqua. Ad alte temperature la loro reazione produce ruggine ed idrogeno. L'unica necessità è il recupero del ferro tramite l'eliminazione dell'ossigeno, per consentirne il riciclaggio.

7 Tecnologie di trasporto dell'idrogeno

Le difficoltà che possono sorgere sono legate non solo alle distanze più o meno lunghe da coprire ma soprattutto ai metodi di produzione ed immagazzinaggio e alla successiva applicazione dell'idrogeno. Per cui la scelta sarà fortemente condizionata dalla forma liquida o gassosa dell'idrogeno in base alla quale avverrà la scelta del trasporto tramite gasdotti o tramite mezzi stradali, ferroviari o navali.

Un ciclo energetico basato sull'idrogeno pone sicuramente dei problemi nuovi anche per la scelta dei materiali da utilizzare nelle varie fasi del ciclo. E' noto infatti che l'idrogeno interagisce facilmente con i comuni materiali strutturali (acciaio) provocando una diminuzione delle proprietà meccaniche degli stessi.

7.1 Trasporto dell'idrogeno compresso o liquefatto

L'idrogeno come gas compresso può essere trasportato in cilindri ad alta pressione, autocisterne e gasdotti. I cilindri ad alta pressione (40 MPa), pur

consentendo un minore ingombro, sono molto pericolosi da maneggiare e trasportare. Le autocisterne possono contenere da 63 a 460 Kg di idrogeno compresso ad una pressione di soli 20 MPa.

L'idrogeno liquido immagazzinato in contenitori isolati viene trasportato tramite autocarri ed altri automezzi in quantità elevate e con modeste perdite per evaporazione (0.3-0.6% al giorno). Per quanto riguarda il trasporto navale, a causa dei lunghi periodi di tempo che richiede, è impiegato solo per l'idrogeno liquido.

Una tecnica sperimentale innovativa per il trasporto dell'idrogeno liquido consiste in un gasdotto contenente un materiale superconduttore. L'idrogeno liquido agirebbe da refrigerante per il superconduttore e consentirebbe il trasporto dell'elettricità attraverso lunghe distanze senza le grosse perdite di corrente delle convenzionali linee di potenza. Gli inconvenienti di questo metodo sarebbero rappresentati dai materiali necessari per l'isolamento dell'impianto e dalla necessità di pompaggio e raffreddamento continuo dell'idrogeno durante il trasporto.

7.2 Trasporto tramite gasdotti

Formalmente l'idrogeno, essendo un aeriforme, può essere gestito con opportune precauzioni, in una struttura analoga a quella utilizzata per il gas naturale. Le opportune precauzioni consistono nel tener conto di taluni aspetti: il contatto dell'idrogeno con acciai speciali provoca un loro fragilimento; occorre prevedere sistemi visivi ed olfattivi per l'individuazione di eventuali fughe; inoltre sono da considerare necessarie le ovvie precauzioni per evitare inneschi di combustione dati i caratteri

chimico fisici di facile innesco a combustione di questo gas. Per far sì che questi impianti vengano ampiamente utilizzati il primo problema da risolvere è quello dell'infragilimento di tubi e guarnizioni, con la conseguenza della rottura dell'impianto, provocato dal contatto dell'idrogeno con i materiali di cui essi sono costituiti.

La capacità di trasportare energia di un dato impianto è sempre minore nel caso di trasporto di idrogeno rispetto al trasporto di gas naturale. Ad una determinata pressione il flusso di idrogeno è tra volte più veloce ma la relativa quantità d'energia è circa tre volte minore a causa delle notevoli dispersioni che avvengono durante il trasporto.

7.3 Scelta dei sistemi di trasporto

Gli elementi principali che influenzano la scelta del sistema di trasporto dell'idrogeno sono la quantità e la distanza. Per grossi quantitativi di idrogeno il metodo più conveniente è quello dai gasdotti che, dopo gli investimenti necessari per la loro costruzione, richiedono costi operativi molto bassi. Questa modalità è conveniente rispetto al trasporto dell'idrogeno liquido che diversamente conviene nel caso di trasporto transoceanico.

Per modeste quantità di idrogeno i gasdotti non sono competitivi mentre l'idrogeno compresso può rappresentare in alcuni casi l'alternativa all'idrogeno liquido i cui costi operativi sono molto elevati. Però il trasporto del gas compresso, a causa della sua bassa densità energetica, presenta notevoli svantaggi per cui può essere indifferente rispetto al trasporto dell'idrogeno liquido solo per piccolissime distanze.

La distanza è l'altro elemento che gioca a favore dell'idrogeno liquido o compresso in quanto all'aumentare di essa i costi per la costruzione dei gasdotti subiscono notevoli incrementi. L'unico caso in cui si potrebbe preferire la costruzione di gasdotti è quello della contemporanea distribuzione di energia elettrica in quanto essi non comportano le notevoli perdite di energia causate dagli impianti di trasmissione solitamente impiegati.

7.4 Sicurezza

Esistono ancora molte perplessità per gli aspetti di sicurezza a causa della poca familiarità con questo vettore, il che porta ad applicare condizioni particolarmente restrittive per la sua utilizzazione. Tuttavia al di là della soggettiva "percezione di rischio", un'analisi attenta ridimensiona il concetto di pericolosità dell'idrogeno.

Questo gas è meno infiammabile della benzina infatti la sua temperatura di autoaccensione è di 550°C, contro i 230-500°C della benzina.

L'idrogeno è il più leggero degli elementi (quindici volte meno dell'aria), e perciò si diluisce rapidamente in spazi aperti.

E' praticamente impossibile farlo detonare se non in spazi confinati.

Quando brucia l'idrogeno si consuma molto rapidamente, sempre con fiamme dirette verso l'alto e caratterizzate da una radiazione termica a lunghezza d'onda molto bassa, quindi facilmente assorbibile dall'atmosfera.

Per contro materiali come la benzina, il gasolio, il GPL o il gas naturale sono più pesanti dell'aria, e non disperdendosi, rimangono una fonte di pericolo per tempi più lunghi.

L'idrogeno, al contrario dei combustibili fossili, non è tossico né corrosivo ed eventuali perdite dai serbatoi non causano problemi di inquinamento del terreno o di falde idriche sotterranee.

L'impiego di sistemi di propulsione veicolare con celle a combustibile rappresenta una delle alternative più promettenti per il medio-lungo termine: la loro potenzialità in termini di bassi consumi ed emissioni nulle, o quasi, ne promuove la candidatura come elemento fondamentale della propulsione veicolare per il trasporto del prossimo futuro. Le celle a combustibile possono consentire di realizzare veicoli che uniscono ai vantaggi di silenziosità ed assenza di inquinamento tipici dei veicoli elettrici a batteria, caratteristiche d'uso simili a quelle dei veicoli convenzionali in termini di autonomia e tempi di rifornimento.

8 Celle a combustibile

Le celle a combustibile sono sistemi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile (in genere idrogeno) direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico, ottenendo pertanto rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali.

Una cella a combustibile funziona in modo analogo ad una batteria, in quanto produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico; tuttavia, a differenza di quest'ultima, consuma sostanze provenienti dall'esterno ed è quindi in grado di funzionare senza interruzioni, finché al sistema viene fornito combustibile (idrogeno) ed ossidante (ossigeno ed aria).

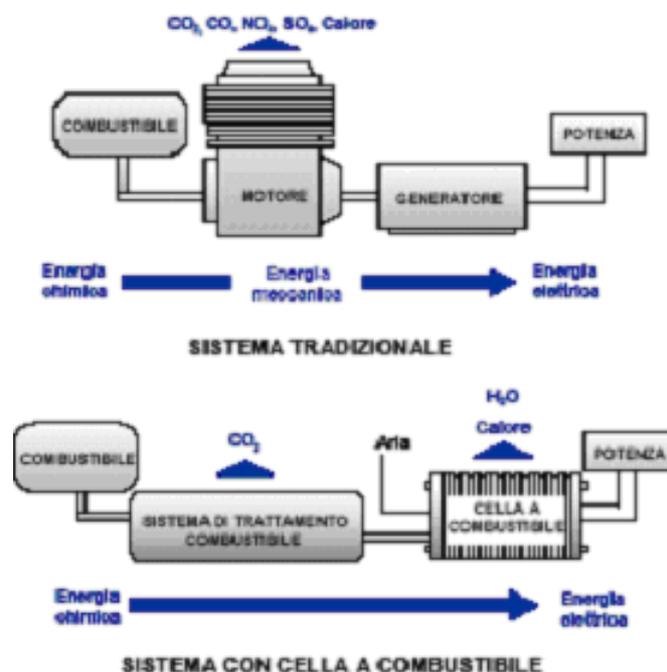


Figura 15: Conversione di energia – Confronto tra celle a combustibile e sistemi tradizionali

La cella è composta da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita. Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni di cella che consumano fondamentalmente idrogeno ed ossigeno, con produzione di acqua e 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 da produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

Una singola cella produce normalmente una tensione di circa 0,7 V e correnti comprese tra 300 e 800 mA/cm², quindi per ottenere la potenza ed il voltaggio desiderato più celle sono disposte in serie, a mezzo di piatti bipolari, a formare il cosiddetto "stack". Gli stack a loro volta sono assemblati in moduli, per ottenere generatori della potenza richiesta.

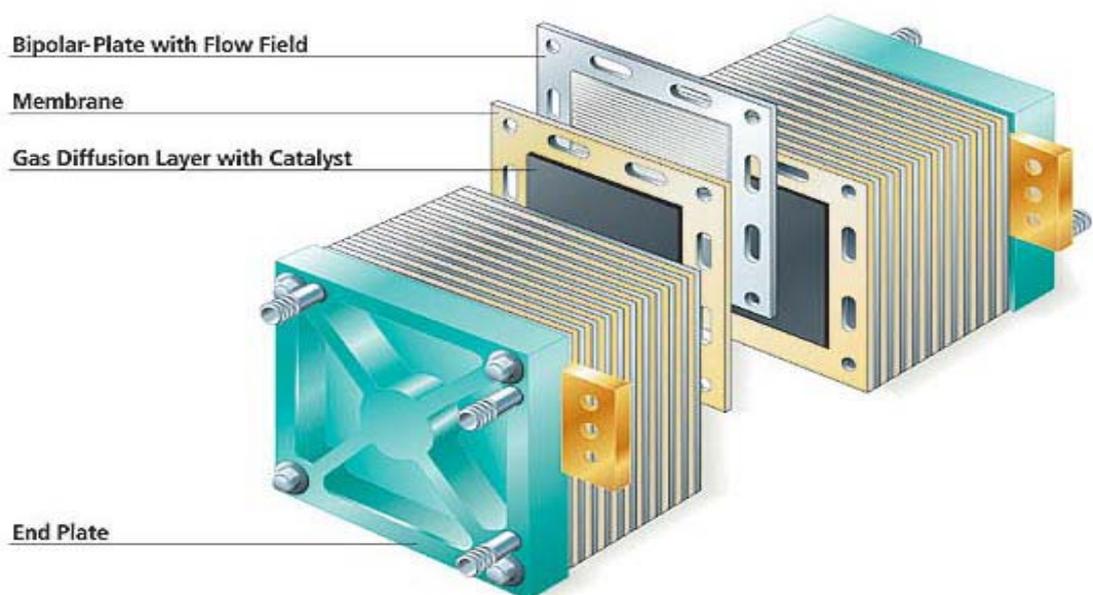


Figura 16: Stack

Esistono diverse tecnologie di cella, con diverse caratteristiche e diverso grado di sviluppo. Normalmente le celle vengono classificate sulla base dell'elettrolita utilizzato (celle alcaline, ad elettrolita polimerico, ad acido fosforico, a carbonati fusi, ad ossidi solidi) o alla temperatura di funzionamento (celle a bassa e alta temperatura).

L'elettrolita determina o condiziona fortemente:

- ❖ il campo di temperatura operativo
- ❖ il tipo di ioni e la direzione in cui diffondono attraverso la cella
- ❖ la natura dei materiali costruttivi
- ❖ la composizione dei gas reagenti
- ❖ le modalità di smaltimento dei prodotti di reazione
- ❖ le caratteristiche di resistenza meccanica e di utilizzo
- ❖ la vita della cella

8.1 PRINCIPALI TIPI DI CELLE

1. *Celle alcaline* (AFC, Alkaline Fuel Cell), che usano un elettrolita costituito da idrossido di potassio ed operano a temperature intorno a 120 °C. Hanno raggiunto un buon grado di maturità tecnologica soprattutto per usi speciali (applicazioni militari e spaziali). Le loro caratteristiche (richiedono gas di alimentazione estremamente puri) ne hanno limitato fortemente la diffusione, tanto che oggi non vi sono programmi di sviluppo in corso.
2. *Celle ad elettrolita polimerico* (PEFC, Polymer Electrolyte Fuel Cell), che usano come elettrolita una membrana polimerica ad elevata

conducibilità protonica e funzionano a temperature comprese tra 70 e 100 °C; sono sviluppate soprattutto per la trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (1-250 kW)

3. *Celle ad acido fosforico* (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell), che operano a temperature prossime ai 200 °C con un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico; rappresentano la tecnologia più matura per gli usi stazionari, con commercializzazione già avviata per le applicazioni di cogenerazione nei settori residenziale e terziario (100-200 kW)
4. *Celle a carbonati fusi* (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell), che usano come elettrolita una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C) e contenuta in una matrice ceramica porosa; sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche centinaio di kW ad alcune decine di MW
5. *Celle ad ossidi solidi* (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell), che funzionano a temperatura elevata (circa 900-1000 °C) per assicurare una conducibilità sufficiente all'elettrolita, costituito da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio); come le celle a carbonati, sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche kW ad alcune decine di MW
6. *Celle a metanolo diretto* (DMFC, Direct Methanol Fuel Cell), che operano a temperature tra 70 e 120 °C e come le PEFC utilizzano come elettrolita una membrana polimerica. Sono ancora nello stadio di ricerca di laboratorio

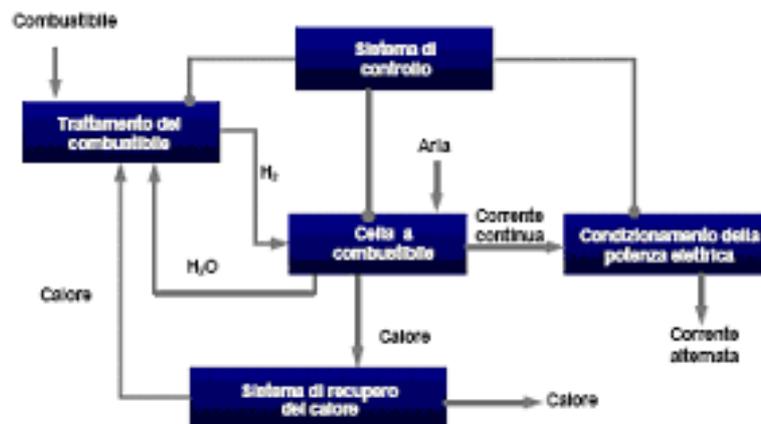
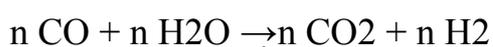


Figura 17: Schema a blocchi di un impianto con celle a combustibile

Gli impianti con celle a combustibile sono costituiti da 3 sezioni principali:

- una sezione di trattamento del combustibile (gas naturale, metanolo, gas di sintesi prodotti dalla gassificazione del carbone, biogas), che converte lo stesso in un gas di sintesi contenente idrogeno, purificato secondo le necessità imposte dal tipo di cella. La produzione di idrogeno viene ottenuta con sistemi che utilizzano processi di steam reforming, ossidazione parziale, o autothermal reforming. Il processo normalmente impiegato quando si parte da idrocarburi leggeri è quello di reforming catalitico con vapore, seguito da conversione dell'ossido di carbonio:



Nel processo occorre adottare condizioni di reazione che prevengano la formazione di composti indesiderati (es. formazione di carbone) che comprometterebbero l'efficienza del processo stesso.

Questa sezione non è necessaria se si utilizza idrogeno, se s'impiegano celle ad alta temperatura (MCFC e SOFC) in cui la riforma del combustibile avviene all'interno della cella stessa o nel caso di celle a metanolo diretto (DMFC),

- una sezione elettrochimica, costituita dalle celle che producono energia elettrica per via elettrochimica attraverso una reazione tra l'idrogeno alimentato all'anodo e l'ossigeno alimentato al catodo; la trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore.
- Un sistema di condizionamento della potenza elettrica, che trasforma l'energia, prodotta sotto forma di corrente elettrica continua, in corrente alternata di opportune caratteristiche.

Completano l'impianto un sistema di regolazione e di recupero del calore, che può essere utilizzato sia all'interno dell'impianto (ad es. per il reattore di conversione del combustibile) che per utenze esterne di cogenerazione, e un sistema di controllo che assicura il coordinamento delle diverse sezioni dell'impianto.

8.2 *Caratteristiche*

Le celle a combustibile rivestono un notevole interesse al fine della produzione di energia elettrica, in quanto presentano caratteristiche energetiche ed ambientali tali da renderne potenzialmente vantaggiosa l'adozione.

Possiedono:

- RENDIMENTO ELETTRICO ELEVATO, con valori che vanno dal 40-48% (riferito al potere calorico inferiore del combustibile) per gli impianti con celle a bassa temperatura, fino a raggiungere oltre il 60% per quelli con celle ad alta temperatura utilizzate in cicli combinati;
- POSSIBILITÀ DI UTILIZZO DI UN'AMPIA GAMMA DI COMBUSTIBILI come metano, metanolo, gas naturale, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, massificazione del carbone, biomasse);

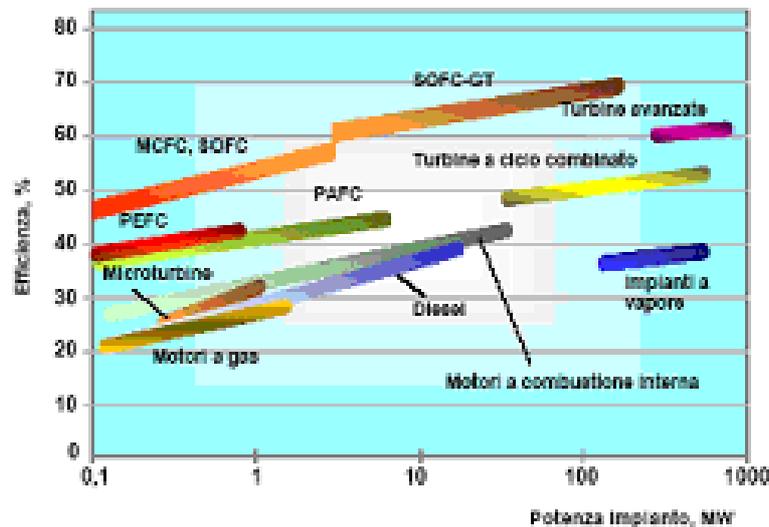


Figura 18: Confronto delle efficienze tra celle a combustibile e generatori convenzionali

- MODULARITÀ, che permette di accrescere la potenza installata via via che cresce la domanda di energia elettrica, con notevoli risparmi sul piano economico e con tempi di costruzione che possono risultare notevolmente ridotti;
- EFFICIENZA INDIPENDENTE DAL CARICO E DALLE DIMENSIONI DELL'IMPIANTO. Il rendimento delle celle è poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto avviene con gli impianti convenzionali. In pratica una cella può

operare tra il 30 e il 100% di carico, senza perdite consistenti di efficienza. Il rendimento è inoltre indipendente dalla potenza installata entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia dell'impianto;

- RIDOTTISSIMO IMPATTO AMBIENTALE, sia dal punto di vista delle emissioni gassose che di quelle acustiche, il che consente di collocare gli impianti anche in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla produzione di energia elettrica distribuita;
- POSSIBILITÀ DI COGENERAZIONE. Il calore cogenerato può essere disponibile a diversa temperatura, in forma di vapore o acqua calda, ed impiegato per usi sanitari, condizionamento di ambienti, ecc.

	PEFC	AFC	PAFC	CCCF	SOFC
Anodo	nichel	nichel poroso	oro, titanio e carbone	nichel + basse % di cromo	nichel + ossido di zirconio
Catodo	nichel	nichel poroso	oro, titanio e carbone	ossido di nichel litiato	manganati di lantanio
Elettrolita	membrana polimerica	soluzione alcalina	acido fosforico	mix di carbonati di litio e	ceramico

				potassio	
Temperatura °C	60 - 120	60 - 100	180 - 200	600 - 700	800 - 1000
Charge carrier	H ⁺	OH ⁻	H ⁺	CO ₃ ⁼	O ⁼
Reforming	SI	SI	SI	NO	NO
Catalizzatore	platino	nichel	platino	nichel	NO
Raffreddamento	SI	NO	NO	NO	NO
Efficienza %	40	37	40 - 45	50 - 60	50 - 60
Calore	NO	basso	basso	alto	alto
Residui	acqua	acqua	acqua	acqua + CO ₂	acqua
Applicazioni	piccole - medie	piccole - spaziali	stazioni da 50 - 200 kW	stazioni da MW	stazioni da kW a MW

Tabella 31: Caratteristiche dei principali tipi di celle a combustibile

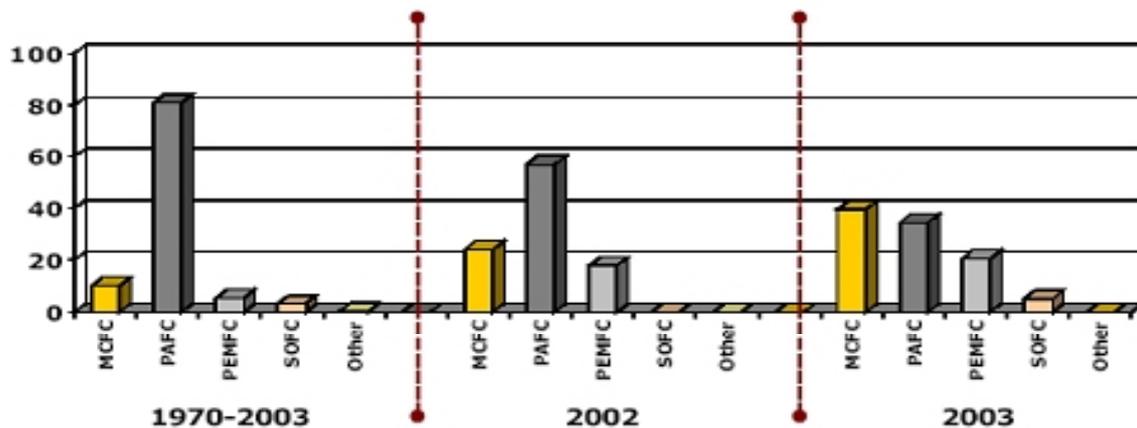


Figura 19: Il diagramma mostra le percentuali, rispetto alla potenza totale installata, per i vari tipi di cella

8.3 Applicazioni stazionarie delle celle a combustibile

Le celle a combustibile risultano particolarmente adatte alla generazione di potenza distribuita; lo sviluppo del loro mercato dipende pertanto fortemente dall'evoluzione in atto con la liberalizzazione del sistema elettrico e, più in generale, del sistema energetico, e dai tempi e modi con cui la stessa verrà attuata. Già oggi in tutto il mondo la tendenza è quella di abbassare la taglia media degli impianti di generazione. Negli Stati Uniti si è scesi da una taglia media di 600 MW ai 100 MW del 1992, sino ai 21 MW del 1998. In Italia, grazie soprattutto agli apporti degli autoproduttori industriali e civili, la taglia media è già scesa nel 1999 al di sotto dei 50 MW. E' quindi prevedibile uno spazio crescente per tecnologie di generazione di piccola-media taglia a limitato impatto ambientale, ed elevata efficienza come le celle a combustibile.

Le emissioni degli impianti con celle a combustibile si mantengono infatti al di sotto del 10% di quelle di un equivalente impianto convenzionale. Il

contenuto in NOx e CO è praticamente trascurabile, originandosi questi inquinanti direttamente dalla fase di combustione. Anche composti come particolato e SOx sono anch'essi trascurabili; ogni impianto con celle a combustibile prevede la conversione e/o l'eliminazione degli SOx prima dell'ingresso in cella. Le emissioni di impianti PC25 (200 kW PAFC della UTC Fuel Cells) sono così basse da meritarsi un'esenzione totale dalle leggi sulla qualità dell'aria dalla California meridionale (SCAQMD, South Coast Air Quality Management District), considerate fra le più restrittive esistenti al mondo.

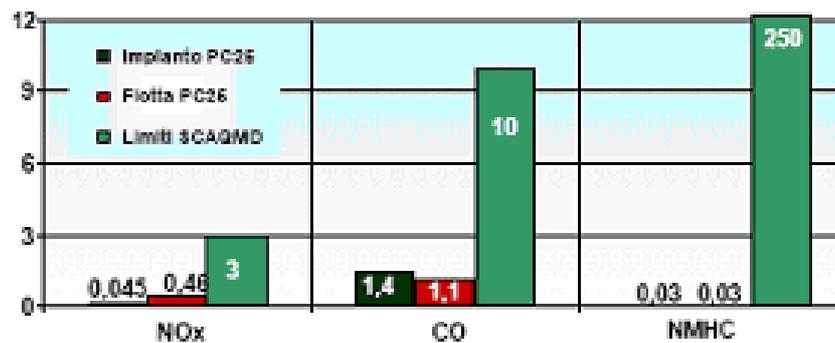


Figura 20: Emissioni impianti PC25 confrontati con i limiti emessi dal SCAQMD (ppm_v, 15% O₂ secco)

Un impianto a celle a combustibile presenta un'efficienza energetica sensibilmente superiore a quella dei sistemi convenzionali, anche nelle loro configurazioni più avanzate. Da ciò deriva una significativa riduzione della quantità di CO₂ emessa, a parità di energia elettrica e calore prodotti. Prendendo come esempio un impianto da 200 kW (emissioni CO₂ pari a circa 190 kg/MWh), si stima che l'utilizzo delle celle a combustibile, per le quali si assume un rendimento del 40%, porta, rispetto ad un motore a gas della stessa taglia (rendimento 30%), ad un risparmio, in termini di emissioni di CO₂, di circa 1.000 t/anno, considerando un utilizzo medio di 7000

ore/anno. Le ridotte emissioni di inquinanti atmosferici locali sono abbinate ad un livello di rumorosità estremamente basso (inferiore ai 60 dBA a 10 metri), non essendo presenti grossi organi in movimento.

Gli impianti con celle a combustibile, sempre grazie alle caratteristiche di modularità, flessibilità, rendimento e compatibilità ambientale, possono trovare applicazione sia presso utenti, con piccoli impianti di generazione da alcuni kW a qualche MW, che presso aziende elettriche con taglie da qualche MW a qualche decina di MW.

Sulla base di studi effettuati da società specializzate (Arthur D. Little, EscoVale Consultancy Services), è stata fatta un'ipotesi conservativa per lo sviluppo e la penetrazione dei sistemi con celle a combustibile in generale e delle celle a bassa temperatura in particolare, con riferimento sia al mercato mondiale, che a quello italiano.

In generale per le celle a combustibile è prevista, nelle applicazioni stazionarie, una penetrazione che, espressa come percentuale della potenza totale installata per il settore di applicazione considerato, varia, nel lungo termine e a livello mondiale, dal 3% delle applicazioni isolate a valori compresi tra il 13% per la sola generazione di energia elettrica e il 17% per la cogenerazione, con valori complessivi di oltre 11.000 MW/anno al 2020. A tale data il contributo maggiore (più di due terzi del totale) potrebbe derivare dalle celle ad alta temperatura, in virtù della loro maggiore efficienza e del loro impiego anche per impianti della taglia di qualche decina di MW.

Il mercato, come emerge dai risultati di uno studio svolto da EscoVale Consultancy Services per ENEA, è distribuito tra le varie taglie come riportato in tabella 32.

	POTENZA	TIPO DI CELLA
Applicazioni isolate	0,5-10 kW	PEFC, SOFC
Potenza residenziale	1-10 kW	PEFC, SOFC
Cogenerazione commerciale e residenziale	50-250 kW	PEFC, PAFC
Cogenerazione industriale	200 kW-2 MW	MCFC, SOFC
Potenza distribuita	2-20 MW	PAFC, MCFC, SOFC
Generazione centralizzata	> 50 MW	MCFC, SOFC
Trasporto	5-200 kW	PEFC, SOFC

Tabella 32: Segmenti di mercato delle diverse tecnologie di cella

Lo studio era focalizzato specificatamente su impianti PEFC e MCFC di potenza compresa tra 10 kW e 50 MW.

Le celle a bassa temperatura, e soprattutto quelle ad acido fosforico, avranno un ruolo chiave nel breve-medio termine per l'introduzione della tecnologia nel mercato (con sistemi da qualche centinaio di kW) ed occuperanno anche nel lungo termine, prevalentemente con le celle ad elettrolita polimerico, uno spazio significativo nelle taglie medio-piccole per usi residenziali. Nell'arco temporale considerato si prevede che gran parte degli impianti verranno installati nei paesi più sviluppati, dove esistono le condizioni tecniche ed economiche per lo sviluppo della generazione/cogenerazione distribuita con tecnologie innovative

Per quanto riguarda la situazione italiana, si prevede una penetrazione in linea con quella prevista per i paesi industrializzati, nei settori della generazione elettrica e della cogenerazione, con valori complessivi intorno a 250 MW/anno al 2020. Il contributo delle celle a bassa temperatura sarà pari al 100% nei primi anni 2000, passerà quindi al 50% del 2010 e al 30% del 2020.

Il principale ostacolo alla penetrazione nel mercato degli impianti con celle a combustibile è rappresentato dal costo di produzione elevato. Gli attuali volumi di produzione non sono infatti tali da permettere economie di scala. Per arrivare ad una condizione di concorrenza con le tecnologie tradizionali, sono necessarie riduzioni di costo con fattori che vanno da 3 a 10 volte. L'ipotesi di penetrazione fatta richiede che i costi degli impianti raggiungano valori compresi tra 1000 e 1500 Euro/kW (con valori maggiori per le piccole taglie) nella fase iniziale della introduzione nel mercato, passando poi a regime a valori di 600-750 Euro/kW. L'inserimento nel mercato di una tecnologia innovativa come quella delle celle a combustibile richiede poi che si creino gradualmente le condizioni perché la stessa possa competere alla pari con le tecnologie convenzionali, superando le barriere di carattere "ambientale" (conoscenza della tecnologia, normative specifiche, clausole di manutenzione, ecc.) che possono penalizzarla nella fase iniziale della commercializzazione.

E' chiaro che ci sarà maggiore spazio per le celle a combustibile se gli utenti troveranno semplice e conveniente l'autoproduzione di energia elettrica e calore con impianti di piccola taglia. Questo comporterebbe semplicità nelle procedure per l'installazione ed avviamento degli impianti, nonché facilitazioni dei rapporti con la rete elettrica (cessione di energia alla rete, ecc.).

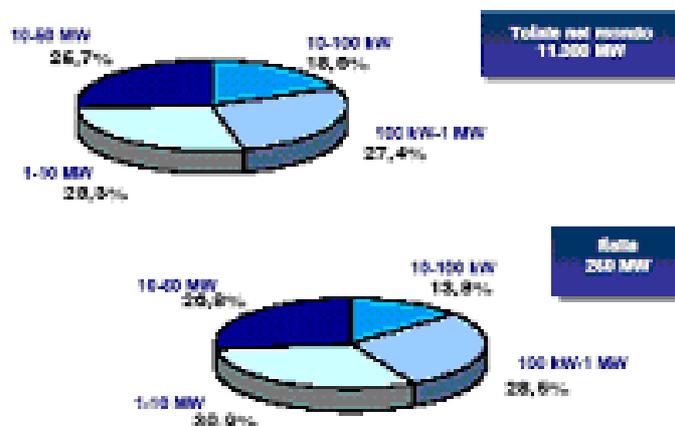


Figura 21: Stime al 2020 della distribuzione del mercato mondiale ed italiano delle celle a combustibile per taglia di impianto

Previsioni di mercato al 2020

	POTENZA TOTALE INSTALLATA (GW)	CELLE A COMBUSTIBILE (MW)	QUOTA CELLE (%)
Applicazioni isolate	16,9	540	3,1
Cogenerazione	23,4	4100	17,5
Generaz. distribuita	45,3	5980	13,2
Altre applicazioni	31,9	710	2,2
Totale	117,9	11.300	

Previsioni relative al mercato delle celle a combustibile, MW/anno (generazione stazionaria)

	2005	2010	2015	2020
Italia	5	40	80	250
Europa	80	300	1500	3500
Potenza Installata nel mondo	300	1000	5000	11300

Tabella 33: Previsioni di mercato

8.4 Termodinamica della cella, rendimenti

Nell'esame dei fenomeni connessi con il funzionamento delle pile a combustibile, si assume come carica standard quella di una mole di elettroni (costante di farady F).

In una mole ci sono $6,023 \cdot 10^{23}$ elettroni.

La carica dell'elettrone pari a $1,062 \cdot 10^{-19}$ C

$$F = 96.487 \text{ C/mole}$$

Nel funzionamento della pila una carica di 96.487 C deposita o consuma un grammo equivalente di sostanza su ciascuno degli elettrodi.

I pesi delle sostanze che intervengono nelle reazioni agli elettrodi sono legati alla carica trasportata, q, dalla relazione:

$$q = n \cdot z \cdot F$$

1° Principio della termodinamica

$$\Delta U = Q - L_{TOT}$$

per la cella a combustibile

$$L_{TOT} = L_e + L_m = E \cdot q + p \cdot \Delta v$$

$$\Delta U = Q - n \cdot z \cdot F \cdot E - p \cdot \Delta v$$

2° Principio della termodinamica

$$Q = T \cdot \Delta S$$

$$\Delta U = T \cdot \Delta S - n \cdot z \cdot F \cdot E - p \cdot \Delta v$$

Entalpia:

$$H = U + p \cdot v$$

Energia libera di Gibbs:

$$G = H - T \cdot S$$

$$\Delta H = \Delta U + p \cdot \Delta v + v \cdot \Delta p$$

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S - S \cdot \Delta T$$

Nel funzionamento delle celle a combustibile

$$T = \text{cost}$$

$$P = \text{cost}$$

$$\Delta H = \Delta U + p \cdot \Delta V$$

$$\Delta G = \Delta U + p \cdot \Delta V - T \cdot \Delta S = T \cdot \Delta S - n \cdot z \cdot F \cdot E - p \cdot \Delta v + p \cdot \Delta V - T \cdot \Delta S$$

$$\Delta G = - n \cdot z \cdot F \cdot E$$

Per la reazione delle celle

$$\Delta H = 242 \text{ kJ/mole}$$

$$\Delta G = 228 \text{ kJ/mole}$$

In condizioni di equilibrio l'energia massima disponibile in una cella, che opera a temperatura e pressione costante, è data dalla variazione di energia libera di Gibbs connessa alla reazione $\text{H}_2 + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ ed è espressa dalla relazione:

$$\Delta G = - n F E_{\text{rev}} \text{ dove: } n = \text{numero di elettroni che partecipano alla reazione}$$

F = costante di Faraday.

E_{rev} = potenziale reversibile di cella.

In queste condizioni la quantità di calore prodotta è pari a:

$$Q_{\text{rev}} = T \Delta S = \Delta H - \Delta G$$

in cui ΔH è la variazione di entalpia connessa con la reazione globale di ossidazione del combustibile.

In condizioni standard la tensione massima termodinamicamente ottenibile da una cella a idrogeno e ossigeno che produce acqua in forma liquida è:

$$E_{rev} = - \Delta G/nF = 1,229 \text{ V.}$$

La differenza di potenziale tra gli elettrodi è massima (E_{rev}) quando non si ha passaggio di corrente nel circuito esterno, nel momento in cui questa comincia a circolare si ha un allontanamento dall'equilibrio per insorgere di fenomeni di polarizzazione (sovratensioni). Si ha quindi una diminuzione dell'energia elettrica fornita, rispetto a quella teorica, con corrispondente aumento del calore prodotto.

In figura 22 riportiamo una tipica curva di polarizzazione.

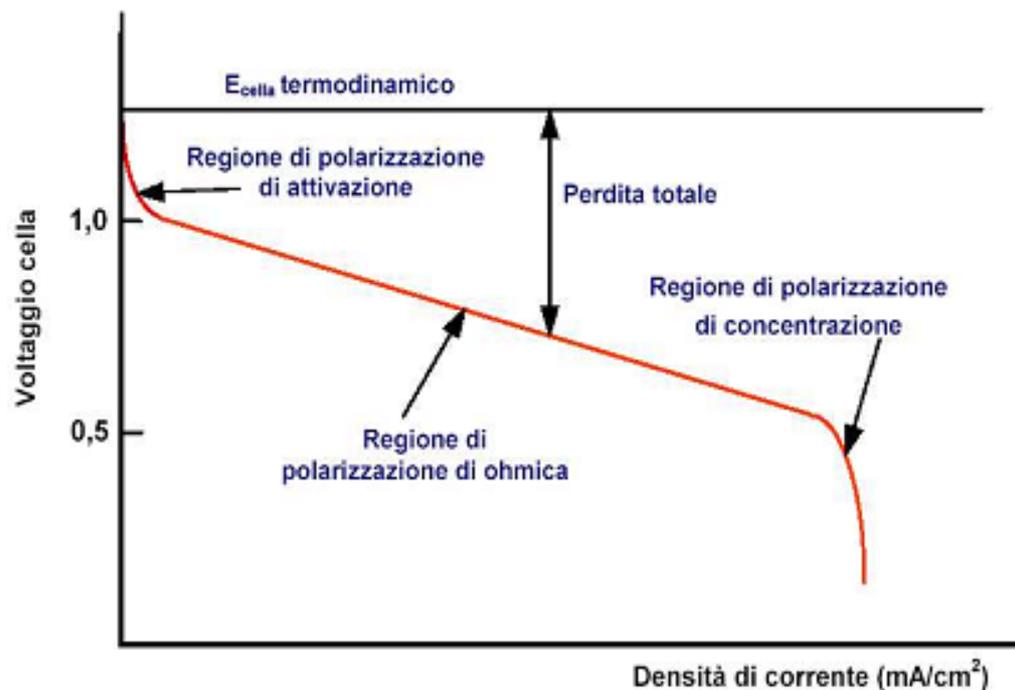


Figura 22: Curva caratteristica tensione/densità di corrente

8.4.1 Rendimento termodinamico

Il rendimento energetico di una cella è definito come:

$$\varepsilon_T = \text{Lavoro utile}/H$$

e può essere espresso come il rapporto tra il massimo lavoro elettrico ottenibile e l'energia totale disponibile:

$$\varepsilon_T = \Delta G/\Delta H$$

Il valore di questo rapporto dipende dalla natura delle reazioni che avvengono in cella e dalla temperatura e pressioni a cui si opera.

In condizioni standard (25 °C e 1 atm) il rendimento di una cella ideale che opera con idrogeno e ossigeno puri è pari all'83% o al 94,5%, a seconda se l'acqua prodotta si consideri allo stato liquido o gassoso.

8.4.2 Rendimento di tensione

Nel caso in cui la cella eroga corrente elettrica, la tensione di cella (V) è, come abbiamo visto, minore della tensione che si avrebbe a circuito aperto (E_{rev}). Si definisce rendimento di tensione il rapporto tra tensione sotto carico e tensione teorica:

$$\varepsilon_v = V/E_{rev}$$

8.4.3 Rendimento di corrente (Utilizzazione del combustibile)

La corrente elettrica prodotta da una reazione può essere definita dalla legge di Faraday:

$$IF = I_{\max} = n F \, df/dt$$

In cui df/dt è la velocità con cui si consumano le specie reagenti (numero di moli di reagente consumate al secondo).

La corrente effettivamente erogata dalla cella è minore della I_{\max} ed è collegata alla quantità di combustibile realmente consumato:

$$I = n F (df/dt)_{\text{cons}}$$

Si definisce rendimento di corrente il rapporto:

$$\varepsilon_I = I/I_{\max} = U$$

normalmente riportato come utilizzazione del combustibile.

Le prestazioni di una cella a combustibile sono influenzate da parametri operativi quali temperatura, pressione, composizione dei gas, nonché da fattori come la presenza di impurezze, che modificano il potenziale reversibile di cella e le polarizzazioni.

8.4.4 Temperatura e pressione

L'effetto della temperatura e della pressione sul potenziale reversibile E_{rev} di una cella a combustibile può essere analizzato sulla base delle variazioni di energia libera di Gibbs con la temperatura e la pressione:

$$(\delta E/\delta T)_p = \Delta S/nF \qquad (\delta E/\delta P)_T = - \Delta V/nF$$

Dal momento che la variazione di entropia nella reazione dell'idrogeno con ossigeno è negativa, il potenziale di cella diminuisce con il crescere della

temperatura. Per la stessa reazione, la variazione di volume è negativa e quindi il potenziale reversibile aumenta con l'aumentare della pressione.

In pratica un aumento di temperatura:

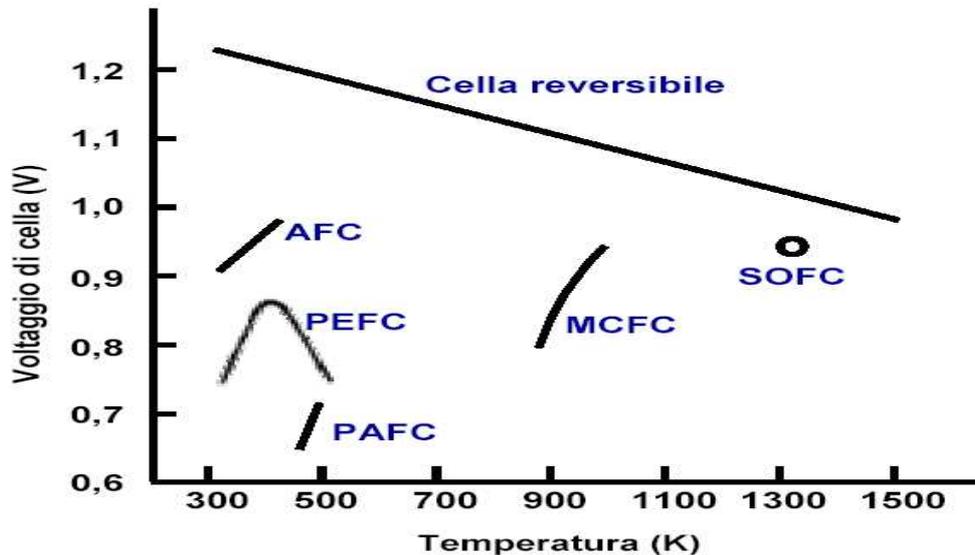
- riduce la polarizzazione ohmica, in quanto aumenta la conducibilità ionica dell'elettrolita;
- migliora i fenomeni di trasporto, riducendo la polarizzazione di concentrazione;
- migliora la cinetica di reazione, riducendo la polarizzazione di attivazione;
- migliora in genere la tolleranza alle impurezze presenti nel gas di alimentazione.

Inoltre più è alta la temperatura, più efficiente è il recupero energetico del calore prodotto dalla cella.

La temperatura massima nei vari tipi di cella è assegnata di volta in volta sulla base della stabilità dei materiali utilizzati.

Problemi pratici limitano la temperatura massima di esercizio di una cella, poiché i fenomeni di corrosione, i problemi di sinterizzazione e cristallizzazione dei catalizzatori, la degradazione dell'elettrolita sono tutti accelerati da un aumento di temperatura.

Un aumento della pressione di esercizio della cella ha effetti positivi sulle prestazioni, in quanto produce più alte pressioni parziali dei reagenti in prossimità degli elettrodi, migliora i fenomeni di trasporto e la solubilità dei gas nell'elettrolita, tutti fenomeni che attenuano la polarizzazione di cella, ed inoltre contribuisce a ridurre le perdite di elettrolita (se liquido) che sono particolarmente evidenti nelle celle ad alta temperatura.



Pressioni più alte creano però maggiori problemi ai materiali di cella e richiedono un più stringente controllo delle pressioni differenziali.

8.4.5 Composizione dei gas e utilizzazione dei reagenti

La corrente prodotta da una cella è direttamente legata alle moli di combustibile e di ossidante disponibili per la reazione.

L'efficienza di una cella è influenzata dal grado di utilizzo dei reagenti. Definiamo utilizzazione (U) la frazione totale di reagente introdotto in cella che reagisce elettrochimicamente. Per esempio nel caso dell'idrogeno, il grado di utilizzo risulta:

$$U_{H_2} = (H_{2,i} - H_{2,u}) / H_{2,i} = H_{2 \text{ consumato}} / H_{2,i}$$

in cui $H_{2,i}$ e $H_{2,u}$ indicano rispettivamente le concentrazioni di idrogeno in ingresso e in uscita dalla cella.

L'idrogeno può essere consumato oltre che nel processo di elettrossidazione, anche in reazioni chimiche dirette con l'ossigeno o per perdite del sistema. In questo caso si ha un incremento dell'utilizzazione dell'idrogeno, senza tuttavia contribuire alla produzione di energia in cella.

8.4.6 Effetto delle impurezze

Impurezze presenti nei gas di alimentazioni riducono le prestazioni di cella; quantità e specie tollerabili variano con il tipo di cella, come possiamo notare dalla tabella 34.

TIPOLOGIA DI CELLA	LIMITI DI TOLLERABILITÀ
AFC	0% CO ₂ , 0% H ₂ S
PEFC	CO < 10 ppm
PAFC	CO < 1% _v H ₂ S + COS < 50 ppm
MCFC	H ₂ S, COS < 1 ppm HCl < 1 ppm, NH ₃ < 1% _v
SOFC	H ₂ S < 1 ppm, HCl < 1 ppm NH ₃ < 1000 ppm

Tabella 34: Limiti di tollerabilità per le diverse tipologie di celle

8.5 Celle ad elettrolita polimerico

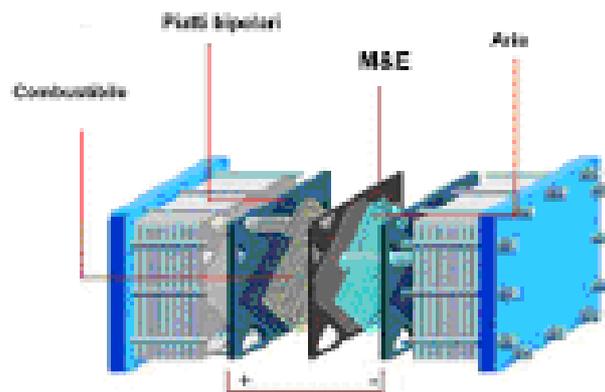


Figura 23: Stack di celle ad elettrolita polimerico (Ballard Power Systems)

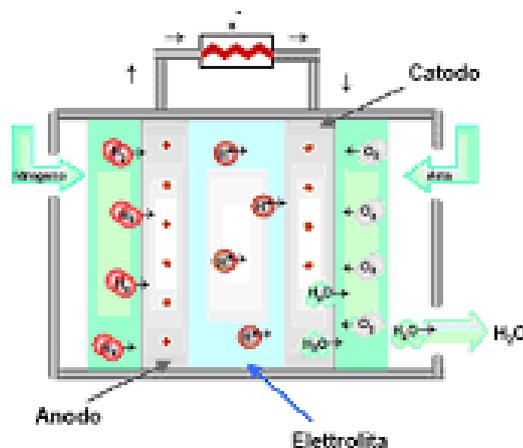


Figura 24: Schema di funzionamento di una cella ad elettrolita polimerico

Le celle ad elettrolita polimerico (PEFC, Polymer Electrolyte Fuel Cell) operano a temperature comprese tra 70 e 100 °C ed utilizzano come elettrolita una membrana solforica perfluorurata ad elevata conducibilità protonica. Gli elettrodi sono strutture porose a base di carbone, su cui è disperso il catalizzatore costituito da platino o sue leghe.

Rispetto ad altri tipi di celle presentano una serie di vantaggi:

1. elevata densità di potenza dello stack (attualmente $> 1 \text{ kW/l}$, $> 1 \text{ kW/kg}$);
2. assenza di problemi di corrosione tipici di altri tipi di celle con elettrolita liquido;
3. relativa semplicità costruttiva;
4. rapidità di partenza a freddo (dell'ordine del minuto).

La bassa temperatura operativa è tuttavia fonte di alcuni svantaggi rispetto alle altre tipologie di cella, si ha:

1. scarsa tolleranza alla presenza del CO nel combustibile,

2. una più difficile integrazione termica fra sistema di trattamento del combustibile e stack.

Per ovviare a questi svantaggi sono in atto ricerche orientate allo sviluppo di membrane in grado di lavorare a temperature più elevate (fino a 200 °C).

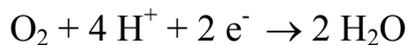
Le PEFC, sviluppate agli inizi degli anni '60 per applicazioni spaziali, dalla metà degli anni '80 sono state oggetto di notevole attenzione per applicazioni nel campo della trazione elettrica. Recentemente l'interesse è stato ampliato anche alle applicazioni stazionarie

Le reazioni elettrochimiche che avvengono in una cella d elettrolita polimerico sono:

Reazione anodica:



Reazione catodica:



L'acqua prodotta viene espulsa al catodo con eccesso di aria. Al processo partecipa idrogeno; se si utilizza gas di sintesi, è necessario convertire l'ossido di carbonio, eventualmente presente, in anidride carbonica ed idrogeno. La presenza anche in tracce di CO nel gas alimentato all'anodo comporta un avvelenamento del catalizzatore elettrodico.

Tenore di CO ammesso dalla cella: < 10 ppm.

Anodo Catodo	Elettrodi a diffusione gassosa costituiti da uno strato diffusivo (carbone + PTFE) ed uno strato catalitico (C/PTFE-catalizzatore) su supporto di carbon paper o carbon cloth Catalizzatore: platino o una sua lega (Pt-Ru, Pt-Sn) supportato su carbone Carico di Pt: 0,2-0,4 mg/cm ²
Elettrolita	Membrana solfonica perfluorurata (del tipo Nafion) Spessore: 50-200 µm
Piatti bipolari	Grafite o in qualche caso materiale metallico; in prospettiva polimeri conduttori

Tabella 35: Materiali dei componenti di cella

8.5.1 Applicazioni stazionarie

Nel settore stazionario i segmenti del mercato accessibili alle celle ad elettrolita polimerico sono la generazione di potenza nei settori residenziale (2-50 kW) e commerciale (250-500 kW) e la generazione portatile. In questi segmenti le celle polimeriche si trovano a competere con le celle ad acido fosforico e con i generatori a motore termico. Rispetto a questi ultimi esse presentano migliori caratteristiche energetiche e d'impatto ambientale, mentre differiscono dai sistemi ad acido fosforico per alcuni aspetti che ne differenziano il campo di applicazione. Le celle polimeriche risultano particolarmente adatte alle applicazioni con un basso fattore di utilizzo, nelle quali possono essere impiegati sistemi meno integrati e tecnologicamente più semplici.

Applicazioni nel settore della generazione di potenza stazionaria richiedono costi del sistema nell'intervallo 1000-1500 \$/kW e tempi di vita dell'ordine delle 40.000 ore.

In figura riportiamo uno schema semplificato di un impianto PEFC alimentato a gas naturale.

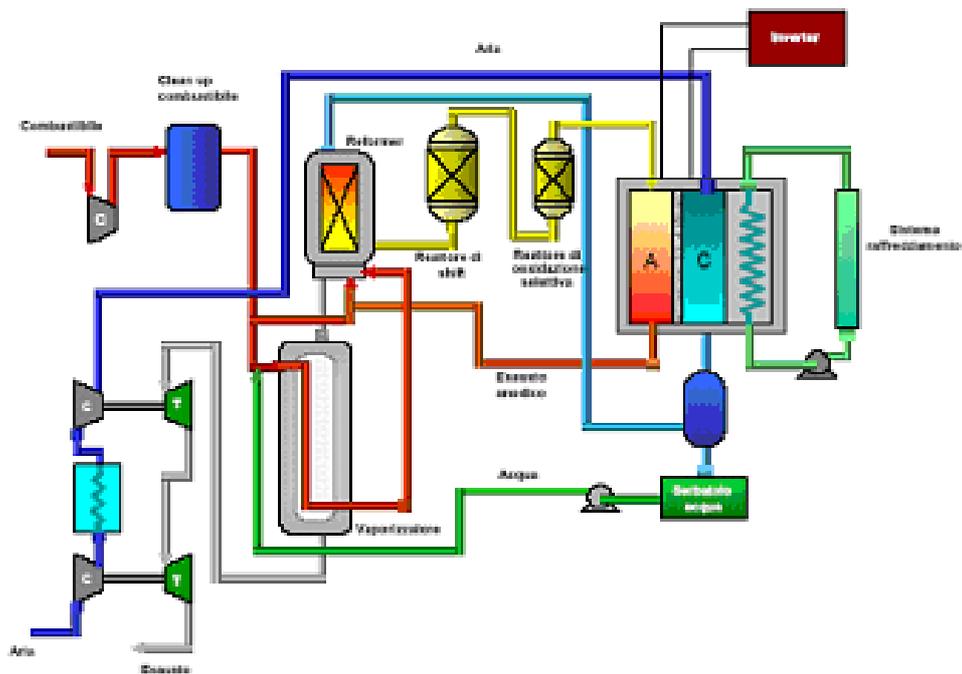


Figura 25: Schema di processo di un sistema PEFC alimentato a gas naturale (con steam reforming)

Il combustibile, dopo compressione, viene inviato in un dispositivo di desolforazione, quindi il gas purificato è miscelato con acqua in un vaporizzatore ed alimentato al reformer (nel caso illustrato, steam reformer). La miscela prodotta, ricca in idrogeno, ma contenente un tenore di monossido di carbonio inaccettabile per le celle, passa quindi in un reattore di shift ed in uno di ossidazione selettiva posti in serie, che riducono il contenuto di CO a valori al di sotto di 10 ppm.

Il gas di processo ottenuto va ad alimentare la sezione anodica delle celle, dove reagisce con l'aria compressa alimentata al catodo. L'energia termica necessaria al processo di reforming è fornita dalla combustione dei gas residui provenienti dal modulo elettrochimico.

L'esausto catodico viene liberato dell'acqua contenuta, parte della quale inviata nel vaporizzatore per umidificare il combustibile prima dell'entrata nel reformer.

La corrente continua prodotta dagli stack viene convertita in corrente alternata dall'inverter, per il collegamento in rete o per situazioni di generazione ad isola.

8.5.2 *Nuvera Fuel Cells*

La Nuvera Fuel Cells (Cambridge, Massachusetts; nata dalla fusione della Epyx Corp. con la De Nora Fuel Cells), sviluppa sistemi di reforming da oltre 10 anni.

Nel quadro dei programmi DoE sul trasporto, Nuvera sta progettando e realizzando reformer da 50 kW, in grado di convertire benzina, o combustibili alternativi come metanolo, etanolo o gas naturale, in idrogeno.

L'unità di reforming attualmente in studio, costituita da un fuel processor basato sul processo dell'ossidazione parziale e da un'unità di abbattimento del CO sviluppata allo scopo (reattore di ossidazione preferenziale, PROX), sarà successivamente integrata in un sistema completo, che includerà un modulo PEFC.

Nel corso del programma, giunto alla sua terza fase, è stato provato un sistema da 50 kW che, come possiamo notare nella figura 26, presenta prestazioni che eccedono quelle fissate come obiettivo di questa fase.

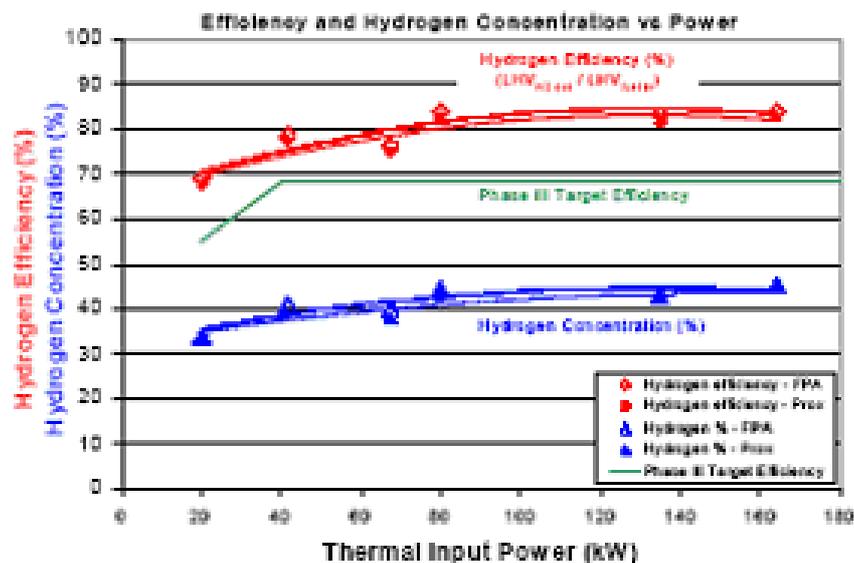


Figura 26: Prestazioni raggiunte nella fase III del programma (1999)

L'unità realizzata mostra caratteristiche che le hanno fatto incontrare molti degli obiettivi che erano stati fissati dal Programma PNGV per il 2000: Nuvera, in collaborazione con la Engelhard Corporation e il Worcester Polytechnic Institut e con finanziamenti del DoE, sta mettendo a punto un fuel processor multicom bustibile del tipo ATR, lo STAR Fuel Processor (Substrate based Transportation Autothermal Reformer), per il quale sono previste le seguenti caratteristiche:

- Volume: 70 L
- Densità di potenza: 850W/L
- Potenza specifica: 750W/kg
- Tempo di avviamento: < 10 s.



8.5.3 ESEMPI DI STACK PEFC UTILIZZATI NELLA REALIZZAZIONE DI VEICOLI



Ballard Power Systems
 Potenza: 70 kW
 Densità di potenza: 1.3 kW/l

International Fuel Cells
 Potenza: 75kW
 Densità di potenza: 1.3 kW/l



General Motors
 Potenza: 50-120 kW
 Densità di potenza: 1.1 kW/l; 0.47 kW/kg.

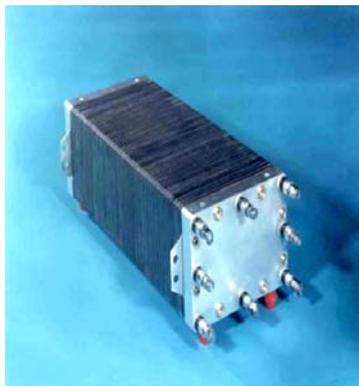
8.5.3.1 Stato della tecnologia in Italia
Stack Nuvera Fuel Cells Europe



1993 - stack da 5 kW
Area frontale: 28 x 30 cm
Volume: 100 l
Massa: 125 kg
N. celle: 100



1997- stack da 5 kW
Area frontale: 28 x 30 cm
Volume: 68 l
Massa: 90 kg
N. celle: 100



1999 - stack da 5 kW
Area frontale: 25 x 18 cm
Volume: 23 l
Massa: 32 kg
N. celle: 100

2000 - stack da 50 kW
Volume: 117 l
Massa: 150 kg
N. celle: 400



8.6 Celle ad acido fosforico

Le celle ad acido fosforico (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell) operano a temperature prossime a 200 °C con un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico. I sistemi che utilizzano questo tipo di celle sono caratterizzati da un'efficienza elettrica tra il 37 ed il 42% e consentono di disporre di calore ad una temperatura tale da poter essere sfruttato sia all'in-terno dell'impianto, che per utenze esterne di cogenerazione.

La temperatura di funzionamento della cella è abbastanza elevata da non richiedere gas di alimentazione estremamente puri, ma non così alta da creare problemi legati ai materiali; è quindi possibile alimentare la cella con correnti gassose provenienti da processi di reforming di idrocarburi, senza la necessità di stadi di purificazione intermedi.

La tecnologia delle celle ad acido fosforico, sviluppata soprattutto negli Stati Uniti e in Giappone, è ormai praticamente matura per la generazione elettrica e la cogenerazione di piccola-media taglia.

Impiegando celle ad acido fosforico sono stati realizzati ed eserciti sistemi ed impianti di diverse caratteristiche, con potenze che vanno da 50 kW fino agli 11 MW.

Tra i principali costruttori impegnati nello sviluppo di impianti con celle ad acido fosforico possiamo citare l'UTC Fuel Cells negli Stati Uniti e Fuji Electric, Hitachi, Mitsubishi Electric e Toshiba in Giappone.

La tecnologia è sul mercato da oltre 5 anni con un impianto da 200 kW, denominato commercialmente PC25, prodotto e commercializzato dall'UTC Fuel Cells (USA). Il sistema è distribuito in Giappone dalla Toshiba Corp. e in Europa dalla società italiana Ansaldo.

Le celle ad acido fosforico, prima del grosso sviluppo della tecnologia PEFC, hanno trovato applicazione anche nel trasporto (autobus urbani).

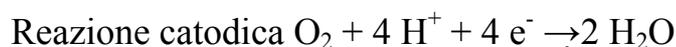
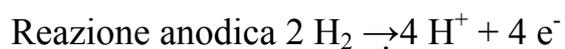
Il settore degli impianti di piccola taglia alimentati a gas naturale è quello più promettente nel medio termine per i sistemi con celle ad acido fosforico e quello su cui in questa fase si punta a livello internazionale per l'introduzione sul mercato di questi sistemi.

Le applicazioni più promettenti per le PAFC si possono individuare in quei campi di utilizzo dove, oltre ad un'elevata efficienza elettrica, diventa rilevante sia la qualità dell'energia prodotta, che il ridottissimo impatto ambientale localizzato (ospedali, alberghi, edifici commerciali, società di telecomunicazione).

I problemi ancora aperti riguardano l'ottimizzazione delle prestazioni e della durata degli impianti e la riduzione dei costi, ancora elevati rispetto a quelli dei sistemi convenzionali. Per l'ingresso sul mercato, gli obiettivi da raggiungere sono una durata di almeno 40.000 ore ed un costo inferiore a circa 1.500 \$/kW.

L'obiettivo di durata è ormai stato conseguito da diverse unità, mentre un intenso sforzo di ricerca è ancora in atto per la riduzione dei costi di installazione (attualmente dell'ordine di 3.000-4.000 \$/kW), obiettivo questo che sembra poter essere raggiungibile solo dopo l'avvio della produzione di serie.

Le reazioni che avvengono in una cella ad acido fosforico sono:



Come nel caso delle PEFC, l'acqua si forma al catodo ed è espulsa, assieme all'aria in eccesso, nel gas di scarico del comparto anodico.

Al processo partecipa solo idrogeno; se si utilizza gas di sintesi, è necessario convertire tutto l'ossido di carbonio eventualmente presente in anidride carbonica ed idrogeno. La presenza di CO nel gas alimentato all'anodo, oltre che portare ad una diminuzione del rendimento di cella, comporta un avvelenamento dei catalizzatori elettrodi.

Massimo tenore di CO ammesso dalla cella: 1%

Anodo	Pt legata a PTFE su supporto di carbone (Valcon 300-72) Concentrato Pt: 0,10 mg/cm ²
Catodo	Pt legata a PTFE su supporto di carbone (Valcon 300-72) Concentrato Pt: 0,50 mg/cm ²
Elettrolita	100% H ₃ PO ₄ su matrice amorfa (PTFE-SiC)
Piatti bipolari	Carbonio

Tabella 36: Materiali dei componenti di una cella ad acido fosforico

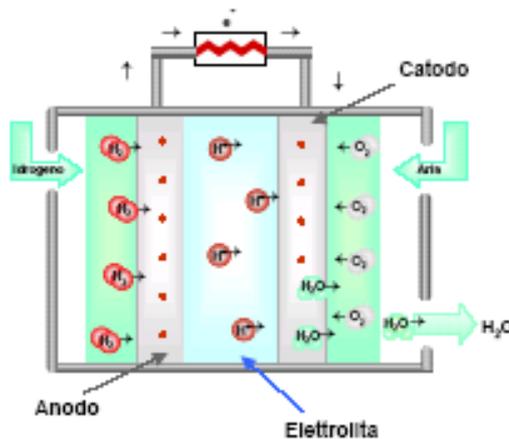


Figura 27: Schema di funzionamento di una cella ad acido fosforico

Il PC25 dell'UTC Fuel Cells (già International Fuel Cells) è un impianto "package" che produce energia elettrica utilizzando come combustibile gas naturale; l'impianto fornisce altresì energia termica disponibile per riscaldamento e/o condizionamento.

L'idrogeno necessario alla reazione viene prodotto dal sistema di trattamento del combustibile a partire da gas naturale (o propano) che, dopo purificazione attraverso uno shift converter ed un desolforatore, viene miscelato con vapor d'acqua ed inviato al reformer.

Le attività che sono state condotte in Italia nel settore delle celle a combustibile ad acido fosforico sono state forse le maggiori in Europa. Tra la fine degli anni '80 e gli inizi degli anni '90 sono state avviate diverse iniziative, molte delle quali promosse dall'ENEA, che hanno avuto come obiettivo lo sviluppo, presso l'industria nazionale, di un'adeguata capacità di progettazione e costruzione di questi sistemi e che hanno portato a realizzare impianti di diversa taglia, in collaborazione con l'industria stessa ed utenti. L'esercizio sperimentale di tali impianti ha consentito di valutare le loro caratteristiche operative (efficienza, affidabilità, necessità di manutenzione, emissioni, ecc.), verificandone i vantaggi energetici ed ambientali.

L'azione più importante è quella che ha portato alla realizzazione dell'impianto dimostrativo da 1,3 MW installato a Milano, presso il polo tecnologico della Bicocca.

Nel settembre 1988 ENEA, l'Azienda Energetica Municipale (AEM) di Milano ed Ansaldo hanno avviato la progettazione e costruzione di un impianto PAFC, per produzione di energia elettrica e calore. Ad esclusione delle celle, fornite dalla società statunitense International Fuel Cells (oggi UTC Fuel Cells), l'impianto è il risultato di un'integrazione, in un progetto specificamente sviluppato da Ansaldo, di tecnologie europee: il sistema di steam reforming del metano di tecnologia Haldor Topsøe, il sistema di conversione dell'energia elettrica di tecnologia Ansaldo, il sistema di raffreddamento dell'aria è ABB ed infine il sistema per il controllo automatico dell'intero processo è della Elsag-Bailey.

L'impianto, entrato in esercizio nell'agosto 1995, ha operato fino a settembre 1998 (6000 ore di funzionamento); dopo di ciò l'impianto è stato fermato e posto in stato di conservazione. Le prestazioni osservate nel corso

dell'esercizio sperimentale sono risultate in linea con gli obiettivi del progetto. Altro fatto importante, è stata dimostrata la potenzialità della tecnologia e, considerata la zona della città in cui è ubicato l'impianto, la potenzialità di inserimento degli impianti a celle a combustibile in zone residenziali densamente popolate.

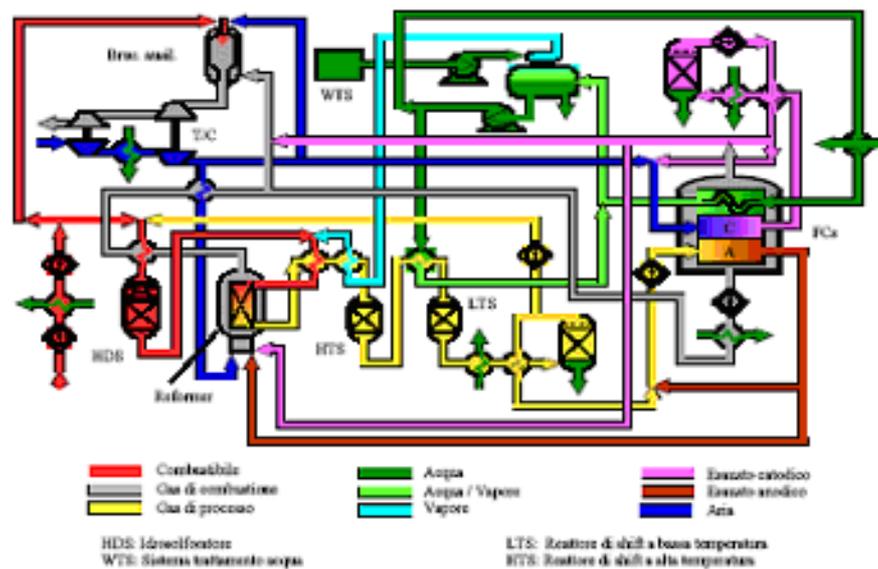


Figura 29: Schema di processo dell'impianto da 1.3 MW installato a Milano

In Italia presso la SEABO (Società Energia Ambiente Bologna), nel periodo aprile 1993-maggio 1996, ha operato un impianto PAFC della potenza di 200 kW prodotto dalla ONSI e fornito da Ansaldo Ricerche. L'impianto della SEABO è stato il primo sistema di cogenerazione con celle a combustibile funzionante in Italia ed è stato realizzato in collaborazione con l'ENEA nell'ambito del Programma THERMIE della Commissione Europea. Il valore del rendimento elettrico medio, relativo a tutto il periodo di funzionamento, pari al 39,8% (confrontato con il rendimento nominale del 40%), conferma le buone prestazioni del sistema sotto il profilo energetico.

Il valore della disponibilità ha risentito fortemente dei lunghi periodi di fermo dovuti ai tempi lunghi di diagnosi e di approvvigionamento di alcuni componenti dell'impianto negli USA.

L'esperienza SEABO ha dimostrato buone prestazioni in termini di efficienza energetica, ridotto impatto ambientale e durata delle PAFC e come le stesse siano particolarmente adatte come sistemi cogenerativi in ambito urbano.

8.7 Celle a carbonati fusi

Le celle a carbonati fusi (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell) impiegano un elettrolita costituito da una soluzione di carbonati alcalini, liquidi alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C), contenuti in una matrice ceramica porosa ed elettrodi a base di nichel (nichel cromo all'anodo, ossido di nichel litiato al catodo).

Rispetto alle celle che operano a bassa temperatura presentano alcuni vantaggi:

- cinetiche di reazioni più veloci che eliminano il bisogno di metalli preziosi come catalizzatori;
- maggiore flessibilità nell'uso di combustibili, con possibilità di alimentare la cella direttamente con gas naturale o distillati leggeri senza stadio di riforma esterna del combustibile;
- possibilità di cogenerare a temperature d'interesse industriale.

Con esse è possibile, in prospettiva, realizzare impianti con efficienze più elevate (ottenute efficienze > 45%, possibilità di arrivare al 60-70% in cicli combinati con turbina) di quelle che si registrano con celle a bassa temperatura.

Le alte temperature di funzionamento e l'elevata corrosività dell'elettrolita pongono tuttavia problemi di stabilità strutturale ai componenti di cella e questi fanno sì che la tecnologia stia incontrando ancora difficoltà ad affermarsi. Tra i principali problemi vi sono la dissoluzione del catodo in ossido di litio litiato ($\text{Li}_x\text{Ni}_{1-x}\text{O}$), la sinterizzazione dell'anodo di nichel e la corrosione dei componenti metallici, come ad esempio i piatti bipolari.

Nonostante i notevoli progressi compiuti negli ultimi anni, resta ancora molto da fare per superare questi problemi e per raggiungere gli obiettivi di durata e di costi richiesti per il suo impiego in impianti di generazione di energia elettrica (almeno 40.000 ore per lo stack, costi d'impianto inferiori a 1500 \$/kW).

I segmenti di mercato più promettenti per i sistemi con celle a carbonati fusi sono, nel medio termine, la generazione di energia elettrica e la cogenerazione ad alta temperatura, per taglie comprese tra 250 kW e 20-30 MW. Tali applicazioni sono infatti quelle che consentono di utilizzare al meglio le caratteristiche positive di questi sistemi, con significativi vantaggi energetici ed ambientali rispetto alle principali tecnologie concorrenti: le turbine a gas, che si prevede estenderanno il loro campo di impiego anche al di sotto dei 5 MW, ed i motori a combustione interna. Impianti di taglia superiore ai 30-50 MW sono prevedibili solo nel lungo termine, se le loro prestazioni saranno comparabili con quelle, sempre più interessanti, dei cicli combinati.

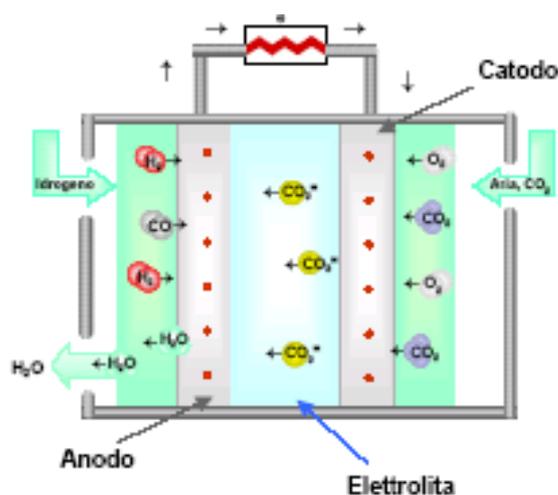


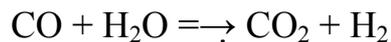
Figura 30: Schema di funzionamento di una cella a carbonati fusi

8.7.1 Reazioni elettrochimiche

Le reazioni che avvengono in una cella a carbonati fusi sono:



Nel caso in cui il gas ricco di idrogeno sia ottenuto da processi di reforming di idrocarburi o gassificazione del carbone, le reazioni all'anodo coinvolgono sia idrogeno che il monossido di carbonio presente. In questo caso il CO reagisce con l'acqua che si forma, producendo ulteriore idrogeno:



L'anidride carbonica in uscita all'anodo viene riciclata al catodo. A differenza di quanto avviene nelle celle ad elettrolita acido (PEFC e PAFC) l'acqua viene prodotta all'anodo.

Le MCFC presentano scarsa tolleranza ai composti dello zolfo (H_2S , COS). Tenore di S ammesso < 1 ppm.

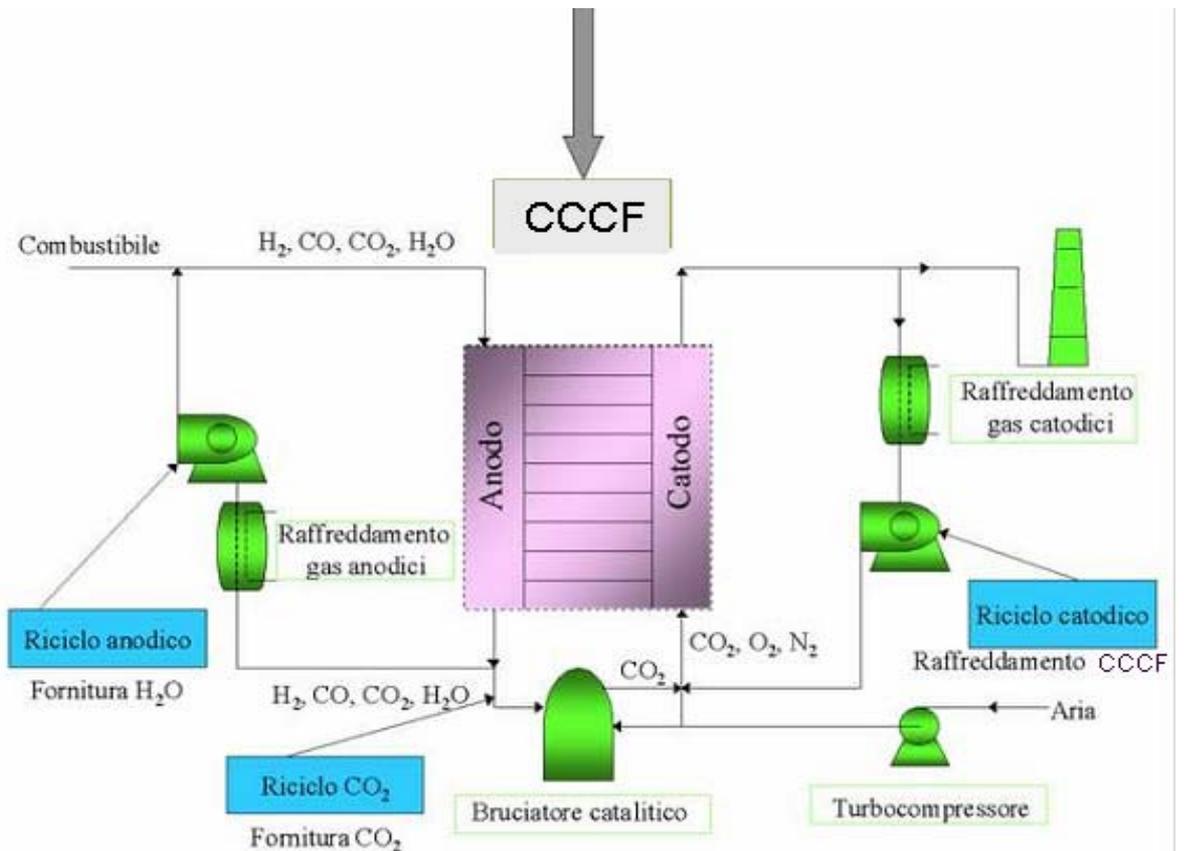


Figura 31: Schema semplificato di funzionamento dell'impianto a CCCF

Anodo	Nichel-Cromo o Ni-Alluminio; area superficiale 0,1-1 m ² /g; spessore 0,20-1,5 mm
Catodo	NiO litato, area superficiale 0,5 m ² /g; spessore 0,5-1 mm
Elettrolita	Li ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃ 62-38% su matrice di γ-LiAlO ₂ ; area superficiale 0,1-12m ² /g; spessore 0,5-1 mm
Piatto Bipolare	Leghe metalliche (Incoloy 825, acciaio 310S o 316) con materiali protettivi

Tabella 37: Materiali dei componenti di una cella a carbonati fusi

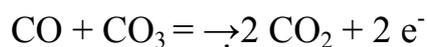
8.7.1.1 Reforming interno

La realizzazione di MCFC con reforming interno del combustibile consente di ottenere sistemi più efficienti, semplici ed affidabili e contribuisce a

ridurre i costi d'impianto. Il miglioramento che si registra nelle IRMCFC è da attribuire principalmente al fatto che l'energia termica necessaria per sostenere la reazione di reforming (reazione endotermica) non deve essere trasferita dalla cella ad un reattore esterno, ma viene scambiata e utilizzata nella cella stessa (dove avviene la reazione di ossidazione dell'idrogeno, esotermica), assicurando in tal modo un controllo termico del sistema ed il sostegno entalpico per la reazione di reforming.

In una IRMCFC il catalizzatore (in genere nichel supportato su MgO o su LiAlO₂) per la reazione di reforming è nella camera anodica o in una zona separata adiacente all'anodo; le due diverse soluzioni vengono indicate rispettivamente come: internal reforming diretto (DIR) ed internal reforming indiretto (IIR). Esistono inoltre soluzioni di tipo misto.

In una IRMCFC il combustibile utilizzato è normalmente gas naturale. Nel caso del metano all'anodo avvengono le reazioni:



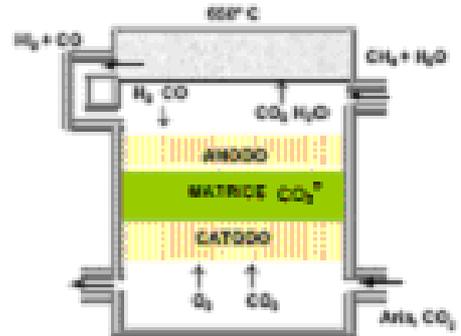
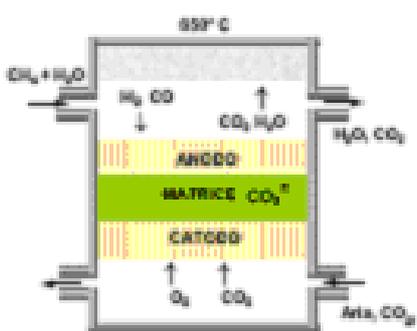
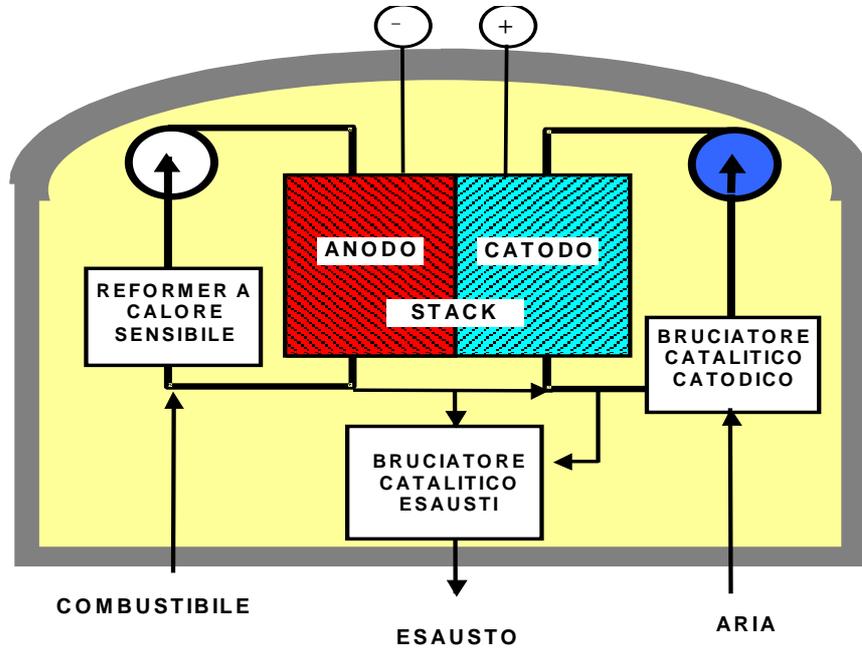


Figura 32: Reforming interno dir (DIR)

Figura 33: Reforming interno indiretto (IIR)

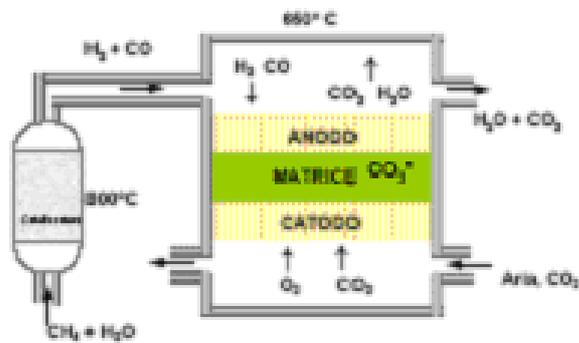


Figura 34: MCFC con reforming esterno

8.7.2 Ansaldo Fuel Cells SpA

L'impianto della "SERIE 500" rappresenta l'ultimo passo nello sviluppo della tecnologia MCFC sviluppata da Ansaldo Fuel Cells (AFCo) sin dai primi anni '80. L'impianto è caratterizzato da elevata efficienza, bassissimo impatto ambientale, facile adattamento all'area che lo deve ospitare e rapida risposta alle variazioni di carico richieste, semplice messa in parallelo con la rete elettrica. L'obiettivo è l'ingresso nel settore di mercato relativo alla produzione di potenza distribuita per impianti di piccola-media taglia (da 250 kW a qualche MW o più).

Lo sviluppo dei prodotti della "SERIE 500" è condotto da AFCo in associazione con altri partner italiani e spagnoli ed è interamente basato su tecnologia e fabbricazione europea.

La tecnologia di base e la capacità di raggiungere le condizioni di progetto previste per i prodotti della "SERIE 500" sono state consolidate nelle precedenti fasi del programma di sviluppo MCFC.

Relativamente ai risultati raggiunti, oltre alla realizzazione ed esercizio dell'impianto "proof-of-concept" da 100 kW installato presso il CESI a Segrate, va segnalata la realizzazione di uno stack "full area" di nuova concezione a geometria rettangolare (denominato STAD-3 ed evoluzione migliorata dello stack utilizzato nell'impianto da 100 kW). Questo è stato sperimentato in differenti condizioni operative presso l'impianto di condizionamento e prova nel sito Iberdrola di Guadalix vicino a Madrid (Spagna).

Il cuore dei prodotti della "SERIE 500" è basato su due moduli elettrochimici, ciascuno costituito da due stack integrati con opportuni

sistemi ausiliari ed accoppiati tra loro secondo una configurazione originale denominata TWINSTACK®.

Attualmente l'unità "first-of-a-kind" "SERIE 500" è in fase di sviluppo mentre è stato recentemente avviato, su un contratto della Comunità Europea nell'ambito del Framework Program 5 (FP5 - Preserving the Ecosystem), il progetto per un secondo dimostrativo relativo ad uno stack MCFC da 125 kW alimentato da gas proveniente dalla massificazione di biomasse, da realizzare presso il Centro Ricerche ENEA della Trisaia.

Rispetto agli impianti tradizionali di taglia equivalente, l'impianto MCFC basato sulla configurazione TWINSTACK®, si presenta competitivo per i seguenti aspetti:

- Realizzazione compatta grazie al posizionamento dello stack, del modulo di reforming integrato e del bruciatore catalitico all'interno di un recipiente in pressione;
- Riduzione del numero dei componenti;
- Semplificazione delle procedure di manutenzione e riduzione dei tempi di intervento, grazie ad un'appropriata sistemazione dei componenti, allo loro già citata compattezza e ad una accresciuta durata di vita;
- Ottimizzazione del lay-out con una particolare soluzione "skid-mounted" che ne facilita l'installazione.

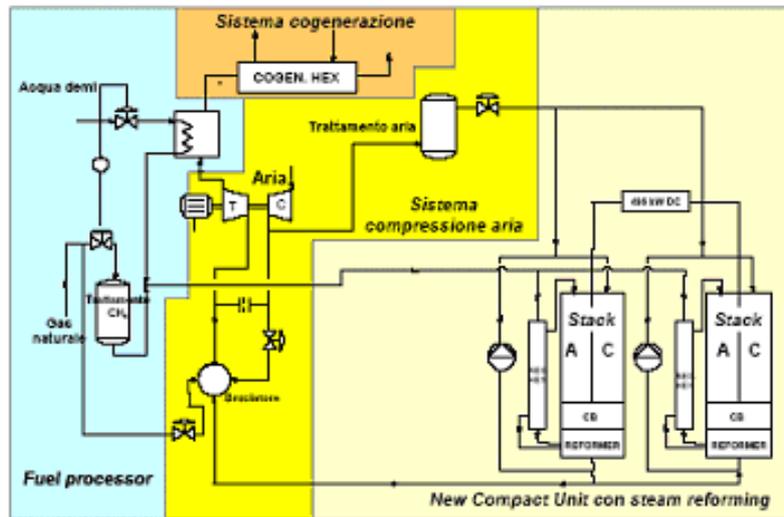


Figura 35: Diagramma di flusso dell'unità "Serie 500"

L'unità "SERIE 500", dalla quale potrà essere derivata anche una taglia inferiore ("SERIE 100", fino a 250 kW) sarà anche impiegata come unità di base ("building block") per la realizzazione di impianti di taglia maggiore fino a 20 MW. In tal caso, il sistema sarà ottimizzato per un'adeguata integrazione con i componenti specifici del Balance of Plant in modo da ridurre l'area occupata e i costi e migliorarne ulteriormente le prestazioni.

Al riguardo, in parallelo con la realizzazione del primo dimostrativo, si stanno conducendo diversi studi per applicazioni multiMW della configurazione TWINSTACK® basati proprio su uno scale-up della "SERIE 500" sia per applicazioni terrestri che navali.

La sezione di mercato di maggior interesse nel medio termine per i sistemi basati sulle MCFC è la generazione di potenza distribuita per taglie che variano tra i 100 kW e i 5 MW: un settore caratterizzato da piccoli impianti vicini all'utente finale che viene considerato come un mercato emergente. In quest'ottica, AFCo ha individuato un percorso verso la commercializzazione di un prodotto che vede la taglia da 500 kW come la più conveniente per

impianti basati sull'attuale tecnologia MCFC per una felice convergenza di obiettivi tecnici, economici e di mercato. La strategia Ansaldo per portare l'attuale tecnologia verso un prodotto industriale, prevede una serie di azioni sia di carattere tecnologico che di natura commerciale:

- ❖ realizzazione di un impianto “first-of-a-kind” basato sulla tecnologia consolidata, studiato per potenze fino a 500 kW (in corso);
- ❖ realizzazione di un numero significativo di unità dimostrative, intese come repliche del “first-of-a-kind” per differenti segmenti del mercato e per differenti tipi di combustibile (già avviato il progetto per un secondo dimostrativo relativo ad uno stack MCFC alimentato da gas proveniente dalla gassificazione di biomasse);
- ❖ sviluppo tecnologico dei principali componenti dell'impianto in modo da:
- ❖ minimizzare i costi relativi ai materiali, alla produzione ed all'assemblaggio;
- ❖ migliorare le prestazioni dello stack ed allungarne il periodo di funzionamento;
- ❖ migliorare l'efficienza del sistema riducendo le dissipazioni termiche;
- ❖ migliorare l'efficienza globale dell'impianto mediante processi innovativi e maggiori integrazioni del sistema.

I segmenti di mercato a cui è rivolta la “SERIE 500” sono:

- applicazioni di cogenerazione
- impianti con prodotti residui e/o di scarto (“waste fuels” ed “opportunity fuels”) utilizzabili dalle MCFC quali:

- gas da discarica e da digestori anaerobici;
 - processi industriali che producono H₂ come gas residuo;
 - gas da carbone e da impianti di gassificazione.
- applicazioni per energia “pulita”
 - applicazioni navali
 - applicazioni di “potenza silenziosa” per impieghi in ambito militare
 - applicazioni per industrie leggere
 - applicazioni remote.

8.8 *Celle ad ossidi solidi*

Le celle ad ossidi solidi (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) operano a temperatura elevata (circa 900-1000 °C), per assicurare una sufficiente conducibilità all'elettrolita ceramico.

Per le SOFC sono state proposte diverse configurazioni, che si differenziano per forma della cella, dimensioni e spessore dei componenti e geometria dei canali di flusso per i gas reagenti.

Accanto alla cella classica a configurazione tubolare, sviluppata dalla Siemens Westinghouse, abbiamo celle di tipo planare e monolitiche.

I materiali costituenti i componenti di cella, così come i requisiti richiesti a questi ultimi, sono per lo più indipendenti dalla configurazione adottata: l'elettrolita è un materiale ceramico (ossido di zirconio stabilizzato con ossido di ittrio), l'anodo è un cermet di ossido di nichel e ossido di zirconio ed il catodo un manganito di lantanio drogato con stronzio.

Essendo tutti i componenti allo stato solido, vengono eliminati i problemi di resistenza alla corrosione e di evaporazione tipici delle celle con elettrolita liquido.

Grazie all'elevata temperatura, non sono richiesti requisiti particolari per il combustibile, non è necessario un sistema di conversione del combustibile prima di alimentare la cella, avvenendo tale fenomeno all'interno dello stack stesso. Si possono così realizzare sistemi in cui, come nel caso delle celle a carbonati, il combustibile, che può essere gas naturale, ma anche biogas, o gas da carbone, è direttamente inviato in cella, giungendo così a notevoli semplificazioni impiantistiche.

Con una temperatura di funzionamento dell'ordine dei 1000 °C il calore di scarto che le celle ad ossidi solidi mettono a disposizione può essere utilizzato nell'ambito di cicli in combinazione con turbine a gas nella configurazione denominata «ciclo combinato avanzato», per i quali l'efficienza elettrica attesa è superiore al 60%, potendo raggiungere, così come indicato dal maggior produttore di celle ad ossidi solidi, la Siemens Westinghouse, addirittura il 70%. Sistemi ad alta efficienza che combinano l'uso di SOFC e turbine a gas possono essere realizzati nell'intervallo di potenza da 250 kW ad oltre 25 MW, e rappresentano la soluzione a più alta efficienza per la generazione distribuita di energia elettrica per i prossimi anni.

Tra le varie tecnologie di cella, è l'unica che, in virtù sia della temperatura di funzionamento, che dei materiali utilizzati, possiede il potenziale per poter essere competitiva sul mercato nel campo delle applicazioni che vanno da piccole unità per uso residenziale della potenza di 2 kW, fino agli impianti da 15-20 MW ed oltre per la produzione distribuita di energia elettrica. Celle

di questo tipo vengono indicate come adatte anche per applicazioni nel settore della trazione.

I problemi che restano ancora da risolvere per questa tecnologia sono essenzialmente legati al degrado dei materiali ed al loro assemblaggio; questi problemi hanno finora impedito, tranne che per il caso Siemens Westinghouse, la realizzazione di sistemi di potenza superiore a qualche kW. Un grosso sforzo, per diminuire le sollecitazioni ai materiali si sta inoltre compiendo, cercando di abbassare la temperatura di funzionamento di queste celle dagli attuali 1000 °C a circa 700-800 °C, senza con questo provocare sensibili degni di prestazioni, ma ancora nessuno sembra esserci riuscito con risultati soddisfacenti.

Naturalmente anche per questa tecnologia, che pure sembra poter essere realizzabile a costi accettabili, si dovrà fare un grosso sforzo verso la riduzione dei costi.

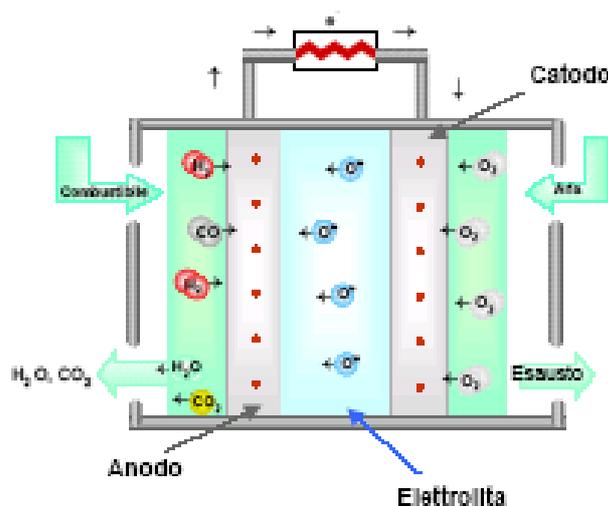


Figura 36: Schema di funzionamento di una cella ad ossidi solidi

8.8.1 Reazioni elettrochimiche

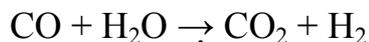
Le reazioni che avvengono in una cella a ossidi solidi sono:



Come per le celle a carbonati, l'elevata temperatura di esercizio della cella consente l'alimentazione diretta di metano o di idrocarburi leggeri, con conversione degli stessi all'anodo della cella o in una zona adiacente.

Le reazioni all'anodo coinvolgono sia l'idrogeno, che il monossido di carbonio presente nel combustibile.

Quest'ultimo reagisce sia con gli ioni ossigeno per produrre anidride carbonica, sia con l'acqua, formando idrogeno:



Anodo	Cermet Ni-ZrO ₂ ; spessore ≈ 150 μm porosità 20-40 %. Processo di fabbricazione: Slurry-coat, EVD
Catodo	La(Sr)MnO ₃ ; spessore ≈ 2 mm porosità 30-40 %. Processo di fabbricazione: Estrusione/sinterizzazione
Elettrolita	ZrO ₂ (Y ₂ O ₃); spessore ≈ 30-40 μm Processo di fabbricazione: EVD
Interconnessione	La(Mg)CrO ₃ ; spessore ≈ 100 μm Processo di fabbricazione: plasma spray

Tabella 38: Materiali dei componenti di una cella ad ossidi solidi (Specifiche SOFC Siemens Weshinghouse)

8.9 Celle alcaline

Le celle alcaline (AFC, Alkaline Fuel Cell) operano a bassa temperatura, normalmente fra 70 e 120 °C ed impiegano come elettrolita una soluzione acquosa di idrossido di potassio, fatto circolare attraverso la cella o contenuto in una matrice di asbesto.

Nei confronti di altri tipi di celle (ad esempio celle ad acido fosforico), le AFC presentano una serie di vantaggi:

- ✓ rendimenti elettrici che possono raggiungere il 65%
- ✓ costi non elevati dei componenti costituenti la cella
- ✓ tempi di vita lunghi (dimostrate 10.000-15.000 ore), dovuti alla buona compatibilità dei materiali di cella.

La principale limitazione delle AFC è la bassa tolleranza alle impurezze presenti nei gas reagenti; gli ioni OH^- reagiscono con i composti del carbonio, anche se presenti in tracce, rendendo problematico l'uso di gas di sintesi ottenuti con processi di reforming e della stessa aria, che normalmente presenta un contenuto di CO_2 superiore a 300 ppm. Questo rende necessario operare con gas di estrema purezza o in alternativa impiegare complicati e costosi sistemi di purificazione, che rendono non economico l'uso di celle alcaline per impianti di generazione di potenza stazionaria.

Pur avendo raggiunto un buon grado di maturità tecnologica, le attività in questo settore sono molto limitate. In passato le ricerche sono state essenzialmente orientate allo sviluppo di sistemi per usi militari o per impieghi nella trazione. Ricordiamo che la tecnologia è stata impiegata con successo in molti programmi della NASA (Apollo e Shuttle) fin dagli anni '60. Negli ultimi anni le attività di ricerca nel campo delle AFC sono state

svolte principalmente da aziende europee: molto attiva in questo campo è stata fino allo scorso anno la società britannica ZeTek Power; in passato attività di un certo rilievo sono state svolte dalla ELENCO (B) e dalla Siemens (D). Quest'ultima, nella seconda metà degli anni '80, aveva sviluppato stack di potenza 16 kW e costruito, nell'ambito di una collaborazione con il Ministero della Difesa tedesco, una unità da 100 kW destinata ad alimentare un sommergibile. Le attività Siemens in questo settore si sono chiuse nel 1992, a seguito della decisione di proseguire questo tipo di attività con celle di diversa tipologia (celle ed elettrolita polimerico).

La ZeVco (Zero Emission Vehicle Company Ltd), divisione della ZeTek Power, ha concluso le sue attività a fine 2001 per mancanza di finanziamenti.

Stack ZeVco erano stati sperimentati su diverse tipologie di veicoli. Nel 1998, in collaborazione con la London Taxi International, era stato realizzato un prototipo di taxi ibrido che forniva prestazioni e autonomia in linea con i modelli alimentati con motore diesel in servizio a Londra. Sul veicolo era montato uno stack da 5 kW, mentre la potenza totale del sistema era di 63 kW.

La ZeVco per la cella riporta un costo di 1000 \$/kW. La società stava lavorando per sviluppare catalizzatori che non facessero uso di metalli nobili, e che fossero più efficienti e meno costosi di quelli attualmente impiegati.

Le prime prove effettuate su questi materiali avevano dimostrato che è possibile ottenere un notevole incremento della densità di potenza (fino al 400%) ed una riduzione dei costi di produzione dell'ordine del 75%.

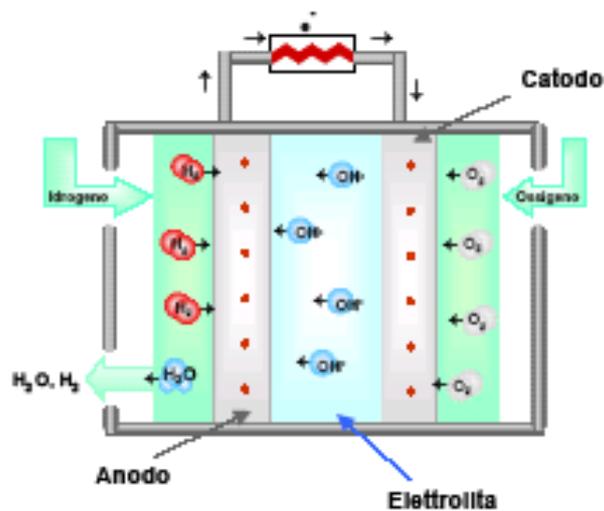
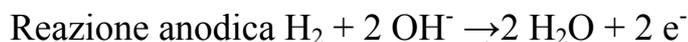


Figura 37: Schema di funzionamento di una cella alcalina

8.9.1 Reazione elettrochimiche

Le reazioni che avvengono in una cella alcalina sono:



L'acqua si forma all'anodo, dove viene espulsa, assieme all'idrogeno residuo.

La cella richiede gas di alimentazione estremamente puri (99,99%). Non sono tollerati composti del carbonio (CO, CO₂) che interagiscono con l'elettrolita.

Elettrodi	Nichel, argento, metalli nobili
Elettrolita	Soluzione di idrossido di potassio al 30-45%, (circolante nella cella o su matrice di asbesto)
Materiali di costruzione	Grafite, materie plastiche

Tabella 39:Materiali dei componenti di una cella alcalina

8.10 Celle a metanolo diretto

Le celle a combustibile a metanolo diretto (DMFC, Direct Methanol Fuel Cell), operano a temperature comprese tra 70 e 100 °C e sono alimentate direttamente con metanolo, il quale viene ossidato elettrochimicamente all'anodo.

La possibilità di utilizzare il combustibile direttamente in cella rende le DMFC particolarmente adatte per la generazione di potenza a bordo di veicoli e per lo sviluppo di generatori portatili. E' infatti possibile realizzare sistemi semplici e compatti in quanto viene eliminato lo stadio di riforma esterna del combustibile; inoltre la miscela metanolo/acqua può essere utilizzata, oltre che come combustibile, come refrigerante liquido per lo stack. Da non trascurare il fatto che lo stoccaggio del metanolo è senz'altro più semplice di quello dell'idrogeno.

Le celle a metanolo diretto presentano una configurazione molto simile a quella delle celle ad elettrolita polimerico, dal momento che entrambe usano una membrana polimerica come elettrolita ed elettrodi porosi con catalizzatore a base di platino o sue leghe.

Le attuali celle fanno registrare un'efficienza elettrica dell'ordine del 35% ed una densità di potenza ancora bassa (180-250 mW/cm², valori inferiori a quelli delle PEFC, pur operando con carichi di catalizzatore un ordine di grandezza superiori). Efficienze prossime ai valori teorici (45%) potrebbero tuttavia essere ottenute operando a temperature maggiori, mentre un miglioramento della cinetica dell'ossidazione del metanolo ed

un'ottimizzazione degli elettrodi potrebbe portare ad un aumento delle prestazioni di cella.

La tecnologia DMFC è ancora allo stadio di ricerca di laboratorio e per una sua applicazione pratica restano da risolvere una serie di problemi. Questi sono essenzialmente legati ad una reattività elettrochimica del metanolo non abbastanza elevata, che limita la densità di potenza, ed al fatto che si registrano effetti di trasporto del combustibile attraverso la membrana che provocano una degradazione delle prestazioni di cella.

I progressi compiuti negli ultimi anni ed il crescente interesse per applicazioni nel trasporto, stanno facendo crescere in modo significativo le attività di ricerca e sviluppo sulle DMFC, considerate le potenzialità della tecnologia tutte le maggiori case automobilistiche stanno oggi finanziando programmi di ricerca in questo settore.

Molti laboratori ed organizzazioni di ricerca negli Stati Uniti, Europa e Giappone hanno in corso attività sulle DMFC, la letteratura disponibile sull'argomento è tuttavia ancora limitata.

La maggior parte delle attività in corso sono orientate:

allo sviluppo di nuove membrane in grado di funzionare a temperature più elevate delle attuali (100 °C) al fine di favorire la cinetica di ossidazione elettrochimica del metanolo. Le attuali membrane presentano infatti problemi di disidratazione a temperature superiori a 100 °C, con conseguente aumento della resistenza specifica e dei valori di “cross-over”;

allo sviluppo di nuovi catalizzatori per l'ossidazione elettrochimica del metanolo;

all'ottimizzazione dei componenti elettrodi e dell'assemblato membrana/elettrodi.

Negli Stati Uniti, Jet Propulsion Laboratory (JPL) e Los Alamos National Laboratory (LANL), stanno lavorando con finanziamenti del Defence Advanced Research Project Agency allo sviluppo di generatori portatili da utilizzare per applicazioni isolate.

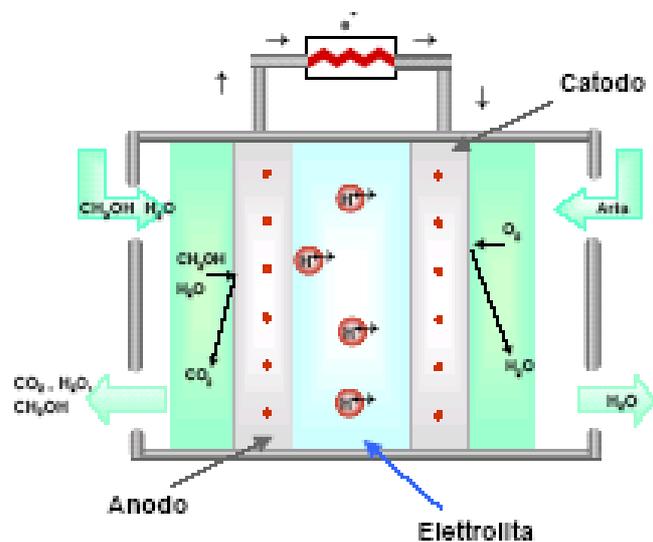
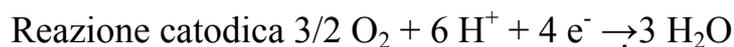
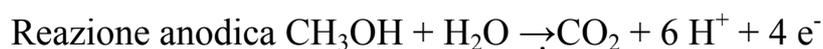


Figura 38: Schema di funzionamento di una cella a metanolo diretto

8.10.1 Reazioni elettrochimiche

Le reazioni che avvengono in una cella a metanolo diretto sono:



Metanolo ed acqua reagiscono nella camera anodica della cella per produrre anidride carbonica e ioni idrogeno, questi ultimi diffondono quindi nel comparto catodico dove reagiscono con l'ossigeno per produrre acqua.

L'ossidazione del metanolo su platino è più complessa di quella dell'idrogeno e può comportare la formazione di composti intermedi, come ad esempio l'ossido di carbonio, che possono determinare avvelenamento del catalizzatore e quindi decadimento delle prestazioni di cella. Una maggiore tolleranza al CO è stata dimostrata con catalizzatori a base di platino/rutenio.

Membrana	Membrane perfluorosolfoniche
Anodo	Elettrodi di carbone con catalizzatore a base di Pt/Ru (2-4 mg/cm ²)
Catodo	Elettrodi di carbone con catalizzatore a base di Pt (2-4 mg/cm ²)
Piatti bipolari	Grafite

Tabella 40: Materiali dei componenti di una cella a metanolo diretto

La JPL, in collaborazione con la University of Southern California) e la Giner Inc., sviluppa DMFC dal 1991. JPL ha brevettato con USC e Loker Hydrocarbons Institute una tecnologia di cella che opera utilizzando una soluzione acquosa di metanolo al 3%. E' stata completata la progettazione di unità da 10 W, 40 W, 150 W e 1 kW ed è in corso la realizzazione del prototipo da 150 W. Una licenza per l'uso della tecnologia è stata concessa alla DTI Energy Inc., orientata a sviluppare unità di potenza fino a 5 kW per sistemi ibridi per usi veicolari.

Prestazioni paragonabili a quelle della JPL sono state ottenute da LANL (Los Alamos National Laboratories), che oltre ai sistemi di piccola taglia per usi civili e militari, sta sviluppando materiali (nuovi catalizzatori anodici in

collaborazione con Symyx Technologies) e componenti per unità destinate al trasporto, nel quadro dei programmi del Department of Energy.

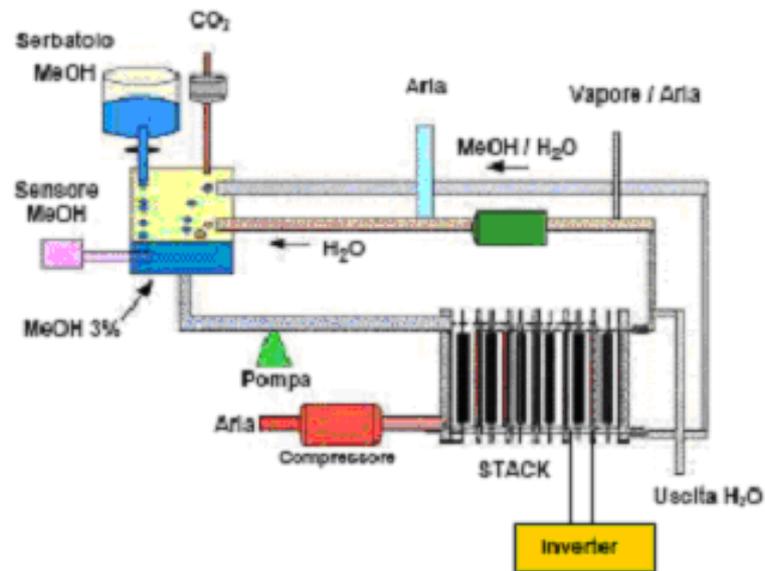


Figura 39: Schema sistema DMFC della JPG

9 CONFIGURAZIONI DI CELLA

9.1 Celle tubolari

I componenti di cella (catodo, interconnessione, elettrolita ed anodo) sono in forma di film sottili (50-100 μm) depositati uno sull'altro e sinterizzati a formare la struttura tubolare, come mostrato in figura. Nelle celle Westinghouse di prima generazione i vari componenti erano depositati sequenzialmente su un supporto tubolare poroso chiuso ad un'estremità, mentre attualmente è il catodo a fungere da supporto.

Nello stack, le celle sono disposte in serie o in parallelo ed il contatto elettrico tra le stesse è realizzato mediante conduttori metallici (feltri di nichel).

I limiti della tecnologia sono connessi ai costi di produzione ancora elevati e difficilmente riducibili con gli attuali complessi processi di fabbricazione (come la deposizione elettrochimica in fase vapore, oggi utilizzata solo per la deposizione dell'elettrolita).

La configurazione tubolare, oltre che dalla Siemens Westinghouse, viene sviluppata in Giappone dalla Mitsubishi Heavy Industries.

Siemens Westinghouse sta attualmente lavorando alla messa a punto di una nuova configurazione di cella, denominata High Power Density SOFC, caratterizzata da rib realizzati nel catodo che fanno da ponte per il passaggio della corrente. Il flusso degli elettroni risulta più agevole, ne consegue una minore resistenza interna di cella e quindi una densità di potenza più alta.

Rispetto alla configurazione tubolare classica si hanno minori spazi vuoti tra le singole celle, il che conferisce, a parità di potenza prodotta, una maggiore compattezza al modulo SOFC

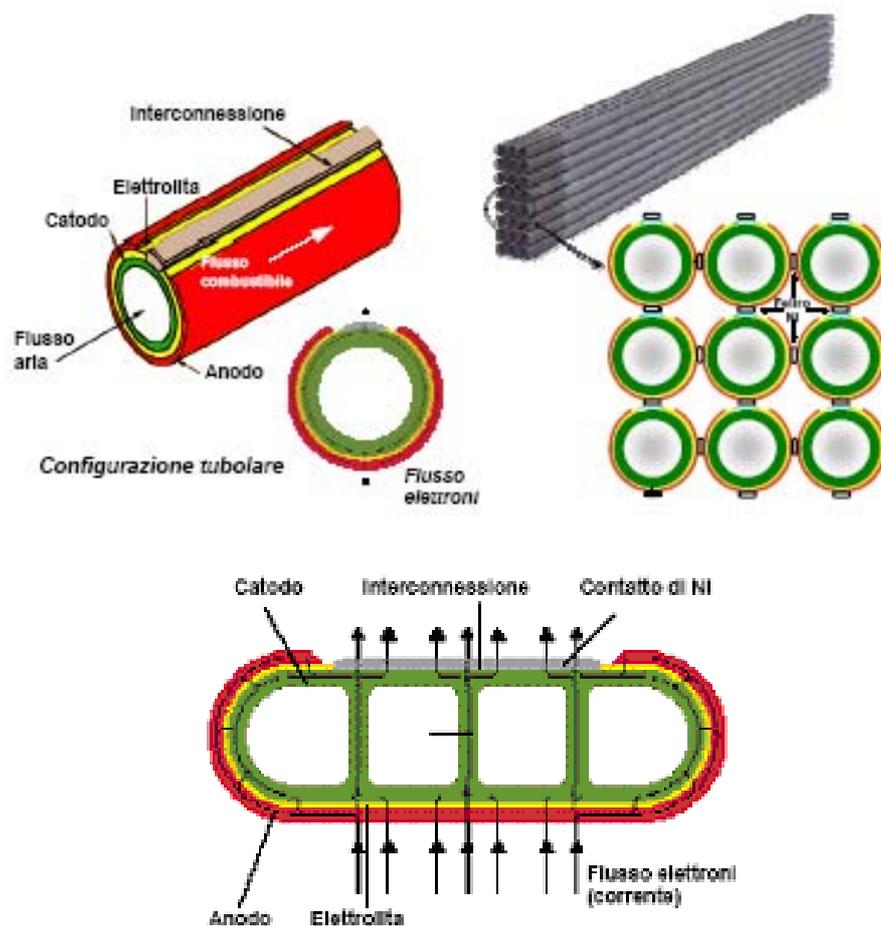


Figura 40: Configurazione High Power Density SOFC

	Conf. tubolare (EDB/Elsam ¹⁾	HPD ₁ ²	HPD ₂	HPD ₁₂
Lunghezza cella, cm	150	50	50	50
N. celle per 10 kW	79	114	73	49
Potenza cella, W	126	88	136	205
Potenza per massa, W/kg	113	191	203	200
Potenza per volume, W/m ³	136	297	409	388

Temperatura di esercizio: 950 °C; voltaggio cella: 0,65 V

1) Impianto da 110 kW esercizio da EDB/Elsam (NL)

2) Configurazioni High Power Density SOFC con differente numero di rib

Tabella 41: Confronto prestazioni configurazione tubolare e HPD SOFC (fonte Siemens)

9.2 Celle planari

La geometria è quella tipica degli stack di celle a combustibile di altra tecnologia, anche se presenta delle varianti connesse essenzialmente al materiale (ceramico o metallico) e alla configurazione in cui vengono realizzati i piatti bipolari.

Le celle con configurazione planare sono potenzialmente molto promettenti, sia perché consentono di ottenere densità di potenza elevate (la trasmissione della corrente è più razionale che nelle altre configurazioni), sia perché sono ottenibili utilizzando diverse tecnologie di fabbricazione, alcune delle quali facilmente trasferibili su scala industriale.

Lo sviluppo di celle planari è stato finora limitato da difficoltà connesse con la produzione di componenti (soprattutto dell'elettrolita che deve essere realizzato in fogli sufficientemente grandi e sottili e al tempo stesso densi e resistenti) e la realizzazione delle tenute sia tra i diversi componenti che tra cella e cella. L'impegno notevole che molte organizzazioni stanno dedicando a questo tipo di cella dovrebbe consentire di risolvere tali problemi nel breve-medio termine.

Esistono numerose varianti della configurazione planare: si passa da configurazioni abbastanza semplici in cui i componenti di cella sono realizzati sotto forma di dischi sottili, con i canali per la distribuzione dei gas al centro (es. celle Fuji, Technology Management Inc. e Ztek), a configurazioni del tutto particolari come la HEXIS (Heat EXchanger Integrated Stack) sviluppata dalla Sulzer.

Elemento chiave di quest'ultima configurazione è una interconnessione metallica che svolge molteplici funzioni, agisce da scambiatore di calore, da collettore di corrente e consente la distribuzione dei gas agli elettrodi.

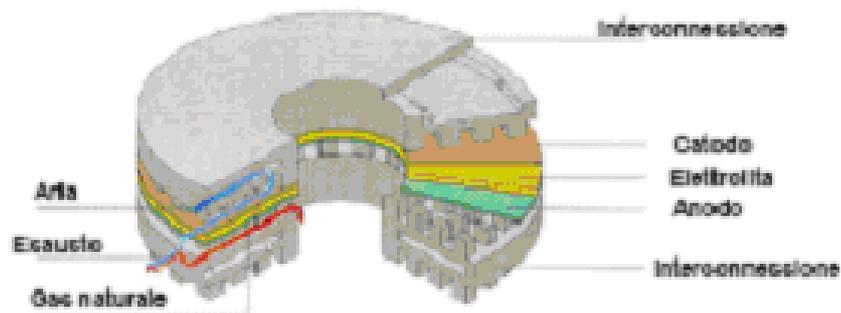


Figura 41: Stack Sulzer HEXIS

9.3 Celle monolitiche

Questa configurazione, che è stata proposta da Argonne National Laboratory nel 1983, consiste di strati (25-100 μm) compositi corrugati catodo/elettrolita/anodo alternati a strati piani anodo/interconnessione/catodo disposti come mostrato in figura. Il combustibile e l'ossidante sono alimentati alternativamente nei canali che si vengono a creare.

Le celle monolitiche presentano problemi legati essenzialmente alla tecnologia di fabbricazione ed all'ingegneria dello stack (tenute, realizzazione di collettori di corrente e per la distribuzione dei gas).

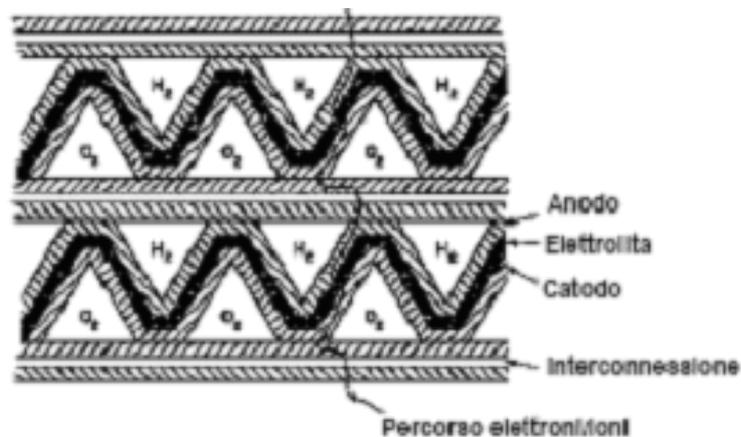


Figura 42: Schema di cella monolitica

10 Combustibili – Sviluppo di sistemi di generazione di idrogeno

Il combustibile da utilizzare in un veicolo a celle a combustibile deve possedere caratteristiche tecniche e di sicurezza, tali da consentire prestazioni e funzionalità almeno analoghe a quelle di un veicolo convenzionale. Si richiede:

- densità di energia più elevata possibile, in modo che pesi ed ingombri a bordo del veicolo risultino ridotti al massimo;
- facilità di produzione, stoccaggio e distribuzione;
- larga disponibilità e costi ragionevoli;
- tossicità e pericolosità equivalente a quella dei combustibili tradizionali.

Bisogna osservare che la scelta del combustibile è determinata, oltre che da fattori tecnici, anche da valutazioni di politica energetica.

Combustibile ideale per le celle ad elettrolita polimerico è l'idrogeno, che assicura alle stesse le migliori prestazioni e consente di realizzare sistemi relativamente semplici e con un impatto ambientale praticamente nullo nel punto di utilizzo.

Gli attuali veicoli dimostrativi utilizzano idrogeno immagazzinato e trasportato a bordo liquefatto in serbatoi a bassa pressione e temperatura (-253 °C) o in forma compressa ad alta pressione, o stoccato in idruri metallici. Soluzioni non sempre soddisfacenti in termini di densità di energia raggiunta, inferiore a quella di un carburante convenzionale. Valori simili a quelli di questi ultimi si potrebbero ottenere, in prospettiva, solo con l'accumulo in nanostrutture di carbonio, se saranno confermate le potenzialità di questa tecnologia. Ricercatori della Northeastern University di Boston dichiarano di aver studiato nanofibre di carbonio che presentano elevate capacità di accumulo di idrogeno. Nello studio si afferma che è stato preparato un materiale in grado di accumulare a temperatura ambiente e ad una pressione di 120 atm fino a 23 litri di idrogeno per grammo di carbone - oltre il 65% in peso - valore che risulta un ordine di grandezza superiore a quello dei sistemi di stoccaggio convenzionali. Questa quantità di idrogeno consentirebbe a veicoli con celle a combustibile autonomie finora inimmaginabili (fino ad 8000 km per serbatoi di normali dimensioni). Molti sono gli istituti di ricerca e le società al mondo che stanno avviando o hanno avviato attività in questo settore, ma finora nessuno è riuscito a riprodurre i risultati ottenuti a Boston. E' sicuro che, qualora le potenzialità della tecnologia siano confermate, questa potrebbe modificare completamente il panorama di utilizzo dell'idrogeno per trazione.

Soluzioni alternative all'idrogeno sono rappresentate dal metanolo, dalla benzina o da distillati leggeri.

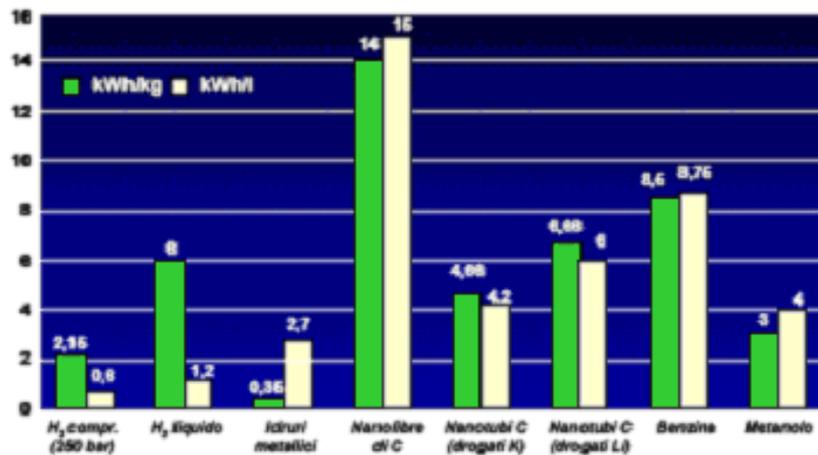


Figura 43: Contenuto energetico di diversi combustibili

CELLA A COMBUSTIBILE	Idrogeno	Metanolo	Benzina	Distillati leggeri
Semplicità	++	0/-	-	-0
Efficienza	+	0	-0	-0
Problematività	-	0/+	+	+
COMBUSTIBILE	Idrogeno	Metanolo	Benzina	Distillati leggeri
Stoccaggio	-	+/+	++	++
Problematività	+	-0	-	+/+
INFRASTRUTTURE	Idrogeno	Metanolo	Benzina	Distillati leggeri
Disponibilità	-	-	++	+
Semplicità	-	+	++	+/+

Tabella 42: Combustibili candidati per PEFC per applicazioni nella trazione elettrica

La conversione della benzina a bordo dell'auto è al momento oggetto di studio da parte di molte organizzazioni ed istituti di ricerca. Il vantaggio connesso ad una simile scelta sarebbe principalmente quello di utilizzare infrastrutture esistenti; tuttavia la complessità del processo e la messa a punto di sistemi di trattamento in grado di generare idrogeno, della purezza

necessaria, senza compromettere le caratteristiche positive di efficienza, minimo impatto ambientale e flessibilità del sistema di generazione nel suo insieme, è ancora impresa difficile da realizzare.

Un'altra soluzione è rappresentata dal metanolo. Rispetto alla benzina, il metanolo presenta una serie di vantaggi, importante soprattutto il fatto che può essere convertito in idrogeno a temperature notevolmente più basse (250-300 °C contro 800-900 °C); caratteristiche importanti dal punto di vista della sicurezza sono una più bassa volatilità e un più alto limite d'infiammabilità inferiore. Il metanolo è inoltre un prodotto chimicamente stabile, facile da trasportare, che presenta una buona densità di energia, il che consente al veicolo un'autonomia simile a quella dei veicoli tradizionali. Tuttavia bisogna ricordare che il metanolo risulta tossico e che la sua natura corrosiva lo rende incompatibile con le infrastrutture di distribuzione esistenti.

Da notare che con il metanolo c'è la possibilità di sviluppare celle a combustibile in grado di utilizzarlo direttamente (celle a metanolo diretto, DMFC); i risultati finora ottenuti in questo settore fanno comunque ritenere che questa soluzione sia proponibile solo a più lungo termine.

E' chiaro che la transizione ad un ampio uso dell'idrogeno avverrà gradualmente e che nel medio termine giocheranno ancora un ruolo importante combustibili come metanolo o benzina. Nel breve termine, l'idrogeno sarà utilizzato soprattutto per flotte di veicoli circolanti nei centri urbani, per le quali è possibile centralizzare l'approvvigionamento o le operazioni di ricarica delle bombole. Il suo impiego per altre tipologie di veicoli potrà aversi solo in una fase successiva e richiederà sviluppi particolari delle tecnologie di stoccaggio dell'idrogeno stesso.

	Idrogeno	Metanolo	Benzina
Peso molecolare	2,018	32,04	100-106
Densità del liquido (g/cm ³)	71	701	73
Punto di ebollizione, °C	-253	64,7	37-225
Energia minima per l'ignizione, mJ	0,02	0,14	0,24
Coefficiente di diffusione, cm ² s ⁻¹	0,61	0,0042	0,06
Limiti d'inflammabilità in aria, %vol	4-75	6-36,5	1-7,8
Intervallo di detonabilità in aria, %vol	18,3-58	6-38	1,1-3,3
Temperatura di ignizione, °C	585	404	287
Temperatura di fiamma, °C	2046	1870	2030
Velocità di galleggiamento in aria, m/s	1,3-8,8		nessuna

Tabella 43: Caratteristiche chimico fisiche di idrogeno, metanolo e benzina

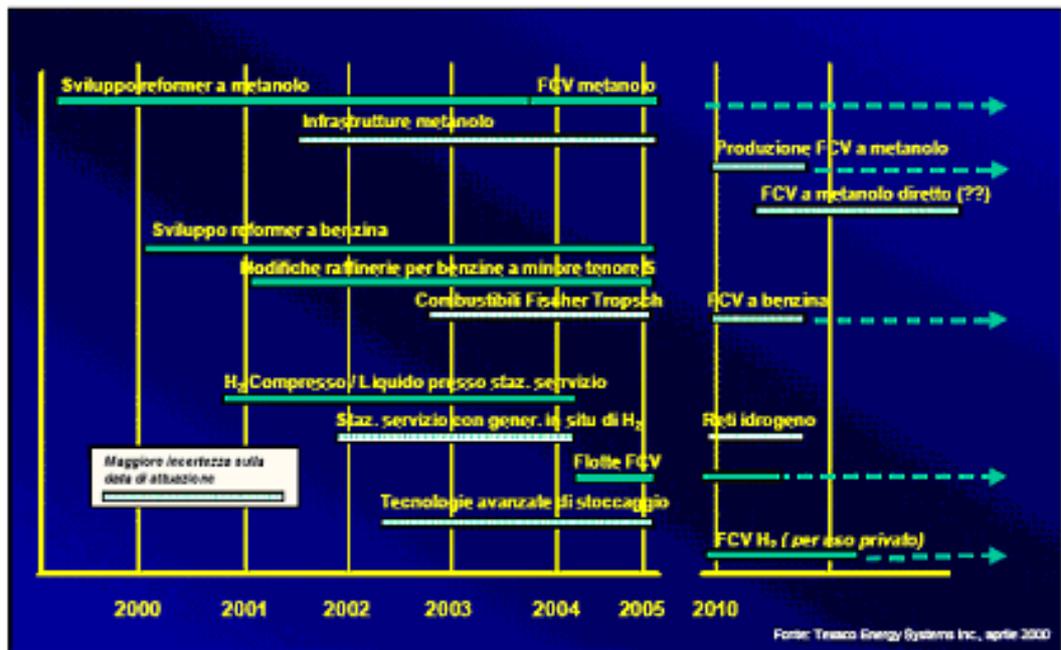


Figura 44: Ipotesi di penetrazione di veicoli a celle a combustibile

10.1 Combustione dell'idrogeno

Occorrono volumi di idrogeno tre volte maggiori rispetto al gas naturale per produrre la stessa quantità di calore. Sono inoltre necessarie modifiche per adattare i bruciatori a fiamma aperta poiché le velocità dei flussi sono sensibilmente più elevate. Nella combustione di idrogeno in aria con fiamma libera gli unici prodotti inquinanti che vengono immessi nell'ambiente sono gli ossidi di azoto che possono formarsi ad alta temperatura in aria durante la combustione. Sono invece completamente assenti tutti gli altri prodotti inquinanti emessi dalla combustione dei fossili, dagli ossidi di zolfo a quelli di carbonio, alle polveri, agli idrocarburi incombusti.

L'energia da fornire per l'accensione dell'idrogeno in aria è nettamente inferiore a quella occorrente per il metano: 0.02 mJ rispetto a 0.3 mJ per il metano.

Quest'ultima caratteristica favorisce la combustione catalitica dell'idrogeno, che invece è difficile da innescare per il gas naturale. E' quindi possibile realizzare un riscaldamento senza fiamma, mantenendo il letto catalitico a temperatura molto bassa, ad esempio a 100°C. A tale temperatura non si formano gli ossidi di azoto, con ciò eliminando l'unico eventuale inquinamento dovuto alla combustione dell'idrogeno.

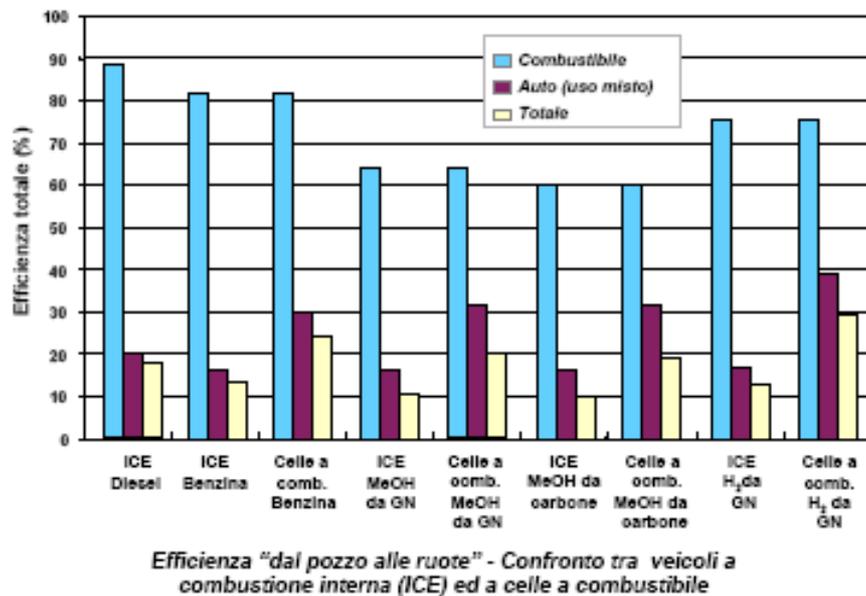
Grazie all'elevata efficienza della cella, i rendimenti previsti per veicoli con celle a combustibile sono sensibilmente superiori a quelli dei motori a combustione interna. Si raggiungono, a seconda del combustibile utilizzato, valori compresi tra il 27 ed il 41%, contro rendimenti medi del 16-18% e del 20- 24% misurati rispettivamente per i veicoli a benzina e diesel, nel ciclo urbano.

Qualora alimentate ad idrogeno ed aria, le celle a combustibile presentano efficienze ineguagliabili da altri sistemi di generazione, per di più costanti

con il variare del carico, ed una dinamica rapidissima, paragonabile a quella di un accumulatore tradizionale. Tali efficienze si riducono parzialmente qualora andiamo a considerare l'intero ciclo del combustibile, dalla fase di produzione alla sua distribuzione.

Da notare che efficienze maggiori si traducono, a parità di energia prodotta, in una riduzione della quantità di anidride carbonica emessa, anche con idrogeno prodotto a partire da combustibili fossili.

Le emissioni di sostanze inquinanti nel punto di utilizzo di un veicolo con celle a combustibile sono praticamente nulle con idrogeno e si mantengono estremamente basse con altri combustibili riformati a bordo (fino al 90% in meno rispetto ai motori termici)



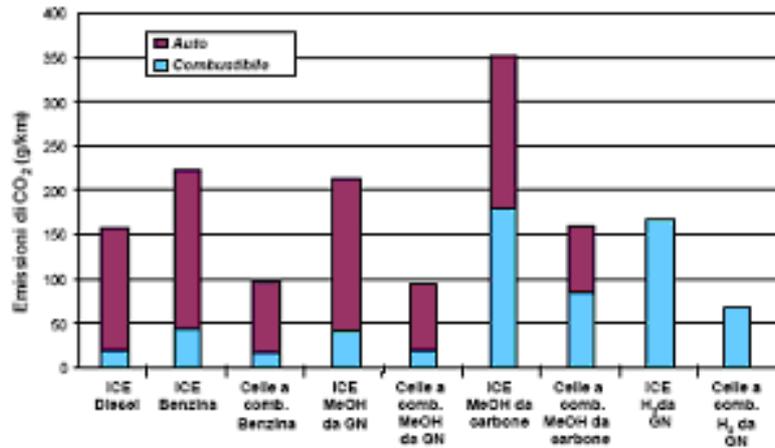


Figura 45: Emissioni di CO2 dal “pozzo alle ruote”. Confronto tra veicoli a combustione interna (ICE) ed a celle a combustibile

Le emissioni, come possiamo osservare dai valori riportati in figura, sono in ogni caso molto al di sotto dei limiti imposti dalle normative vigenti o che entreranno in vigore in futuro in Stati Uniti ed Europa. Le emissioni misurate sulla NECAR 3, veicolo prototipo alimentato a metanolo sviluppato nell'ambito della collaborazione della Daimler-Chrysler con la Ballard Power Systems, sono già 25 volte inferiori rispetto alla normativa EURO IV che sarà adottata nel 2005.

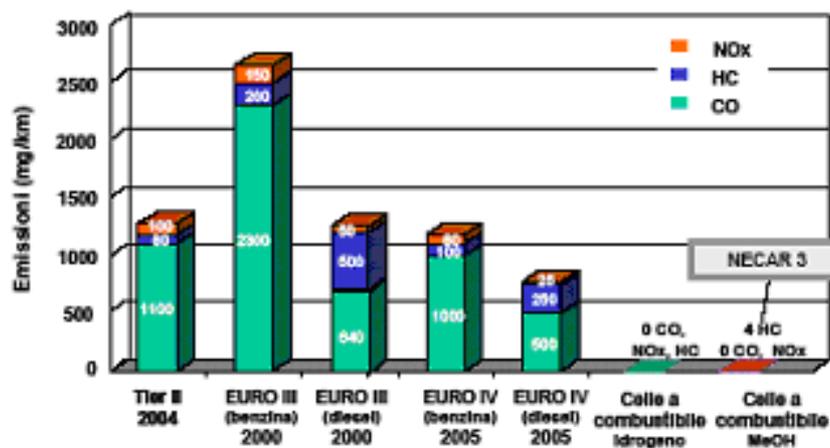


Figura 46: Emissioni di veicoli a celle a combustibile. Confronto con valori limiti standard in vigore e di prossima adozione

I veicoli alimentati con celle a combustibile presentano inoltre una bassa rumorosità, poiché la sola sorgente di rumore è quella costituita dall'unità di compressione dell'aria utilizzata per l'alimentazione dello stack.

Per generare energia, l'unità costituita dalle celle a combustibile deve essere integrata in un sistema completo che comprende una sezione di trattamento del combustibile, la sezione di compressione dell'aria, un sistema di condizionamento della potenza elettrica, un sistema di recupero del calore sviluppato ed infine una sezione di regolazione e controllo. L'energia prodotta dalle celle farà muovere un motore elettrico, il quale darà la propulsione necessaria agli organi di trasmissione del veicolo.

Per il sistema di generazione da installare a bordo si possono considerare diverse alternative, a seconda delle scelte effettuate riguardo al combustibile utilizzato (attualmente idrogeno e metanolo, benzina in futuro) ed alla configurazione del sistema di propulsione (solo cella o ibrido cella/batteria).

Abbiamo sistemi in cui la potenza elettrica è fornita esclusivamente dalla cella e sistemi ibridi, in cui la trazione è affidata ad un motore azionato dalla cella ed un pacco batterie apporta il complemento di energia necessario in caso di forti accelerazioni e consente il recupero di energia di frenata. Nel caso in cui la cella copre meno del 25% della potenza si parla di configurazione "range extender", dove la cella viene utilizzata per la carica delle batterie e per aumentare l'autonomia del veicolo.

In linea di principio per beneficiare al massimo dei vantaggi energetici ed ambientali delle celle a combustibile rispetto ai motori convenzionali la quota di potenza coperta dalla cella dovrebbe essere in genere la più alta possibile, Per applicazioni nel settore del trasporto sono state sperimentate celle a combustibile di diverso tipo; le celle polimeriche alimentate ad

idrogeno o metanolo sono quelle su cui oggi si concentra la maggior attenzione, anche se per la realizzazione di veicoli (principalmente autobus e furgoni) in passato sono state considerate anche le celle ad acido fosforico ed alcaline. Le celle ad ossidi solidi sono invece interessanti soprattutto come sorgenti di potenza ausiliaria (APU).

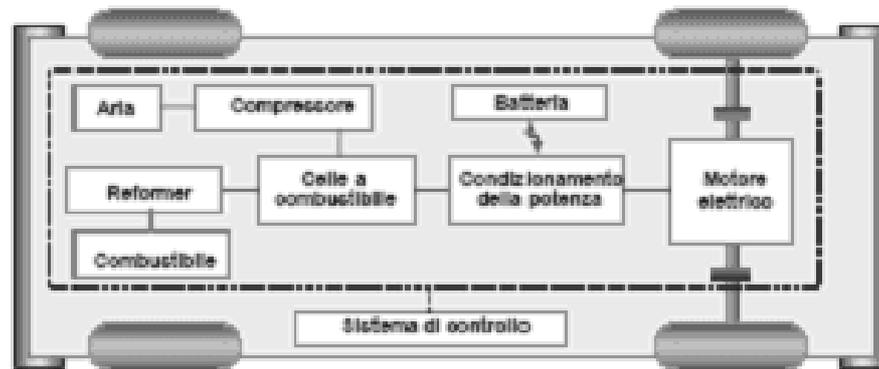


Figura 47: Schema di veicolo con celle a combustibile

La tecnologia PEFC è oggetto di notevole attenzione da parte dell'industria automobilistica che sta investendo notevoli risorse nella realizzazione di prototipi dimostrativi per diverse tipologie di veicoli. A fronte di questo interesse, e valutati i notevoli progressi fatti registrati dalla tecnologia negli ultimi anni, per lo sviluppo commerciale della tecnologia è necessario risolvere ancora una serie di problemi. E' importante che gli sforzi di sviluppo siano diretti non solo al miglioramento delle prestazioni e ad un'ottimizzazione dei pesi e degli ingombri del sistema nel suo complesso, ma soprattutto ad una riduzione dei costi, ancora troppo elevati per le notevoli diseconomie di scala. La riduzione dei costi viene perseguita intervenendo sia sui materiali costituenti lo stack, sia sui processi di fabbricazione.

Oggi per stack di celle polimeriche, ancora a livello prototipale, si riportano costi dell'ordine di 3000÷5000 \$/kW; comunque alla luce delle iniziative di industrializzazione già avviate o di prevista attuazione, è prevedibile che tali costi siano destinati a ridursi in maniera apprezzabile già entro l'anno, pur restando sensibilmente superiori a quello dei motori tradizionali. I maggiori gruppi industriali impegnati nella realizzazione di prototipi dimostrativi, concordano nel prevedere valori intorno a 250-300 \$/kW entro il 2004, quando saranno prodotti ancora un numero limitato di veicoli, e che si potrà scendere a valori competitivi con quelli dei motori a combustione interna (50-100 \$/kW) con l'avvio della produzione di serie.

Comunque, valori intorno a 250 \$/kW sono già ritenuti sufficienti per ottenere la competitività in specifici settori del trasporto (es. nel trasporto pubblico), soprattutto se vengono contabilizzati i benefici ambientali della tecnologia rispetto ai motori convenzionali.

11 SITUAZIONE ITALIANA

11.1 Sviluppo stack e sistema di trattamento del combustibile

In Italia le attività sulle celle ad elettrolita polimerico per trazione sono iniziate nel 1989 nell'ambito di una collaborazione dell'ENEA con la NFCE (Nuvera Fuel Cells Europe, allora De Nora), che ha portato a mettere a punto una tecnologia di cella originale, che privilegia materiali a basso costo e di facile reperibilità e tecnologie di fabbricazione adatte alla produzione di serie. Nel periodo 1994-98 le attività sono state condotte da NFCE ed ENEA, in collaborazione con l'Istituto di Tecnologie Avanzate per l'Energia (ITAE) di Messina, nel quadro di un Accordo di Programma ENEA-MICA.

In quest'ambito Nuvera era arrivata a realizzare stack in grado di fornire una densità di potenza di 0,25 kW/kg su unità da 30 kW.

La tecnologia PEFC sviluppata da NFCE è stata impiegata per la realizzazione di veicoli sperimentali, anche se richiede ulteriori sviluppi per raggiungere le prestazioni ed i costi richiesti dalle applicazioni di trazione. Stack realizzati da Nuvera sono stati forniti a diversi costruttori automobilistici, che li hanno installati in prototipi di autovetture (Renault/Progetto FEVER, PSA Peugeot/Progetto Hydro-Gen) ed autobus (MAN, Neoplan, Ansaldo/ Progetto EQHHPP).

In parallelo alle attività che hanno riguardato l'ingegneria dello stack, svolte in passato esclusivamente dall'industria, vengono condotte attività di studio e sviluppo di componenti di cella e di stack. Nel quadro dell'Accordo di Programma MICA-ENEA ENEA e CNR-ITAE di Messina, nel periodo 1994-98, hanno lavorato allo sviluppo di tecnologie di fabbricazione di complessi membrana/elettrodi di tipo innovativo. In particolare, sono stati sviluppati elettrodi con basso carico di catalizzatore (platino 0,1 mg/cm²), anodi tolleranti il CO, nonché catodi in grado di lavorare in celle a bassa pressione, che hanno fatto registrare prestazioni interessanti.

Nell'ambito di un accordo di collaborazione con una piccola industria di Bologna, la Roen Est, presso i laboratori ENEA sta proseguendo, su una ingegneria di cella diversa da quella della NFCE, lo sviluppo dei componenti di cella e di stack.

La collaborazione ENEA-Roen Est, avviata nell'ottobre 2000, ha portato, alla fine del 2001, alla realizzazione di uno stack da 600 W.

Rispetto ai sistemi tradizionali, che usano tenute in viton o in tessuto gommato, lo stack utilizza un sistema di tenuta di tipo innovativo, il cosiddetto MEGA (Membrane Electrode Gasket Assembly), in cui l'assemblato membrana-elettrodi è incorporato nella guarnizione.

La rapidità di esecuzione sia nella preparazione che nell'inserimento in cella/stack di questi componenti, la possibilità di conservarli tal quale e già pronti per l'utilizzo, la possibilità di un riutilizzo degli stessi infinite volte, nonché il risparmio di membrana polimerica che si consegue, sono tutti elementi che risultano di fondamentale importanza nella messa a punto di un prodotto industrializzabile.

In ENEA, nel corso del 2000 è stato avviato lo sviluppo di piccoli sistemi a idrogeno, con la realizzazione di un sistema portatile da 150 W (SCENIC 150, Sistema Cella Enea Nuvera a Idrogeno Combustibile da 150 Watt), di una bicicletta elettrica, nonché di un sistema da 5 kW per l'alimentazione di un veicolo ibrido.

Presso il Centro Casaccia è disponibile, inoltre, una postazione di prova utilizzabile per la caratterizzazione di stack di potenza variabile tra 5 e 15 kW. L'impianto, per l'alimentazione dello stack, ha la possibilità di usare idrogeno puro proveniente da bombole o da elettrolizzatori; la flessibilità dell'impianto permette sia il funzionamento "dead end", sia quello in eccesso di idrogeno con la possibilità di effettuare il ricircolo della quantità non utilizzata in cella. La variazione delle grandezze operative (temperatura, pressione, portata) può essere effettuata in modo automatizzato così da poter valutare l'effetto dei singoli parametri di processo sulle prestazioni dello stack.

L'impianto è stato impiegato in campagne di prova di caratterizzazione e qualifica di stack di produzione NFCE e in attività di messa a punto dei diversi componenti del BoP.

ENEA e CNR-ITAE, in collaborazione con Nuvera Fuel Cells, sempre nell'ambito dell'Accordo di Programma ENEA-MICA, hanno avviato nel 1997 lo sviluppo un sistema di produzione di idrogeno basato sulla tecnologia dell'ossidazione parziale del metano (MEPOX, Methane Partial OXidation) integrabile con sistemi PEFC. Il diagramma di flusso dell'impianto installato presso i laboratori ENEA è riportato in figura 48.

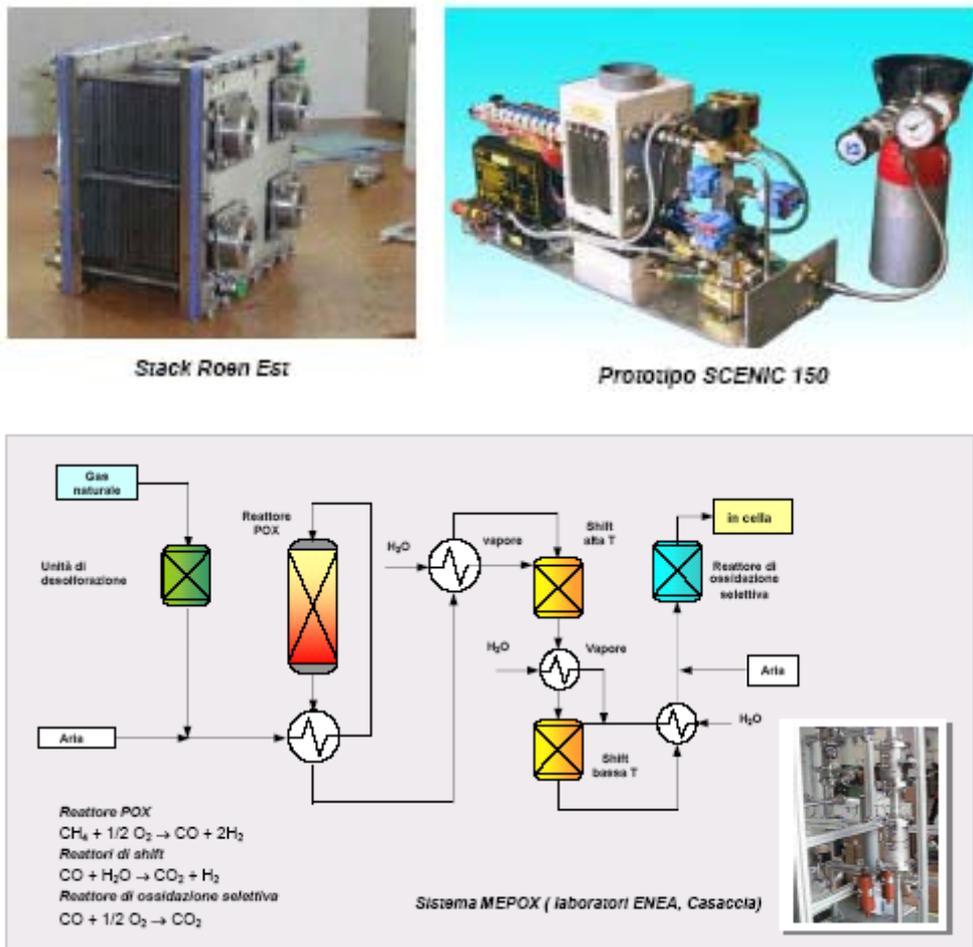


Figura 48: Schema MEPOX (laboratori ENEA, Casaccia)

12 AUTOVETTURE CON CELLE A COMBUSTIBILE

	ORGANIZZAZIONE	VEICOLO	ANNO	COMBUSTIBILE
	DAIMLERCHRYSLER	NECAR 3	1997	CH ₃ OH
		NECAR 4	1999	Idrogeno
		NECAR 5	2000	CH ₃ OH
		Jeep Commander 2	2000	CH ₃ OH
	FORD MOTOR CO.	P2000	1999	Idrogeno
		Focus FC5	2000	CH ₃ OH
		Think FC5	2000	Idrogeno
	GENERAL MOTORS / OPEL	Zafira (<i>concept car</i>)	1998	CH ₃ OH
		Precept	2000	Idrogeno
		HydroGen1	2001	Idrogeno
	HONDA MOTOR CO.	FCX-V1	1999	Idrogeno
		FCX-V2	1999	CH ₃ OH
		FCV-V3	2000	Idrogeno
	MADZA MOTOR CO.	Demio (2a gen)	1999	Idrogeno
		Premacy FC-EV	2000	CH ₃ OH
	TOYOTA	R'nessa	1999	CH ₃ OH
		Xterra	2000	Idrogeno
		RAV-4	1996	Idrogeno
		RAV-4	1997	CH ₃ OH
		FCHV-3	2000	Idrogeno
		FCHV-3	2001	Idrogeno
		FCHV-4	2001	Idrogeno
Santa Fe FCEV	2000	Idrogeno		
	VOLKSWAGEN	Capri	1998	CH ₃ OH
		Bora HyMotion	2000	Idrogeno
	RENAULT	Laguna (Prog. FEVER)	1997	Idrogeno
	PEUGEOT	Fuel Cell Cab	2001	Idrogeno
		HYDRO-GEN	2001	Idrogeno

13 AUTOBUS CON CELLE A COMBUSTIBILE

Organizzazione	Tipo di veicolo	Anno	Combustibile	Tipo di cella
Ballard Power Systems/ New Flyer	Transit bus, 12 m	1997	Idrogeno (compresso)	205 kW PEFC Ballard
DaimlerChrysler	NEBUS ZEBUS Citaro bus, 12 m	1997 1999 (2002)	Idrogeno (compresso)	250 kW PEFC Ballard 190 kW PEFC XCELLSIS 250 kW PEFC XCELLSIS
Neoplan	Midi-bus, 8 m	2000	Idrogeno (compresso)	55 kW PEFC Nuvera
MAN Nutzfahrzeuge AG	MAN bus, 12 m	2000 -	Idrogeno (compr.) Idrogeno (liquido)	120 kW PEFC Siemens 150 kW PEFC Nuvera
Proton Motor	Neoplan Bus (Bayer-Bus II)	2000	Idrogeno (compresso)	80 kW PEFC
Georgetown University	Novabus, 12 m X1 Bus	1995 2000	Metanolo	100 kW PAFC IFC 100 kW PEFC XCELLSIS
FCBus Project	SCANIA city-bus	2000	Idrogeno (compresso)	60 kW PEFC Nuvera
FIAT/Irisbus Project	City-bus, 12 m	2001	Idrogeno (compresso)	60 kW PEFC IFC
Toyota Motor Corp.	FC-BUS 1 City-bus, 10,5 m	2001	Idrogeno (compresso)	90 kW PEFC Toyota



ENEA

13.1 DAYMLER-CHRYSLER

NECAR I - 1994 Potenza: 50 kW (12 stack) Densità di potenza: 167 W/l Autonomia: 130 km Velocità max.: 90 km/h	 <i>Idrogeno compresso</i>
NECAR II - 1996 Potenza: 50 kW (2 stack) Densità di potenza: 1 kW/l Autonomia: 250 km Velocità max.: 110 km/h	 <i>Idrogeno compresso</i>
NECAR 3 - 1997 Potenza: 50 kW Densità di potenza: 1 kW/l Autonomia: 400 km Velocità max.: 120 km/h	 <i>Metanolo</i>
NECAR 4 - 1999 Potenza: 70 kW Densità di potenza: 1 kW/l Autonomia: 450 km Velocità max.: 145 km/h	 <i>Idrogeno liquido</i>
NECAR 5 - 2000 Potenza: 75 kW Autonomia: 500-600 km Velocità max.: 150 km/h	 <i>Metanolo</i>

14 INTRODUZIONE ALL’LCA

Lo studio effettuato si propone di valutare gli impatti ambientali e le prestazioni termodinamiche del sistema cogenerativo con cella a carbonati fusi e di confrontarli con un impianto di cogenerazione con turbina a gas.

La cella a combustibile a carbonati fusi (MoltenCarbonateFuelCell) ha il grande vantaggio di produrre energia elettrica, sostituendo lo step della combustione con quello di una conversione chimica, by-passando le limitazioni del ciclo di Carnot, raggiungendo, così, un rendimento elettrico medio del 50% rispetto ad un rendimento elettrico medio di una macchina tradizionale, come la turbina a gas, che è del 25-35%.

L’analisi è stata condotta utilizzando la metodologia dell’analisi del ciclo di vita (Life Cycle Assessment) che considera tutte le fasi necessarie alla realizzazione e all’utilizzo del prodotto: dall’approvvigionamento della materie prime alla loro lavorazione, alla loro trasformazione, nonché all’energia necessaria per giungere al prodotto finale proseguendo con l’analisi delle fasi di trasporto e di utilizzo, le prevedibili attività di manutenzione fino allo smaltimento finale.

15 ANALISI DEL CICLO DI VITA (LCA), DEFINIZIONI

Secondo la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC), la definizione di LCA, oggi anche codificata nella norma ISO 14040 (riportate in appendice), prevede che essa sia un “procedimento oggettivo di valutazione dei carichi energetici ed ambientali relativi ad un prodotto, processo o attività, effettuato attraverso l’identificazione e la quantificazione dell’energia, dei materiali utilizzati e delle emissioni rilasciate nell’ambiente

per valutarne l'impatto e per identificare e valutare le opportunità di miglioramento. La valutazione prende in considerazione l'intero ciclo di vita del prodotto, processo o attività, passando dall'estrazione e trasformazione delle materie prime, fabbricazione del prodotto, trasporto, uso e dismissione finale".

Dalla definizione appena ricordata emerge dunque come il processo di LCA si fonda su un unico principio di base: un prodotto (o servizio) va "seguito" e analizzato in ogni fase della sua vita, "dalla culla alla tomba" (from cradle to grave), da quando viene prodotto a quando viene dismesso, in quanto ogni azione associata ad una fase può avere riflessi su fasi precedenti o successive.

Nello studio si prende in considerazione ogni fase: dall'approvvigionamento delle materie prime alla loro lavorazione e trasformazione, nonché all'energia necessaria per giungere al prodotto finito. L'analisi continua valutando anche le fasi di trasporto e di utilizzo e le prevedibili attività di manutenzione fino allo smaltimento finale.

Molto di recente infatti, al fine di non trascurare i potenziali riutilizzi e riciclaggi di componenti o parti del prodotto, è stato sviluppato nella pratica di LCA anche l'aspetto relativo allo smaltimento ed alla rigenerabilità dei materiali costituenti il prodotto. Questo nuovo approccio, detto "dalla culla alla culla" (from cradle to cradle), deriva dalla sensibilità verso un approccio "zero-emissions" (Gunther Pauli, ZERI Foundation) che attribuisce importanza particolare alla minimizzazione della produzione degli scarti e alla massimizzazione dell'efficienza di uso delle materie prime.

Grazie a questa tecnica quantitativa, essenzialmente, si possono determinare fattori di ingresso (materie prime, uso di risorse, energia, ecc) e di uscita

(consumi energetici, produzione di rifiuti, emissioni inquinanti) dal ciclo di vita di ciascun prodotto, valutandone i conseguenti impatti ambientali.

Oggi le applicazioni di LCA sono numerose, soprattutto nei paesi del centro e nord Europa, negli Stati Uniti ed in Giappone. Una recente indagine ha mostrato che il 75% delle industrie, che hanno redatto un proprio rapporto ambientale, utilizza la metodologia LCA per valutare prodotti e processi alternativi e per comprendere e quantificare i costi ambientali ad essi associati, costi che spesso sono nascosti.

In Olanda, ad esempio, la LCA è estesamente utilizzata per identificare e valutare gli interventi nei settori industriali e per sviluppare nuovi prodotti che consentano il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni inquinanti previsti dagli accordi volontari per l'attuazione del Piano Nazionale di Politica Ambientale.

16 Le quattro fasi dell'LCA

Secondo quanto stabilito dalla norma ISO 14040, dal punto di vista procedurale, uno studio di LCA si articola in quattro fasi principali, ognuna delle quali composta da una precisa sequenza di passi operativi.

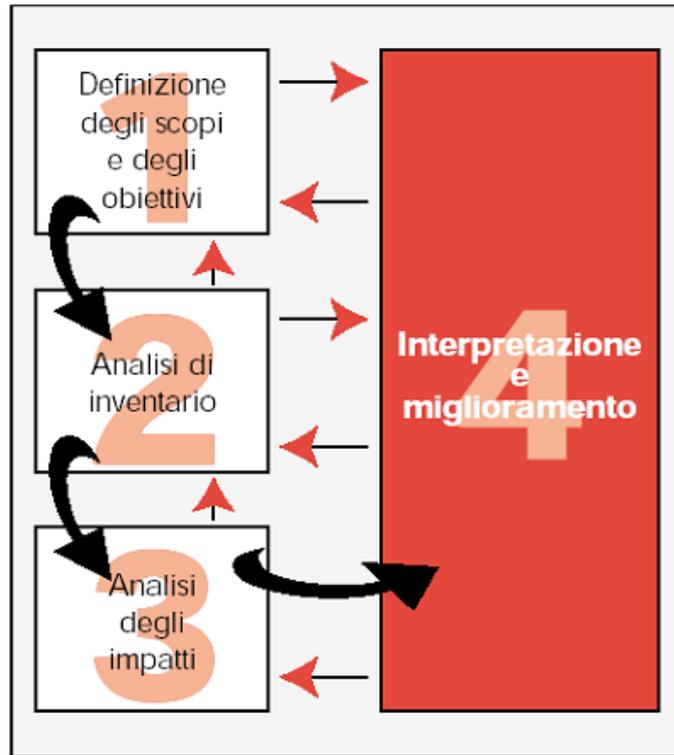


Figura 49: schema concettuale ed operativo di un'analisi del ciclo di vita (LCA)

16.1 Definizione degli scopi e degli obiettivi

In questa prima fase sono definite:

1. le finalità dello studio;
2. i confini del sistema analizzato;
3. i dati necessari;
4. le eventuali assunzioni;
5. le procedure di verifica;
6. l'unità funzionale.

Decidere quali siano i confini nell'esecuzione di tale analisi preliminare, così come la scelta dell'unità funzionale intesa come parametro cui riferire tutti gli elementi che compongono il bilancio ambientale del sistema in esame sono dei punti problematici. Si ricordi che per unità funzionale occorre intendere la prestazione quantificata e per questo misurabile e oggettivamente riscontrabile di un prodotto, da utilizzare come unità di riferimento in uno studio di LCA.

16.2 Analisi di inventario

Questo secondo step serve ad “individuare e quantificare flussi in ingresso ed in uscita da un sistema-prodotto, lungo tutta la sua vita”, secondo la definizione fornita dalla ISO14041, per arrivare a strutturare un vero e proprio bilancio ambientale.

Attraverso la raccolta di dati oggettivi, che possono essere distinti in:

- Dati Primari (provenienti da rilevamenti diretti);
- Dati Secondari (ricavati dalla letteratura come data base e da altri studi);
- Dati Terziari (provenienti da stime e da valori medi);

sono identificati e quantificati i consumi di risorse (materie prime, acqua, prodotti riciclati), di energia (termica ed elettrica) e le emissioni in aria, acqua e suolo.

Importante, inoltre, per la trasparenza dei dati raccolti è riportare:

- L'età dei dati (anno, cioè, a cui si riferiscono le misurazioni rilevate);
- Il territorio per il quale il dato è significativo;

- La tecnologia di riferimento;
- Il tipo di campionamento fatto per ciascun dato riportato;
- Il processo a cui è riferito il dato;
- I metodi di calcolo impiegati per ottenere valori medi;
- La varianza e le irregolarità riscontrate nelle misurazioni;
- I metodi usati per il controllo di qualità.

Un problema subito riscontrabile, però, risiede nel fatto che la metodologia della LCA, per sua stessa natura, richiede una grande quantità di informazioni e di dati, dei quali non sempre si dispone. Al fine di stabilire una procedura standard per la fase di inventario, le ricerche si stanno muovendo verso lo sviluppo di modelli matematici specifici per la raccolta dei dati. L'uso di database, pubblici o privati, permette di migliorare considerevolmente l'efficienza nella realizzazione dello studio. Altro problema che può presentarsi è la ripartizione di consumi e impatti relativi a prodotti differenti generati da uno stesso processo produttivo, qualora non si conosca nel dettaglio tale processo.

I consumi e i relativi impatti possono essere ripartiti:

- In funzione all'importanza dei vari prodotti;
- Per via ponderale (quantità consumate assegnate in base al peso dei diversi prodotti);
- In base al valore economico di ciascun prodotto.

Lo stesso tipo di metodo è impiegato per allocare ad ogni singolo prodotto altri consumi e impatti (emissioni in aria, acqua, rifiuti solidi, materie prime o intermedie, energia).

Grande attenzione inoltre va allo studio di eventuali flussi di riciclo interni, in base ai quali si può avere un processo:

- Ad anello chiuso: il materiale recuperato viene reinserto a monte del processo produttivo, riducendo i consumi e gli impatti, in quanto una stessa quantità (di acqua, energia, materie prime) è impiegata per più cicli produttivi.
- Ad anello aperto: il prodotto riciclato viene utilizzato in un nuovo processo, che assorbe, così, i benefici dovuti all'utilizzo del prodotto di riciclo.

Si valutano anche i vari servizi al contorno del processo:

- il sistema dei trasporti: i prodotti possono essere trasportati in modi diversi, con impatti diversi per unità di prodotto trasportato. Se si vuole fornire un dato si sa, ad esempio, che un prodotto trasportato su autocarro produce, quale effetto indiretto sull'ambiente, un'emissione di NOx pari a 1,0332 g/km t, mentre il trasporto su ferrovia causa un'emissione di NOx pari a 0,0401 g/km t.
- la fornitura di Energia Elettrica: chiarire qual è il contesto di Riferimento (Regionale, Nazionale, Comunitario), il mixing di combustibili e il rendimento medio delle centrali che concorrono alla produzione del kW elettrico, per valutare i relativi impatti ambientali;
- lo smaltimento dei rifiuti: definiti i prodotti da smaltire, bisogna poi scegliere qual è la migliore destinazione finale (discarica, termovalorizzatori, ecc..).

16.3 Valutazione degli impatti ambientali

In questo terzo step sono valutati gli effetti sulla salute e sull'ambiente causati da un prodotto nel corso del suo ciclo di vita. L'analisi e la valutazione dell'impatto ambientale nella LCA, si articola generalmente in quattro punti:

1. *Classificazione* : ciascun impatto (input ed output delle fasi del ciclo di vita), quantificato nella fase di inventario, viene "classificato" sulla base dei problemi ambientali a cui può potenzialmente contribuire. Alla fine di questa fase, all'interno di ciascuna categoria di impatto ambientale sono contenuti tutti gli input ed output del ciclo di vita che potenzialmente possono contribuire al problema ambientale (la stessa sostanza o materiale può essere quindi contenuta all'interno di più categorie ambientali). Le categorie generalmente usate per l'aggregazione degli impatti sono:
 - a. Uso di risorse rinnovabili
 - b. Consumo di risorse non rinnovabili
 - c. Acidificazione
 - d. Contributo all'effetto serra
 - e. Diverse forme di degrado dell'ecosistema
 - f. Danno alla fascia di ozono
 - g. Formazione di composti ossidanti per processo fotochimica (ozono troposferico)
 - h. Eutrofizzazione
 - i. Uso del territorio

j. Tossicità umana

k. Eco-tossicità

2. *Caratterizzazione* : ciascuna sostanza contribuisce in maniera differente sullo stesso problema ambientale; per tenere conto di ciò le quantità di ciascun input ed output vengono moltiplicate per un "fattore di peso" (calcolato sulla base di dati puramente scientifici) che misura l'intensità dell'effetto di una sostanza sul problema ambientale considerato. A questo punto i dati possono essere sommati all'interno di ciascuna categoria ambientale ottenendo così un insieme di valori adimensionali che definisce il profilo ambientale del sistema.
3. *Normalizzazione* : i valori precedentemente ottenuti vengono normalizzati, divisi, cioè, per un "valore di riferimento" o "effetto normale" in modo da poter stabilire la magnitudo di ciascun effetto ambientale rispetto ad un valore di riferimento (generalmente dati medi su scala mondiale, regionale o europea e riferiti ad un determinato intervallo di tempo). Attraverso la normalizzazione si stabilisce così l'entità relativa di ciascun problema ambientale.
4. *Valutazione* : in questa fase si attribuisce a ciascun impatto ambientale un valore numerico. I valori degli effetti normalizzati vengono, quindi, moltiplicati per dei "fattori di peso", che esprimono la criticità attribuita a ciascun problema ambientale. Sommando i valori degli effetti, così ottenuti, si ottiene un unico valore adimensionale: ecoindicatore, che quantifica l'impatto ambientale associato al prodotto.

E' opportuno sottolineare le difficoltà che nascono nel valutare i dati finali, poiché al momento ci sono interessanti metodologie proposte, ma nessuna ancora chiara e univoca. Rimane, perciò, alto il livello di soggettività che sta dietro alle diverse valutazioni di impatto.

16.4 Interpretazione e analisi dei risultati

Con l'interpretazione dei risultati delle fasi di inventario e di valutazione degli impatti si valutano le opportunità per minimizzare l'impatto associato ad un prodotto e per il miglioramento della performance ambientale del sistema studiato.

Nella valutazione delle varie proposte di miglioramento, bisogna costruire i relativi profili ambientali e tener conto di altri criteri decisionali, per poi scegliere l'alternativa più appropriata.

17 Osservazioni sulla LCA

Esistono diversi metodi e sono disponibili numerosi software per effettuare l'analisi dell'impatto ambientale associato al ciclo di vita, ma non è stata ancora sviluppata una metodologia standard nella fase di impact assessment. L'International Standardization Organization, infatti, si è espressa dicendo che "la LCA è ancora in una fase iniziale di sviluppo. In particolare, alcune fasi di essa, come la valutazione di impatto (impact assessment), sono ancora allo stato embrionale.

In questo panorama le valutazioni energetiche ed ambientali mediante LCA non sono ancora utilizzate come pratica necessaria nella gestione politica ed economica delle risorse. Si spera che con la standardizzazione delle procedure analitiche la LCA possa divenire uno dei più preziosi mezzi per gestire e tentare di risolvere le problematiche ambientali.

Tabella 44: La famiglia di norme ISO 14000

GROUP	STANDARDS	
Environmental Management Systems	ISO	14001
	ISO	14004
	ISO/TR	14061
	ISO	14063
Environmental Auditing	ISO	14010
	ISO	14011
	ISO	14012
	ISO	14015
	ISO	19011
Environmental labelling	ISO	14020
	ISO	14021
	ISO	14024

		ISO/TR		14025
		ISO		14031
Environmental Evaluation	Performance	ISO/TR		14032
		ISO		14040
		ISO		14041
		ISO		14042
Life Cycle Assessment		ISO ISO/TR		14043
				14047
		ISO/TS		14048
		ISO/TR		14049
Environmental Vocabulary	Management	ISO		14050
		ISO/TR		14062
Environmental Standards	Aspects in Product	ISO		14064
		ISO	Guide	64

Fonte: Inem

Tabella 45: La famiglia di norme ISO 14040 in dettaglio

ISO No .	Title of International Standard / Guideline / Technical Report	Publication Date
ISO 14040	Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework	June 1997
ISO 14041	Environmental management - Life cycle assessment - Goal and scope definition and inventory analysis	October 1998
ISO 14042	Environmental management - Life cycle assessment - Life cycle impact assessment	March 2000
ISO 14043	Environmental management - Life cycle assessment - Life cycle interpretation	March 2000
ISO/DTR 14047	Illustrative examples on how to apply ISO 14042 - Life cycle assessment - Life cycle impact assessment	April 2001
ISO/TS 14048	Environmental management - Life cycle assessment – Data documentation format	April 2002
ISO/TR 14049	Environmental management - Life cycle assessment - Examples of application of ISO 14041 to goal and scope definition and inventory analysis	March 2000

ISO 14050 2nd Ed.	Environmental management - Vocabulary	May 2002
-------------------------	---------------------------------------	----------

Fonte: QA-061\6th Edition\2000-02-20 © BJQM ApS

18 LA METODICA PER L'IMPACT ASSESSMENT: SUMMA (Sustainably Multicriteria Multiscale Assessment) ANALISI DI SOSTENIBILITA' MULTICRITERIA MULTISCALA

18.1 INTRODUZIONE

Per la valutazione di impatto ambientale con il metodo SUMMA si utilizzano e si integrano tra loro Material Flow Accounting (Bargigli 2003a, Hinterberger et al., 1998., Ritthof et al., 2002), Embodied Energy Analysis (Herendeen, 1998; Slesser, 1998), Exergy Analysis (Szargut et al., 1988 and Szargut, 1998), Emery Accounting (Odum, 1996) e CML 2 (Leiden University, NL).

Tale metodo ha il vantaggio di integrare i differenti punti di vista degli strumenti di indagine, determinando degli indicatori a monte del prodotto finito quali: -il consumo di risorse (determinato mediante MFA) e di energia (EEA), -la prestazione termodinamica (exergia), e -l'ecological footprint (emergia), per la quantificazione del costo ambientale; e indicatori a valle del processo relativi alle emissioni e ottenibili mediante il metodo CML2.

L'analisi multicriteria consente di avere una conoscenza più esatta del problema evitando che un singolo metodo possa fornire delle informazioni valide su determinati aspetti ma rischi di trascurare l'esistenza di altri.

18.2 Approfondimenti sulle singole metodiche

18.2.1 Analisi dei flussi di massa e bilancio di massa

Il bilancio dei flussi di massa in ingresso e in uscita dal sistema è una analisi imprescindibile per la valutazione di un qualsiasi processo.

La materia si conserva, quindi la massa totale dei reagenti deve uguagliare la massa dei prodotti di reazione.

Partendo da questo concetto fondamentale, è possibile accertarsi per via stechiometrica e per via analitica, che non si stanno trascurando importanti specie chimiche, eventualmente riutilizzabili, o richiedenti uno smaltimento controllato.

E' possibile analizzare i flussi di massa secondo tre aspetti principali:

il vero e proprio bilancio di massa quantifica e descrive i vari flussi in ingresso e in uscita localmente e fornisce, inoltre, una valutazione sull'efficienza di conversione delle materie prime in prodotti;

la valutazione della "pericolosità" ambientale del prodotto principale e di eventuali coprodotti del processo quantifica le emissioni inquinanti per unità di prodotto, sia su scala locale che su scala globale della biosfera;

La quantificazione delle masse di materiali abiotici, biotici, acqua e aria coinvolti nel processo su scala globale della biosfera, considerando le sole materie prime in ingresso, valuta quanto pesa il processo sull'ambiente nel sottrargli alcune risorse.

Il primo aspetto non è stato oggetto di particolari considerazioni, perché l'impatto delle emissioni è trattato in seguito con uno specifico metodo (CML2).

Il terzo aspetto si concretizza per via analitica, calcolando le quantità di input per unità di prodotto (intensità materiali) mediante il "Material Flow Accounting".

18.2.1.1 Bilancio dei flussi di massa (Material Flow Accounting)

L'analisi dei flussi di massa sviluppata a metà del decennio 1990-2000 dalla Wuppertal Institut, in Germania, è molto diffusa; oggi molti istituti e enti di ricerca sia a livello europeo (Wuppertal Institute, IIASA, SERI, Factor 10 Institute, ecc.) che extraeuropeo (World Watch Institute, 2003) ne fanno ampio uso.

Permette di calcolare l'intensità materiale, detta anche "zaino ecologico", per l'intero ciclo di vita, sommando tutti i materiali movimentati, utilizzati, estratti e trasformati per produrre una unità di prodotto (Material Input Per unit of Product - MIPP o MIT- Material Intensity per Ton) o per fornire un determinato servizio (Material Input Per unit of Service -MIPS).

L'intensità materiale di due o più prodotti utili (cioè commerciabili) in uscita da un processo produttivo è ripartita in base alla loro massa. Ai coprodotti di scarso interesse economico o ai rifiuti, invece, è associato solo l'intensità materiale degli input relativi al successivo trattamento, quindi se il riciclo non necessita di particolari trattamenti, gravosi dal punto di vista delle risorse impegnate, lo "zaino ecologico" risulta essere minore rispetto a quello dei prodotti primari.

L'energia elettrica invece ha uno "zaino ecologico" molto variabile, perché dipende dal mix di combustibili e dall'acqua di raffreddamento, utilizzati che sono molto variabili a secondo del Paese in esame.

Tabella 46: Intensità materiali dell'elettricità per vettore energetico e per nazione

Voce	unità	abiotico	acqua*	aria
Energy Carrier				
Coal (avg)	g/kWh	64	330	5
Nuclear	g/kWh	279	8706	3
Heavy oil	g/kWh	349	4355	877
Natural gas	g/kWh	274	2280	630
Hydroel.	g/kWh	113	42	4
Windpower	g/kWh	114	56	9
Country				
Austria	g/kWh	730	1271	244
Belgium	g/kWh	1455	6854	314
France	g/kWh	552	7222	72
Germany	g/kWh	4670	6967	534
Italy	g/kWh	734	3054	633
Netherlands	g/kWh	1860	3849	676
Spain	g/kWh	1777	5132	363
Switzerland	g/kWh	191	3989	15

Europe (avg)	g/kWh	2086	5855	369
---------------------	--------------	-------------	-------------	------------

*esclusa acqua di raffreddamento.

Fonte: modificato da Hinterberger and Stiller, 1998.

L'intensità materiale (sia MIPP che MIIPS) è suddivisa in 5 categorie:

- ❖ *materiale abiotico*: i minerali estratti, la terra di scavo, i materiali utilizzati, i combustibili utilizzati, espressi in unità di massa;
- ❖ *materiale biotico*: prodotti agricoli e da gestione forestale, biomassa mobilizzata anche se non utilizzata, es. biomassa vegetale rimossa in previsione di operazioni minerarie;
- ❖ *acqua*: la quantità di acqua deviata dal suo naturale bacino di scorrimento, es. acqua di raffreddamento, di irrigazione, di processo, falde acquifere intaccate da uno scavo, percolamento da discariche controllate ecc.;
- ❖ *aria*: la quantità d'aria che ha subito una trasformazione di stato chimico o fisico es. combustione di ossigeno e formazione di biossido di carbonio, frazioni di azoto atmosferico che reagiscono e formano ossidi di azoto;
- ❖ *erosione del suolo*: perdita del suolo fertile causata dalle attività antropiche di ogni tipo, es. agricoltura, edilizia, estrazione mineraria, ecc.

Per semplicità di quantificazione, legata anche alla variabilità zonale, si considerano soltanto i seguenti indicatori di efficienza:

- la domanda di materiale abiotico per unità di output (MI, Material Intensity, gbiot/gout);
- la domanda di acqua per unità di output (MI, Material Intensity, gwater/gout);
- la domanda di aria per unità di output (MI, Material Intensity, gair/gout).

La MFA possiede comunque delle lacune, alcune delle quali necessitano di un ulteriore sforzo scientifico, altre, di natura metodologica, possono essere superate con l'utilizzo di più metodiche.

La MFA non quantifica il danno ambientale, ossia la capacità della biosfera di assorbire o smaltire gli effetti di una qualsiasi attività umana, ma si basa sul principio di minimo uso delle risorse al fine di ridurre il più possibile l'impatto ambientale.

18.2.2 Conservazione dell'energia. Descrizione dei flussi di calore

L'analisi dei flussi di energia, sempre accoppiata al bilancio di massa, è attualmente la più utilizzata nelle valutazioni di impatto ambientale.

Uno stesso input può essere valutato, quindi, sia in termini di input energetico sia in termini di input massico a secondo dello scopo della valutazione.

Si utilizza per questa analisi l'Embodied Energy Analysis che prende in considerazione tutta l'energia utilizzata per rendere disponibile un input, necessario al processo.

18.2.2.1 Analisi energia incorporata (Embodied Energy Analysis)

L'Embodied Energy Analysis (IFIAS, 1974; Herendeen, 1998) si basa sull'importanza che i combustibili fossili, petrolio in particolare, hanno sull'economia mondiale come risorsa energetica.

E' possibile attribuire a ciascun input del sistema un coefficiente, detto intensità energetica, reperibile in letteratura, che permette di valutare la quantità di petrolio equivalente. Si ha così un'indicazione quantitativa di petrolio impiegato per ottenere quella risorsa in ingresso. Moltiplicando la quantità di petrolio equivalente per il potere calorifico superiore del petrolio si determina il relativo apporto energetico dell'input.

Gli indici ricavabili da questa analisi sono:

- Indicatore dell'efficienza di conversione ($J_{\text{prod}}/ J_{\text{in}}$): il rapporto tra l'energia del prodotto in uscita di nostro interesse (es. elettricità) e l'energia totale in ingresso; fornisce la misura dell'efficienza energetica del processo in esame ed una misura indiretta del contributo dell'effetto serra dovuto alla combustione di fonti fossili.
- Indicatore del costo energetico ($J_{\text{in}}/\text{unità di prodotto}$): il rapporto tra l'energia totale in ingresso e l'unità di prodotto; determina quale processo ha un minor impatto ambientale.
- Il rapporto tra energia in ingresso ed in uscita ($J_{\text{out}}/J_{\text{in}}$), uguale ad uno nel caso di una accurata considerazione di tutti i flussi coinvolti).

L'Embodied Energy Analysis (EA) è una metodica matura e come l'MFA può contare su numerosi e dettagliati database presenti nella letteratura scientifica (ETH-ESU, BUWAL, EPA, Boustead and Hancock, etc).

Ha però degli aspetti soggetti a critica quali: - i flussi energetici conteggiati sono solo quelli che hanno un valore commerciale, i servizi ambientali esterni al sistema economico, invece, non sono considerati, - è priva di criterio di ottimizzazione, - non considera, inoltre, gli eventuali danni ambientali.

18.2.3 Descrizione dei flussi di energia libera

Il primo principio della termodinamica permette di effettuare un bilancio delle quantità di energia coinvolte nel processo con la logica che un'eventuale riduzione delle quantità in gioco comporta una riduzione dei consumi.

Il secondo principio, invece, quantifica le reali efficienze termodinamiche delle trasformazioni; prevede, pertanto, degli interventi migliorativi per prevenire le perdite energetiche ed ottenere, quindi, la stessa quantità di prodotto con un minore consumo energetico.

18.2.3.1 L'analisi exergetica

La "qualità" è stata definita come la capacità di una forma di energia di produrre un cambiamento nell'ambiente circostante, a seguito di una trasformazione. Affinché sia possibile una trasformazione il sistema che detiene la assegnata forma di energia non deve trovarsi in equilibrio con l'ambiente e non deve essere vincolato. La quantità di lavoro prodotta in seguito alla trasformazione dipende dal percorso seguito dal sistema, nel passare dalla condizione iniziale alla condizione di equilibrio con l'ambiente. La "qualità" di una forma di energia può essere allora resa misurabile e valutata come:

“il lavoro massimo ottenibile da un sistema che interagisca con l’ambiente sino a portarsi in equilibrio con esso”

Il valore del lavoro così ottenuto è detto Energia, termine che deriva dalla combinazione del prefisso latino ex (fuori) con il termine greco ergon (che indica il lavoro). Affinché sia possibile estrarre il massimo lavoro da un processo, questo deve essere necessariamente reversibile.

L’exergia dunque non si conserva in un processo reale; infatti, l’exergia totale degli input è uguale a quella degli output (con inclusi i prodotti di rifiuto) più la quantità di exergia persa a causa delle irreversibilità del processo.

Per la valutazione exergetica è utilizzato l’approccio di Szargut che propone la quantificazione dei flussi exergetici locali (per l’analisi di tipo globale si fa riferimento, invece, all’analisi emergetica in seguito proposta).

Gli indicatori di efficienza exergetica utilizzati nel presente lavoro sono:

- rendimento exergetico di step, Ex_{out}/Ex_{in} ;
- perdita exergetica Ex_{in} /unità di prodotto.

Questa metodica rappresenta un’estensione del bilancio di massa-energia a livello locale ed è apprezzabile perché è calcolata in riferimento al sistema ambiente, a differenza dell’Energia libera di Gibbs che prende come riferimento le condizioni di laboratorio e gli elementi puri, ciò determina naturalmente ipotesi semplificative e fornisce, pertanto, una minore accuratezza dei risultati in termini assoluti.

18.2.3.2 L'analisi emergetica

L'emergia è “la quantità di energia di un solo tipo che direttamente o indirettamente è stata dissipata per generare un dato prodotto o un dato servizio”.

L'emergia che si considera è quella solare perché il sole rappresenta, se si immagina l'ambiente come una piramide, il vertice di questa piramide: tutto è riconducibile al sole.. Essa dunque è la quantità di energia solare che è necessaria per ottenere un prodotto o un flusso di energia in un dato processo; la sua unità di misura è il 'solar energy joule' (sej).

Per confrontare i vari tipi di energia secondo un comune denominatore, si usa la 'solar transformity' (o transformity), cioè la quantità di energia solare che è, direttamente o indirettamente necessaria per ottenere un 'joule' (unità di energia solare) del prodotto in questione. La 'transformity' è quindi l'emergia di un prodotto divisa per il suo contenuto energetico. L'unità di misura della 'transformity' è il sej/J, anche se talvolta, per certi tipi di prodotto o di flusso, si usa una 'transformity' misurata in 'solar energy joule' per grammo, per la più facile reperibilità dei dati. Più grande quindi risulta essere il flusso 'emergetico' complessivo necessario a supportare un certo processo, maggiore è la quantità di energia solare che questa consuma, ovvero maggiore è il costo ambientale presente e passato necessario a mantenerlo. Questo significa che un alto flusso di 'emergia' può essere indizio di un alto livello organizzativo di un sistema e/o di una non efficiente utilizzazione delle risorse disponibili.

La differenza tra l'approccio basato sull'energia o sull'exergia e quello relativo all'emergia sta nel diverso modo di dare un valore ad un prodotto: nel primo caso qualcosa ha un valore in base all'utilità per l'utente finale;

nel secondo caso il valore ha una diretta corrispondenza con quanto è stato investito per ottenere il prodotto.

Esistono database che forniscono le trasformity dei prodotti, le quali, comunque, non sono valori precisi, ma intervalli variabili, perché i dati di partenza per ricavarle variano a secondo dei luoghi e delle diverse produzioni che possono determinare il prodotto o servizio.

E' possibile trovare tali trasformity con o senza il conteggio del lavoro o dei servizi, un aspetto molto importante se nella valutazione si vuol tener conto dell'efficacia in relazione all'ambiente sociale di produzione.

L'analisi emergetica è regolata dalle seguenti leggi che rappresentano l'Algebra Energetica:

1. Tutta l'emergia fornita a un processo è assegnata al prodotto o ai prodotti del processo.
2. Tutti i coprodotti di un processo si vedono assegnata la stessa emergia, che è quella fornita dagli input.
3. Quando un flusso si divide, mantenendo costanti le proprie caratteristiche chimico-fisiche, a ciascun flusso risultante viene assegnata una quantità di emergia proporzionale alla exergia su ciascun percorso.
4. L'emergia non può essere contata due volte in un sistema:
 - a. l'emergia dei flussi di retroazione non deve essere contata nuovamente come input;
 - b. l'emergia dei coprodotti i cui flussi convergono nuovamente non deve essere sommata. Si conta solo il più grande tra i flussi convergenti.

Nel presente lavoro sono state ricavate le trasformity dei prodotti del processo, secondo l'equazione:

$$Tr_i = Em_i / Ex_{(i)} \quad i = 1, \dots, n.$$

18.2.4 Emissioni ed impatto relativo

I possibili impatti generati dalle emissioni di un certo processo possono essere numerosi.

Devono, quindi, essere selezionati quelli più rilevanti al fine dell'analisi e raggruppati in categorie in modo da rendere maggiormente leggibile la presentazione dei risultati.

Le categorie di impatto selezionate per questo studio sono determinate dal metodo CML 2 baseline 2000.

18.2.4.1 CML2

Il metodo consiste nell'applicare a ciascun output massivo del processo il corrispondente fattore di caratterizzazione (o coefficiente di impatto).

Le categorie sono:

Cambiamenti climatici (climate change)

Il modello di caratterizzazione è quello sviluppato dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). I fattori relativi al Global Warming Potential sono riferiti a un orizzonte temporale di 100 anni (GWP100) e sono espressi in kg CO₂ equivalenti/kg emissione.

Acidificazione (acidification potentials)

Il potenziale di acidificazione (Acidification Potentials - AP) è espresso in kg SO₂ equivalenti/ kg emissione.

Distruzione della fascia di ozono stratosferico (stratospheric ozone depletion)

Il modello di caratterizzazione è sviluppato dal World Meteorological Organisation (WMO) e definisce il potenziale di distruzione dell'ozono (ozone depletion potential) per differenti gas, espresso in kg CFC-11 equivalenti/ kg emissione.

Formazione di fotosmog (photo-oxidant formation)

Il potenziale di formazione di ozono troposferico (Photochemical Ozone Creation Potential -POCP) si riferisce all'emissione di sostanze in aria ed è calcolato con il UNECE Trajectory model (che include la valutazione del destino ambientale), ed è espresso in kg etilene equivalenti/kg emissione.

Tossicità umana (human toxicity)

I fattori di caratterizzazione, espressi come Human Toxicity Potentials (HTP), sono calcolati per mezzo del database USES-LCA, il quale descrive il fato ambientale, l'esposizione e gli effetti delle varie sostanze tossiche considerando un orizzonte temporale infinito.

Per ciascuna sostanza tossica i fattori HTP sono espressi in 1,4-diclorobenzene equivalenti/ kg emissione.

Eco-tossicità negli ecosistemi acquatici non marini (fresh-water aquatic eco-toxicity)

I fattori di eco-tossicità in ecosistemi acquatici non marini, Eco-toxicity Potential (FAETP), fanno riferimento al database USES-LCA, il quale, come già precedentemente detto, descrive il fato ambientale, l'esposizione e

gli effetti delle varie sostanze tossiche considerando un orizzonte temporale infinito. I fattori di caratterizzazione sono espressi in 1,4-diclorobenzene equivalenti/ kg emissione.

Eco-tossicità negli ecosistemi marini (marine aquatic ecotoxicity)

La ecotossicità su ecosistemi marini è determinata in modo analogo a quanto visto per quella in acque dolci (USES-LCA) ed espressa nella stessa unità di misura.

Eco-tossicità negli ecosistemi terrestri (terrestrial ecotoxicity)

La ecotossicità su ecosistemi terrestri è determinata in modo analogo a quanto visto per quella in acque dolci (USES-LCA) ed espressa nella stessa unità di misura.

Eutrofizzazione (eutrophication)

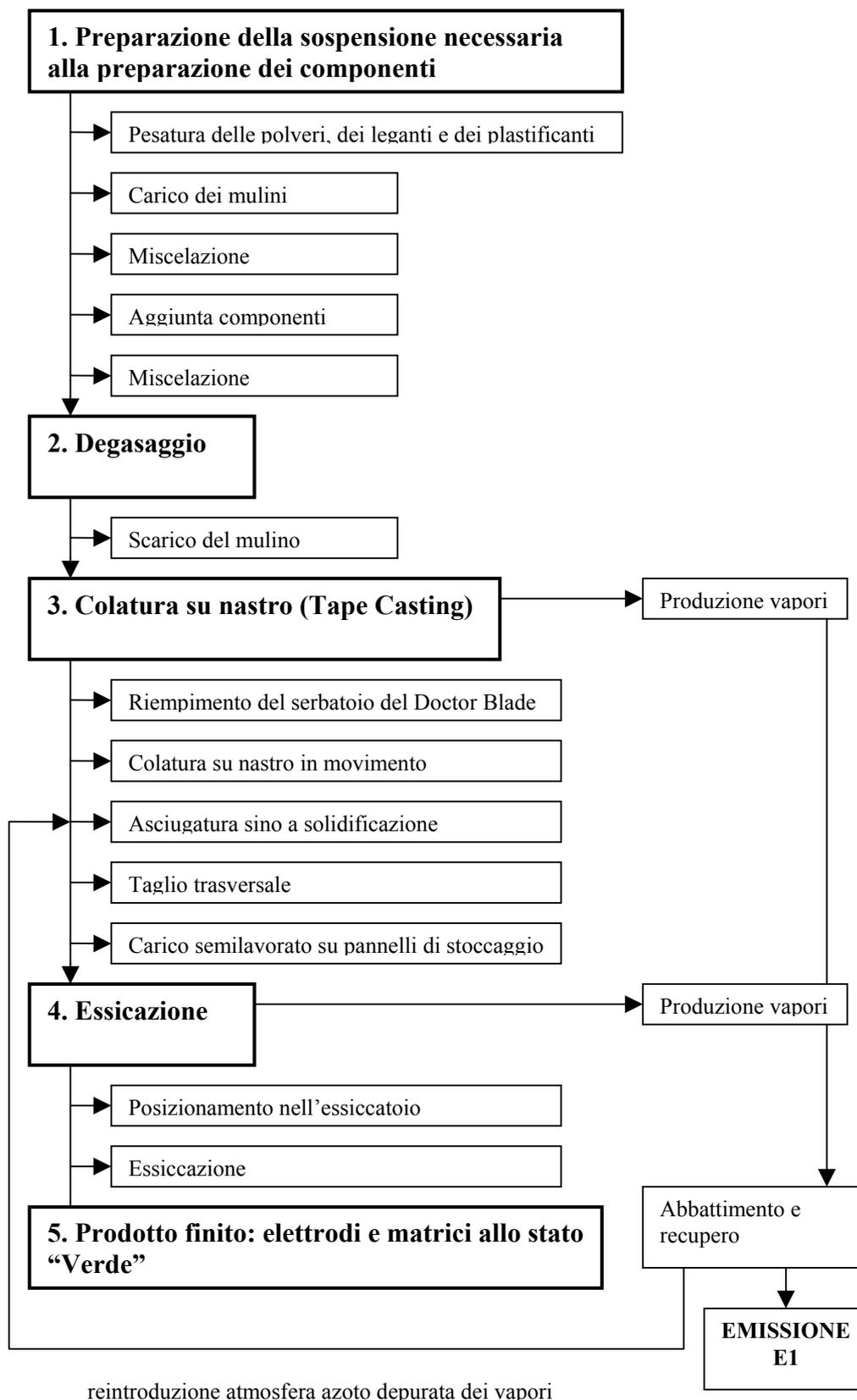
Il potenziale di eutrofizzazione (Eutrication Potential - NP) è basato sulla procedura stechiometrica di Heijungs (1992), ed è espresso in kg PO₄ equivalenti/ kg emissione.

Nello studio effettuato si fa riferimento alle sole voci: climate change e acidification potentials.

19 DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO DI UNA CELLA A CARBONATI FUSI

Per poter applicare lo studio del ciclo di vita ad una cella a combustibile è stato effettuato analizzarne il processo produttivo. Il processo di fabbricazione dei componenti della sezione attiva delle celle a carbonati fusi è svolto presso la società FN S.P.A. con sede a Bosco Marengo, (Al). Esaminando tutti i processi presso la FN è stato possibile acquisire i consumi energetici e i quantitativi di materiale impiegati per la produzione di anodo, catodo e matrice delle celle.

La sequenza delle operazioni è mostrata nel diagramma di flusso seguente.



Si parte dalla fase di dosaggio e di miscelazione degli ingredienti della sospensione necessaria alla preparazione dei componenti, fino alla fase di formatura su nastro, con la quale si arriva alla produzione degli elettrodi e della matrice allo stato “verde”, cioè lo stato delle componenti della cella che non hanno ancora subito il trattamento termico.

Fino alla produzione del verde il processo produttivo per i componenti della cella è sempre lo stesso a meno di differenze riguardanti la composizione della sospensione e i tempi di colatura sul nastro.

Successivamente la matrice non necessita più di alcun trattamento, mentre il catodo e l’anodo subiscono i trattamenti termici di deceratura e di sinterizzazione; l’anodo è sottoposto, anche, ai trattamenti di preossidazione e impregnazione.

L’impianto è munito di un sistema a carboni attivi per il recupero dei solventi, che rappresenta l’ultimo step del processo produttivo di colatura su nastro.

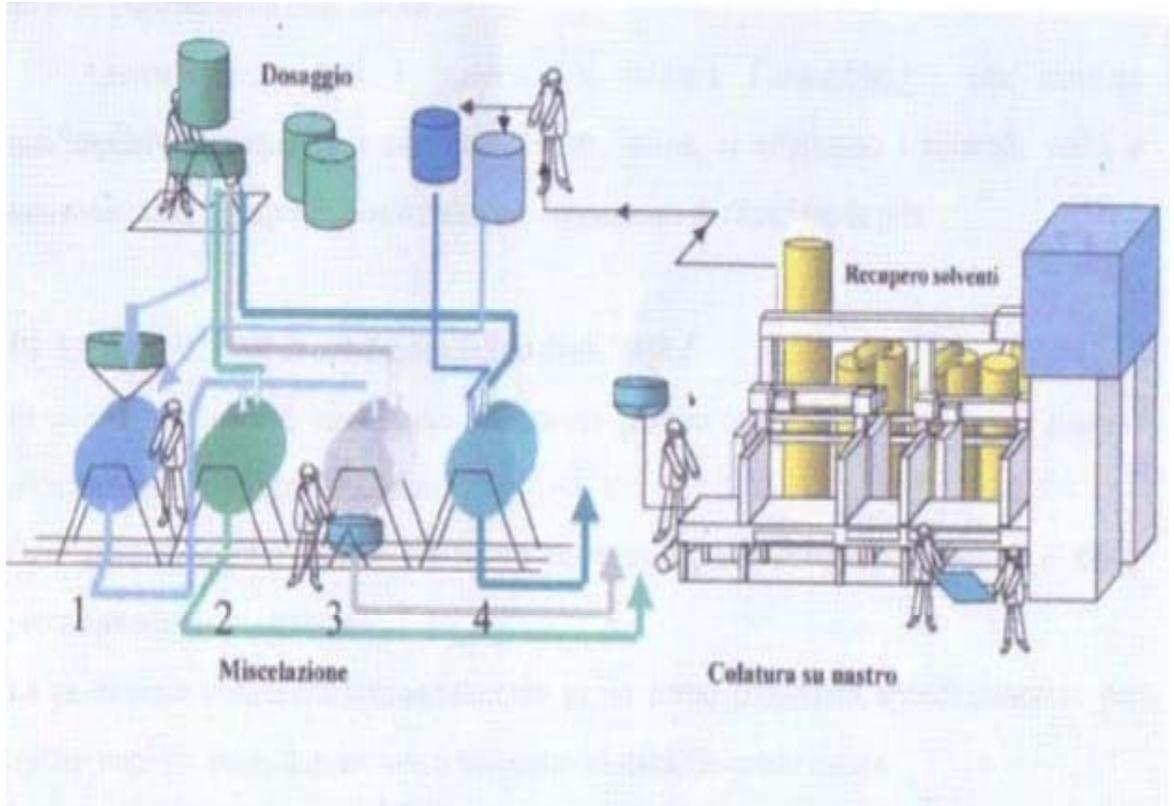


Figura 50: Schema di impianto presso FN: Flusso tipico delle operazioni

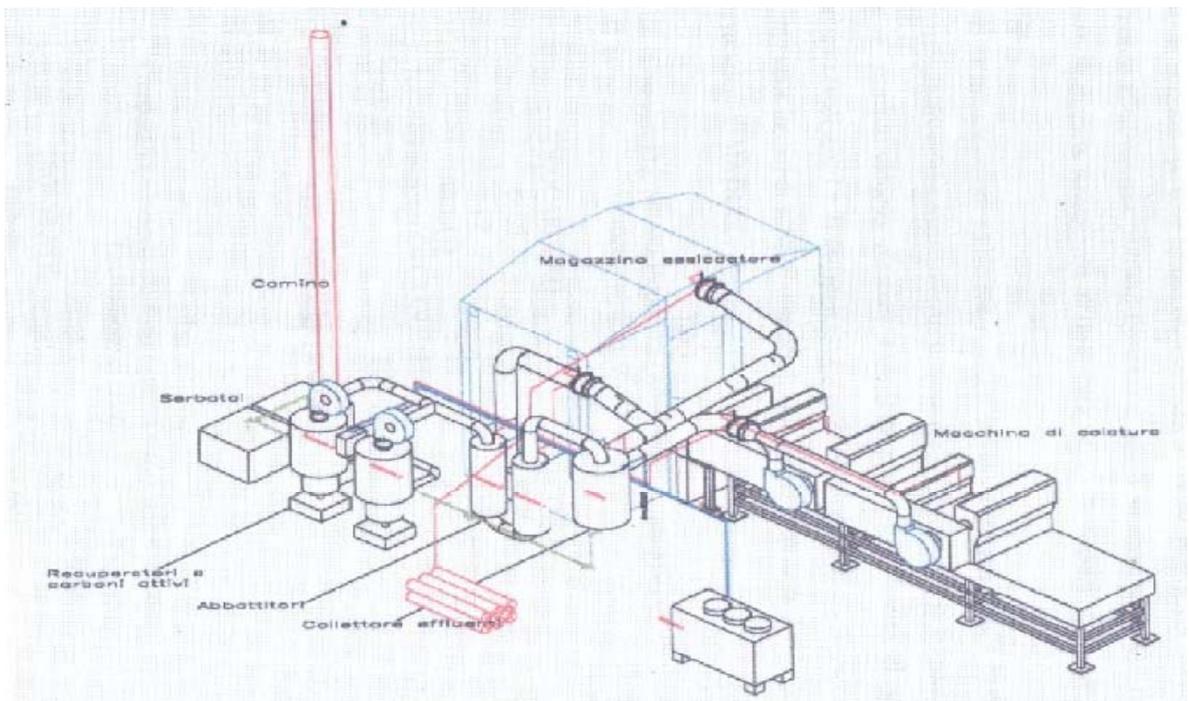
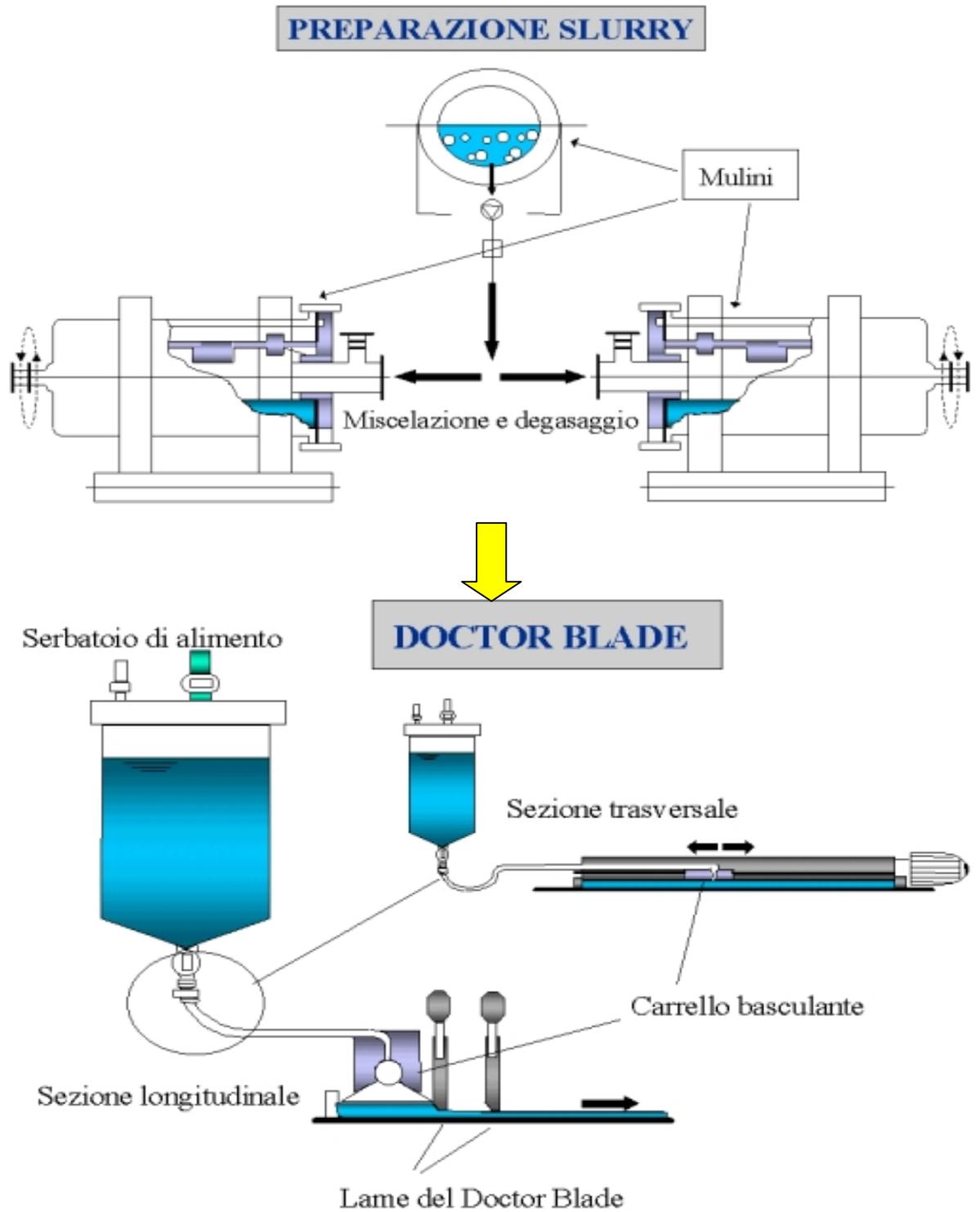
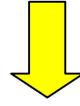
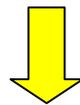
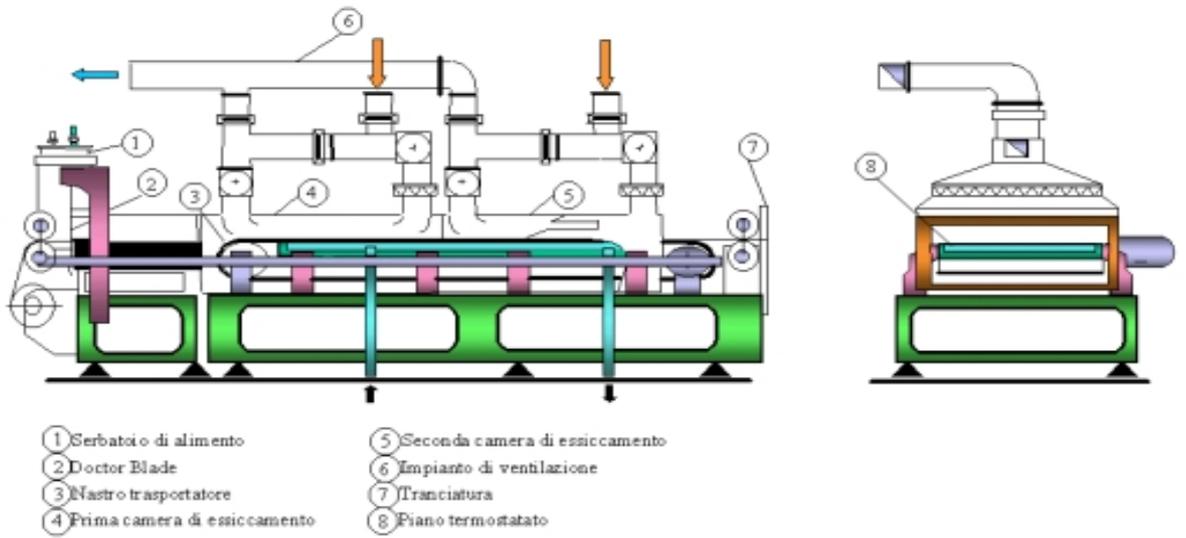


Figura 51: Schema di flusso della fase di colatura su nastro





COLATURA SU NASTRO



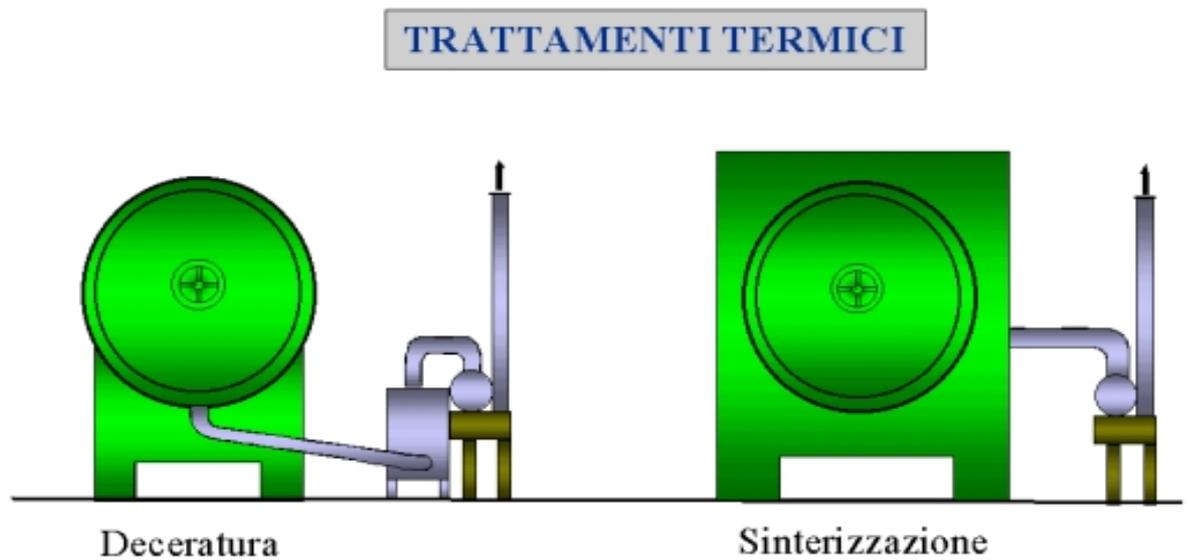


Figura 52: Macchinari utilizzati nella catena produttiva

19.1 Principali fasi del processo di produzione

La produzione dei verdi consta di quattro fasi principali:

1. preparazione delle sospensioni
2. colatura su nastro (tape casting)
3. essiccazione
4. abbattimento e recupero dei solventi.

Per ognuna di queste fasi si analizzano i flussi di materia e di energia, sapendo che le materie prime utilizzate nella fase produttiva sono quelle riportate nelle due tabelle che seguono e dove per “ciclo” si intende una carica di mulino di capacità 3000 lt, corrispondente ad una sequenza settimanale di colate.

I prodotti finali sono:

- elettrodi per anodi: in fogli di dimensioni 1700 x 850 mm
- elettrodi per catodi: in fogli di dimensioni 1500 x 800 mm
- matrici: in fogli di dimensioni 1250 x 650 mm.

Tabella 47: Solventi utilizzati per la preparazione delle sospensioni

Tipo infiammabile	Quantitativo in ciclo	Quantitativo in deposito	Quantitativo totale	Tipologia di utilizzo
Solvente isoparaffinico	1450 lt	560 lt	2010 lt	Solvente
Alcol isobutilico	270 lt	135 lt	405 lt	Solvente
Alcol etilico	180 lt	360 lt	540 lt	Solvente
Percloroetilene	150 lt	150 lt	300 lt	Solvente

Tabella 48: Materiali utilizzati per la preparazione delle sospensioni

Tipo materiale	Quantitativo in ciclo	Quantitativo in deposito	Tipologia d'utilizzo
Gomma (oppanol)	150 kg	450 kg	Componente della sospensione

Olio (fish oil)	45 kg	180 kg	Componente della sospensione
Nichel	1050 kg	3150 kg	Componente della sospensione
Cromo	40 kg	160 kg	Componente della sospensione
Gamma alluminati di litio	550 kg	1100 kg	Componente della sospensione

19.2 Preparazione delle sospensioni

Le sospensioni per anodo, catodo e matrice sono preparate all'interno di tre mulini differenti, ognuno avente un volume di 800 litri. Tali sospensioni sono caricate all'interno dei mulini dopo le operazioni di dosaggio e di pesatura dei materiali. Il dosaggio, chiaramente, sarà differente a secondo che si tratti della sospensione necessaria per gli elettrodi o per la matrice.

19.2.1 Sospensione per elettrodi

Nel mulino i poliisobuteni (oppanol) sminuzzati si dissolvono in un quantitativo sufficiente di solvente. Tale processo avviene mediante una lenta rotazione del mulino per 10 giorni. Sciolta la gomma (oppanol), si ottiene un liquido viscoso chiamato "binder solution".

Successivamente vengono introdotti nei mulini che ruotano lentamente il nichel per le sospensioni catodiche e il nichel-cromo per quelle anodiche. Il tempo di rotazione va dai tre ai cinque giorni, dopo di che si ottiene una sospensione omogenea chiamata “Slurry”.

19.2.2 Sospensioni per matrici

Nel mulino viene introdotta una parte dei solventi (isobutanolo, etanolo, percloroetilene) e del fish oil che subiscono un ciclo di rotazione in presenza di sfere macinanti ceramiche.

Vengono, poi, aggiunte, in tre fasi successive, delle polveri ceramiche di gamma alluminati di litio.

Quando la sospensione risulta essere omogeneizzata, si aggiungono le rimanenti parti dei solventi, del fish oil e dei plastificanti.

Infine sono introdotte le polveri ceramiche dei γ -LiAlO₂.

Per questo processo il mulino deve essere attivo per 10 giorni.

La fase di degasaggio comporta solo lo scarico del mulino, che viene eseguito manualmente.

19.3 Colatura su nastro

La sospensione in uscita dai mulini viene colata su un nastro trasportatore riscaldato ed è distribuita uniformemente su tale nastro mediante un sistema, chiamato *doctor blade*, in modo da dare una forma planare ai componenti della cella a combustibile (anodo, catodo e matrice).

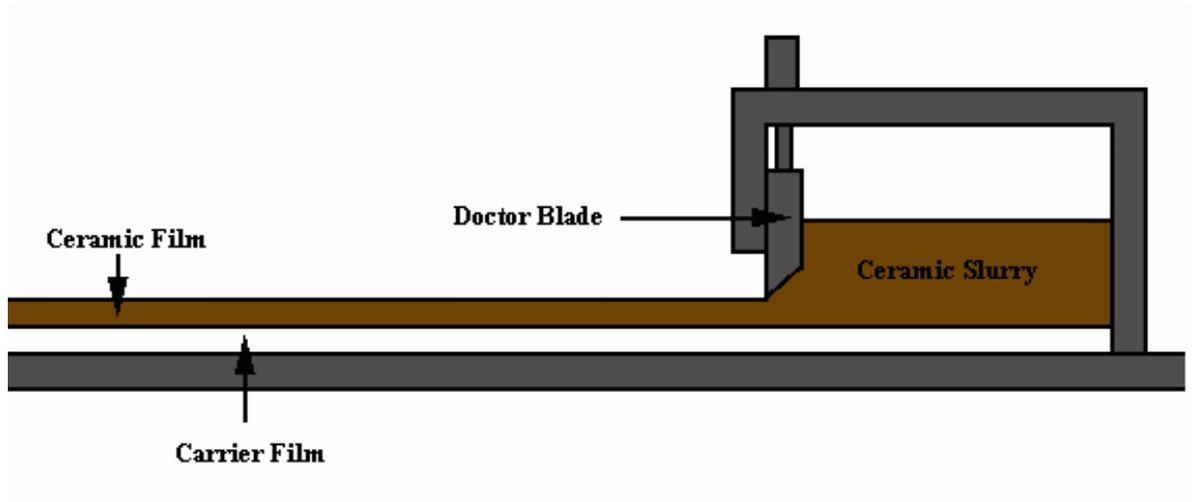


Figura 53: Il Doctor Blade

Il *doctor blade* è formato da una finestra aperta, che consente la fuoriuscita dello slurry sul nastro trasportatore, e da una lama verticale che permette di regolare lo spessore della sospensione. Il nastro trasportatore è rivestito da una sottile pellicola in mylar, che impedisce ad esso l'attaccamento del verde.

La macchina del processo di colatura su nastro, o "tape casting", ha vari comparti riscaldati dal basso a diversa temperatura, in modo tale da ottenere la parziale evaporazione dei solventi durante lo scorrimento della sospensione.

Si ottiene alla fine del processo un sottile foglio di consistenza gommosa e di spessore voluto chiamato, appunto, "verde".



Figura 54: Il “Verde”

L’impianto di colatura su nastro di cui dispone la FN è capace di colare fino ad una larghezza massima di 1300 mm, ad una velocità massima di 250 mm/minuto.

Le fasi, che compongono il processo di tape casting, possono riassumersi in:

1. *Spillamento delle sospensioni dai mulini di omogeneizzazione*: Le sospensioni vengono spillate per gravità da serbatoi dalla capacità di 120 lt, sui quali un apposito indicatore di livello aiuta l’operatore nella fase di carico. I serbatoi, riempiti da 100 lt di sospensione, sono collocati a 2,5 m dal piano del pavimento, in prossimità del banco di colatura, in modo da riempire per gravità un serbatoio di travaso

intermedio. Quest'ultimo è collegato, tramite un tubo di plastica a perdere, al dispositivo di spalmatura (*doctor blade*) situato in testa alla macchina.

2. *Deposizione della sospensione*: In uscita dal *doctor blade* lo slurry si deposita sul nastro trasportatore riscaldato e rivestito da una pellicola di mylar.

Il processo di colatura su nastro ha una durata di circa 16 ore e, di norma, è effettuata nelle ore diurne per cinque giorni la settimana.

19.4 Essiccazione

La prima fase di essiccazione dello slurry avviene nel processo di tape casting, grazie a due camere di asciugatura ad aria in controcorrente, dotate entrambe di:

- ❖ dispositivo di riscaldamento dell'aria che lambisce la colata in controcorrente;
- ❖ serie di lampade a raggi infrarossi poste all'esterno della struttura della macchina.

Il solvente fuoriesce dalla sospensione e la superficie si rapprende. Poiché il materiale non è ancora completamente asciutto, è, dunque, necessaria una ulteriore fase di essiccazione.

Tramite un dispositivo di taglio-manipolazione semiautomatica del prodotto uscito dal tape casting si ripongono i pezzi su ripiani di plastica in un magazzino essiccatorio a sviluppo verticale, in grado di raccogliere 170 pezzi delle dimensioni massime di 1300x1700 mm.

La fase di essiccazione è svolta nel continuo delle 24 ore.



Figura 55: Magazzino essiccatoio

19.5 Abbattimento e recupero solventi

Tutti gli effluenti prodotti dalle macchine e dal magazzino sono aspirati da ventilatori che, tramite un unico tubo, inviano i reflui all'impianto di recupero solventi a carboni attivi.

Lo schema funzionale dell'impianto è rappresentato nella figura 56.

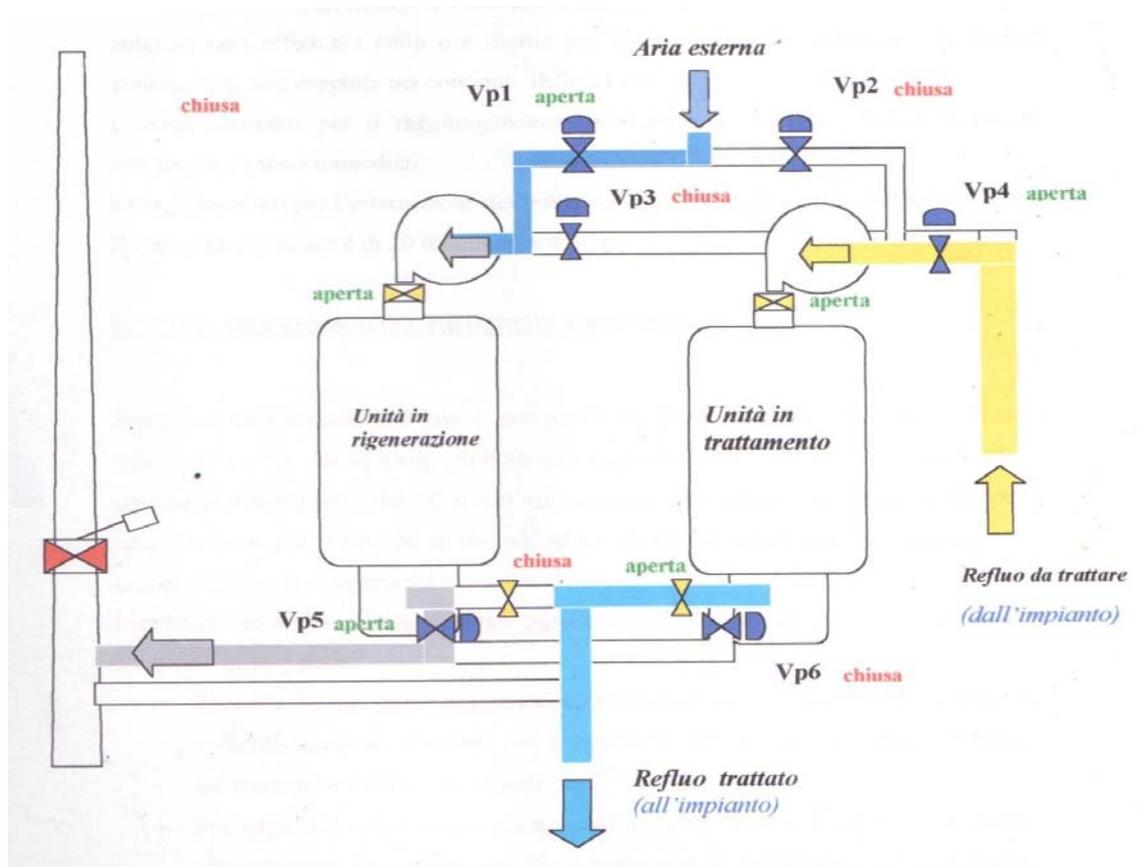


Figura 56: Schema funzionale dell'impianto di recupero a carboni attivi

L'impianto a carboni attivi è a doppio corpo, ovvero, mentre un corpo è in fase di adsorbimento, l'altro è in fase di rigenerazione ed è pertanto in grado di operare in continuo.



Figura 57: Impianto a carboni attivi per il recupero dei solventi

I due corpi sono dotati ognuno di un ventilatore.

Nel corpo dell'impianto utilizzato per l'adsorbimento il ventilatore invia il refluo da trattare ai carboni attivi, mentre nel corpo preposto alla rigenerazione il ventilatore provvede ad inviare l'aria necessaria per la rigenerazione e per raffreddamento dei carboni attivi.

L'impianto ha le seguenti caratteristiche:

- quantità di carboni installati: 150 kg ad unità;
- superficie specifica dei carboni: 800-1500 m²/g;
- temperatura massima di lavoro: 112°C;
- gruppo ventilante per unità: potenza 1,5 CV, portata di lavoro media 1000 Nm³/h;
- potenza elettrica necessaria per la produzione del vapore di rigenerazione: 21 kW ad unità.

Il refluo, in uscita dall'impianto a carboni attivi, è fatto ricircolare nell'impianto di colatura.

La rigenerazione è effettuata ogni 4 o 5 ore con sequenza di emissioni, attraverso il camino, aventi:

- portata massima: 1000 Nmc/h;
- durata e frequenza: 20 min ogni 4, 5 ore (5 cicli giornalieri).

Le emissioni si formano dall'aria tecnica, cioè l'aria prelevata dall'esterno e introdotta nel corpo utilizzato per la rigenerazione e, quindi, contenente i vapori dei solventi rilasciati dai carboni attivi durante la fase di asciugatura dei carboni stessi.

La composizione della miscela inquinante e le concentrazioni medie dei vari inquinanti sono riportate nelle seguenti tabelle, con le relative differenze a seconda che si lavori l'anodo, il catodo o la matrice.

Lavorazione anodi e catodi

Tabella 49: Composizione della miscela inquinante (valori medi) in fase gassosa

IDROCARBURO	%V/V
n-C7	18,0
n-C8	11,0
Altri Iso- e ciclo-alcane C6, C8, C9 Insaturi	71,0

Tabella 50: Concentrazioni medie di inquinanti

SOSTANZA	ppm	mg/m ³
Hydrosol	100	440
n-C7	18	75
n-C8	11	52
Altri Iso- e ciclo-alcane C6, C8, C9 Insaturi	71	313

I dati su riportati sono il frutto di analisi gascromatografiche commissionate sul solvente HYDROSOL ESS E 5.

Lavorazione matrici

Tabella 51: Composizione della miscela inquinante (valori medi) in fase gassosa

SOLVENTE	%V/V
Etanolo	50,0
Isobutanolo	30,0
Tetracloroetilene	20,0

Tabella 52: Concentrazioni medie di inquinanti

SOSTANZA	ppm	mg/m³
MISCELA	100	321
Etanolo	50	95
isobutanolo	30	90
Tetracloroetilene	20	136

Concludendo, l'emissione giornaliera totale avrà i seguenti valori:

- 660 g/dì per la lavorazione di anodi e catodi (miscela complessa di idrocarburi paraffinici);
- 480 g/dì per la lavorazione di matrici (miscela di etanolo, isobutanolo e tetracloroetilene).

19.6 Deceratura e sinterizzazione

La deceratura è il trattamento termico, successivo all'essiccazione, a cui è sottoposto il "verde", per allontanare i leganti organici e il rimanente solvente non allontanati durante il processo di tape casting.

Successivamente l'anodo e il catodo subiscono il processo di sinterizzazione, cioè un ulteriore trattamento termico alla temperatura di 1600°C, che conferisce a tali componenti la giusta rigidità, compattezza e porosità.

Si modifica così l'iniziale consistenza gommosa del foglio, se ne riduce il volume (fino al 25%) e la massa, e il foglio prende una consistenza vetrosa/ceramica.

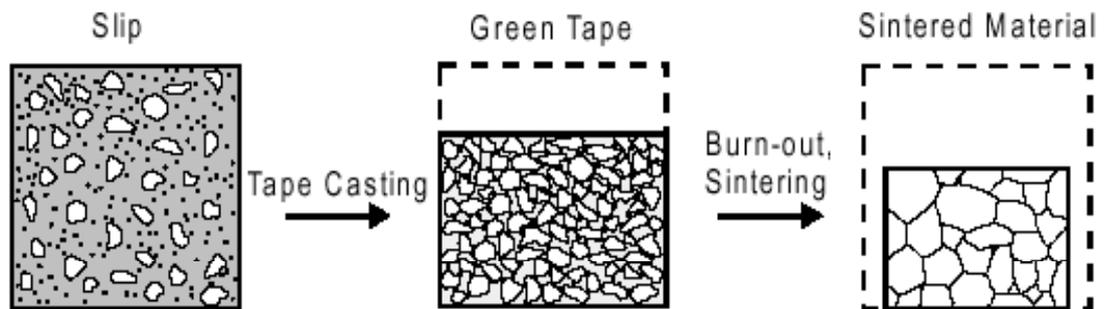


Figura 58: Dalla sospensione al componente finito: variazione della struttura interna

La matrice, invece, non subisce il processo di sinterizzazione perché poco spessa e perciò soggetta a possibili sfaldature, pertanto l'allontanamento dei leganti avviene durante il processo di start-up delle celle.

19.7 Dalle materie prime ai prodotti finiti

Si analizzano, ora, i processi: dalle materie prime utilizzate fino alla formazione delle componenti della cella pronti per la fase di start-up.

Tali componenti sono:

- anodo: Ni-Cr
- catodo: $\text{Li}_x \text{Ni}_{(1-x)} \text{O}$
- matrice: γLiAlO_2

L'elettrolita, una miscela di carbonati di litio e di potassio, non compare tra i componenti sopra elencati, perché diviene parte dell'anodo dopo la fase di impregnazione di quest'ultimo con i carbonati.

19.7.1 L'anodo

L'anodo è una placca di nichel avente una porosità del 50-60% e un diametro di 4-5 μm . Si sceglie il nichel per le sue buone proprietà chimico-fisiche:

- alta stabilità chimica a contatto con i flussi anodici e con i carbonati di Li e di K;
- buona attività elettrochimica; - basse perdite di polarizzazione.

Per aumentare la sua resistenza meccanica viene aggiunto del cromo, che serve soprattutto nella fase di sinterizzazione per evitare una notevole restrizione dello spessore causa di numerose crepe.

Il nichel e il cromo sono, però, presenti nei minerali grezzi in percentuale bassissima.

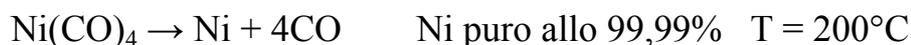
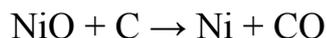
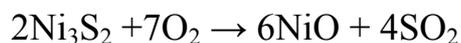
Tabella 53: Giacimenti dei minerali di nichel

Paese	Riserve di minerale (10 ⁶ ton)	Contenuto approssimativo di nichel (10 ⁶ ton)
Canada (solfuro)	400	5
Cuba (ossido)	3000	24
Nuova Caledonia (ossido)	1500	20
Indonesia (ossido)	850	10

Per ottenere, quindi, una piccola quantità dell'elemento desiderato è necessaria una gran quantità di minerali e ciò comporta un notevole disturbo all'ambiente.

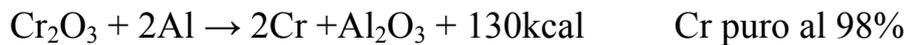
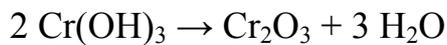
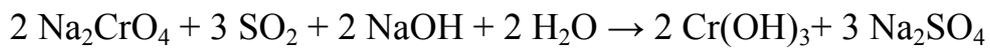
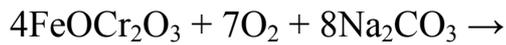
Di seguito è rappresentato il diagramma ad albero relativo alla produzione dell'anodo a partire dai minerali grezzi.

Il nichel si ottiene dall'estrazione e dal trattamento della pentlandite secondo le seguenti reazioni:



Il cromo si ottiene dall'estrazione e dal trattamento della cromite secondo le seguenti reazioni:

Cromite \rightarrow FeOCr_2O (percentuale di FeOCr_2O_3 nel minerale: 80%)

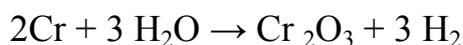


Tali trattamenti producono delle emissioni gassose (CO_2 , SO_2 , ecc.), solide (residui minerali) e liquide (acque di flottazione), nel luogo dove avviene il trattamento e spesso, per questo, trascurate.

Il processo di formazione del solvente (Hydrosol) e del legante (Oppanol), invece, non è stato analizzato, perché protetto da segreto industriale.

Dalle materie prime si arriva al prodotto finale attraverso i processi presentati e, infine, riassunti nell'illustrazione del diagramma ad albero.

Dopo i processi termici, l'anodo subisce una pre-ossidazione:



L'ultimo step è quello di impregnazione dell'anodo con una miscela di carbonati di Li e K.

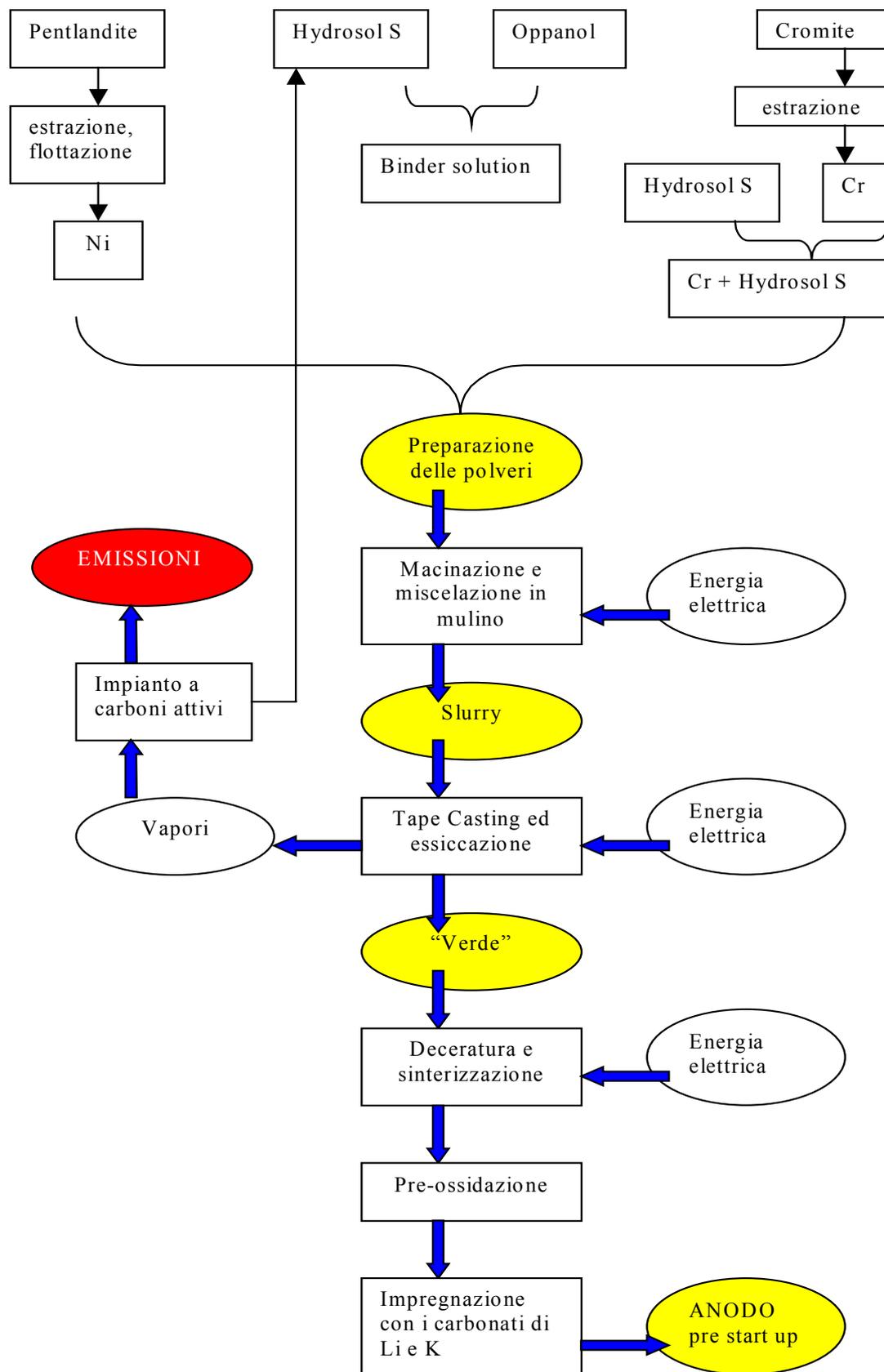


Figura 59: Lo schema di produzione dell'anodo a partire dai minerali grezzi

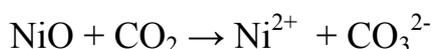
19.7.2 Il catodo

Il materiale che costituisce il catodo è il $\text{Li}_x \text{Ni}_{(1-x)} \text{O}$ e si ottiene dall'ossidazione, durante il processo di start-up, delle placche di nichel. Dopo tale processo la porosità del catodo è di circa 50-60%.

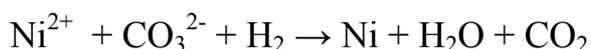
Il processo del catodo è del tutto simile a quello dell'anodo con la sola eccezione delle fasi di pre-ossidazione e di impregnazione con i carbonati, assenti per il catodo.

Il $\text{Li}_x \text{Ni}_{(1-x)} \text{O}$ presenta una buona attività elettrochimica, ma non si ha la certezza della sua stabilità chimica a contatto con i gas catodici, quali aria e CO_2 , probabilmente non sufficiente per lo standard richiesto ad uno stack che è di 40000 ore.

Il principale problema rimane inerente alla sua dissoluzione:



Gli ioni Ni^{2+} possono migrare verso l'anodo attraverso la matrice sotto il gradiente di potenziale di cella ed essere ridotti a nichel metallico:



Ciò potrebbe comportare la formazione di un filo di nichel dal catodo all'anodo, all'interno della matrice, causa di corti circuiti con conseguente riduzione del tempo di vita della cella.

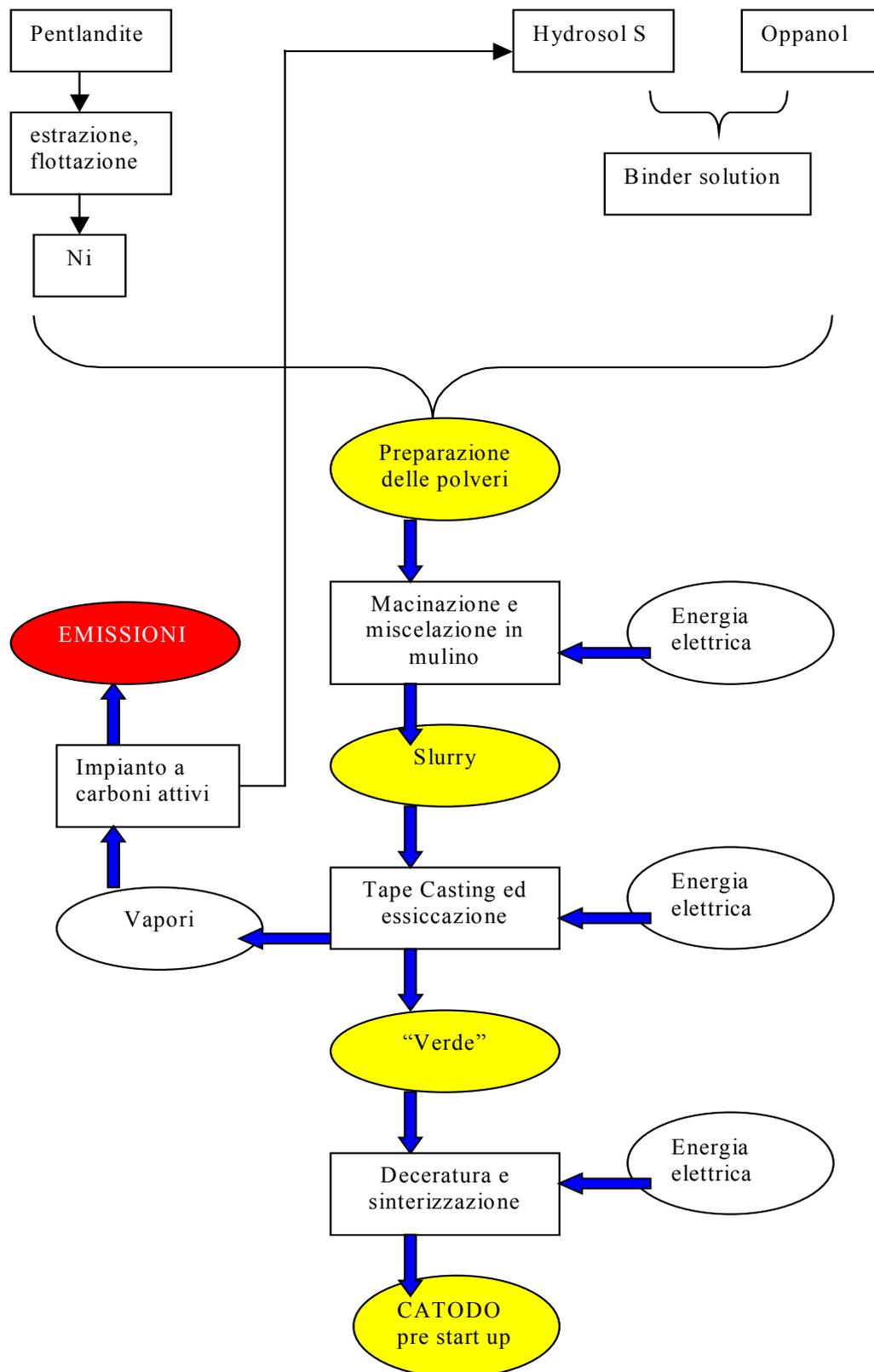


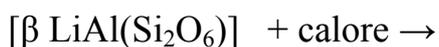
Figura 60: Lo schema di produzione del catodo a partire dai minerali grezzi

19.7.3 La matrice

La matrice, una struttura porosa, è costituita da polveri di γ LiAlO_2 , gamma alluminati di litio.

I pori di questa struttura sono riempiti, durante il funzionamento della cella, dai carbonati di litio e di potassio che migliorano la capacità ionica e permettono di separare i gas anodici da quelli catodici.

Il γ LiAlO_2 si ottiene a partire dal trattamento del α Spodumene :



$\rightarrow \text{Li}_2\text{O} + \text{rifiuti minerali}$ (percentuale di Li_2O nel minerale: 6%)



(Con relativo abbattimento dell'acido solforico in eccesso:



Il processo di formazione della matrice è simile a quello del catodo, si differenzia per il diverso materiale utilizzato all'inizio per la sospensione e per l'assenza dei trattamenti termici di deceratura e di sinterizzazione.

La matrice, subito dopo il taglio nel processo di colatura su nastro, viene inviata all'Ansaldo Fuel Cells che si occupa della fase di start-up, fase nella quale si hanno l'assestamento della cella, l'ossidazione del catodo e l'ulteriore caricamento dei carbonati all'anodo.

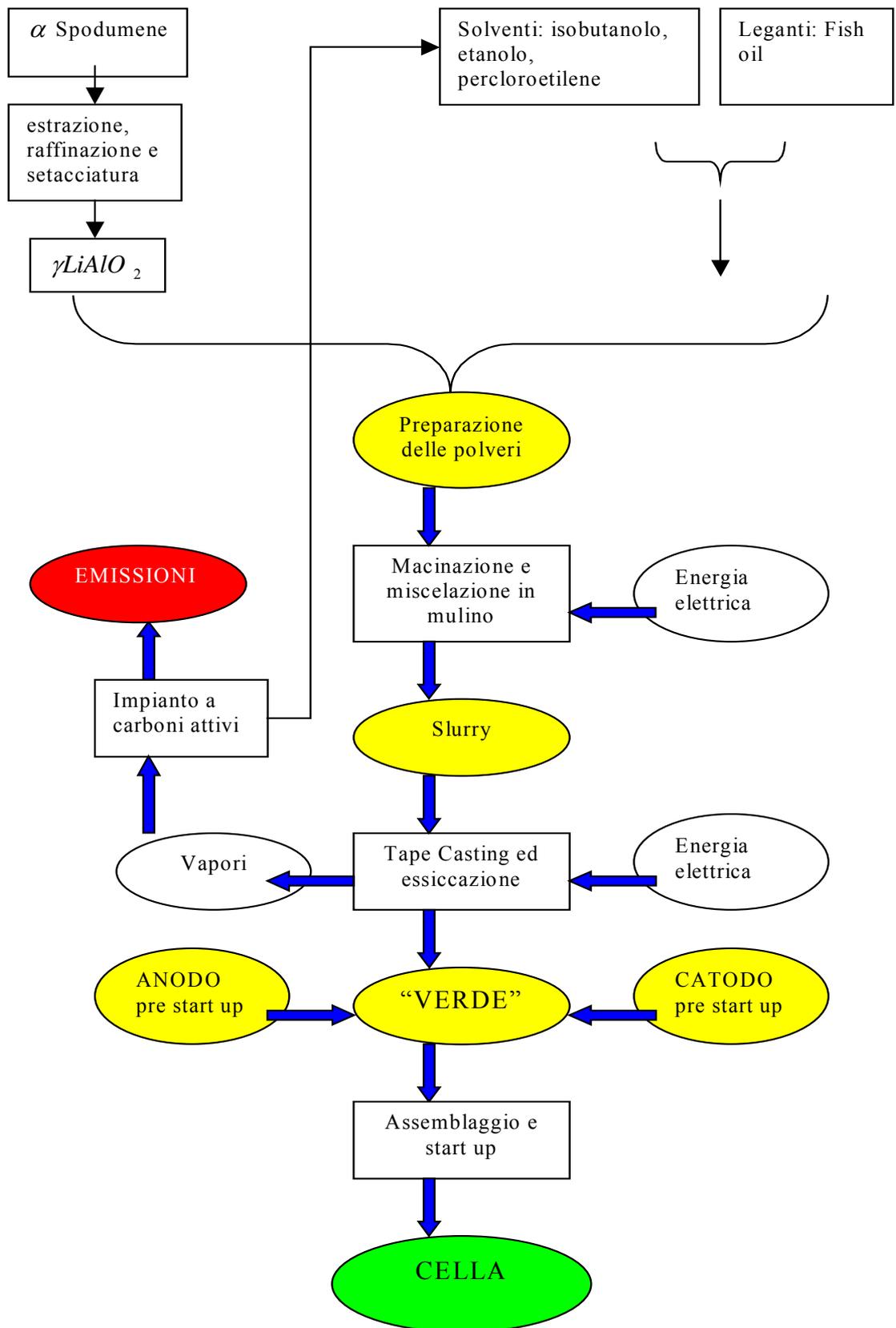


Figura 61: Lo schema di produzione della matrice a partire dai minerali

grezzi

19.8 I collettori bipolari e il piatto separatore

I collettori di corrente, oltre che collettare la corrente, permettono la distribuzione in maniera uniforme dei gas di reazione sull'intera faccia dell'anodo e del catodo.

Il piatto separatore, invece, serve per il contenimento e la separazione delle diverse celle di uno stack.

Per entrambi i componenti, essendo in acciaio, non si hanno particolari problemi di analisi, in quanto il processo produttivo che porta alla loro formazione è abbastanza noto.

20 ANALISI DEL CICLO DI VITA DELLA CELLA A COMBUSTIBILE A CARBONATI FUSI

20.1 Definizione degli obiettivi e degli scopi

Una singola cella a carbonati fusi è in grado di generare una tensione di circa 1 V a circuito aperto e di produrre una corrente elettrica, funzione dell'area utile della cella e della densità di corrente, di circa 100-200 mA/cm². Utilizzando la caratteristica di modularità delle celle, si realizzano degli stack di celle singole disposte in serie, fino ad ottenere la tensione desiderata.

L'unità funzionale utilizzata nel presente studio è la monocella di dimensioni 1250 x 650 mm (area 0,81 m²), in modo tale che la monocella fornisca una potenza di 1 kW.

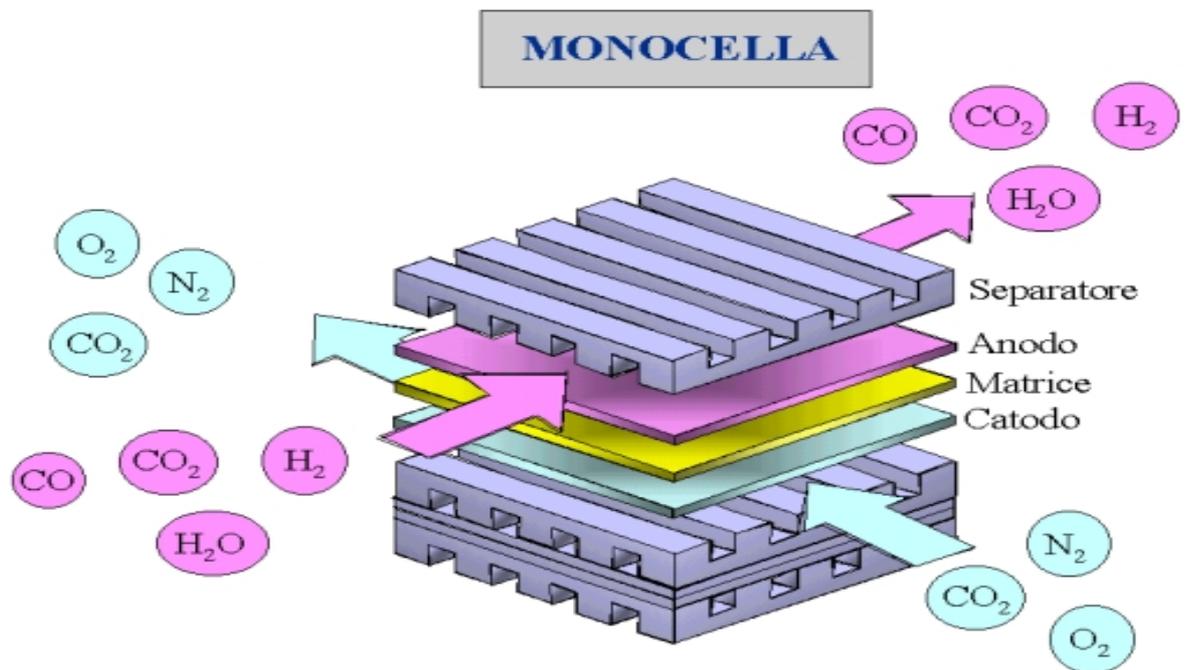


Figura 62: Monocella: la nostra unità funzionale

I componenti porosi anodo-interconnettore-catodo costituiscono la sezione attiva della cella; i collettori di corrente, i distributori di gas e il piatto separatore sono i componenti metallici funzionali/strutturali.

20.2 Analisi dell'inventario (LCI)

In questa fase, così come riportato dalla ISO 14040, sono stati analizzati tutti i flussi di energia e di materia che fanno parte del sistema, attraverso la raccolta di dati oggettivi.

20.2.1 Consumi energetici

Sono stati valutati tutti i consumi energetici relativi al processo di produzione della cella, analizzando tutte le fasi del processo:

Mulini

I quattro mulini utilizzati per preparare le sospensioni per l'anodo, il catodo, la matrice e per sciogliere l'oppanol, hanno una potenza impegnata pari a 4 kW ciascuno.

La lavorazione della sospensione nei mulini è molto lunga, va dai quattro giorni per quella del catodo fino ai dieci giorni per quella della matrice, quindi, si è considerato un assorbimento costante pari al 25% della potenza impegnata (1 kW) per tutto il loro tempo di funzionamento.

Si è fatto, inoltre, riferimento all'unità funzionale di 0,81 m² e si è considerato:

- il diverso peso degli ingredienti da inserire in mulino in funzione del tipo di sospensione da preparare (2,39 kg per la sospensione dell'anodo, 1,58 kg per quella del catodo, 0,81 kg per la matrice);
- che, per ottenere un ottimo mescolamento, si è inserito in mulino una quantità di ingredienti inferiore alla sua capacità (800 litri), pari a 450 litri.

Preparazione della sospensione per anodo

Tempo di lavorazione: 5 giorni;

Consumo energetico totale: 1 kW x 24h x 5 giorni = 120 kWh.

Ci si è rapportati all'unità funzionale: il peso della sospensione necessaria alla produzione di 0,81 m² di verde per anodo è di 2,39 kg, e tale sospensione ha una densità di circa 1,3 kg/lt, quindi, il numero di verdi che possono essere prodotti con una carica di mulino pari a 450 litri risulta:

$$\frac{450}{2,39/1,3} = 245 \text{ verdi per anodo}$$

Il quantitativo energetico, necessario per la preparazione della sospensione della nostra unità funzionale, è stato:

$$120 \text{ kWh} / 245 = 0,490 \text{ kWh} / \text{pezzo}$$

Preparazione della sospensione per catodo

Tempo di lavorazione: 4 giorni;

Consumo energetico totale: 1 kW x 24 h x 4 giorni = 96 kWh;

Peso della sospensione per la produzione di 0,81 m² di verde per catodo:
1,58kg;

Densità della sospensione: 1,3 kg/lt;

Carica del mulino: 450 litri;

Verdi prodotti con una carica di mulino: $\frac{450}{1,58/1,3} = 370$ per il catodo.

Il quantitativo energetico necessario, rapportato alla nostra unità funzionale, è:

$$96 \text{ kWh} / 370 \text{ pezzi} = 0,26 \text{ kWh} / \text{pezzo}$$

Preparazione della sospensione per matrice

Tempo di lavorazione: 10 giorni;

Consumo energetico totale: $1 \text{ kW} \times 24\text{h} \times 10 \text{ giorni} = 240 \text{ kWh}$;

Peso della sospensione per la produzione di $0,81 \text{ m}^2$ di verde per matrice:
 $0,81\text{kg}$;

Densità della sospensione per matrice: $1,2 \text{ kg} / \text{lt}$;

Carica del mulino: 450 litri;

Verdi prodotti con una carica di mulino: $\frac{450}{0,81/1,2} = 667$ per la matrice;

Il consumo energetico, rapportato alla nostra unità funzionale, è:

$$240 \text{ kWh} / 667 \text{ pezzi} = 0,36 \text{ kWh} / \text{pezzo}$$

Tape casting

Per calcolare il consumo energetico dell'impianto di colatura su nastro, sono stati spenti tutti gli altri macchinari del processo di produzione collegati al quadro; si è monitorata, così, una tensione di 400 V e una corrente oscillante tra i 25 e i 35 Ampere.

Si è ipotizzato, allora, un consumo medio di corrente pari a 30 Ampere durante tutto il tempo di funzionamento della macchina (16 h).

$$400V \times 30 A = 12 \text{ kW};$$

$12 \text{ kW} \times 16 \text{ h} = 192 \text{ kWh}$ è il consumo energetico del tape casting.

Essendo la velocità di colatura diversa a seconda che si effettui la colata di un elettrodo, 11 cm/min, o quella di una matrice, 25 cm/min, si ottiene una diversa lunghezza del verde colato:

$$\text{per gli elettrodi: } 11 \text{ cm/min} \times 60 \text{ min} \times 16 \text{ h} = 10560 \text{ cm} = 105 \text{ m}$$

$$\text{per la matrice: } 25 \text{ cm/min} \times 60 \text{ min} \times 16 \text{ h} = 24000 \text{ cm} = 240 \text{ m}$$

Supponendo di tagliare i pezzi di verde alla lunghezza di 1,5 m, si ottengono:

$$105 \text{ m} / 1,5 \text{ m} = 70 \text{ verdi per elettrodi};$$

$$240 \text{ m} / 1,5 \text{ m} = 160 \text{ verdi per matrici}.$$

Concludendo si ottiene:

$$192 \text{ kWh} / 70 = 2,75 \text{ kWh} \rightarrow \text{energia necessaria per la produzione di un verde per anodo o catodo};$$

$$192 \text{ kWh} / 160 = 1,2 \text{ kWh} \rightarrow \text{energia necessaria per la produzione di un verde per matrice}.$$

Deceratura

Il forno utilizzato per la deceratura assorbe una potenza pari a 70 kW. I verdi per catodo e anodo, provenienti dal tape casting, subiscono questo trattamento per circa 32 h.

Dall'analisi del processo è stato ipotizzato un assorbimento pari all'80% della potenza impegnata, per la prima ora e mezza di funzionamento, assorbimento che poi si è mantenuto pari al 15% per il restante tempo di lavorazione.

Il consumo energetico del forno è:

$$(70 \text{ kW} \times 0,8 \times 1,5 \text{ h}) + (70 \text{ kW} \times 0,15 \times 30,5 \text{ h}) = 404 \text{ kWh.}$$

Rapportato all'unità funzionale, 15 sono i pezzi che produce una carica in forno, pertanto, il consumo energetico per pezzo relativo al processo è:

$$404 \text{ kWh} / 15 \text{ pezzi} = 26,9 \text{ kWh} / \text{pezzo.}$$

Sinterizzazione

Per questa fase del processo il forno impegna una potenza pari a 150kW. E' stato ipotizzato, come per la deceratura, un assorbimento pari all'80% della potenza impegnata durante la prima ora e mezza di funzionamento e al 15% per il restante periodo di funzionamento.

Il tempo necessario è di 18 h; il numero di pezzi prodotti in relazione all'unità funzionale è 15.

Si ottiene:

$$(150 \text{ kW} \times 0,8 \times 1,5 \text{ h}) + (150 \text{ kW} \times 0,15 \times 30,5 \text{ h}) = 551 \text{ kWh}$$

$$551 \text{ kWh} / 15 \text{ pezzi} = 36,7 \text{ kWh} / \text{pezzo}$$

Pre-ossidazione

E' stato utilizzato lo stesso forno impiegato per la deceratura ma solo l'anodo subisce questo trattamento.

La potenza assorbita è di 70 kW per un tempo necessario al processo di 30 h.

I pezzi prodotti nella fase di pre-ossidazione sono 15.

Il consumo energetico è:

$$(70 \text{ kW} \times 0,8 \times 1,5 \text{ h}) + (70 \text{ kW} \times 0,15 \times 28,5 \text{ h}) = 383 \text{ kWh}$$

$$383 \text{ kWh} / 15 \text{ pezzi} = 25,5 \text{ kWh} / \text{pezzo}$$

Impregnazione

Il processo di impregnazione consiste nell'impregnare l'anodo con una miscela di carbonati di litio e di potassio, si effettua nello stesso forno utilizzato nel processo di sinterizzazione e la durata è di 20 h.

Si ottiene un consumo energetico di:

$$(150 \text{ kW} \times 0,8 \times 1,5 \text{ h}) + (150 \text{ kW} \times 0,15 \times 18,5 \text{ h}) = 596 \text{ kWh}$$

$$596 \text{ kWh} / 15 \text{ pezzi} = 39,73 \text{ kWh} / \text{pezzo}$$

Tabella 54: Riepilogo dei consumi energetici stimati

Processo produttivo	Anodo kWh/pezzo	Catodo kWh/pezzo	Matrice kWh/pezzo
Preparazione della sospensione in mulino	0,49	0,26	0,36
Tape casting	2,75	2,75	1,2
Deceratura	26,9	26,9	Processo assente
Sinterizzazione	36,7	36,7	Processo assente
Pre-ossidazione	25,5	Processo assente	Processo assente
Impregnazione	39,7	Processo assente	Processo assente

20.2.2 Materiali

I quantitativi di materiale utilizzati per l'attuale ciclo di produzione pre-industriale sono coperti da segreto industriale e anche se implementati nel codice di calcolo non sono stati pubblicati.

20.2.3 Emissioni

Le emissioni, prodotte dal processo di formazione dei verdi della cella a carbonati fusi, sono quelle relative all'impianto di recupero solventi a carboni attivi.

Il camino sfiata, immettendo nell'atmosfera sostanze inquinanti, per un tempo di circa 20 minuti, ogni 4-5 h di lavorazione.

Il tempo di lavorazione dell'impianto di colatura su nastro è di 16 h.

Si sono ipotizzati tre sfiati del camino per un tempo totale di emissioni pari ad 1 h.

La portata dei fumi di scarico è di 1000 Nm³/h, quindi per un'ora di emissioni sono immessi nell'atmosfera circa 1000 Nm³ di fumi.

Si sono calcolati, pertanto, il quantitativo totale di inquinanti in uscita dal camino e le emissioni relative ad un singolo pezzo ottenute dividendo i quantitativi di inquinanti per il numero dei pezzi prodotti dal tape casting (70 verdi per elettrodi e 160 verdi per matrici):

Tabella 55: Quantitativo totale di inquinanti relativo alla produzione di elettrodi conseguente ad un ciclo di colata su nastro

SOSTANZA	ppm	g
Hydrosol	100	440
n-C7	18	75
n-C8	11	52
Altri Iso- e ciclo-alcani C6, C8, C9 Insaturi	71	313

Tabella 56: Quantitativo totale di inquinanti relativo alla produzione di matrici conseguente ad un ciclo di colata su nastro

SOSTANZA	ppm	g
MISCELA	100	321
Etanolo	50	95
isobutanolo	30	90
tetracloroetilene	20	136

Tabella 57: Quantitativi di inquinanti relativi alla nostra unità funzionale, conseguenti alla produzione di un anodo o di un catodo

SOSTANZA	ppm	g
Hydrosol	100	5,1
n-C7	18	0,86
n-C8	11	0,60
Altri		
Iso- e ciclo-alcani C6, C8, C9	71	3,62
Insaturi		

Tabella 58: Quantitativi di inquinanti relativi alla nostra unità funzionale, conseguenti alla produzione di una matrice

SOSTANZA	ppm	g
MISCELA	100	1,62
Etanolo	50	0,46
isobutanolo	30	0,45
tetracloroetilene	20	0,69

Il verde per anodo e per catodo subisce i trattamenti di deceratura e di sinterizzazione.

La deceratura produce emissioni di CO₂ pari al quantitativo di poliisobutene (oppanol) presente nella sospensione.

Si hanno, pertanto, 0,2 kg di CO₂ in seguito al processo di deceratura dei verdi per anodo e 0,15 kg di CO₂ in seguito al processo di deceratura a cui sono sottoposti i verdi del catodo.

20.3 Assunzioni fatte

L'impianto di cogenerazione a cella a combustibile si è ipotizzato avere una potenza di 2 MW elettrici e composto da 4 blocchi da 500 kW, ognuno dei quali composto da due moduli da 250, a loro volta formati da due stack di celle da 125 kW assemblati secondo la configurazione TWINSTACK "SERIE 500", brevettata e prodotta da Ansaldo.

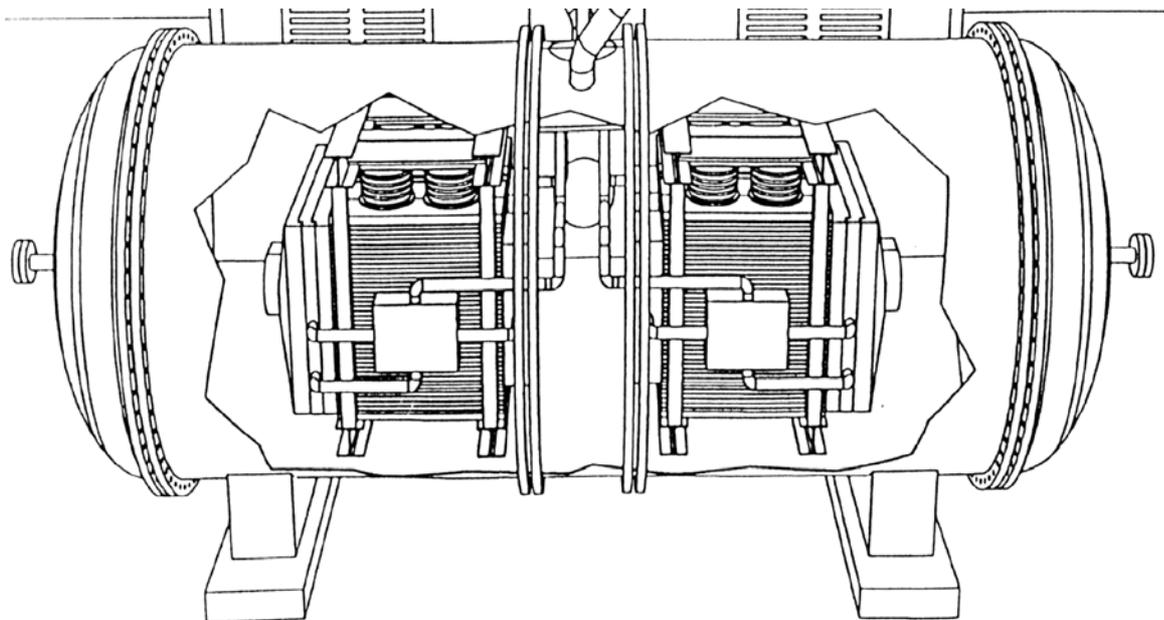
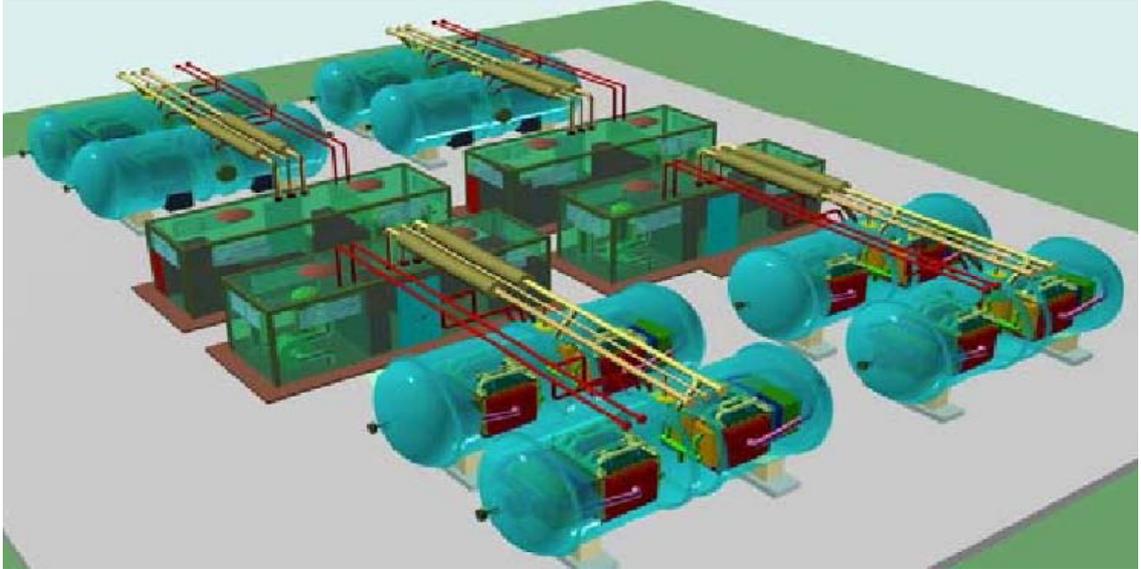


Figura 63 Configurazione TWINSTACK "SERIE 500" AFCo

Figura 64: Impianto da 4 MW basato sulla tecnologia modulare della "SERIE 500"



Si è assunto un tempo di funzionamento dell' impianto pari a 40000 h operative, anche se in realtà non sono state mai raggiunte (esse rappresentano l'obiettivo di convenienza economica dell'investimento).

Si è ipotizzato inoltre che la cella avesse un rendimento elettrico pari al 50% e un rendimento relativo alla cogenerazione pari al 90%, quindi si è assunta l'ipotesi di recupero del calore, con un apposito scambiatore, dai gas esausti provenienti dal sistema cella.

Il peso complessivo del modulo da 500 kW è di 32 tonnellate. Sono stati conteggiati il peso della struttura di sostegno, il contenitore in acciaio, il sistema di tubazioni (in acciaio) e lo stack stesso di celle (il materiale ceramico a base di nichel-cromo l'acciaio dei piatti separatori e altri componenti minori).

Non è stato possibile recuperare il peso dello scambiatore utilizzato per il recupero termico.

Si è ipotizzato, inoltre, che il sistema di cogenerazione con la cella a combustibile a carbonati fusi sia operante all'interno di un edificio in cemento armato ed avente dimensioni in pianta di 14 x 36 metri, per una altezza utile sotto la falda della copertura di 9 metri.

Per la produzione di energia elettrica è stato importante considerare il quantitativo di gas naturale, di aria e di acqua necessario per le reazioni interne alla cella.

I dati sui flussi di acqua, di aria e di gas utilizzati per il funzionamento dell'impianto sono stati forniti dall'Ansaldo ricerche.

Per il gas naturale si è ipotizzato un gas già desolfurato.

Per la produzione di energia sia elettrica che termica, si è ipotizzata un'operatività della cella intorno all'80% della potenza nominale, quindi un valore di energia elettrica prodotta pari a 64 milioni di kW_eh e un valore di energia termica di circa 52 milioni di kW_th, valori relativi a tutto il tempo di funzionamento della cella (40000ore).

Tabella 59: Obiettivi per l'impianto cella a carbonati fusi

Celle a carbonati fusi	Obiettivi della fase dimostrativa	Lungo termine Obiettivi fase di commercializzazione
Ciclo di vita dello stack, ore	≥ 30.000	≥ 40.000
Efficienza elettrica, %	$\geq 49,0$	$\geq 55,0$
Efficienza totale, (+ Cogeneraz), %	$\geq 90,0$	$\geq 90,0$
Costi di produzione, €/kW	≥ 2.300	1.200

20.4 Risultati ottenuti

L'intensità materiale della produzione elettrica su scala globale è pari a 1903 g/kW_eh. L'acqua rappresenta il 57%, l'aria il 28%, la parte abiotica il 15% dell'intensità materiale totale.

Le efficienze dell'impianto sono molto elevate sia dal punto di vista energetico che exergetico.

Le efficienze energetiche sono pari a:

- 36% per la sola produzione di elettricità;
- 65% per la produzione congiunta di elettricità e di calore.

Le efficienze exergetiche sono pari a:

- 39% per la sola produzione di elettricità;
- 61% per la produzione congiunta di elettricità e di calore.

Il costo energetico di produzione dell'elettricità da CCCF si aggira intorno ai 10 MJ/kW_eh pari a 240 g_{oil}/kW_eh.

Il costo energetico per la produzione di elettricità è 1,39E+05 seJ/J quello relativo alla produzione di calore è 2,54E+05 seJ/J.

Per ciò che riguarda il contributo all'effetto serra l'impianto di cogenerazione con la cella a carbonati fusi rilascia circa 508 kg di CO₂ per kW_eh il contributo relativo all'acidificazione delle precipitazioni è pari a 0.30kg di SO₂ per kW_eh.

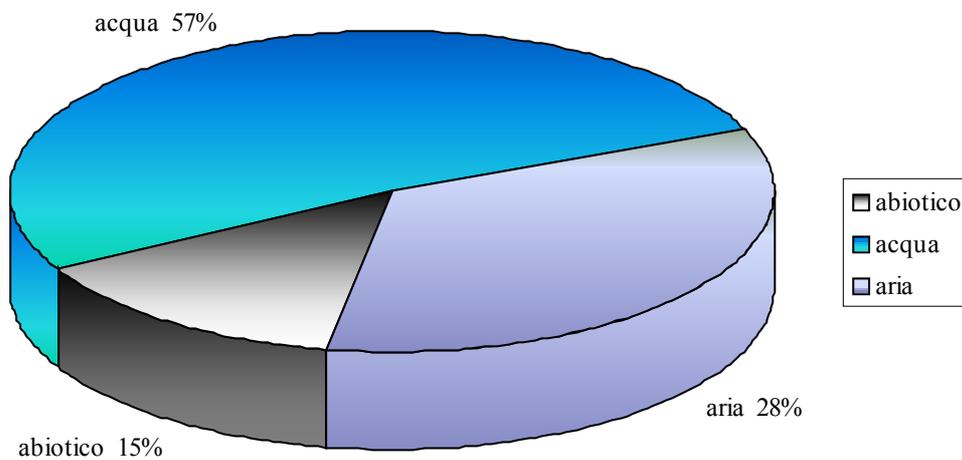


Figura 65: Intensità materiale per la cella (scala globale)

Tabella 60

**Indicatori di performance per la produzione di elettricità da
cella a combustibile**

	Scala	Unità di
Contributo all'esaurimento dei materiali	locale	misura
<hr/>		
massa abiotica movimentata	193	g/kW _e h
massa d'acqua utilizzata	727	g/kW _e h
massa d'aria utilizzata	641	g/kW _e h
massa totale movimentata	1561	g/kW _e h
Rilevanti Categorie di Impatto		
<hr/>		
Contributo all'effetto serra	507,62	g CO ₂ equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	0,30	g SO ₂ equiv/kW _e h

Indicatori Energetici

Energia richiesta per unità di prodotto	10	MJ/kW _e h
=	240	g _{oil} /kW _e h
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	36	%
Efficienza energetica della cogenerazione	65	%

Indicatori Exergetici

Exergia per unità di prodotto	9	MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	39	%
Efficienza exergetica della cogenerazione	61	%

Indicatori Emergetici

Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi)	1,39E+05	seJ/J
--	----------	-------

Transformity del calore (con lavoro e servizi)

2,54E+05 seJ/J

21 GENERALITA' E ANALISI DEL CICLO DI VITA DELLA TURBINA A GAS

21.1 La turbina a gas

Un impianto motore con turbina a gas trasforma energia termica in lavoro meccanico direttamente utilizzabile.

L'impianto motore termico con turbina a gas è costituito da un compressore, da una camera di combustione e da una turbina. Esso si può schematizzare come nella seguente figura in cui C rappresenta il compressore, CC la camera di combustione, T la turbina, U l'utilizzatore.

IL principio di funzionamento è il seguente:

il compressore aspira dall'ambiente esterno il fluido (aria), lo comprime adiabaticamente dalle condizioni di pressione e temperatura iniziali p_1 , T_1 , fino alla pressione finale p_2 , incrementandone ovviamente anche la temperatura da T_1 a T_2 . Il fluido, così compresso, viene inviato nella camera di combustione, dove avviene la combustione del combustibile a pressione costante p_2 con somministrazione al fluido del calore Q_1 e conseguente aumento della temperatura da T_2 a T_3 .

I gas combusti, alla pressione p_2 e alla temperatura T_3 , raggiungono la turbina nella quale si espandono adiabaticamente dalla pressione p_2 alla pressione finale esterna p_4 uguale, ovviamente, a quella iniziale p_1 , con conseguente abbassamento della temperatura da T_3 a T_4 e cessione di energia alla macchina.

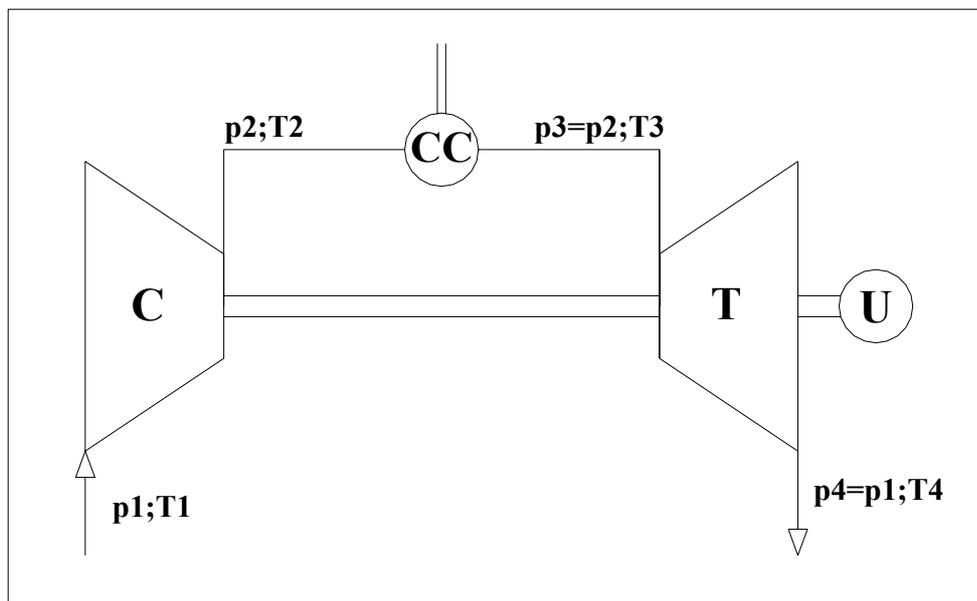


Fig. 6.1: Schema di un impianto con turbina a gas a circuito aperto.

C compressore; CC camera di combustione; T turbina; U utilizzatore.

L'impianto motore termico con turbina a gas è detto, anche più semplicemente, turbina a gas, anche se a stretto rigore, con il termine turbina a gas dovrebbe indicarsi il solo espansore. Inoltre tale impianto si definisce a circuito aperto, poiché il fluido motore è sottoposto a continuo rinnovo con aspirazione dell'aria, da parte del compressore, dallo stesso ambiente esterno nel quale la turbina scarica i suoi prodotti finali.

21.2 Sistema di cogenerazione

La turbina a gas è un motore molto adatto per la cogenerazione: dai suoi gas combusti si può agevolmente recuperare calore, da usare o per processi industriali o per qualsiasi scopo termico, o con caldaia a recupero calore o, in alcuni casi, utilizzando in maniera diretta i gas (come nella figura 66).

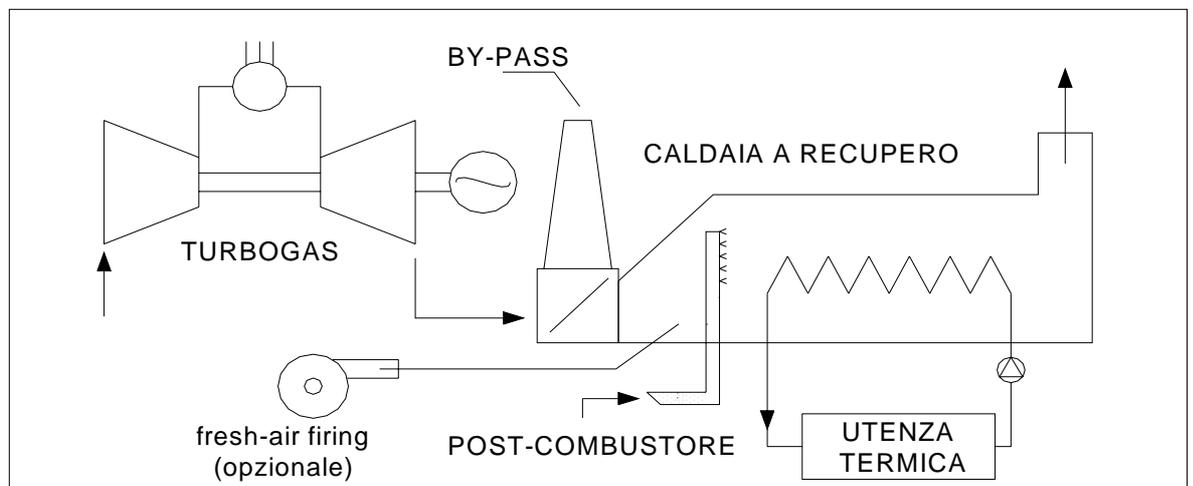


Figura 66: Schema di impianto di cogenerazione con turbina a gas a recupero semplice. Sono compresi gli organi di regolazione della produzione termica (by pass e post - bruciatore).

Il recupero termico non altera le prestazioni elettriche della turbina a gas, se non per una piccola quota dovuta alle perdite di carico nella caldaia a recupero.

L'impianto di cogenerazione esaminato è come quello presso il Centro Ricerche "Casaccia" di Roma, costituito: da un turbogas "Nuovo Pignone PTG 2" da 2 MW di potenza elettrica, a ciclo semplice; da una caldaia a

recupero provvista di post-bruciatore in grado di apportare un contributo di circa 2000 kW alla potenza associata ai gas di scarico prodotti dalla turbina e convogliati attraverso la caldaia. Quindi il valore massimo della potenza erogabile dal post bruciatore è tale da garantire, in condizioni di carico termico massimo, una potenza termica totale erogabile alla rete pari a 7000 kWt. La potenza termica del post bruciatore è modulabile con continuità tra il valore massimo e minimo.

L'acqua surriscaldata dalla caldaia a recupero, veicolata da un sistema di pompaggio costituito da tre pompe centrifughe in parallelo (una di riserva), cede, infine, calore all'acqua della rete di teleriscaldamento attraverso uno scambiatore a piastre.

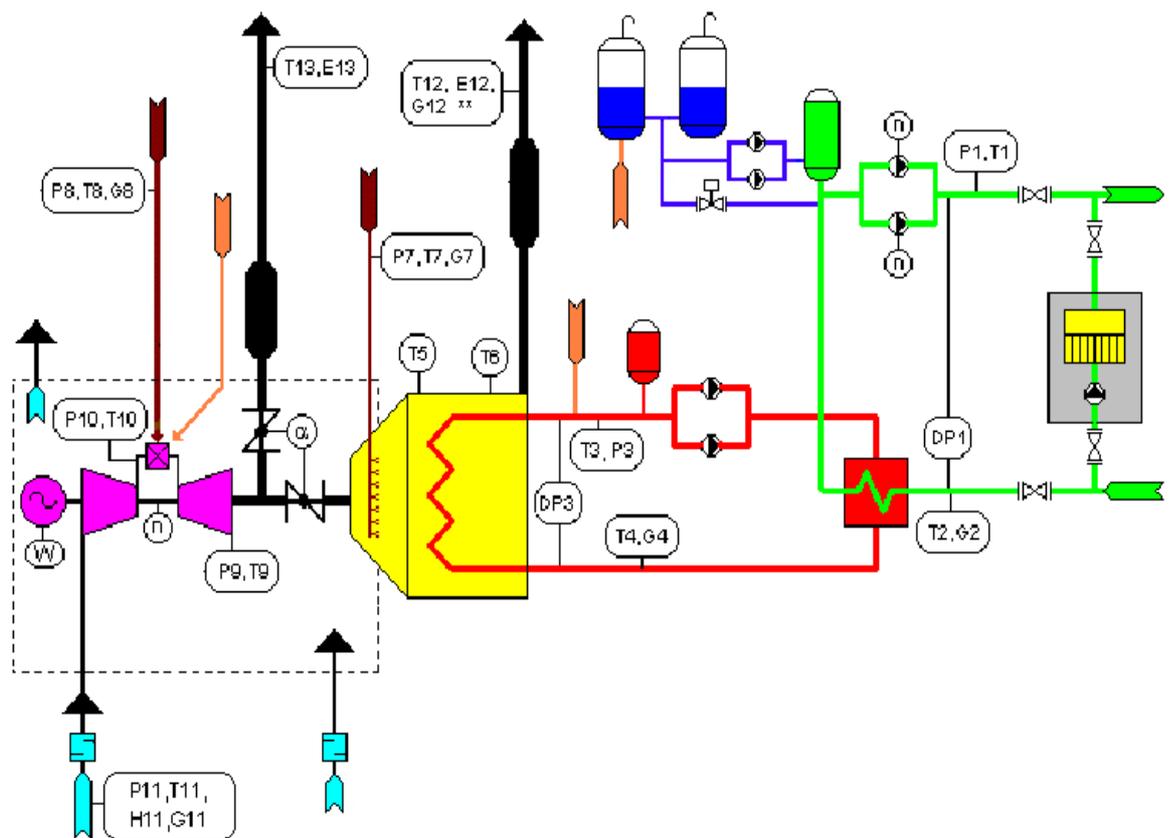


Figura 67: schema impianto di cogenerazione

Il sistema, in sintesi, è caratterizzato dalle seguenti potenzialità:

Emissioni Gassose	Di licenza	150 mg/Nm ³ di NO _x 100 mg/Nm ³ di CO
Portata metano	170 g/s	612 kg/h 820 m ³ /h
Potenza prodotta	9 MWt	2 MWe 5MWt. Recupero 2MWt post. Combustore
Portata Gas di scarico	10,15 kg/s	
Temperatura	T = 530 °C	770 °C con post combustore
Portata acqua Circuito Primario	50 kg/s	180 m ³ /h P = 13 bar
Temperatura	T = 125°C	DelT=45°C
Portata acqua Circuito secondario	70 kg/s	250 m ³ /h P = 4 bar
	T = 110°C	ΔT = 24°C

Temperatura	
Acqua DEMI	280 g/s osmosi inversa, resine a scambio ionico, ultravioletti.

21.3 Definizione degli obiettivi e degli scopi

Si è analizzato nel presente studio l'impianto di cogenerazione suddetto per valutare gli impatti ambientali ed energetici, confrontarli con quelli inerenti ad un sistema di cogenerazione con cella a combustibile a carbonati fusi.

21.4 Analisi dell'inventario (LCI)

Per l'impianto di cogenerazione sono stati analizzati i materiali dei singoli elementi dell'impianto anziché considerare il processo produttivo: turbina, generatore, scambiatore primario e secondario, tubi.

E' evidente che si ha una sottostima dei valori per quel che riguarda i materiali. Un pezzo finale, come ad esempio il liner, parte della camera di combustione della turbina, ha bisogno di un quantitativo di materiale (Hastelloy-X) in ingresso alla catena produttiva almeno doppio rispetto al materiale necessario per il pezzo finale.

La scelta di non analizzare il processo di produzione della turbina è dovuta al fatto che è un modello non più in produzione per il cambiamento di politica fatto dall'azienda "Nuovo Pignone".

La sottostima di alcune voci, o addirittura l'omissione, comunque, è risultata ininfluenza per lo studio effettuato, perché è il consumo di gas metano, nella fase operativa del sistema, ciò che influenza significativamente i risultati finali del lavoro.

I dati sono stati ottenuti: per la turbina, consultando vari tecnici della "Nuovo Pignone" e della azienda "Quilici", che cura la manutenzione della macchina, e spulciando i vari datasheet in possesso dell'ENEA; per gli scambiatori, contattando i tecnici della "THERMA" e dell'"Alfa Calor", le aziende di produzione; infine, per il generatore contattando i tecnici della "Motori Marelli".

21.5 Assunzioni fatte

La vita utile dell'impianto di cogenerazione con turbina a gas è stata ipotizzata pari a 20 anni.

La turbina si è stabilito avere un rendimento elettrico medio del 25%.

Il peso dell'intero impianto è di 39 t. Sono stati conteggiati il peso: della struttura di sostegno, della turbina (il materiale presente è acciaio, rame, nichel e cromo, più una quantità di oli lubrificanti), dello scambiatore primario e di quello secondario, del generatore, delle tubazioni (in acciaio).

Si è analizzato anche l'edificio, che accoglie l'impianto di cogenerazione, questo è realizzato con struttura in cemento armato ed ha dimensioni in pianta di 14 x 36 metri, per una altezza utile sotto la falda della copertura di 9 metri.

Per l'analisi della fase operativa della turbina a gas si è redatto un programma giornaliero di funzionamento, relativo ad un intero anno, grazie

alla notevole mole di informazioni registrate dal sistema di acquisizione dati dell'impianto, che permette di quantificare la produzione dell'energia elettrica e termica, il consumo di gas naturale e i fumi in funzione della temperatura giornaliera e in funzione del carico impostato.

L'operatività annuale della turbina, inserita all'interno del programma di funzionamento giornaliero del sistema, è stata ipotizzata facendo riferimento al consumo elettrico del policlinico Gemelli di Roma.

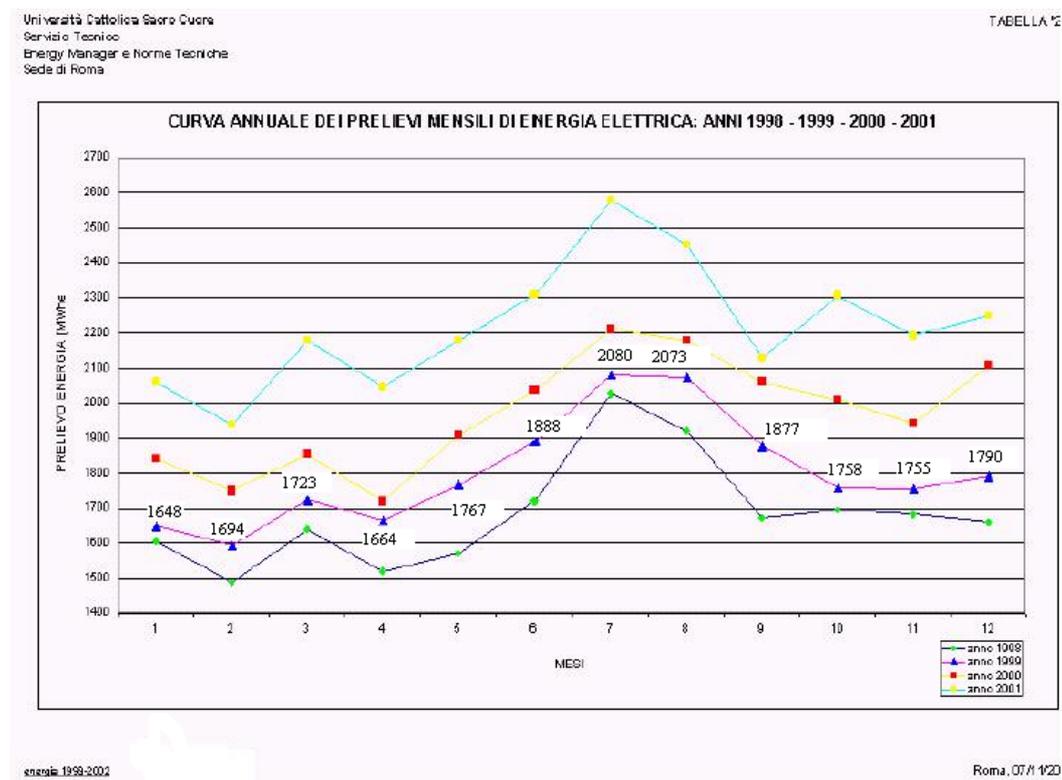
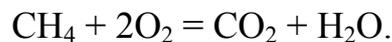


Figura 68: Consumi energetici Policlinico Gemelli Roma

Inoltre si è redatto il programma di utilizzo giornaliero del sistema per richiamare all'attenzione come la turbina risenta, in maniera significativa, della variazione della temperatura esterna.

Si è ottenuto una operatività della turbina intorno all'80% della potenza nominale per l'intero anno dell'ipotizzato funzionamento, quindi un valore dell'energia elettrica annua prodotta di circa 16 milioni di kW_eh e un valore di energia termica annua di circa 35 milioni di kW_th.

L'aria necessaria per la combustione del metano all'interno della camera di combustione della turbina è stata ricavata a partire dall'equazione di reazione:



Per la reazione stechiometrica, noti i pesi atomici di C, H ed O e considerando che l'ossigeno costituisce il 23% in peso dell'aria, è stato ottenuto un rapporto di diluizione α , cioè il rapporto tra portata massica di aria comburente e di combustibile:

$$\alpha = Q_a^{(m)}/Q_f^{(m)} = 17.39$$

Infine, si è escluso dall'analisi il post-bruciatore, perché non è mai stato utilizzato.

21.6 Risultati ottenuti

L'intensità materiale della produzione elettrica su scala globale è pari a 6717g/kW_eh. L'acqua rappresenta il 6%, l'aria il 88%, la parte abiotica il 6% dell'intensità materiale totale.

Le efficienze energetiche sono pari a:

- 19% per la sola produzione di elettricità;

- 61% per la produzione congiunta di elettricità e di calore.

Le efficienze exergetiche sono pari a:

- 21% per la sola produzione di elettricità;
- 49% per la produzione congiunta di elettricità e di calore.

Il costo energetico di produzione dell'elettricità da turbina a gas si aggira intorno ai 19 MJ/kW_eh pari a 449 g_{oil}/kW_eh.

Il costo emergetico per la produzione di elettricità è 2,50E+05 seJ/J quello relativo alla produzione di calore è 1,82E+05 seJ/J.

Per ciò che riguarda il contributo all'effetto serra l'impianto di cogenerazione con la turbina a gas rilascia circa 1,82E+05 kg di CO₂ per kW_eh il contributo relativo all'acidificazione delle precipitazioni è pari a 0.64kg di SO₂ per kW_eh.

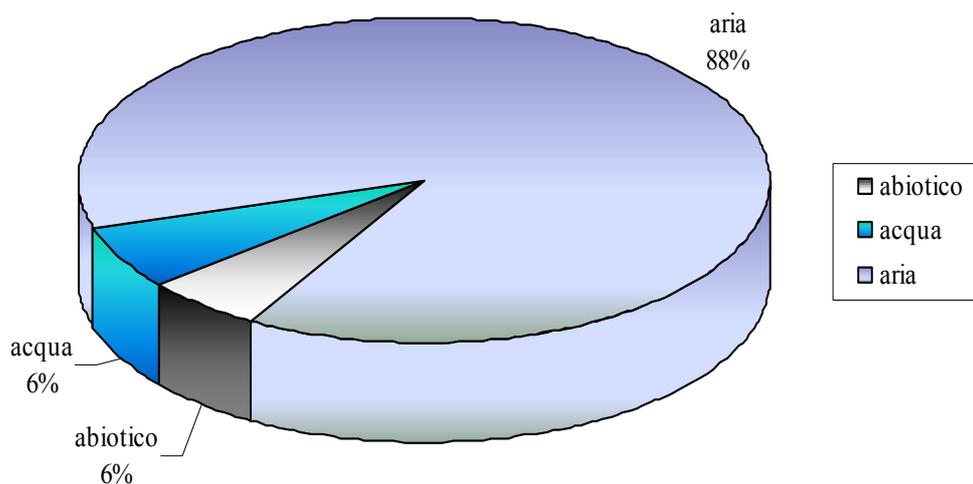


Figura 69: Intensità materiale per la turbina (scala globale)

Tabella 61: Indicatori di performance per la produzione di elettricità da turbina a gas

Contributo all'esaurimento dei materiali	Scala locale	
massa abiotica movimentata	371	g/kW _e h
massa d'acqua utilizzata	405	g/kW _e h
massa d'aria utilizzata	5915	g/kW _e h
massa totale movimentata		g/kW _e h
Rilevanti Categorie di Impatto		
Contributo all'effetto serra	967,94	gCO ₂ equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	0,64	gSO ₂ equiv/kW _e h
Indicatori Energetici		

Energia richiesta per unità di prodotto	19	MJ/kW _e h
=	449	g _{oil} /kW _e h
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	19	%
Efficienza energetica della cogenerazione	61	%

Indicatori Energetici

Exergia per unità di prodotto	17	MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	21	%
Efficienza exergetica della cogenerazione	49	%

Indicatori Emergetici

Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi)	2,50E+05	seJ/J
Transformity del calore (con lavoro e servizi)	1,82E+05	seJ/J

22 CONCLUSIONI

22.1 Introduzione

Lo step finale consiste nel confrontare i parametri di prestazione dell'impianto cogenerativo con Cella a Carbonati Fusi e di quello con Turbina a gas e dei carichi ambientali.

22.2 Presentazione e confronto degli indicatori di prestazione

Le caratteristiche degli impianti e i vari indicatori considerati vengono confrontati nella tabella al termine di questo capitolo.

E' importante notare che poichè il tempo di operatività degli impianti per la cella a carbonati fusi è di 5 anni mentre per la turbina a gas è di 20 anni, i dati sono elaborati come medie annue, per poter essere confrontati.

Il combustibile è gas naturale, avente le stesse caratteristiche termodinamiche.

Per la fase operativa sono stati consumati del combustibile, dell'aria e dell'acqua ed è stata prodotta una certa quantità di energia elettrica e termica, i cui valori sono indicati in tabella.

Infine, sono stati riportati una serie di indicatori prestazionali: indicatori energetici, exergetici, emergetici, ricavati a partire da tutti i flussi di input e di output considerati, non solo relativamente alla fase operativa.

22.2.1 Efficienze energetiche

Si evince che l'impianto CCCF offre prestazioni migliori, l'efficienza energetica della produzione di energia elettrica è pari al 36% rispetto all'impianto tradizionale che è pari al 19%.

La differenza si riduce notevolmente, se si include il calore cogenerato, perché con l'impianto tradizionale (turbina a gas) si può recuperare un notevole quantitativo di calore, a causa del basso rendimento elettrico (25%).

L'efficienza exergetica della produzione di energia elettrica ripercorre lo stesso andamento comparativo di quella energetica.

L'efficienza exergetica, relativa alla produzione di calore, non segue lo stesso andamento comparativo dell'energia, è maggiore la differenza tra cella a carbonati fusi (65%) e impianto turbina a gas (49%), ciò dipende dal miglior fattore di Carnot, in quanto l'impianto CCCF opera a temperature più elevate (650°C) rispetto all'impianto tradizionale (512°C).

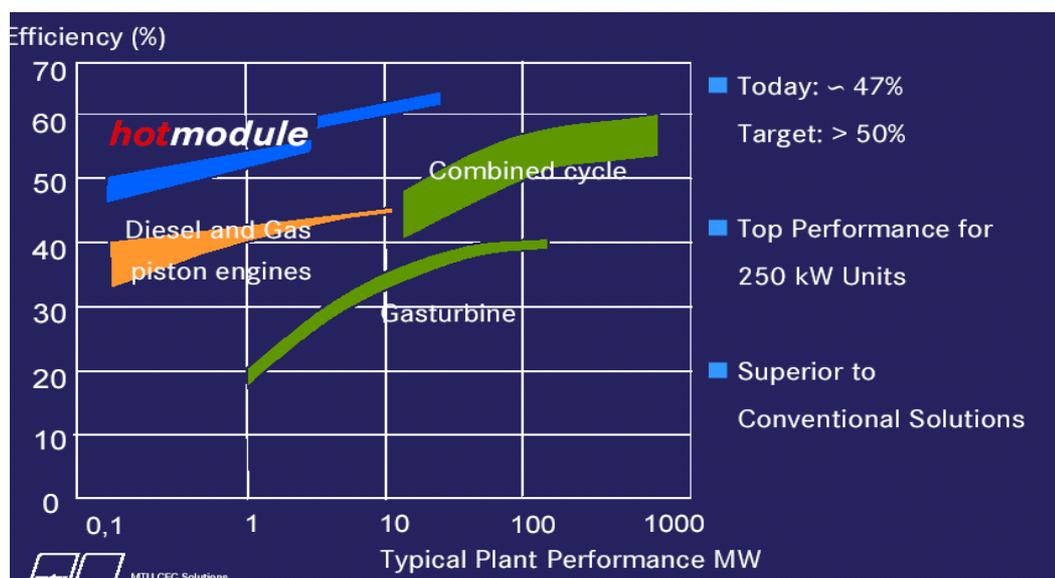


Figura 70: Confronto delle efficienze la cella a combustibile a carbonati fusi (hotmodule) e generatori convenzionali

22.2.2 Depauperamento delle risorse ambientali

Le intensità materiali dei due impianti su scala locale (relative alla sola fase operativa degli impianti) sono inferiori a quelle globali. La differenza è trascurabile per l'impianto tradizionale con turbina a gas e ciò significa che la frazione della massa movimentata è esclusivamente dovuta alla fase operativa dell'impianto con il consumo di combustibile, aria, acqua. La differenza diventa più significativa per l'impianto CCCF, ciò significa che la massa movimentata è maggiormente dipendente dalla fase di costruzione. E dipende soprattutto dalla catena estrattiva e di raffinazione dei minerali come il Ni e il Cr, perché presenti in bassa percentuale nei depositi minerali.

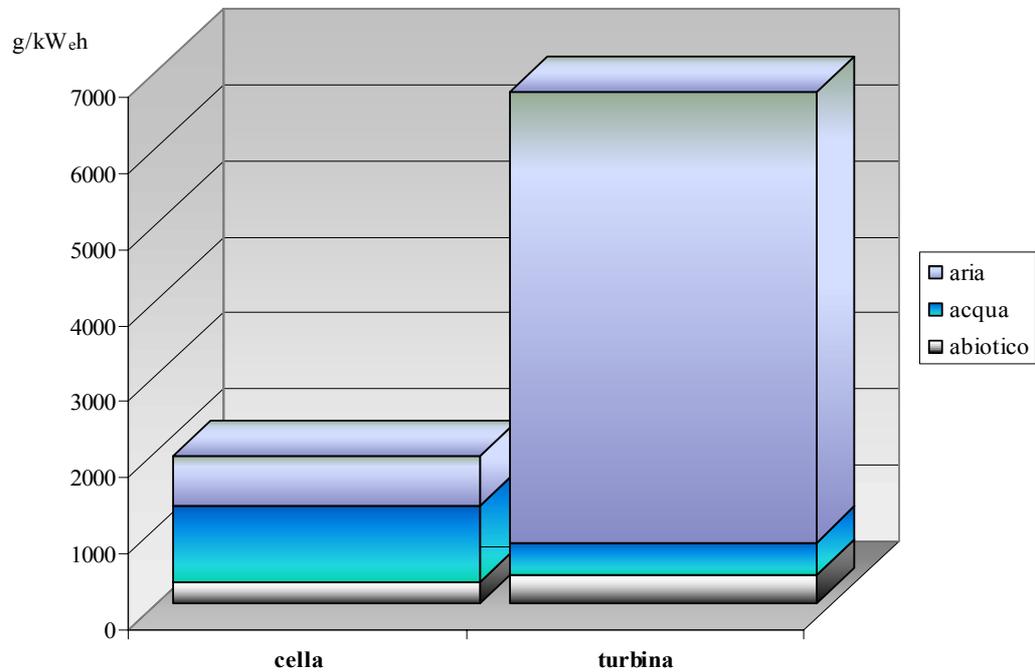


Figura 71: Intensità materiale su scala globale

22.2.3 Riscaldamento globale

L'impianto CCCF rilascia 508 kg di CO₂ equiv per MW_eh prodotto mentre il valore sale di quasi il doppio se si considera il sistema turbina 968kg di CO₂ equiv per MW_eh prodotto.

22.2.4 Acidificazione delle precipitazioni

Le emissioni di SO₂ sono bassissime ma anche in questo caso il confronto evidenzia un valore più basso per le celle, 0,30 kg di SO₂ equiv per MW_eh, rispetto a quello della turbina, 0,64 kg di SO₂ equiv per MW_eh.

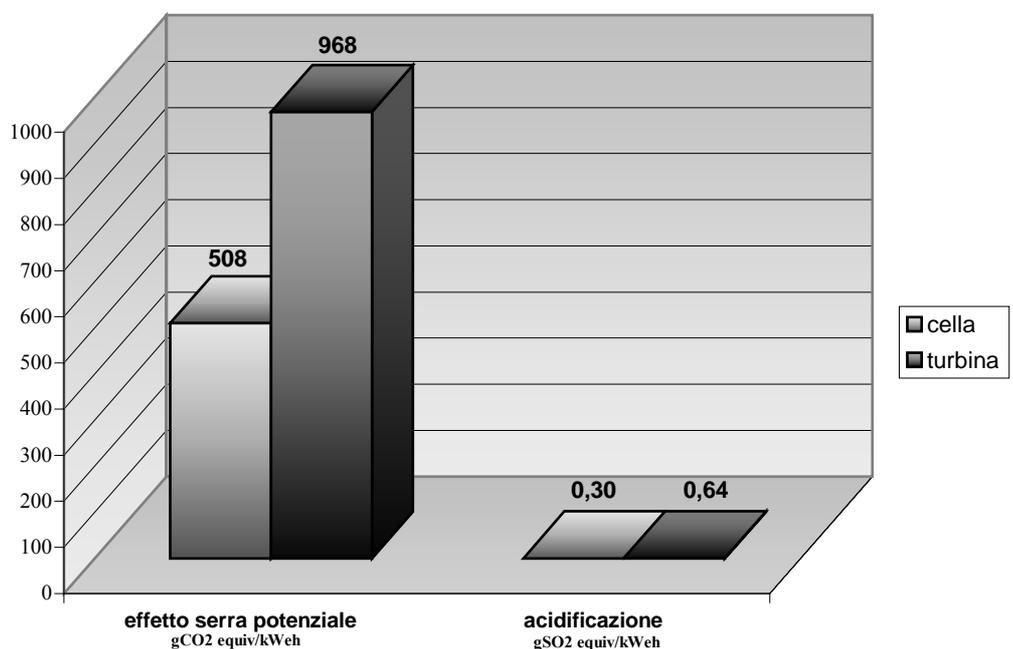


Figura 72: Riscaldamento globale e acidificazione

22.2.5 Impronta ecologica

La categoria “impronta ecologica” indica il supporto globale che l’ambiente deve fornire al processo nel suo insieme.

Si è adottata l’analisi energetica, come metodo di calcolo dell’”impronta ecologica”, considerando come indicatore la trasformity.

L'impianto CCCF ha un valore della trasformity elettrica pari a $1,39E5$ seJ/J mentre il valore dell'impianto turbina a gas è più elevato, pari a $2,50E5$ seJ/J. I valori si ribaltano quando si considerano le trasformity termiche si ha un valore più elevato per l'impianto CCCF ($2,54E5$ seJ/J) che per l'impianto turbina ($1,82E5$ seJ/J).

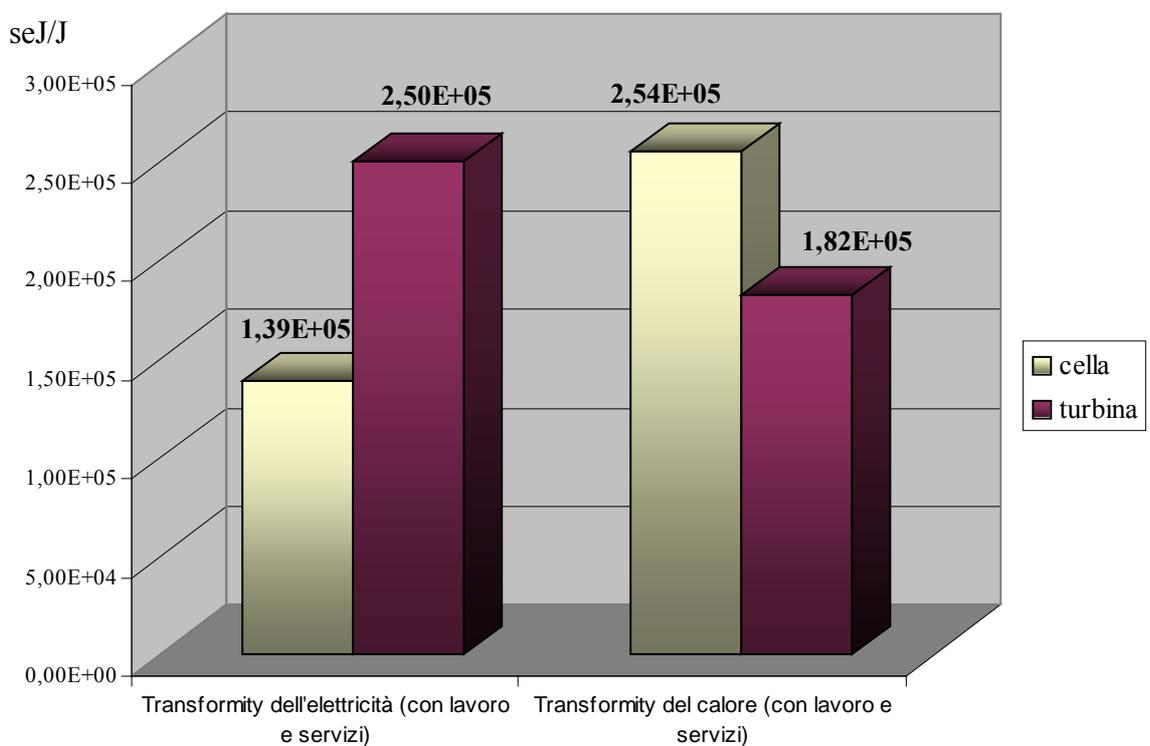


Figura 73: Trasformity energetiche

22.3 Conclusioni

Gli indicatori esaminati mostrano nel complesso una prestazione migliore del sistema cella a combustibile a carbonati fusi.

Pertanto si può affermare che:

- ❖ L'impianto CCCF già fornisce ottime prestazioni rispetto ad un impianto tradizionale di pari potenza, ma mentre l'impianto con turbina a gas è un impianto a tecnologia avanzata e già collaudata, l'impianto CCCF è un impianto pilota, ancora allo stato di prototipo e, quindi con ampi margini di miglioramento.
- ❖ I miglioramenti del sistema cella devono essere incentrati, oltre che sulle efficienze, sulla produzione dello stack di celle, perché ciò non comporterebbe miglioramenti in termini di efficienze elettriche, ma ridurrebbe le intensità materiali ed energetiche.
- ❖ Le dimensioni dell'impianto CCCF (come si evince dalla tabella seguente) potrebbero rappresentare un problema, perché al raddoppio della potenza installata anche le dimensioni dell'impianto quasi raddoppiano. Per ottenere un impianto più compatto, sarebbe opportuno aumentare la densità di corrente delle celle.
- ❖ Il sistema turbina dipende dal carico e dalla temperatura. Il sistema cella risulta, invece, non essere funzione di tali parametri (vedi fig.seguente). Ha una notevole modularità. Inoltre emette un minore quantitativo di inquinanti.
- ❖ La produzione di calore co-generativo è più efficiente nell'impianto a cella a combustibile.

Tabella 62: dimensioni AFCo “Series 500”

Dimensioni	1° corpo (cella)	2° corpo
Altezza (m)	≈2,5	≈2,5
Larghezza (m)	≈3,0	≈3,0
Lunghezza (m)	≈6,0	≈6,0

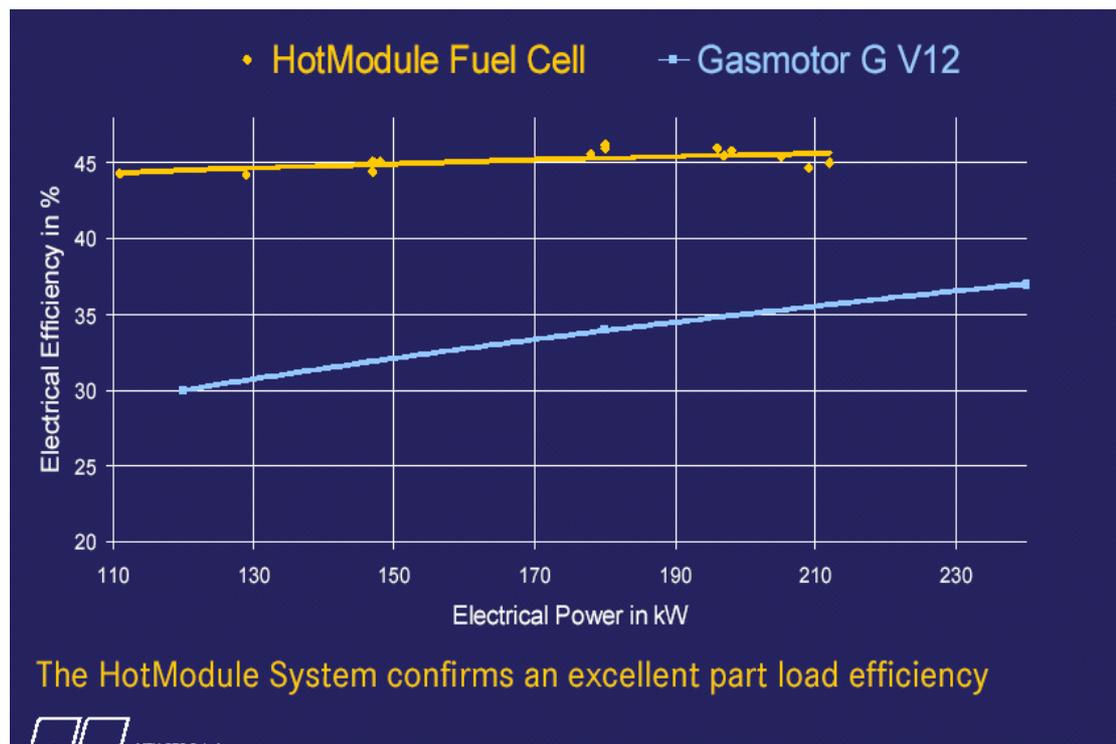


Figura 74: Efficienze elettriche, al variare del carico, di una “hotmodule fuel cell” a carbonati fusi da 220kW e di un Gasmotor GV12

Caratteristiche impianto	Impianto con CCCF	Impianto con Turbina
Vita stimata (anni)	5	20
Rendimento elettrico	50%	25%
Potenza elettrica (MW _e)	2	2
Potenza termica (MW _t)	1,6	5
Fattore di carico	0,8	0,8
Consumo gas (kg/anno)	2,23E+06	5,38E+06
Consumo d'aria (kg/anno)	7,56E+06	9,35E+07
Consumo d'acqua (kg/anno)	8,64E+06	4,89E+06
Indicatori		
Indicatori Energetici		

Energia richiesta per unità di prodotto (MJ/kW _e h)	10	19
= (g _{oil} /kW _e h)	240	449
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	36%	19%
Efficienza energetica della cogenerazione	65%	61%
Indicatori Exergetici		

Exergia per unità di prodotto (MJ/kW _e h)	9	17
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	39%	21%
Efficienza exergetica della cogenerazione	61%	49%
Indicatori energetici		
Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi) (seJ/J)	1,39E+05	2,50E+05
Transformity del calore (con lavoro e servizi) (seJ/J)	2,54E+05	1,82E+05

23 BIBLIOGRAFIA

1. CROPPER M., Fuel Cells and Hydrogen in Scandinavia – A survey of current developments, Fuel Cell today, marzo 2004, www.fuelcelltoday.com
2. TROMP T.K., SHIA R. L., ALLEN M., EILER J. M., YUNG Y. L., Potential Environmental Impact of a Hydrogen Economy on the Stratosphere, SCIENCE, www.sciencemag.org
3. DELUGA G.A., SALGE J. R., SCHMIDT L. D., VERYKIOS X. E., Renewable Hydrogen from Ethanol by Autothermal Reforming, SCIENCE
4. JANSSEN H., BRINGMANN J. C., EMONTS B., SCHROEDER V., Safety-Related Studies on Hydrogen Production in High-Pressure Electrolysers, International Journal of Hydrogen Energy 29, luglio 2004
5. ASSOCIAZIONE ITALIANA IDROGENO E CELLE A COMBUSTIBILE, Incontro G.d.L. Installazioni stazionarie, Enel Ricerca, Pisa, febbraio 2004 (www.h2it.org)
6. RUSTA-SALLEHY A., Hydrogen Production and Water Recovery System for a Fuel Cell, United States Patent Application, november 2003
7. MAO W. L., MAO H., Hydrogen Storage in Molecular Compounds, PNAS/Applied Physical Science, gennaio 2004
8. ANPA I-LCA (2000). Banca Dati Italiana a Supporto della Valutazione del Ciclo di Vita.
9. Raugei M., Bargigli S., Ulgiati S., (2003) A multi-criteria life cycle assessment of Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC). A comparison to natural gas turbines, International Journal of Hydrogen Energy,
10. Piero Lunghi (2004). Progetto Carbonati Fusi “Impianti celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC): dal laboratorio alla commercializzazione”. Rapporto tecnico. ENEA.
11. M. Ronchetti, A. Iacobazzi, (2002). Celle a combustibile, stato e sviluppo e prospettive della tecnologia. ENEA.
12. Bargigli S., Raugei M., and Ulgiati S. , (2003 a). Mass flow analysis and mass-based indicators. Handbook of Ecological Indicators for Assessment of Ecosystem Health. CRC Press (in press).
13. Bargigli S., Raugei M., and Ulgiati S. (2003 b). An integrated thermodynamic and environmental assessment of natural gas, syngas

- and hydrogen production. *Energy. The International Journal*, (accepted).
14. Bargigli S. and Ulgiati S. (2003 c) *Emergy and Life-Cycle Assessment of Steel Production in Europe*. In: *Emergy Synthesis*.
 15. Bargigli S. (2003 d). *Enhancing MFA And LCA Techniques by Means of Integrated Upstream and Downstream Flow Evaluation. The Case of Aluminum Production*. In: *proceedings of the International Conference "Integrative Approaches towards Sustainability, Baltic Sea Region Taking the Lead, 26-29 March,*. University of Latvia, Riga.
 17. Bargigli S., Raugei M., and Ulgiati S. (2002). *Thermodynamic and environmental profile of selected gaseous energy carriers*.
 18. Boustead I., Hancock G.F. *Handbook of Industrial Energy Analysis*. New York, NY, USA: John Wiley & Sons Inc., 1978.
 19. DOE (1998). *Fuel Cell Handbook. Sixth Edition*. United States Department of energy. DOE/FETC-99/1076.
 20. ISO, 1997. *Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework (ISO 14040:1997)*. International Standard Organization, June 1997, Brussels. pp.16.
 21. ISO, 1998. *Environmental management - Life cycle assessment - Goal and scope definition and inventory analysis (ISO 14041:1998)*. International Standard Organization, October 1998, Brussels. pp. 27.
 22. ISO, *Environmental Management – Life Cycle Assessment*, International Standardisation Office, Norms 14040 – 14043, 1997-2000.
 23. Manstein C. (1996) *Das Elektrizitätsmodul im MIPS-Konzept*. Wuppertal Paper no.51, Wuppertal, Germany,.
 24. M. Tabacco, S. Bargigli, M. Raugei, and S. Ulgiati, 2003. *Life Cycle, Exergy and Emergy Assessment of Metallic Chromium Production from Ore*.
 25. S. Ulgiati, M.T. Brown, M. Giampietro, R.A. Herendeen, and K. Mayumi, Editors. SGE Publisher Padova, Italy, 2003. “*Advances in Energy Studies. Reconsidering the Importance of Energy*”.
 26. Ritthof M., Rohn H., and Liedtke C., (2002). *MIPS Berechnungen – Ressourcenproduktivität von Produkten und Dienstleistungen* Wuppertal Spezial 27. Wuppertal Institute publications,.
 27. SETAC, Society of Environmental Chemistry and Toxicology, 1993. *Life Cycle Assessment: A Code of Practice*.
 28. SNAM (1998) – *Natural Gas and Energy Statistical Data – SNAM*, 1998

29. Spath P.L. and Mann M.K., (2001). Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming, report no. NREL/TP-570-27637. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory.
30. Stiller H. Material Intensity of Advanced Composite Materials. Wuppertal Papers Nr. 90. Feb.1999.
31. Szargut J., (1998). Exergy Analysis of Thermal Processes. Ecological Cost. In: Advances in Energy Studies. Energy Flows in Szargut J., Morris D.R., and Steward F.R., (1988). Exergy analysis of thermal, chemical and metallurgical processes,
32. Silvia Bargigli., 2003. Tesi di Dottorato. Analisi del ciclo di vita e valutazione di impatto ambientale della produzione ed uso di idrogeno combustibile.
33. Argonne 1996. Compilation of air pollutant emission factor. Argonne National Laboratory.
34. Schleisner et al., 1995. Virksomhedsorienteret helhedsvurdering af energibesparelser i industrien. Roskilde: Risø National Laboratory.
35. NREL, 1999. Life cycle inventory of biodiesel and petroleum diesel.
36. S.W. White W.H. Radcliffe G.L. Kulcinski, 1999. Life Cycle Energy Cost of Wind and Gas-Turbine Power. NREL.
37. P.J. Meier and G.L. Kulcinski, 2000. Life-Cycle Energy Cost and Greenhouse Gas Emissions for Gas Turbine Power. NREL.
38. Renato Della Volpe, 2002. Macchine, Liguori Editore.
39. Roberto Loschi, 2003. Valutazioni tecnico-economiche sulla gestione del servizio energie e della cogenerazione in un complesso ospedaliero.
40. Luca Castellazzi, Pier Carmelo Incalcaterra, 2004. Valutazione benefici economici derivanti dall'esercizio dell'impianto di cogenerazione Icaro.
41. ORION, CEFLA, 1997. Realizzazione di un edificio destinato al contenimento di un impianto di cogenerazione per produzione combinata di energia termica ed elettrica.
42. U. Desideri, P. Lunghi, R. Bove, F. Zepparelli, 2004. A comparison between life cycle assessment of an MCFC system, an LFG-MCFC system, and traditional energy conversion systems
43. M. Avitabile, E. Minghetti, 1995. Studio per l'individuazione della tecnologia e delle specifiche generali per l'impianto cogenerativo del Cr. Casaccia.

Siti web consultati:

<http://www.wupperinst.org>

<http://www.fire-italia.it>

<http://www.motorimarelli.it>

<http://www.therma.it>

<http://www.nuovopignone.it>

<http://www.sciencedirect.com>

<http://www.officinequilici.it>

<http://www.see.it/opinioni>

<http://www.enea.it>

<http://www.pre.nl>

<http://www.specialmetals.com>

<http://www.jaeri.com>

Indicatori di performance per la produzione di elettricità da cella a combustibile
indicatori turbina gas
Indicatori di Intensità Materiale

		scala locale	scala locale
Intensità materiale, fattore abiotico	g/kW _e h 268		193
Intensità materiale, fattore acqua	g/kW _e h 975		727
Intensità materiale, fattore aria	g/kW _e h 661		641
Totale inputs di massa per unità di prodotto	g/kW _e h 1903		1561

379 g/kW _e h
422 g/kW _e h
5916 g/kW _e h
6716 g/kW _e h

Rilevanti Categorie di Impatto

Effetto Serra Potenziale	g CO2 equiv/kW _e h 507,62	967,94 g CO2 equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	g SO2 equiv/kW _e h 0,30	0,64 g SO2 equiv/kW _e h

Indicatori Energetici

Energia richiesta per unità di prodotto	MJ/kW _e h 10	19 MJ/kW _e h
=	goil/kWeh 240	449 goil/kW _e h
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	3,58E-01	1,92E-01
Efficienza energetica della cogenerazione	6,45E-01	6,11E-01

Indicatori Exergetici

Exergia per unità di prodotto	MJ/kWeh 9	17 MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	3,93E-01	2,07E-01
Efficienza exergetica totale (elettricità&calore)	6,08E-01	4,90E-01

Indicatori Emergetici

Transformity dell'elettricità (con lavoro e ser	seJ/J 1,39E+05	2,50E+05 seJ/J
Transformity del calore (con lavoro e servizi	seJ/J 2,54E+05	1,82E+05 seJ/J

Indicatori di performance per la produzione di elettricità da cella a combustibile		indicatori turbina gas
Indicatori di Intensità Materiale		
Intensità materiale, fattore abiotico	g/kW _e h 275	379 g/kW _e h
Intensità materiale, fattore acqua	g/kW _e h 995	422 g/kW _e h
Intensità materiale, fattore aria	g/kW _e h 662	5916 g/kW _e h
Totale inputs di massa per unità di prodotto	g/kW _e h 3864	6716 g/kW _e h
Rilevanti Categorie di Impatto		
Effetto Serra Potenziale	g CO2 equiv/kW _e h 510,66	967,94 g CO2 equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	g SO2 equiv/kW _e h 0,31	0,64 g SO2 equiv/kW _e h
Indicatori Energetici		
Energia richiesta per unità di prodotto	MJ/kW _e h 10	19 MJ/kW _e h
=	g _{oil} /kWeh 241	449 g _{oil} /kW _e h
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	3,57E-01	1,92E-01
Efficienza energetica della cogenerazione	6,43E-01	6,11E-01
Indicatori Exergetici		
Exergia per unità di prodotto	MJ/kWeh 9	17 MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	3,93E-01	2,07E-01
Efficienza exergetica totale (elettricità&calore)	6,07E-01	4,90E-01
Indicatori Emergetici		
Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi)	seJ/J 1,39E+05	2,50E+05 seJ/J
Transformity del calore (con lavoro e servizi)	seJ/J 2,55E+05	1,82E+05 seJ/J

database energia

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	38,09	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	207,0	MJ/kg	Life cycle energy cost of wind and gas turbine power. S.W.White, W.H.Radcliffe, G.L.Kulcinski, 1999
Rame	131,0	MJ/kg	Life cycle energy cost of wind and gas turbine power. S.W.White, W.H.Radcliffe, G.L.Kulcinski, 1999
Nichel	231,07	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Ferro	23,5	MJ/kg	Scott White, University of Wisconsin, 1999
Cemento	2,50	MJ/kg	Boustead & Hancock p. 328. (reinforced concrete)
Cromo	219,77	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Molibdeum	378,0	MJ/kg	Scott White, University of Wisconsin, 1999
Olii lubrificanti	83,7	MJ/kg	Marta Jarach, Sui valori di Equivalenza per l'analisi e il bilancio energetici in agricoltura. Riv. di Ing. Agr., 2: 102-114, 1985.
Gas naturale	56,09	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
LiAlO₂	230,23	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Elettricità	3,00	MJ/MJ	Biondi et al., 1990
Acqua	0,006	MJ/kg	Smil pg. 209,1991.
Aria	0,00	MJ/kg	per definizione

emissioni

Emissioni nella fase di produzione della cella

Quantitativi di inquinanti relativi all'unità funzionale (foglio di verde), conseguenti alla produzione di un catodo o di un anodo

Sostanza	ppm	g
hydrosol	100	5,1
n-C7	18	0,86
n-C8	11	0,6
Altri Iso- e ciclo-alcani C6, C8, C9 Insaturi	71	3,62

Quantitativi di inquinanti relativi all'unità funzionale (foglio di verde), conseguenti alla produzione di una matrice

Sostanza	ppm	g
MISCELA	100	1,62
etanolo	50	0,46
isobutanolo	30	0,45
tetracloroetilene	20	0,69

Quantitativo di CO₂ relativo al processo di deceratura a cui sono sottoposti i verdi del catodo e dell'anodo

	anodo g	catodo g
CO ₂	200	150

Emissioni per la lavorazione dei prodotti che compongono la cella

SO ₂ [g]	NO _x [g]	CO ₂ [g]	N ₂ O [g]	CH ₄ [g]	NM _{VOC} [g]	CO [g]
1,81E+06	1,18E+06	4,25E+08	2,53E+03	7,34E+03	1,78E+04	5,49E+04

Emissioni nella fase operativa della cella da 2 MW per tutta la vita utile (5 anni) con un carico dell' 80%

H ₂	0,00E+00	g
CO	1,22E+07	g
CH ₄	0,00E+00	g
CO ₂	3,04E+10	g
H ₂ O	6,80E+10	g
O ₂	5,33E+09	g
N ₂	0,00E+00	g
NO ₂	8,48E+06	g
N ₂ O	0,00E+00	g
H ₂ S	0,00E+00	g
HCl	0,00E+00	g
HF	0,00E+00	g

emissioni determinate da prove di laboratorio con una composizione del gas uscente dal reformer:
H₂ 35%, H₂O 44%, CO 0%, CO₂ 21%, CH₄ 0%, N₂ 0% in volume.
["Misure e metodi sperimentali nelle pile a combustibile a Carbonati Fusi", Torazza A. Parodi F. Bosio B., 1999.]

Pesi per la valutazione delle classi di impatto

Sostanza	Peso
CH ₄	21
N ₂ O	310
CO ₂	1
$Kg_{CO_2-eq} = 21 * kg_{CH_4} + 310 * kg_{N_2O} + kg_{CO_2}$	
SO ₂	1
NO _x	0,7
H ₂ S	1,88
HCl	0,88
HF	1,6

emissioni

$$\text{Kg}_{\text{SO2-eq}} = 1 * \text{kg}_{\text{SO2}} + 0,7 * \text{kg}_{\text{NOx}} + 1,88 * \text{kg}_{\text{H2S}} + 0,88 * \text{kg}_{\text{HCl}} + 1,6 * \text{kg}_{\text{HF}}$$

$$\text{Kg}_{\text{CO2-eq}} = 6,50\text{E}+06$$

$$\text{Kg}_{\text{SO2-eq}} = 3,83\text{E}+03$$

risultati

Indicatori di performance per la produzione di elettricità da cella a combustibile

Contributo all'esaurimento dei materiali	scala locale	scala globale	unità di misura
massa abiotica movimentata	193	268	g/kW _e h
massa d'acqua utilizzata	727	975	g/kW _e h
massa d'aria utilizzata	641	661	g/kW _e h
massa totale movimentata	1561	1903	g/kW _e h

Rilevanti Categorie di Impatto

Contributo all'effetto serra	507,62	g CO2 equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	0,30	g SO2 equiv/kW _e h

Indicatori Energetici

Energia richiesta per unità di prodotto	10	MJ/kW _e h
=	240	goil/kWeh
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	3,58E-01	
Efficienza energetica della cogenerazione	6,45E-01	

Indicatori Exergetici

Exergia per unità di prodotto	9	MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	3,93E-01	
Efficienza exergetica della cogenerazione	6,08E-01	

Indicatori Emergetici

Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi)	1,39E+05	seJ/J
Transformity del calore (con lavoro e servizi)	2,54E+05	seJ/J

riferimenti

Autori	Titolo
Argonne 1996	Compilation of air pollutant emission factor. Argonne National Laboratory, 1996.
Harte John, 1988	Consider a Spherical Cow. A course in Environmental Problem Solving. University Science Books, Mill Valley, 1998.
Schleisner et al., 1995	Virksomhedsorienteret helhedsvurdering af energibesparelser i industrien. Roskilde: Risø National Laboratory, 1995.
Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Rauegi, Anna Michela Tabacco	Report to ENEA 2002
NREL	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, 1999.
Boustead & Hancock	Handbook of industrial energy analysis.1979
Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy	Material intensity of materials, fuels, transport services; 2003.
Piero Lunghi	Progetto Carbonati Fusi “Impianti celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC): dal laboratorio alla commercializzazione”. Rapporto tecnico. ENEA; 2004

database emissioni

Materiale	Unità	SO2	NOx	CO2	N2O	CH4	NMVOC	CO	Riferimento
Acciaio	g/kg	43,64	11,84	2893,54	0,07	0,04	0,23	0,93	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Rauegi, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	g/kg	21	13	3433,5	0,11	0,07	0,15	0,75	Valore medio; Schleisner et al., 1995
Rame	g/kg	35,61	23,19	6536	0,19	0,16	0,25	1,57	Schleisner et al., 1995
Plastica	g/kg	22,91	14,71	3941	0,12	0,08	0,2	1,1	Schleisner et al., 1995
PVC	g/kg	14,75	10,49	3113	0,09	0,08	0,2	1,04	Schleisner et al., 1995
Gomma	g/kg	16,06	10,61	3398	0,1	0,06	0,18	1,06	Schleisner et al., 1995
Ferro	g/kg	14,58	8,89	3114	0,09	0,06	0,18	1,57	Schleisner et al., 1995
Calcestruzzo	g/kg	0,6	3,2	835	0	0	0	0	Schleisner et al., 1995
Piombo	g/kg	18,19	19,82	2953	0,11	0,07	0,55	2,03	Schleisner et al., 1995
Zinco	g/kg	47,49	35,66	6648	0,23	0,12	0,6	2,39	Schleisner et al., 1995
Float Glass	g/kg	0,87	2,41	581	0,01	0,04	0,15	0,66	Schleisner et al., 1995
Packing Glass	g/kg	1,58	2,48	551	0,01	0,03	0,14	0,64	Schleisner et al., 1995
Rock-wool	g/m3	6,08	2,82	1042	0,03	0,02	0,06	0,82	Schleisner et al., 1995
Glass-wool	g/m3	4,98	3,96	1008	0,03	0,03	0,08	0,36	Schleisner et al., 1995
Lubrificanti	g/MJ	0,15	0,051	78,4	0,00034	0,0031	0,0058	0,015	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
Nichel	g/kg	420,00	71,60	17500,00	0,08	0,72	1,38	3,47	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Rauegi, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Cromo	g/kg	483,49	68,08	17703,59	0,07	0,68	1,31	1,67	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Rauegi, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas metano	g/MJ	0,00029	0,052	56,5	0,0019	0,0046	0,00097	0,069	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
LiAlO2	g/kg	34,53	11,74	18050,03	0,08	0,71	1,34	3,45	
Elettricità	g/MJ	0,45	0,15	235,20	0,00102	0,01	0,02	0,05	

Le emissioni nei campi evidenziati sono state calcolate supponendo che la produzione del materiale sia stata ottenuta bruciando olio combustibile. Le emissioni in tal caso risultano:

g/MJ	0,15	0,051	78,4	0,00034	0,0031	0,0058	0,015	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
------	------	-------	------	---------	--------	--------	-------	--

Valore medio; Schleisner et al., 1995

A. M. Tabacco, S. Bargigli, M. Rauegi, and S. Ulgiati Life Cycle, Exergy and Emergy Assessment of Metallic Chromium Production from Ore. In: "Advances in Energy Studies. Reconsidering the Importance of Energy", S. Ulgiati, M.T. Brown, M. Giampietro, R.A. Herendeen, and K. Mayumi, Editors. SGE Publisher Padova, Italy, 2003, 619-628 (refereed). ISBN 88-86281-81-1.

database exergia

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	7,10E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Rame	2,11E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Calcestruzzo	6,35E+02	J/g	Szargut et al., 1988
Diesel	4,32E+04	J/g	Shieh and Fan,1982.
Nichel	3,96E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Cromo	1,05E+04	J/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas naturale	5,20E+04	J/g	Ayres et al., 1996 (assuming 100% CH ₄)
Olii lubrificanti	4,32E+04	J/g	Shieh and Fan,1982.
Elettricità	1,00E+00	J/J	Per definizione
LiAlO ₂	3,95E+03	J/g	Ulgiati et al., 2002, report to ENEA
Acqua	5,00E+01	J/g	Szargut et al., 1989
Aria	0,00E+00	J/g	Szargut et al., 1989

database energia

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	3,69E+09	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	3,72E+10	seJ/g	Bargigli, 2003
Rame	3,26E+09	seJ/g	Lapp, 1991.
Plastica	6,35E+08	seJ/g	Odum et al., 1987
PVC	1,06E+10	seJ/g	Buranakarn, 1998
Gomma	7,18E+09	seJ/g	Odum et al., 1987
Ferro	5,34E+09	seJ/g	Bargigli et al., 2002
Calcestruzzo	8,28E+08	seJ/g	Haukoos, 1994
Piombo	5,61E+09	seJ/g	Brown, 2005, unpublished work, UFL database
Diesel	5,40E+04	seJ/J	Odum, 1996
Nichel	1,02E+11	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Cromo	3,79E+10	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas naturale	5,24E+04	seJ/J	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Olii lubrificanti	5,40E+04	seJ/J	Odum, 1996
LiAlO2	3,18E+11	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Elettricità	1,80E+05	seJ/J	Brown and Ulgiati, 2001
Processo per l'acqua	2,02E+05	seJ/g	Odum H. T., 'Environmental Accounting', Wiley, 1996.
Aria	0,00E+00	seJ/g	per definizione

bilancio di massa

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	intensità materiale [g/unità]			massa abiotica totale	massa d'acqua totale	massa d'aria totale
				materiale abiotico	acqua	aria			
Fase di costruzione (beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)									
Inputs									
	1 acciaio	2,63E+07	g	6,68	12,62	2,15	1,76E+08	3,32E+08	5,65E+07
	2 calcestruzzo	2,28E+08	g	1,33	3,40	0,04	3,03E+08	7,75E+08	1,00E+07
	3 Ni	5,70E+05	g	197,00	1814,40	215,80	1,12E+08	1,03E+09	1,23E+08
	4 Cr	1,25E+04	g	29,50	151,40	12,67	3,68E+05	1,89E+06	1,58E+05
	5 LiAlO2	1,70E+05	g	25,65	97,57	25,68	4,35E+06	1,66E+07	4,36E+06
	6 elettricità (European mix)	1,72E+05	kWeh	2085,62	5855,45	368,98	3,58E+08	1,01E+09	6,34E+07
Fase operativa									
Inputs									
	7 gas naturale	2,23E+09	g	1,11	0,30	0,29	2,47E+09	6,68E+08	6,40E+08
	8 Acqua	8,64E+09	g	0,00	1,00	0,00	0,00E+00	8,64E+09	0,00E+00
	9 Aria	7,56E+09	g	0,00	0,00	1,00	0,00E+00	0,00E+00	7,56E+09
							2,47E+09	9,31E+09	8,20E+09
							3,43E+09	1,25E+10	8,46E+09
Outputs									
	10 elettricità	1,28E+07	kWeh	173	630	427	2,22E+09	8,07E+09	5,47E+09
		4,61E+13	J						0,65
	11 calore (energia)	1,02E+07	kWth	118	430	292	1,21E+09	4,41E+09	2,99E+09
		3,69E+13	J						0,35
	12 calore (exergia)	6,99E+06	kWeh(ex)						
		2,52E+13	J						

0,65	valori utilizzati per allocare le masse totali alle voci di outputs
0,35	

somma delle masse di inputs

somma delle masse di inputs relativa alla sola fase di costruzione

References:

Ulgiati et al., 2002, report to ENEA

Our calculation based on Hinterberger F. and Stiller H., 1998. (European mix)

bilancio di energia

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	energia utilizzata [J]	SO2 [g]	NOx [g]	CO2 [g]	N2O [g]	CH4 [g]	NMVOC [g]	CO [g]
--	------------------------	----------	-------	---------------------------	------------	------------	------------	------------	------------	--------------	-----------

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

1	acciaio	2,63E+07	g	1,00E+12	1,15E+06	3,11E+05	7,60E+07	1,84E+03	1,05E+03	5,99E+03	2,44E+04
2	calcestruzzo	2,28E+08	g	5,70E+11	1,37E+05	7,30E+05	1,90E+08	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
3	Ni	5,70E+05	g	1,32E+11	2,39E+05	4,08E+04	9,97E+06	4,48E+01	4,08E+02	7,86E+02	1,97E+03
4	Cr	1,25E+04	g	2,74E+09	6,04E+03	8,50E+02	2,21E+05	9,33E-01	8,51E+00	1,64E+01	2,08E+01
5	LiAlO2	1,70E+05	g	3,91E+10	5,86E+03	1,99E+03	3,06E+06	1,33E+01	1,21E+02	2,27E+02	5,86E+02
6	elettricità (European mix)	1,72E+05	kWh	1,86E+12	2,78E+05	9,47E+04	1,46E+08	6,31E+02	5,75E+03	1,08E+04	2,78E+04

Fase operativa

Inputs

7	gas naturale	2,23E+09	g	1,25E+14	3,25E+04	5,83E+06	6,34E+09	2,13E+05	5,16E+05	1,09E+05	7,74E+06
=		1,12E+14	J								
8	Acqua	8,64E+09	g	5,18E+07							
9	Aria	7,56E+09	g	0,00E+00							

Outputs

10	elettricità	1,28E+07	kWh	8,32E+13	1,19E+06	4,53E+06	4,37E+09	1,39E+05	3,38E+05	8,19E+04	5,04E+06
		4,61E+13	J								
11	calore	1,02E+07	kWh	4,54E+13	6,52E+05	2,48E+06	2,39E+09	7,61E+04	1,85E+05	4,47E+04	2,75E+06
		3,69E+13	J								
12	calore (exergia)	6,99E+06	kWh(ex)								
		2,52E+13	J								

somma delle emissioni di inputs

somma dell'energia consumata in ingresso

0,65	valori utilizzati per allocare le emissioni e l'energia consumata alle voci totali di outputs
0,35	

exergia emergenza

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	emergia [seJ]	exergia [J]
--	------------------------	----------	-------	------------------	----------------

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

1	acciaio	2,63E+07	g	9,70E+16	1,87E+11
2	calcestruzzo	2,28E+08	g	1,89E+17	1,45E+11
3	Ni	5,70E+05	g	5,84E+16	2,26E+09
4	Cr	1,25E+04	g	4,73E+14	1,31E+08
5	LiAlO2	1,70E+05	g	5,39E+16	6,71E+08
6	elettricità (European mix)	1,72E+05	kWeh	1,11E+17	6,19E+11

Fase operativa

Inputs

7	gas naturale	2,23E+09	g		1,16E+14
=		1,12E+14	J	5,87E+18	
8	Acqua	8,64E+09	g	1,74E+15	4,32E+11
9	Aria	7,56E+09	g	0,00E+00	0,00E+00

Outputs

10	elettricità	1,28E+07	kWeh	6,38E+18	1,17E+14
=		4,61E+13	J		
11	calore (energia)	1,02E+07	kWth	6,38E+18	
=		3,69E+13	J		
12	calore (exergia)	6,99E+06	kWeh(ex)		
=		2,52E+13	J		

somma dell'emergia in ingresso

somma dell'exergia in ingresso

procedure di calcolo

Caratteristiche dell'impianto	quantità	unità	fonte dati
Vita stimata della cella	5 anni		[Ansaldo ricerche, 2000]
125 KW moduli necessari per realizzare 2MW	16		[FN S.p.A., 2000]
Celle per modulo	150		[FN S.p.A., 2000]
Area delle celle	0,81 m ²		[FN S.p.A., 2000]
Potenza elettrica per singolo modulo	125 KW/module		[FN S.p.A., 2000]
Ore di lavoro totali della cella	40000 h		[Ansaldo ricerche, 2000]
Rendimento	50 %		
Efficienza cogenerativa	90 %		
Materiali per la costruzione			
1 Calcestruzzo per la struttura			
volume calcestruzzo	475,05 m ³		mia valutazione
densità calcestruzzo	2,4 g/cm ³		
peso totale del calcestruzzo	1,14E+09 g		
acciaio per la struttura	2,14E+07 g		mia valutazione
2 Matrice			
fogli di "verde" per la matrice necessari	8000		[FN S.p.A., 1999]
lunghezza matrice	1,25 m		[FN S.p.A., 2000]
larghezza matrice	0,65 m		[FN S.p.A., 2000]
area matrice	0,81 m ²		
peso del foglio di "verde" per la matrice al metro quadro	1,23 Kg/m ²		[FN S.p.A., 2000]
peso di una matrice	5,81E+02 g		[FN S.p.A., 2000]
numero di matrici	7,20E+03		
peso totale delle matrici	4,18E+06 g		
peso degli α LiAlO ₂ necessari per la produzione della matrice	8,48E+05 g		
3 Catodo			
fogli di "verde" per catodo necessari	3200		[FN S.p.A., 1999]
lunghezza catodo	1,50 m		[FN S.p.A., 1999]
larghezza catodo	0,80 m		[FN S.p.A., 1999]
area del catodo	1,20 m ²		
peso del foglio di "verde" per catodo al metro quadro	2,00 Kg/m ²		[FN S.p.A., 2000]
peso di un catodo	6,07E+02 g		[FN, S.p.A., 2000]
numero di catodi	2,40E+03		
peso totale catodi	1,46E+06 g		
peso di nichel necessario per la produzione del catodo	7,68E+05 g		
4 Anodo			
fogli di "verde" per anodo necessari	4800		[FN S.p.A., 2000]
lunghezza anodo	1,70 m		[FN S.p.A., 2000]
larghezza anodo	0,85 m		[FN S.p.A., 2000]
area del anodo	1,45 m ²		
peso del foglio di "verde" per anodo al metro quadro	3,00 Kg/m ²		[FN S.p.A., 2000]
peso di un anodo	1,43E+03 g		[FN S.p.A., 2000]
numero di anodi	3,95E+03		
peso totale anodi tagliati	5,66E+06 g		
peso di nichel necessario per la produzione dell' anodo	2,08E+06 g		
peso di cromo necessario per la produzione dell' anodo	6,24E+04 g		
5 Li2CO3 + K2CO3			
Mass of Li2CO3 + K2CO3 per kW	750 g/kW		[Ansaldo, 2000]
Mass of Li2CO3 + K2CO3	1,80E+06 g		
6 Collettore anodico (acciaio AISI 310)			
Realizzato per stampaggio e foratura a partire da nastro trilayer nichel/acciaio inox AISI 310, spessore complessivo 0.3 mm con 30 mm di Ni, che considero trascurabili			
N° Collettori anodici per una cella da 500 kW	2400		
lunghezza del collettore anodico	1,25 m		[Ansaldo, 2000]
larghezza of collettore anodico	0,65 m		[Ansaldo, 2000]
spessore del collettore anodico	0,0003 m		[Ansaldo, 2000]
volume del collettore anodico	0,00024375 m ³		
densità dell'acciaio	7850000 g/m ³		[Stuani,Iurcotta,Genta pg. 127 Man. Tecn. del geometra,1986]
peso di un collettore anodico	1913,4375 g		
peso totale dei collettori anodici	4592250 g		
7 Collettore catodico (acciaio AISI 310)			
Realizzato per stampaggio e foratura a partire da nastro acciaio inox AISI 310.			
N° Collettori catodici per una cella da 500 kW	2400		
lunghezza del collettore catodico	1,25 m		[Ansaldo, 2000]
larghezza delcollettore catodico	0,65 m		[Ansaldo, 2000]
spessore del collettore catodico	0,0003 m		[Ansaldo, 2000]
volume del collettore catodico	0,00024375 m ³		
densità dell'acciaio	7850000 g/m ³		[Stuani,Iurcotta,Genta pg. 127]

procedure di calcolo

peso di un collettore catodico	1913,4375 g	Man. Tecn. del geometra,1986]
peso totale dei collettori catodici	4592250 g	

8 Piatto bipolare (acciaio AISI 310)

Realizzato per stampaggio a partire da nastro acciaio inox AISI 310.
Questo è piegato sui bordi a formare 4 alette (due sopra e 2 sotto su lati opposti).
Ogni aletta è alluminizzata mediante un processo di deposizione di Al con tecnologia IVD, PVD e successivo trattamento termico di ancoraggio per diffusione dell'Al stesso.
Qui non viene considerato l'alluminio in aggiunta.

N° Piatti bipolari per una cella da 500 kW	2400	
lunghezza piatto bipolare	1,25 m	[Ansaldo, 2000]
larghezza piatto bipolare	0,65 m	[Ansaldo, 2000]
spessore piatto bipolare	0,0003 m	[Ansaldo, 2000]
volume piatto bipolare	0,00024375 m ³	
densità dell'acciaio	7850000 g/m ³	[Stuani,Iurcotta,Genta pg. 127 Man. Tecn. del geometra,1986]
peso di un piatto bipolare	1913,4375 g	
peso totale dei piatti bipolari necessari per una cella da 500 kW	4592250 g	

9 Manifold

Peso del manifold	3200000 g	[Ansaldo, 2000]
-------------------	-----------	-----------------

10 Piatti terminali

Peso dei piatti terminali	1920000 g	[Ansaldo, 2000]
---------------------------	-----------	-----------------

11 Piatti di pressione (acciaio)

peso dei piatti di pressione	720000 g	[Ansaldo, 2000]
------------------------------	----------	-----------------

12 Altri componenti (acciaio)

peso altri componenti	16800000 g	[Ansaldo, 2000]
-----------------------	------------	-----------------

13 Contenitore

Peso del contenitore	73600000 g	[Ansaldo, 2000]
----------------------	------------	-----------------

14 Post combustore&Reformer

peso del post combustore & del reformer	6400000 g	[Ansaldo, 2000]
---	-----------	-----------------

15 Scambiatore

peso scambiatore	n.d. g	
------------------	--------	--

Fase operativa

Inputs

Gas naturale consumato in un ora dalla cella	276000 g/h	[Torazza, 1999, allegato 2]
densità	0,76 kg/Nm ³	[SNAM, 1995]
potere calorifico superiore medio	38250 kJ/m ³	ENEA
Tempo richiesto per il processo di start-up	15 giorni	[Torazza, 2000]
=	360 h	
Gas naturale consumato per il processo di start-up	99360000 g	

Gas naturale consumato nell'intero arco di vita della cella	11040000000 g	
Gas naturale consumato totale	11139360000 g	
=	14657052,63 m ³	
=	5,60632E+14 J	
Acqua richiesta per ora	1,08E+06 g/h	[Torazza, 1999, allegato 2]
Acqua utilizzata nell'intero arco di vita della cella	4,32E+10 g	
Aria richiesta per ora	9,45E+05 g/h	[Torazza, 1999, allegato 2]
Aria utilizzata nell'intero arco di vita della cella	3,78E+10 g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002

Outputs

Elettricità totale per l'intera vita stimata	64000000 kWh
=	2,304E+14 J
Calore totale per l'intera vita stimata prodotto dalla cella	51200000 kWh
=	1,8432E+14 J
Calore (exergia)	3,49E+07 kWh(ex)
	1,26E+14 J

consumi

Consumi elettrici per la produzione monocella da 0,81m²

processo produttivo	anodo kWh/pezzo	catodo kWh/pezzo	matrice kWh/pezzo
preparazione della sospensione in mulino	0,49	0,26	0,36
tape casting	2,75	2,75	1,2
deceratura	26,9	26,9	processo assente
sinterizzazione	36,7	36,7	processo assente
pre-ossidazione	25,5	processo assente	processo assente
impregnazione	39,7	processo assente	processo assente
totale costi	132,04	66,61	1,56

Matrice

fogli di "verde" per la matrice necessari
energia elettrica consumata per la produzione della matrice

8000
12480 kWh

[FN S.p.A., 1999]

Catodo

fogli di "verde" per catodo necessari
energia elettrica consumata per la produzione del catodo

3200
213152 kWh

[FN S.p.A., 1999]

Anodo

fogli di "verde" per anodo necessari
energia elettrica consumata per la produzione dell'anodo

4800
633792 kWh

[FN S.p.A., 2000]

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	38,09	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	207,0	MJ/kg	Life cycle energy cost of wind and gas turbine power. S.W.White, W.H.Radcliffe, G.L.Kulcinski, 1999
Rame	131,0	MJ/kg	Life cycle energy cost of wind and gas turbine power. S.W.White, W.H.Radcliffe, G.L.Kulcinski, 1999
Nichel	231,07	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Ferro	23,5	MJ/kg	Scott White, University of Wisconsin, 1999
Cemento	2,50	MJ/kg	Boustead & Hancock p. 328. (reinforced concrete)
Cromo	219,77	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Molibdeum	378,0	MJ/kg	Scott White, University of Wisconsin, 1999
Olii lubrificanti	83,7	MJ/kg	Marta Jarach, Sui valori di Equivalenza per l'analisi e il bilancio energetici in agricoltura. Riv. di Ing. Agr., 2: 102-114, 1985.
Gas naturale	56,09	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
LiAlO₂	230,23	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Elettricità	3,00	MJ/MJ	Biondi et al., 1990
Acqua	0,006	MJ/kg	Smil pg. 209,1991.
Aria	0,00	MJ/kg	per definizione

Emissioni nella fase di produzione della cella

Quantitativi di inquinanti relativi all'unità funzionale (foglio di verde), conseguenti alla produzione di un catodo o di un anodo

Sostanza	ppm	g
hydrosol	100	6,3
n-C7	18	1,07
n-C8	11	0,74
Altri Iso- e ciclo-alcani C6, C8, C9 Insaturi	71	4,47

Quantitativi di inquinanti relativi all'unità funzionale (foglio di verde), conseguenti alla produzione di una matrice

Sostanza	ppm	g
MISCELA	100	2
etanolo	50	0,6
isobutanolo	30	0,56
tetracloroetilene	20	0,85

Quantitativo di CO₂ relativo al processo di deceratura a cui sono sottoposti i verdi del catodo e dell'anodo

	anodo g	catodo g
CO ₂	200	150

Emissioni per la lavorazione dei prodotti che compongono la cella

SO ₂ [g]	NO _x [g]	CO ₂ [g]	N ₂ O [g]	CH ₄ [g]	NMVOC [g]	CO [g]
9,15E+05	9,22E+05	2,78E+08	9,62E+02	2,73E+03	6,67E+03	2,06E+04

Emissioni nella fase operativa della cella da 500 kW per tutta la vita utile (5 anni) con un carico dell' 80%

H ₂	0,00E+00	g
CO	3,04E+06	g
CH ₄	0,00E+00	g
CO ₂	7,59E+09	g
H ₂ O	1,70E+10	g
O ₂	1,33E+09	g
N ₂	0,00E+00	g
NO ₂	2,12E+06	g
N ₂ O	0,00E+00	g
H ₂ S	0,00E+00	g
HCl	0,00E+00	g
HF	0,00E+00	g

Pesi per la valutazione delle classi di impatto

Sostanza	Peso
CH ₄	21
N ₂ O	310

CO2	1
kgCO2-eq=21*kgCH4+310*kgN2O+kgCO2	
SO2	1
NOx	0,7
H2S	1,88
HCl	0,88
HF	1,6
kgSO2-eq=1*kgSO2+0,7*kgNOx+1,88*kgH2S+0,88*kgHCl+1,6*kgHF	

kgCO2-eq = 1,80E+06

kgSO2-eq = 1,86E+03

ndo

Indicatori di performance per la produzione di elettricità da cella a combustibile

Indicatori di Intensità Materiale

Intensità materiale, fattore abiotico	380 g/kW _e h
Intensità materiale, fattore acqua	1436 g/kW _e h
Intensità materiale, fattore aria	697 g/kW _e h
Totale inputs di massa per unità di prodotto (incluso acqua)	2513 g/kW _e h

Rilevanti Categorie di Impatto

Effetto Serra Potenziale	561,32 g CO2 equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	0,58 g SO2 equiv/kW _e h

Indicatori Energetici

Energia richiesta per unità di prodotto	10 MJ/kW _e h
=	246 goil/kWeh
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	3,50E-01
Efficienza energetica della cogenerazione	6,29E-01

Indicatori Exergetici

Exergia per unità di prodotto	9 MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	3,91E-01
Efficienza exergetica totale (elettricità&calore)	6,04E-01

Indicatori Emergetici

Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi)	1,60E+05 seJ/J
Transformity del calore (con lavoro e servizi)	2,93E+05 seJ/J

Titolo

Compilation of air pollutant emission factor. Argonne National Laboratory, 1996.

Consider a Spherical Cow. A course in Environmental Problem Solving. University Science Books, Mill Valley, 1998.

Virksomhedsorienteret helhedsvurdering af energibesparelser i industrien. Roskilde: Risø National Laboratory, 1995.

Report to ENEA 2002

Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, 1999.

Handbook of industrial energy analysis.1979

Life-Cycle Energy Cost and Greenhouse Gas Emissions for Gas Turbine Power, 2000

Material intensity of materials, fuels, transport services; 2003.

Life Cycle Energy Cost of Wind and Gas-Turbine Power, 1999

database emissioni

Materiale	Unità	SO2	NOx	CO2	N2O	CH4	NMVOC	CO	Riferimento
Acciaio	g/kg	43,64	11,84	2893,54	0,07	0,04	0,23	0,93	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	g/kg	21	13	3433,5	0,11	0,07	0,15	0,75	Valore medio; Schleisner et al., 1995
Rame	g/kg	35,61	23,19	6536	0,19	0,16	0,25	1,57	Schleisner et al., 1995
Plastica	g/kg	22,91	14,71	3941	0,12	0,08	0,2	1,1	Schleisner et al., 1995
PVC	g/kg	14,75	10,49	3113	0,09	0,08	0,2	1,04	Schleisner et al., 1995
Gomma	g/kg	16,06	10,61	3398	0,1	0,06	0,18	1,06	Schleisner et al., 1995
Ferro	g/kg	14,58	8,89	3114	0,09	0,06	0,18	1,57	Schleisner et al., 1995
Calcestruzzo	g/kg	0,6	3,2	835	0	0	0	0	Schleisner et al., 1995
Piombo	g/kg	18,19	19,82	2953	0,11	0,07	0,55	2,03	Schleisner et al., 1995
Zinco	g/kg	47,49	35,66	6648	0,23	0,12	0,6	2,39	Schleisner et al., 1995
Float Glass	g/kg	0,87	2,41	581	0,01	0,04	0,15	0,66	Schleisner et al., 1995
Packing Glass	g/kg	1,58	2,48	551	0,01	0,03	0,14	0,64	Schleisner et al., 1995
Rock-wool	g/m3	6,08	2,82	1042	0,03	0,02	0,06	0,82	Schleisner et al., 1995
Glass-wool	g/m3	4,98	3,96	1008	0,03	0,03	0,08	0,36	Schleisner et al., 1995
Lubrificanti	g/MJ	0,15	0,051	78,4	0,00034	0,0031	0,0058	0,015	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
Nichel	g/kg	420,00	71,60	17500,00	0,08	0,72	1,38	3,47	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Cromo	g/kg	483,49	68,08	17703,59	0,07	0,68	1,31	1,67	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas metano	g/MJ	0,00029	0,052	56,5	0,0019	0,0046	0,00097	0,069	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
LiAlO2	g/kg	34,53	11,74	18050,03	0,08	0,71	1,34	3,45	
Elettricità	g/MJ	0,45	0,15	235,20	0,00102	0,01	0,02	0,05	

Le emissioni nei campi evidenziati sono state calcolate supponendo che la produzione del materiale sia stata ottenuta bruciando olio combustibile. Le emissioni in tal caso risultano:

g/MJ	0,15	0,051	78,4	0,00034	0,0031	0,0058	0,015	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
------	------	-------	------	---------	--------	--------	-------	--

Valore medio; Schleisner et al., 1995

A. M. Tabacco, S. Bargigli, M. Raugei, and S. Ulgiati Life Cycle, Exergy and Emergy Assessment of Metallic Chromium Production from Ore. In: "Advances in Energy Studies. Reconsidering the Importance of Energy", S. Ulgiati, M.T. Brown, M. Giampietro, R.A. Herendeen, and K. Mayumi, Editors. SGE Publisher Padova, Italy, 2003, 619-628 (refereed). ISBN 88-86281-81-1.

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	7,10E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Calcestruzzo	6,35E+02	J/g	Szargut et al., 1988
Diesel	4,32E+04	J/g	Shieh and Fan,1982.
Nichel	3,96E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Cromo	1,05E+04	J/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas naturale	5,20E+04	J/g	Ayres et al., 1996 (assuming 100% CH ₄)
Olii lubrificanti	4,32E+04	J/g	Shieh and Fan,1982.
Elettricità	1,00E+00	J/J	Per definizione
LiAlO ₂	3,95E+03	J/g	Ulgiati et al., 2002, report to ENEA
Acqua	5,00E+01	J/g	Szargut et al., 1989
Aria	0,00E+00	J/g	Szargut et al., 1989

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	3,69E+09	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	3,72E+10	seJ/g	Bargigli, 2003
Rame	3,26E+09	seJ/g	Lapp, 1991.
Plastica	6,35E+08	seJ/g	Odum et al., 1987
PVC	1,06E+10	seJ/g	Buranakarn, 1998
Gomma	7,18E+09	seJ/g	Odum et al., 1987
Ferro	5,34E+09	seJ/g	Bargigli et al., 2002
Calcestruzzo	8,28E+08	seJ/g	Haukoos, 1994
Piombo	5,61E+09	seJ/g	Brown, 2005, unpublished work, UFL database
Diesel	5,40E+04	seJ/J	Odum, 1996
Nichel	1,02E+11	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Cromo	3,79E+10	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas naturale	5,24E+04	seJ/J	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Olii lubrificanti	5,40E+04	seJ/J	Odum, 1996
LiAlO2	3,18E+11	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Elettricità	1,80E+05	seJ/J	Brown and Ulgiati, 2001
Processo per l'acqua	2,02E+05	seJ/g	Odum H. T., 'Environmental Accounting', Wiley, 1996.
Aria	0,00E+00	seJ/g	per definizione

N.B. Tutti i valori sono comprensivi di lavoro e servizi e sono calcolati secondo la nuova baseline.

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	intensità materiale [g/unità]			massa abiotica totale	massa d'acqua totale	massa d'aria totale
				materiale abiotico	acqua	aria			

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

1 acciaio	1,01E+07	g	6,68	12,62	2,15	6,74E+07	1,27E+08	2,17E+07
2 calcestruzzo	2,28E+08	g	1,33	3,40	0,04	3,03E+08	7,75E+08	1,00E+07
3 Ni	5,70E+05	g	197,00	1814,40	215,80	1,12E+08	1,03E+09	1,23E+08
4 Cr	1,25E+04	g	29,50	151,40	12,67	3,68E+05	1,89E+06	1,58E+05
5 LiAlO2	1,70E+05	g	25,65	97,57	25,68	4,35E+06	1,66E+07	4,36E+06
6 elettricità (European mix)	5,33E+04	kWeh	2085,62	5855,45	368,98	1,11E+08	3,12E+08	1,97E+07

Fase operativa

Inputs

7 gas naturale	5,57E+08	g	1,11	0,30	0,29	6,18E+08	1,67E+08	1,60E+08
8 Acqua	2,16E+09	g	0,00	1,00	0,00	0,00E+00	2,16E+09	0,00E+00
9 Aria	1,89E+09	g	0,00	0,00	1,00	0,00E+00	0,00E+00	1,89E+09

Outputs

10 elettricità	3,20E+06	kWeh	246	929	451	7,87E+08	2,97E+09	1,44E+09	0,65	valori utilizzati per allocare totali alle voci di output
	1,15E+13	J								
11 calore (energia)	2,56E+06	kWth	168	634	308	4,30E+08	1,62E+09	7,87E+08	0,35	
	9,22E+12	J								
12 calore (exergia)	1,75E+06	kWeh(ex)								
	6,29E+12	J								

somma delle masse di inputs

References:

Ulgiati et al., 2002, report to ENEA

Our calculation based on Hinterberger F. and Stiller H., 1998. (European mix)

re le masse
tputs

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	energia utilizzata [J]	SO2 [g]	NOx [g]	CO2 [g]	N2O [g]	CH4 [g]	NMVOC [g]	CO [g]
--	------------------------	----------	-------	------------------------	---------	---------	---------	---------	---------	-----------	--------

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

1	acciaio	1,01E+07	g	3,85E+11	4,41E+05	1,20E+05	2,92E+07	7,07E+02	4,04E+02	2,30E+03	9,39E+03
2	calcestruzzo	2,28E+08	g	5,70E+11	1,37E+05	7,30E+05	1,90E+08	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
3	Ni	5,70E+05	g	1,32E+11	2,39E+05	4,08E+04	9,97E+06	4,48E+01	4,08E+02	7,86E+02	1,97E+03
4	Cr	1,25E+04	g	2,74E+09	6,04E+03	8,50E+02	2,21E+05	9,33E-01	8,51E+00	1,64E+01	2,08E+01
5	LiAlO2	1,70E+05	g	3,91E+10	5,86E+03	1,99E+03	3,06E+06	1,33E+01	1,21E+02	2,27E+02	5,86E+02
6	elettricità (European mix)	5,33E+04	kWeh	5,76E+11	8,64E+04	2,94E+04	4,52E+07	1,96E+02	1,79E+03	3,34E+03	8,64E+03

Fase operativa

Inputs

7	gas naturale	5,57E+08	g	3,12E+13	8,13E+03	1,46E+06	1,58E+09	5,33E+04	1,29E+05	2,72E+04	1,93E+06
=		2,80E+13	J								
8	Acqua	2,16E+09	g	1,30E+07							
9	Aria	1,89E+09	g	0,00E+00							

Outputs

10	elettricità	3,20E+06	kWeh	3,29E+13	9,23E+05	2,38E+06	1,86E+09	5,42E+04	1,32E+05	3,39E+04	1,95E+06
		1,15E+13	J	2,13E+13	5,97E+05	1,54E+06	1,20E+09	3,51E+04	8,52E+04	2,19E+04	1,26E+06
11	calore	2,56E+06	kWth	1,16E+13	3,26E+05	8,41E+05	6,58E+08	1,92E+04	4,65E+04	1,20E+04	6,90E+05
		9,22E+12	J								
12	calore (exergia)	1,75E+06	kWeh(ex)								
		6,29E+12	J								

0,65	valori utilizzati per allocare le emissioni e l'energia consumata alle voci totali di outputs
0,35	

somma delle emissioni di inputs

somma dell'energia consumata in ingresso

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	emergia [seJ]	exergia [J]
--	------------------------	----------	-------	------------------	----------------

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

1 acciaio	1,01E+07	g	3,73E+16	7,17E+10
2 calcestruzzo	2,28E+08	g	1,89E+17	1,45E+11
3 Ni	5,70E+05	g	5,84E+16	2,26E+09
4 Cr	1,25E+04	g	4,73E+14	1,31E+08
5 LiAlO2	1,70E+05	g	5,39E+16	6,71E+08
6 elettricità (European mix)	5,33E+04	kWeh	3,46E+16	1,92E+11

Fase operativa

Inputs

7 gas naturale	5,57E+08	g		2,90E+13
=	2,80E+13	J	1,47E+18	
8 Acqua	2,16E+09	g	4,36E+14	1,08E+11
9 Aria	1,89E+09	g	0,00E+00	0,00E+00

Outputs

10 elettricità	3,20E+06	kWeh	1,84E+18	2,95E+13
=	1,15E+13	J		
11 calore (energia)	2,56E+06	kWth	1,84E+18	
=	9,22E+12	J		
12 calore (exergia)	1,75E+06	kWeh(ex)		
=	6,29E+12	J		

somma dell'emergia in ingresso

somma dell'exergia in ingresso

Caratteristiche dell'impianto

	quantità	unità	fonte dati
Vita stimata della cella	5	anni	[Ansaldo ricerche, 2000]
500 KW moduli necessari per realizzare 2MW	4		[FN S.p.A., 2000]
Celle per modulo	600		[FN S.p.A., 2000]
Area delle celle	0,81	m ²	[FN S.p.A., 2000]
Potenza elettrica per singolo modulo	500	KW/moc	[FN S.p.A., 2000]
Ore di lavoro totali della cella	40000	h	[Ansaldo ricerche, 2000]
Rendimento	50	%	
Efficienza cogenerativa	90	%	

realizzazione celle da 500 kW**Materiali per la costruzione****1 Calcestruzzo per la struttura**

volume calcestruzzo	475,05	m ³	mia valutazione
densità calcestruzzo	2,4	g/cm ³	
peso totale del calcestruzzo	1,14E+09	g	
acciaio per la struttura	2,14E+07	g	mia valutazione

2 Matrice

fogli di "verde" per la matrice necessari	2000		[FN S.p.A., 1999]
lunghezza matrice	1,25	m	[FN S.p.A., 2000]
larghezza matrice	0,65	m	[FN S.p.A., 2000]
area matrice	0,81	m ²	
peso del foglio di "verde" per la matrice al metro quadro	1,23	Kg/m ²	[FN S.p.A., 2000]
peso di una matrice	5,81E+02	g	[FN S.p.A., 2000]
numero di matrici	1,80E+03		
peso totale delle matrici	1,05E+06	g	
peso degli α LiAlO ₂ necessari per la produzione della matrice	8,48E+05	g	

3 Catodo

fogli di "verde" per catodo necessari	800		[FN S.p.A., 1999]
lunghezza catodo	1,50	m	[FN S.p.A., 1999]
larghezza catodo	0,80	m	[FN S.p.A., 1999]
area del catodo	1,20	m ²	
peso del foglio di "verde" per catodo al metro quadro	2,00	Kg/m ²	[FN S.p.A., 2000]
peso di un catodo	6,07E+02	g	[FN, S.p.A., 2000]
numero di catodi	6,00E+02		
peso totale catodi	3,64E+05	g	
peso di nichel necessario per la produzione del catodo	7,68E+05	g	

4 Anodo

fogli di "verde" per anodo necessari	1200		[FN S.p.A., 2000]
lunghezza anodo	1,70	m	[FN S.p.A., 2000]
larghezza anodo	0,85	m	[FN S.p.A., 2000]
area del anodo	1,45	m ²	
peso del foglio di "verde" per anodo al metro quadro	3,00	Kg/m ²	[FN S.p.A., 2000]
peso di un anodo	1,43E+03	g	[FN S.p.A., 2000]
numero di anodi	9,88E+02		
peso totale anodi tagliati	1,41E+06	g	
peso di nichel necessario per la produzione dell' anodo	2,08E+06	g	
peso di cromo necessario per la produzione dell' anodo	6,24E+04	g	

5 Li₂CO₃ + K₂CO₃

Mass of Li ₂ CO ₃ + K ₂ CO ₃ per kW	750	g/kW	[Ansaldo, 2000]
Mass of Li ₂ CO ₃ + K ₂ CO ₃	3,75E+05	g	

6 Collettore anodico (acciaio AISI 310)

Realizzato per stampaggio e foratura a partire da nastro trilayer nichel/acciaio inox AISI 310, spessore complessivo 0.3 mm con 30 mm di Ni, che considero trascurabili

N° Collettori anodici per una cella da 500 kW	600		
lunghezza del collettore anodico	1,25	m	[Ansaldo, 2000]
larghezza of collettore anodico	0,65	m	[Ansaldo, 2000]
spessore del collettore anodico	0,0003	m	[Ansaldo, 2000]
volume del collettore anodico	0,000244	m ³	
densità dell'acciaio	7850000	g/m ³	[Stuani, Iurcotta, Genta pg. 127 Man. Tecn. del geometra, 1986]
peso di un collettore anodico	1913,438	g	
peso totale dei collettori anodici	1148063	g	

7 Collettore catodico (acciaio AISI 310)

Realizzato per stampaggio e foratura a partire da nastro acciaio inox AISI 310.

N° Collettori catodici per una cella da 500 kW	600		
lunghezza del collettore catodico	1,25	m	[Ansaldo, 2000]
larghezza delcollettore catodico	0,65	m	[Ansaldo, 2000]
spessore del collettore catodico	0,0003	m	[Ansaldo, 2000]
volume del collettore catodico	0,000244	m ³	

densità dell'acciaio	7850000 g/m3	[Stuani,Iurcotta,Genta pg. 127 Man. Tecn. del geometra,1986]
peso di un collettore catodico	1913,438 g	
peso totale dei collettori catodici	1148063 g	

8 Piatto bipolare (acciaio AISI 310)

Realizzato per stampaggio a partire da nastro acciaio inox AISI 310.
Questo è piegato sui bordi a formare 4 alette (due sopra e 2 sotto su lati opposti).
Ogni aletta è alluminizzata mediante un processo di deposizione di Al con tecnologia IVD,
PVD e successivo trattamento termico di ancoraggio per diffusione dell'Al stesso.
Qui non viene considerato l'alluminio in aggiunta.

N° Piatti bipolari per una cella da 500 kW	600	
lunghezza piatto bipolare	1,25 m	[Ansaldo, 2000]
larghezza piatto bipolare	0,65 m	[Ansaldo, 2000]
spessore piatto bipolare	0,0003 m	[Ansaldo, 2000]
volume piatto bipolare	0,000244 m3	
densità dell'acciaio	7850000 g/m3	[Stuani,Iurcotta,Genta pg. 127 Man. Tecn. del geometra,1986]
peso di un piatto bipolare	1913,438 g	
peso totale dei piatti bipolari necessari per una cella da 500 kW	1148063 g	

9 Manifold

Peso del manifold	800000 g	[Ansaldo, 2000]
-------------------	----------	-----------------

10 Piatti terminali

Peso dei piatti terminali	480000 g	[Ansaldo, 2000]
---------------------------	----------	-----------------

11 Piatti di pressione (acciaio)

peso dei piatti di pressione	180000 g	[Ansaldo, 2000]
------------------------------	----------	-----------------

12 Altri componenti (acciaio)

peso altri componenti	4200000 g	[Ansaldo, 2000]
-----------------------	-----------	-----------------

13 Contenitore

Peso del contenitore	20000000 g	[Ansaldo, 2000]
----------------------	------------	-----------------

14 Post combustore&Reformer

peso del post combustore & del reformer	0,00E+00 g	[Ansaldo, 2000]
---	------------	-----------------

15 Scambiatore

peso scambiatore	n.d.	g
------------------	------	---

Fase operativa

Inputs		
Gas naturale consumato in un ora dalla cella	69000 g/h	[Torazza, 1999, allegato 2]
densità	0,76 kg/Nm3	[SNAM, 1995]
potere calorifico superiore medio	38250 kJ/m3	ENEA
Tempo richiesto per il processo di start-up	15 giorni	[Torazza, 2000]
=	360 h	
Gas naturale consumato per il processo di start-up	24840000 g	
Gas naturale consumato nell'intero arco di vita della cella	2,76E+09 g	
Gas naturale consumato totale	2,78E+09 g	
=	3664263 m3	
=	1,4E+14 J	
Acqua richiesta per ora	2,70E+05 g/h	[Torazza, 1999, allegato 2]
Acqua utilizzata nell'intero arco di vita della cella	1,08E+10 g	
Aria richiesta per ora	2,36E+05 g/h	[Torazza, 1999, allegato 2]
Aria utilizzata nell'intero arco di vita della cella	9,45E+09 g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002

Outputs

Elettricità totale per l'intera vita stimata	16000000 kWh
=	5,76E+13 J
Calore totale per l'intera vita stimata prodotto dalla cella	12800000 kWh
=	4,61E+13 J
Calore (exergia)	8,74E+06 kWh(ex) 3,15E+13 J

(Consumi elettrici per la produzione monocella da 1m²)

processo produttivo	anodo kWh/pezzo	catodo kWh/pezzo	matrice kWh/pezzo
preparazione della sospensione in mulino	0,606	0,32	0,44
tape casting	2,75	2,75	1,2
deceratura	33,6	33,6	processo assente
sinterizzazione	45,9	45,9	processo assente
pre-ossidazione	32	processo assente	processo assente
impregnazione	49,6	processo assente	processo assente
totale costi	164,456	82,57	1,64

Matrice

fogli di "verde" per la matrice necessari
energia elettrica consumata per la produzione della matrice

2000 [FN S.p.A., 1999]
3280 kWh

Catodo

fogli di "verde" per catodo necessari
energia elettrica consumata per la produzione del catodo

800 [FN S.p.A., 1999]
66056 kWh

Anodo

fogli di "verde" per anodo necessari
energia elettrica consumata per la produzione dell'anodo

1200 [FN S.p.A., 2000]
197347 kWh

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	38,09	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	207,0	MJ/kg	Life cycle energy cost of wind and gas turbine power. S.W.White, W.H.Radcliffe, G.L.Kulcinski, 1999
Rame	131,0	MJ/kg	Life cycle energy cost of wind and gas turbine power. S.W.White, W.H.Radcliffe, G.L.Kulcinski, 1999
Nichel	231,07	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Ferro	23,5	MJ/kg	Scott White, University of Wisconsin, 1999
Cemento	2,50	MJ/kg	Boustead & Hancock p. 328. (reinforced concrete)
Cromo	219,77	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Molibdeum	378,0	MJ/kg	Scott White, University of Wisconsin, 1999
Olii lubrificanti	83,7	MJ/kg	Marta Jarach, Sui valori di Equivalenza per l'analisi e il bilancio energetici in agricoltura. Riv. di Ing. Agr., 2: 102-114, 1985.
Gas naturale	56,09	MJ/kg	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Acqua	0,006	MJ/kg	Smil pg. 209,1991.
Aria	0,00	MJ/kg	per definizione

Indicatori di performance per la produzione di elettricità da turbina a gas

Contributo all'esaurimento dei materiali

massa abiotica movimentata	371	379 g/kW _e h
massa d'acqua utilizzata	405	422 g/kW _e h
massa d'aria utilizzata	5915	5916 g/kW _e h
massa totale movimentata		6716 g/kW _e h

Rilevanti Categorie di Impatto

Contributo all'effetto serra	967,94 g CO2 equiv/kW _e h
Acidificazione Potenziale	0,64 g SO2 equiv/kW _e h

Indicatori Energetici

Energia richiesta per unità di prodotto	19 MJ/kW _e h
=	449 g _{oil} /kW _e h
Efficienza energetica per la produzione dell'energia elettrica	1,92E-01
Efficienza energetica della cogenerazione	6,11E-01

Indicatori Exergetici

Exergia per unità di prodotto	17 MJ/kW _e h
Efficienza exergetica per la produzione dell'energia elettrica	2,07E-01
Efficienza exergetica della cogenerazione	4,90E-01

Indicatori Emergetici

Transformity dell'elettricità (con lavoro e servizi)	2,50E+05 seJ/J
Transformity del calore (con lavoro e servizi)	1,82E+05 seJ/J

Programma giornaliero di funzionamento della turbina a gas

intervallo di temperatura		Giorni di esercizio	Potenza elettrica media (kWe)	Rendimento elettrico medio	Potenza termica media (kWt)	Portata gas (Smc/h)	Consumo gas (Smc)	Portata fumi (kg/s)	Fumi (kg)
intervallo di temperatura -3,5-2,5									
Carico	70%		1534	21,8	3603	706,5	0	11,24	0
Carico	80%		1722	22,7	3786	760,5	0	11,25	0
Carico	90%		1945	23,8	4075	820,5	0	11,25	0
Carico	100%		2147	24,8	5073	868,4	0	11,25	0
intervallo di temperatura 2,5-7,5									
Carico	70%		1528	21,8	3604	703,5	0	11,00	0
Carico	80%		1756	23,2	3768	759,2	0	11,00	0
Carico	90%		1955	24,5	4086	800,4	0	11,00	0
Carico	100%		2162	25,3	5079	860,1	0	10,99	0
intervallo di temperatura 7,5-12,5									
Carico	70%	28	1517	21,6	3605	704,0	473088	10,73	25958016
Carico	80%	62	1743	23,1	3775	758,1	1128052,8	10,73	57478464
Carico	90%	61	1950	24,2	4081	812,3	1189207,2	10,72	56498688
Carico	100%		2156	25,0	5077	877,4	0	10,71	0
intervallo di temperatura 12,5-17,5									
Carico	70%		1522	21,2	3604	721,6	0	10,46	0
Carico	80%	61	1737	23,0	3778	764,9	1119813,6	10,46	55128384
Carico	90%	31	1944	22,7	4074	866,3	644527,2	10,45	27989280
Carico	100%		2066	23,7	5046	896,8	0	10,44	0
intervallo di temperatura 17,5-22,5									
Carico	70%		1512	20,8	3606	760,0	0	9,92	0
Carico	80%		1760	22,4	3766	810,5	0	9,91	0
Carico	90%	60	1966	23,4	4098	874,4	1259136	9,87	51166080
Carico	100%		1940	23,1	5003	868,6	0	9,82	0
intervallo di temperatura 22,5-27,5									
Carico	70%		1517	21,0	3605	756,0	0	9,25	0
Carico	80%		1678	22,1	3809	795,6	0	9,23	0
Carico	90%	31	1875	22,9	3996	847,0	630168	9,16	24534144
Carico	100%	31	1857	22,7	4974	845,2	628828,8	9,09	24346656
		Utilizzo su 365 giorni	Potenza elettrica (kWeh)		Potenza termica		Cosumo gas annuo		Fumi di scarico annui
		365	16064945		35149872		7072821,6		323099712

Autori	Titolo
Argonne 1996	Compilation of air pollutant emission factor. Argonne National Laboratory, 1996.
Harte John, 1988	Consider a Spherical Cow. A course in Environmental Problem Solving. University Science Books, Mill Valley, 1998.
Schleisner et al., 1995	Virksomhedsorienteret helhedsvurdering af energibesparelser i industrien. Roskilde: Risø National Laboratory, 1995.
Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco	Report to ENEA 2002
NREL	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, 1999.
Boustead & Hancock	Handbook of industrial energy analysis. 1979
P.J. Meier and G.L. Kulcinski	Life-Cycle Energy Cost and Greenhouse Gas Emissions for Gas Turbine Power, 2000
Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy	Material intensity of materials, fuels, transport services; 2003.
S.W. White, W.H. Radcliffe, G.L. Kulcinski	Life Cycle Energy Cost of Wind and Gas-Turbine Power, 1999

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	3,69E+09	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	3,72E+10	seJ/g	Bargigli, 2003
Rame	3,26E+09	seJ/g	Lapp, 1991.
Plastica	6,35E+08	seJ/g	Odum et al., 1987
PVC	1,06E+10	seJ/g	Buranakarn, 1998
Gomma	7,18E+09	seJ/g	Odum et al., 1987
Ferro	5,34E+09	seJ/g	Bargigli et al., 2002
Calcestruzzo	8,28E+08	seJ/g	Haukoos, 1994
Piombo	5,61E+09	seJ/g	Brown, 2005, unpublished work, UFL database
Diesel	5,40E+04	seJ/J	Odum, 1996
Nichel	1,02E+11	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Cromo	3,79E+10	seJ/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas naturale	5,24E+04	seJ/J	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Olii lubrificanti	5,40E+04	seJ/J	Odum, 1996
Lavoro	2,80E+16	sej/anno	Unpublished Report D.Russo: Analisi Energetica dell'Italia, 1999
Lavoro e servizi	3,27E+12	sej/€	Cialani et al., 2002
Elettricità	1,80E+05	seJ/J	Brown and Ulgiati, 2001
Processo per l'acqua	2,02E+05	seJ/g	Odum H. T., 'Environmental Accounting', Wiley, 1996.
Aria	0,00E+00	seJ/g	per definizione

Materiale	Valore	Unità	Riferimento
Acciaio	7,10E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Rame	2,11E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Calcestruzzo	6,35E+02	J/g	Szargut et al., 1988
Diesel	4,32E+04	J/g	Shieh and Fan,1982.
Nichel	3,96E+03	J/g	Szargut et al., 1988
Cromo	1,05E+04	J/g	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Rauegi, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas naturale	5,20E+04	J/g	Ayres et al., 1996 (assuming 100% CH ₄)
Olii lubrificanti	4,32E+04	J/g	Shieh and Fan,1982.
Elettricità	1,00E+00	J/J	Per definizione
Acqua	5,00E+01	J/g	Szargut et al., 1989
Aria	0,00E+00	J/g	Szargut et al., 1989

Materiale	Unità	SO2	NOx	CO2	N2O	CH4	NMVOC	CO	Riferimento
Acciaio	g/kg	43,64	11,84	2893,54	0,07	0,04	0,23	0,93	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Alluminio	g/kg	21	13	3433,5	0,11	0,07	0,15	0,75	Valore medio; Schleisner et al., 1995
Rame	g/kg	35,61	23,19	6536	0,19	0,16	0,25	1,57	Schleisner et al., 1995
Plastica	g/kg	22,91	14,71	3941	0,12	0,08	0,2	1,1	Schleisner et al., 1995
PVC	g/kg	14,75	10,49	3113	0,09	0,08	0,2	1,04	Schleisner et al., 1995
Gomma	g/kg	16,06	10,61	3398	0,1	0,06	0,18	1,06	Schleisner et al., 1995
Ferro	g/kg	14,58	8,89	3114	0,09	0,06	0,18	1,57	Schleisner et al., 1995
Calcestruzzo	g/kg	0,6	3,2	835	0	0	0	0	Schleisner et al., 1995
Piombo	g/kg	18,19	19,82	2953	0,11	0,07	0,55	2,03	Schleisner et al., 1995
Zinco	g/kg	47,49	35,66	6648	0,23	0,12	0,6	2,39	Schleisner et al., 1995
Float Glass	g/kg	0,87	2,41	581	0,01	0,04	0,15	0,66	Schleisner et al., 1995
Packing Glass	g/kg	1,58	2,48	551	0,01	0,03	0,14	0,64	Schleisner et al., 1995
Rock-wool	g/m3	6,08	2,82	1042	0,03	0,02	0,06	0,82	Schleisner et al., 1995
Glass-wool	g/m3	4,98	3,96	1008	0,03	0,03	0,08	0,36	Schleisner et al., 1995
Lubrificanti	g/MJ	0,15	0,051	78,4	0,00034	0,0031	0,0058	0,015	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
Nichel	g/kg	420,00	71,60	17500,00	0,08	0,72	1,38	3,47	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Cromo	g/kg	483,49	68,08	17703,59	0,07	0,68	1,31	1,67	Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002
Gas metano	g/MJ	0,00029	0,052	56,5	0,0019	0,0046	0,00097	0,069	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL

Le emissioni nei campi evidenziati sono state calcolate supponendo che la produzione del materiale sia stata ottenuta utilizzando olio combustibile. Le emissioni in tal caso risultano:

g/MJ	0,15	0,051	78,4	0,00034	0,0031	0,0058	0,015	Life cycle inventory of biodisel and petroleum disel, NREL
------	------	-------	------	---------	--------	--------	-------	--

Valore medio; Schleisner et al., 1995

A. M. Tabacco, S. Bargigli, M. Raugei, and S. Ulgiati Life Cycle, Exergy and Emery Assessment of Metallic Chromium Production from Ore. In: "Advances in Energy Studies. Reconsidering the Importance of Energy", S. Ulgiati, M.T. Brown, M. Giampietro, R.A. Herendeen, and K. Mayumi, Editors. SGE Publisher Padova, Italy, 2003, 619-628 (refereed). ISBN 88-86281-81-1.

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	intensità materiale [g/unità]			massa abiotica totale	massa d'acqua totale	massa d'aria totale
				materiale abiotico	acqua	aria			

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

Costruzione edile

calcestruzzo	5,70E+07	g	1,33	3,4	0,044	7,58E+07	1,94E+08	2,51E+06
acciaio	2,38E+06	g	6,68	12,6	2,15	1,59E+07	3,00E+07	5,11E+06

Turbina

acciaio&ferro	4,10E+05	g	6,68	12,6	2,15	2,74E+06	5,17E+06	8,82E+05
nicel	7,50E+03	g	196,96	1814,40	215,77	1,48E+06	1,36E+07	1,62E+06
cromo	2,00E+03	g	29,52	151,41	12,57	5,90E+04	3,03E+05	2,51E+04

Generatore

acciaio	3,40E+05	g	6,68	12,6	2,15	2,27E+06	4,29E+06	7,31E+05
rame	2,50E+04	g	348,47	367,2	1,603	8,71E+06	9,18E+06	4,01E+04

Scambiatore

acciaio&ferro	9,88E+05	g	6,68	12,6	2,15	6,60E+06	1,25E+07	2,12E+06
---------------	----------	---	------	------	------	----------	----------	----------

Scambiatore secondario

acciaio	7,50E+04	g	6,68	12,6	2,15	5,01E+05	9,47E+05	1,61E+05
---------	----------	---	------	------	------	----------	----------	----------

Tubi

acciaio	5,00E+04	g	6,68	12,6	2,15	3,34E+05	6,31E+05	1,08E+05
---------	----------	---	------	------	------	----------	----------	----------

Olii lubrificanti

	5,14E+04	g	1,36	9,7	0,019	6,98E+04	4,98E+05	9,76E+02
--	----------	---	------	-----	-------	----------	----------	----------

Fase operativa

Inputs

Combustibili fossile

gas metano	5,38E+09	g	1,11	0,30	0,29	5,97E+09	1,61E+09	1,55E+09
aria	9,35E+10	g	0,00	0,00	1,00	0,00E+00	0,00E+00	9,35E+10
acqua	4,89E+09	g	0,00	1,00	0,00	0,00E+00	4,89E+09	0,00E+00

Outputs

Elettricità	1,61E+07	kWh	159,63	177,85	2494,69	2,56E+09	2,86E+09	4,01E+10
=	5,78E+13	J						
Calore (energia)	3,51E+07	kWh	100,05	111,47	1563,55	3,52E+09	3,92E+09	5,50E+10
=	1,27E+14	J						
Calore (exergia)	2,20E+07	kWh (ex)						
=	7,93E+13	J						

0,42	valori utilizzati per allocare le masse voci di outputs
0,58	

somma delle masse di inputs

somma delle masse di inputs relativa alla sola fase di utilizzo

da Sergio Ulgiati, Silvia Bargigli, Marco Raugei, Anna Michela Tabacco, report to ENEA 2002

da Wuppertal institute for climate, environment and energy 2003

e totali alle

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	energia utilizzata [J]	SO2 [g]	NOx [g]	CO2 [g]	N2O [g]	CH4 [g]	NMVOC [g]	CO [g]
--	------------------------	----------	-------	---------------------------	------------	------------	------------	------------	------------	--------------	-----------

Fase di costruzione
(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs												
<i>Costruzione edile</i>												
	calcestruzzo	5,70E+07	g	1,43E+11	3,42E+04	1,82E+05	4,76E+07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	
	acciaio	2,38E+06	g	9,05E+10	1,04E+05	2,81E+04	6,87E+06	1,66E+02	9,50E+01	5,41E+02	2,21E+03	
<i>Turbina</i>												
	acciaio&ferro	4,10E+05	g	1,56E+10	1,79E+04	4,85E+03	1,19E+06	2,87E+01	1,64E+01	9,34E+01	3,81E+02	
	nicel	7,50E+03	g	1,65E+09	3,15E+03	5,37E+02	1,31E+05	5,89E-01	5,37E+00	1,04E+01	2,60E+01	
	cromo	2,00E+03	g	4,40E+08	9,67E+02	1,36E+02	3,54E+04	1,49E-01	1,36E+00	2,62E+00	3,34E+00	
<i>Generatore</i>												
	acciaio	3,40E+05	g	1,30E+10	1,48E+04	4,03E+03	9,84E+05	2,38E+01	1,36E+01	7,75E+01	3,16E+02	
	rame	2,50E+04	g	3,28E+09	8,90E+02	5,80E+02	1,63E+05	4,75E+00	4,00E+00	6,25E+00	3,93E+01	
<i>Scambiatore</i>												
	acciaio&ferro	9,88E+05	g	3,76E+10	4,31E+04	1,17E+04	2,86E+06	6,92E+01	3,95E+01	2,25E+02	9,19E+02	
<i>Scambiatore secondario</i>												
	acciaio	7,50E+04	g	2,86E+09	3,27E+03	8,88E+02	2,17E+05	5,25E+00	3,00E+00	1,71E+01	6,98E+01	
<i>Tubi</i>												
	acciaio	5,00E+04	g	1,90E+09	2,18E+03	5,92E+02	1,45E+05	3,50E+00	2,00E+00	1,14E+01	4,65E+01	
<i>Olii lubrificanti</i>												
		5,14E+04	g	4,30E+09	3,88E+02	1,32E+02	2,03E+05	8,79E-01	8,01E+00	1,50E+01	3,88E+01	

Fase operativa

Inputs												
<i>Combustibili fossile</i>												
	gas naturale	5,38E+09	g	3,02E+14	7,85E+04	1,41E+07	1,53E+10	5,14E+05	1,24E+06	2,62E+05	1,87E+07	
	aria	8,06E+10	g	0,00E+00								
	acqua	4,89E+09	g	2,93E+10								

Outputs												
				3,02E+14	3,03E+05	1,43E+07	1,53E+10	5,14E+05	1,24E+06	2,63E+05	1,87E+07	
	Elettricità	1,61E+07	kWh	1,27E+14	1,28E+05	6,03E+06	6,47E+09	2,17E+05	5,25E+05	1,11E+05	7,87E+06	
	=	5,78E+13	J									
	Calore (energia)	3,51E+07	kWh	1,75E+14	1,75E+05	8,27E+06	8,87E+09	2,97E+05	7,20E+05	1,52E+05	1,08E+07	
	=	1,27E+14	J									
	Calore (exergia)	2,20E+07	kWh (ex)									
	=	7,93E+13	J									
	Fumi di scarico	2,20E+07	kg									

<-----Emissioni per kWh elettrico	0,42	valori utilizzati per allocare le emissioni e l'energia consumata alle voci di outputs
<-----Emissioni per kWh di exergia	0,58	

somma delle emissioni di inputs
somma dell'energia consumata in ingresso

	Descrizione dei flussi	quantità	unità	emergia [seJ]	exergia [J]
--	------------------------	----------	-------	------------------	----------------

Fase di costruzione

(beni, energia e lavoro sono calcolati in relazione alla vita stimata dell'opera)

Inputs

Costruzione edile

calcestruzzo	5,70E+07	g	4,72E+16	3,62E+10
acciaio	2,38E+06	g	8,76E+15	1,69E+10

Turbina

acciaio&ferro	4,10E+05	g	1,51E+15	2,91E+09
nicel	7,50E+03	g	7,68E+14	2,97E+07
cromo	2,00E+03	g	7,58E+13	2,09E+07

Generatore

acciaio	3,40E+05	g	1,25E+15	2,41E+09
rame	2,50E+04	g	8,15E+13	5,28E+07

Scambiatore

acciaio&ferro	9,88E+05	g	3,65E+15	7,01E+09
---------------	----------	---	----------	----------

Scambiatore secondario

acciaio	7,50E+04	g	2,77E+14	5,33E+08
---------	----------	---	----------	----------

Tubi

acciaio	5,00E+04	g	1,85E+14	3,55E+08
---------	----------	---	----------	----------

Olii lubrificanti

	2,28E+09	J	1,23E+14	2,22E+09
--	----------	---	----------	----------

Fase operativa

Inputs

Combustibili fossile

gas metano	2,71E+14	J	1,42E+19	
=	5,38E+09	g		2,79E+14
aria	8,06E+10	g	0,00E+00	0,00E+00
acqua	4,89E+09	g	9,87E+14	2,45E+11

Lavoro

manutenzione	7,03E+04	euro	2,30E+17	
--------------	----------	------	----------	--

Outputs

Elettricità	5,78E+13	J	1,45E+19	2,80E+14
Calore (exergia)	7,93E+13	J	1,45E+19	

somma dell'emergia in ingresso

somma dell'exergia in ingresso

Caratteristiche dell'impianto	quantità	unità	fonte dati
Vita stimata	20	anni	mia stima
Potenza elettrica	2000	kW _e	Nuovo Pignone
Potenza termica	5000	kW _t	Nuovo Pignone
Portata metano	0,17	kg/s	Nuovo Pignone
Portata gas di scarico	10,15	kg/s	Nuovo Pignone
Temperatura gas di scarico	530	°C	Nuovo Pignone

Materiali per la costruzione

1 Calcestruzzo per la struttura

volume calcestruzzo	475,05	m ³	mia valutazione
densità calcestruzzo	2,4	g/cm ³	
peso totale del calcestruzzo	1,14E+09	g	
acciaio per la struttura	4,75E+07	g	mia valutazione

2 Turbina

acciaio	8,20E+06	g	Tecnico Nuovo Pignone
nicel	1,50E+05	g	mia valutazione
cromo	4,00E+04	g	mia valutazione

3 Generatore

acciaio	6,80E+06	g	Marelli motori
rame	5,00E+05	g	Marelli motori

4 Scambiatore

acciaio&ferro	1,98E+07	g	Therma
---------------	----------	---	--------

5 Scambiatore secondario

acciaio	1,50E+06	g	Alpha calor
---------	----------	---	-------------

6 Tubi

acciaio	1,00E+06	g	Tecnico Nuovo Pignone
---------	----------	---	-----------------------

7 Olii lubrificanti

Densità	1,30E+03	l	Tecnico Nuovo Pignone
	7,90E+02	g/l	
	1,03E+06	g	
Potere calorifico inferiore	4,45E+07	J/Kg	[Ellington et al, 1993, p.408]
	4,57E+10	J	

Fase operativa

1 kcal= 4,186 kJ

Inputs

gas metano annuo	7072821,6	Nm ³	
densità	0,76	kg/Nm ³	[SNAM, 1995]
potere calorifico superiore medio	3,825E+04	kJ/m ³	ENEA
potere calorifico superiore medio di gas utilizzato	5,033E+04	J/g	
energia totale derivante dal gas	2,71E+11	kJ	
Lavoro di manutenzione programmata	7,03E+04	euro	Contratto triennale Quilici-ENEA
Acqua consumata in un anno	4,89E+09	g	ENEA
Aria consumata in un anno	9,35E+10	g	

Outputs

Elettricità annua	1,61E+07	kW _e h	
=	5,78E+13	J	
Calore annuo	3,51E+07	kW _t h	
=	1,27E+14	J	
Calore (exergia)	2,20E+07	kWh (ex)	
=	7,93E+13	J	
Fumi di scarico annui	3,23E+08	kg	

emissioni per la lavorazione dei prodotti che compongono la turbina

SO2 [g]	NOx [g]	CO2 [g]	N2O [g]	CH4 [g]	NMVOC [g]	CO [g]
2,25E+05	2,34E+05	6,04E+07	3,03E+02	1,88E+02	1,00E+03	4,05E+03

emissioni fase di utilizzo

SO2 [g]	NOx [g]	CO2 [g]	N2O [g]	CH4 [g]	NMVOC [g]	CO [g]
7,85E+04	1,41E+07	1,53E+10	5,14E+05	1,24E+06	2,62E+05	1,87E+07

Pesi per la valutazione delle classi di impatto

Sostanza	Peso
CH4	21
N2O	310
CO2	1
$Kg_{CO2-eq} = 21 * kg_{CH4} + 310 * kg_{N2O} + kg_{CO2}$	
SO2	1
NOx	0,7
H2S	1,88
HCl	0,88
HF	1,6
$Kg_{SO2-eq} = 1 * kg_{SO2} + 0,7 * kg_{NOx} + 1,88 * kg_{H2S} + 0,88 * kg_{HCl} + 1,6 * kg_{HF}$	

$Kg_{CO2-eq} = 1,55E+07$

$Kg_{SO2-eq} = 1,03E+04$