



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA  
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

SVILUPPO DI MODELLI TECNO-ECONOMICI PER  
VALUTAZIONI DI IMPIEGO DI SOLUZIONI TECNOLOGICHE AD  
ALTA EFFICIENZA IN IMPIANTI INDUSTRIALI

Relatore: Prof.ssa Giovanna Cavazzini  
Dipartimento di Ingegneria Industriale

Correlatore: Ing. Roberto Galvanelli  
Bartucci S.p.A.

Laureando: Michele Creazzi

Anno Accademico: 2013-2014



"Il mondo che abbiamo creato è il prodotto del nostro pensiero,  
dunque non può cambiare se prima non modifichiamo il nostro modo di pensare."

*Albert Einstein*



## Indice

Sommario .....	1
Introduzione .....	3
CAPITOLO 1 .....	5
L'efficienza energetica nel settore industriale .....	5
1.1 Il ruolo dell'efficienza energetica nella politica energetica nazionale ed europea .....	5
1.2 Stato dell'efficienza energetica nel settore industriale italiano .....	7
1.3 Quadro normativo .....	8
1.3.1 L'impianto normativo europeo.....	8
1.3.2 Le norme UNI-ISO in tema di efficienza energetica .....	9
1.3.3 L'impianto normativo italiano .....	11
1.4 I sistemi di incentivazione energetica nel settore industriale .....	12
1.5 Potenziale di sviluppo dell'efficienza energetica nell'industria .....	13
1.6 Le principali barriere agli investimenti in efficienza energetica .....	15
1.7 Le Società di Servizi Energetici (ESCO).....	15
1.7.1 Definizione di ESCo e certificazione secondo la normativa UNI CEI 11352 .....	15
1.7.2 L'Energy Performance Contracting .....	16
1.7.3 I principi vincenti del sistema ESCo .....	21
1.8 Le principali tecnologie per l'efficienza energetica nell'industria .....	21
1.8.1 Combustione.....	23
1.8.2 Impiego di vapore.....	24
1.8.3 Recupero di calore .....	24
1.8.4 Refrigerazione .....	25
1.8.5 Cogenerazione-trigenerazione .....	25
1.8.6 Alimentazione elettrica.....	26
1.8.7 Azionamenti elettrici .....	27
1.8.8 Aria compressa .....	28
1.8.9 Sistemi di pompaggio .....	29
1.8.10 Riscaldamento, raffrescamento e ventilazione degli ambienti.....	29
1.8.11 Illuminazione .....	29
1.8.12 Processi di essiccazione, separazione, concentrazione .....	30
CAPITOLO 2.....	31
Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica .....	31
2.1 I Titoli di Efficienza Energetica o Certificati Bianchi .....	31
2.1.1 La normativa in merito .....	31
2.1.2 L'articolazione generale del sistema .....	32
2.1.3 I soggetti obbligati .....	32
2.1.4 I soggetti volontari.....	33

2.2	La valutazione e verifica dei risparmi di energia primaria .....	33
2.2.1	Vita utile e vita tecnica .....	33
2.2.2	Risparmio netto integrale, risparmio contestuale, risparmio anticipato.....	34
2.2.3	Metodi di valutazione standardizzata .....	35
2.2.4	Metodi di valutazione analitica .....	35
2.2.5	Metodi di valutazione a consuntivo.....	35
2.2.6	Dimensione minima .....	36
2.2.7	Tipi di titoli.....	36
2.3	Il conseguimento dei TEE.....	36
2.3.1	Presentazione dei progetti.....	36
2.3.2	L'attività degli enti valutatori delle proposte di riconoscimento dei TEE.....	37
2.3.3	Registrazione presso il Gestore dei Mercati Energetici (GME) .....	38
2.3.4	Cumulabilità dei TEE con altri strumenti incentivanti .....	38
2.3.5	Baseline e addizionalità.....	38
2.4	Le novità introdotte dal Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012 .....	39
2.5	Il mercato dei TEE.....	40
2.6	Obiettivi e risultati conseguiti del meccanismo .....	42
2.7	Efficacia ed efficienza economica dei principali strumenti di incentivazione all'efficienza energetica.....	46
CAPITOLO 3.....		49
Software per l'audit energetico presso impianti industriali .....		49
3.1	L'audit energetico .....	49
3.1.1	Cos'è un audit energetico.....	49
3.1.2	Le fasi .....	49
3.1.3	Struttura della checklist per l'audit energetico industriale .....	50
3.1.4	Struttura del report di flash-audit.....	51
3.2	Sviluppo del software per l'audit energetico .....	52
3.2.1	Scopi e principi base del software .....	52
3.2.2	Struttura generale del software .....	53
3.2.3	L'interfaccia di inserimento dei dati .....	54
3.2.4	L'analisi quantitativa dei consumi energetici.....	55
3.2.5	I modelli di valutazione tecno-economica delle possibili soluzioni ad alta efficienza .....	56
3.2.6	La redazione della classifica degli interventi.....	57
3.2.7	Il file di output.....	57
3.3	Modalità di valutazione economica degli investimenti di efficienza energetica.....	59
3.4	Implementazione nel software per l'audit energetico dell'analisi e mappatura dei consumi di stabilimento .....	61
3.4.1	Dati in input.....	61
3.4.2	Dati in output.....	64
3.4.3	Metodologia di analisi quantitativa dei consumi .....	65
3.4.4	Un caso reale .....	67

CAPITOLO 4.....	71
Motori elettrici ad alta efficienza .....	71
4.1 I motori elettrici .....	71
4.1.1 I motori elettrici in industria .....	71
4.1.2 La tecnologia .....	72
4.1.3 Le classi di efficienza dei motori elettrici.....	72
4.1.4 Potenziale di diffusione .....	75
4.2 L'installazione di motori elettrici ad alta efficienza e l'ottenimento di TEE .....	75
4.2.1 La scheda tecnica n.30E - "Installazione di motori elettrici a più alta efficienza".....	75
4.2.2 Considerazioni riguardo baseline e addizionalità relative a interventi di sostituzione di motori elettrici nel settore industriale .....	78
4.3 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di installazione di motori elettrici ad alta efficienza.....	79
4.3.1 Dati in input.....	79
4.3.2 Dati in output.....	81
4.3.3 Calcolo del risparmio di energia elettrica.....	81
4.3.4 Stima dei TEE ottenibili .....	83
4.3.5 Analisi economica .....	84
4.4 Un caso reale.....	86
4.4.1 Descrizione dell'intervento .....	86
4.4.2 Analisi del progetto condotta da Bartucci SpA .....	90
4.4.3 Risultati dell'analisi dell'intervento condotta mediante software.....	91
4.5 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico.....	94
CAPITOLO 5.....	97
Variatori elettronici di velocità .....	97
5.1 I variatori elettronici di frequenza su motori elettrici .....	97
5.1.1 L'impiego dei regolatori elettronici di frequenza sui motori elettrici industriali .....	97
5.1.2 Potenziale di diffusione .....	98
5.2 La tecnologia dei regolatori elettronici di frequenza .....	98
5.2.1 Principi di funzionamento e vantaggi della regolazione di velocità a frequenza variabile ..	98
5.3 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti pompe	105
5.4 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti ventilatori .....	109
5.5 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti compressori.....	112
5.6 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti altri apparecchi .....	112
5.7 L'installazione di sistemi elettronici di regolazione della frequenza su motori elettrici azionanti pompe e l'ottenimento di TEE .....	113
5.8 L'installazione di sistemi elettronici di regolazione della frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori e l'ottenimento di TEE.....	114
5.9 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su motori elettrici azionanti pompe.....	115

5.9.1	Dati in input.....	115
5.9.2	Dati in output.....	116
5.9.3	Calcolo del risparmio di energia elettrica .....	117
5.9.4	Stima dei TEE ottenibili .....	123
5.9.5	Analisi economica.....	124
5.10	Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori.....	125
5.10.1	Dati in input.....	125
5.10.2	Dati in output.....	126
5.10.3	Calcolo del risparmio di energia elettrica .....	127
5.10.4	Stima dei TEE ottenibili .....	130
5.10.5	Analisi economica .....	130
5.11	Un caso reale di installazione su pompe .....	130
5.11.1	Descrizione dell'intervento .....	130
5.11.2	Risultati dell'analisi eseguita mediante il software "PumpSave" .....	131
5.11.3	Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico .....	132
5.12	Un caso reale di installazione su ventilatori.....	134
5.12.1	Descrizione dell'intervento .....	134
5.12.2	Risultati dell'analisi eseguita mediante il software "FanSave" e risultati reali dell'intervento .....	134
5.12.4	Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico .....	135
5.13	Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico .....	137
CAPITOLO 6.....		141
Il recupero termico per usi termici civili .....		141
6.1	Il recupero termico da fumi di scarico .....	141
6.1.1	Il recupero di calore di scarto da processi industriali .....	141
6.2	Il teleriscaldamento.....	143
6.2.1	I vantaggi del teleriscaldamento e l'attuale diffusione .....	143
6.2.2	Le tecnologie di produzione del calore.....	145
6.2.3	Le tecnologie di distribuzione del calore.....	147
6.3	Il recupero termico per teleriscaldamento e l'ottenimento di TEE.....	147
6.4	Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di recupero termico da fumi per alimentare una rete di teleriscaldamento .....	148
6.4.1	Dati in input.....	148
6.4.2	Dati in output.....	149
6.4.3	Calcolo del contenuto energetico sfruttabile dei fumi .....	150
6.4.4	Calcolo della producibilità di energia termica .....	154
6.4.5	Stima dei TEE ottenibili .....	155
6.4.6	Analisi economica .....	156
6.5	Un caso reale .....	161
6.5.1	Descrizione dell'intervento .....	161

6.5.2 Analisi del progetto condotta da Bartucci SpA .....	162
6.5.3 Risultati dell'analisi del progetto condotta mediante software .....	163
6.5.4 Osservazioni .....	163
6.6 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico.....	164
CAPITOLO 7.....	167
Il recupero termico per produzione elettrica .....	167
7.1 Il recupero termico di calore di scarto da processi industriali per produzione elettrica mediante impianto ORC.....	167
7.1.1 Il recupero termico da processi industriali mediante ORC .....	167
7.1.2 Potenziale di diffusione .....	168
7.2 La tecnologia ORC .....	168
7.2.1 Il ciclo Rankine a fluido organico .....	168
7.2.2 L'applicazione ai recuperi termici.....	172
7.3 Il recupero termico con impianto ORC e l'ottenimento di TEE .....	173
7.4 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di recupero termico da fumi per produzione di energia elettrica mediante modulo ORC .....	174
7.4.1 Dati in input.....	174
7.4.2 Dati in output.....	174
7.4.3 Calcolo della producibilità di energia elettrica .....	175
7.4.4 Stima dei TEE ottenibili .....	181
7.4.5 Analisi economica .....	181
7.5 Un caso reale.....	186
7.5.1 Descrizione dell'intervento .....	186
7.5.2 Analisi del progetto condotta da Bartucci SpA .....	188
7.5.3 Risultati dell'analisi del progetto condotta mediante software .....	189
7.5.4 Osservazioni .....	190
7.6 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico.....	191
CAPITOLO 8.....	195
Conclusioni .....	195
Bibliografia .....	197
Ringraziamenti .....	201



## Sommario

Oggetto del seguente lavoro di tesi è l'applicazione di soluzioni tecnologiche volte al miglioramento dell'efficienza energetica in impianti industriali. Il punto di partenza è stato uno studio sullo stato dell'arte dell'efficienza energetica nel contesto industriale italiano analizzando il quadro normativo nazionale ed europeo, il potenziale di sviluppo e gli obiettivi futuri, le principali tecnologie impiegabili per l'efficientamento energetico nei processi industriali. Un'approfondita trattazione è stata dedicata al meccanismo incentivante dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE): i suoi principi fondanti, la normativa in merito, le procedure per l'ottenimento dei Titoli, il mercato dei TEE. Visto il ruolo di primaria importanza che ricopre nel miglioramento dell'efficienza energetica del sistema paese e in particolare del settore industriale, è stato analizzato il sistema delle Società di Servizi Energetici (ESCo) concentrando l'attenzione allo strumento dell'audit energetico. Partendo dall'esperienza e dalle esigenze di Bartucci SpA, società di consulenza energetica specializzata nel settore industriale e certificata come ESCo secondo lo standard UNI CEI 11352, è stata realizzata un'applicazione informatica di supporto alla realizzazione di audit energetici presso stabilimenti industriali. Obiettivo del software è quello di implementare una metodologia sistematica ed efficace di realizzazione degli audit riunendo in sé le fasi di raccolta di dati presso lo stabilimento produttivo, analisi dei consumi energetici, individuazione e valutazione tecno-economica preliminare di possibili interventi di miglioramento dell'efficienza nell'ottica di una realizzazione mediante *Energy Performance Contracting* (EPC). L'estrema vastità delle realtà impiantistiche riscontrabili nel panorama industriale e delle possibili soluzioni di efficientamento teoricamente applicabili ha reso necessario concentrare l'attività di questo lavoro di tesi sulla costruzione della struttura di base del software e sulla realizzazione ed implementazione dei modelli tecno-economici di valutazione di un limitato numero di tecnologie. In particolare, di concerto con i tecnici di Bartucci S.p.A., sono stati scelti i seguenti interventi ritenuti tra i più significativi in termini di potenziale di diffusione e/o di risparmio energetico ottenibile: installazione di motori elettrici ad elevata efficienza, installazione di regolatori elettronici di velocità su sistemi di pompaggio, installazione di regolatori elettronici di velocità su motori elettrici azionanti ventilatori, recupero termico di calore di scarto per usi termici civili, recupero termico di calore di scarto per autoproduzione di energia elettrica mediante impianti ORC. Ognuna di queste soluzioni è stata oggetto di uno studio dal punto di vista tecnologico, del potenziale di risparmio energetico ottenibile, dell'attuale penetrazione nel contesto industriale e del potenziale di diffusione sul mercato. Per ognuna di esse è stato poi realizzato e implementato nel software un modello che, partendo dai dati relativi al singolo impianto industriale acquisiti durante l'audit, ne esegue uno studio di fattibilità dal punto di vista tecnico ed economico. Le funzionalità del software e i singoli modelli sono stati poi testati su alcuni casi reali al fine di valutarne l'affidabilità. Tutto il lavoro è stato svolto in stretta collaborazione con Bartucci S.p.A. che se ne prefigge come primo destinatario e fruitore.



## Introduzione

Le crescenti preoccupazioni a livello globale sulla disponibilità di combustibili fossili e sugli effetti del cambiamento climatico, la dipendenza dalle importazioni, nonché il permanere di una congiuntura economica sfavorevole, hanno posto i paesi europei di fronte a una sfida senza precedenti: costruire un'economia a bassa intensità energetica. A livello di politiche globali ed europee vi è una crescente attenzione verso la sostenibilità ambientale ed energetica ed è stato progressivamente riconosciuto l'enorme potenziale esprimibile in questo senso dallo sviluppo dell'efficienza energetica. La nuova Direttiva Europea 2012/27/UE e, a livello italiano, la recente Strategia Energetica Nazionale recepiscono tale potenziale riconoscendo il ruolo strategico dell'efficienza energetica per il raggiungimento degli obiettivi europei, per l'ottimizzazione della spesa energetica e, in ultima analisi, per contribuire al conseguimento di un adeguato livello di sicurezza energetica. Il settore industriale italiano sconta un pesante deficit di competitività sui mercati internazionali dovuto al prezzo di acquisto dell'energia che è mediamente superiore del 25% rispetto alla media europea. Ciò è dovuto in primo luogo alla forte dipendenza dall'importazione di combustibili fossili che supera l'80% del fabbisogno energetico nazionale. In questo contesto, il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale rappresenta uno strumento fondamentale, non solo per rispettare gli impegni presi a livello internazionale, ma anche per rilanciare la competitività delle imprese italiane e garantire una crescita sostenibile al "sistema-paese". Il principale strumento di sostegno alla diffusione delle soluzioni tecnologiche ad alta efficienza energetica in ambito industriale messo in campo a livello nazionale è il meccanismo incentivante dei Titoli di Efficienza Energetica, oggetto di un recente aggiornamento e potenziamento in termini di obiettivi ed efficacia. Attori decisivi all'interno del meccanismo e nell'intero settore dell'efficienza energetica sono le Società di Servizi Energetici (ESCo), indispensabili alla realizzazione di interventi di efficientamento anche nelle situazioni in cui l'utente finale non dispone di competenza specifica e/o risorse finanziarie adeguate. L'estrema diversificazione e complessità delle realtà impiantistiche riscontrabili nel settore industriale rendono ancor più indispensabile il ruolo di ESCo altamente specializzate nella diagnosi energetica e nell'individuazione e valutazione delle soluzioni tecnologiche di miglioramento più innovative e adatte al singolo caso. In questo senso, le stesse Direttiva Europea 2012/27/UE e Strategia Energetica Nazionale definiscono gli audit energetici come uno degli strumenti più importanti al fine del miglioramento dell'efficienza energetica del comparto industriale italiano.

In questo contesto si colloca il seguente lavoro di tesi, avente come fine ultimo la realizzazione di uno strumento informatico di supporto alla realizzazione di audit energetici presso stabilimenti industriali e in particolare alla valutazione tecno-economica di soluzioni tecnologiche ad elevata efficienza. Il progetto nasce dall'esperienza pluriennale e dalle esigenze di Bartucci S.p.A. , società di consulenza energetica specializzata nel settore industriale e certificata come ESCo secondo lo standard UNI CEI 11352, ed è stato realizzato grazie agli strumenti messi a disposizione dalla società stessa e al prezioso aiuto fornito dai suoi tecnici.



# CAPITOLO 1

## L'efficienza energetica nel settore industriale

### 1.1 Il ruolo dell'efficienza energetica nella politica energetica nazionale ed europea

Come è ben noto, il tema dell'efficienza energetica ha assunto progressivamente una grande importanza nella politica energetica italiana e internazionale. Nonostante fino ad oggi sia rimasta in secondo piano nel dibattito pubblico e politico, a vantaggio delle tecnologie per lo sfruttamento di fonti di energia rinnovabili, l'efficienza energetica rappresenta infatti un fondamentale strumento per affrontare i problemi legati alla dipendenza dai combustibili fossili. La crescita del fabbisogno energetico globale, stimata intorno al +30% tra il 2010 e il 2035 (*International Energy Agency, 2012*), continuerà infatti per molti anni ad essere soddisfatta in massima parte attraverso il ricorso a fonti fossili (le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia prevedono che al 2035 le fonti fossili avranno ancora un contributo del 75% al fabbisogno globale, contro un attuale 81%). Ciò ovviamente porta con sé importanti impatti ambientali e climatici, ed esaspera il problema della dipendenza energetica di molti paesi soprattutto europei. La mancanza di autonomia energetica è strettamente legata al problema della sicurezza dell'approvvigionamento nonché alla competitività economica di una nazione, e l'Italia in questo senso si colloca tra i peggiori stati dell'UE.

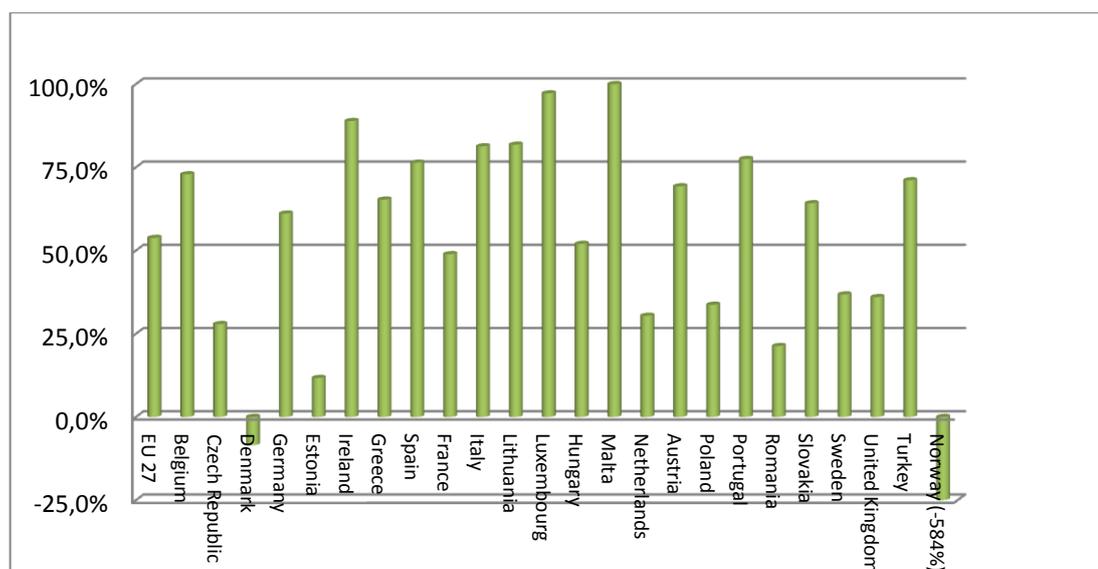


Fig. 1.1 - Dipendenza energetica dall'estero dei paesi UE-27 nel 2011 (fonte: Eurostat).

La dipendenza dalle importazioni, le preoccupazioni sull'approvvigionamento di combustibili fossili a livello mondiale e gli effetti del cambiamento climatico hanno posto i paesi europei di fronte a una sfida senza precedenti: costruire un'economia a bassa intensità energetica<sup>1</sup>. In questo contesto l'efficienza energetica è stata progressivamente riconosciuta come uno strumento chiave necessario ad affrontare i problemi sopra citati in un'ottica di medio e lungo periodo, fino a diventare uno dei tre punti chiave della "Strategia 20-20-20" adottata dall'Unione Europea (UE) che si è concretizzata nel Pacchetto Clima ed Energia del 2008. Anche a livello italiano negli ultimi anni si è assistito a un

<sup>1</sup> L'intensità energetica è una grandezza macroeconomica presa come misura dell'efficienza energetica del sistema economico di una nazione, è definita come rapporto tra fabbisogno energetico totale e PIL.

cambio di rotta verso una pianificazione organica basata sull'imprescindibile connessione tra sicurezza energetica e sicurezza ambientale. La recente Strategia Energetica Nazionale (SEN) approvata nel marzo 2013 sembra andare in questa direzione indicando l'efficienza energetica come primo obiettivo strategico e riconoscendo il nesso tra energia e competitività. La doppia natura dell'efficienza energetica legata ai miglioramenti tecnologici ma anche a comportamenti consapevoli e responsabili verso gli usi energetici la rendono lo strumento più efficace dal punto di vista della praticabilità tecnica, finanziaria e socio-economica. Il Piano d'Azione Europeo per l'Efficienza Energetica 2011 (PAEE), predisposto da ENEA e emendato dal Ministero dello Sviluppo Economico, evidenzia il ruolo imprescindibile dell'efficienza energetica nel raggiungimento del ambizioso -20% di consumi al 2020. L'Italia è tradizionalmente uno dei paesi dell'area OCSE con minore consumo finale di energia per abitante: 2,4 tep pro capite contro la media europea di 2,7 (ENEA, 2013). Il posizionamento dell'Italia su bassi valori di intensità energetica (129,21 tep/M€ nel 2011) è da attribuirsi alla scarsità di fonti energetiche nazionali, alle proprie tradizioni culturali e sociali, alle caratteristiche del territorio, alla qualità delle prestazioni energetiche di molti sistemi e componenti prodotti dall'industria nazionale e, infine, alle politiche messe in atto in risposta alle crisi energetiche mondiali. Per quanto riguarda il raggiungimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria al 2020 stabiliti dal "Pacchetto Clima e Energia" dell'UE, l'Italia ha superato il target intermedio al 2010 ottenendo una riduzione del consumo energetico del 3,6% contro il 3% atteso e mostrando una riduzione dell'intensità energetica sia primaria che finale con un tasso medio annuo pari rispettivamente a -0,3% e -0,27% (ENEA, 2013). I vari settori hanno contribuito in modo diverso a questo risultato: il residenziale è quello che ha avuto miglioramenti regolari e costanti per tutto il periodo 1990-2009, l'industria ha avuto significativi miglioramenti solo negli ultimi quattro anni, il settore dei trasporti ha registrato gli incrementi di efficienza più modesti.

Tabella 1.1 - Risparmio energetico annuale atteso e conseguito (ENEA,2012).

Settore	Risparmio energetico annuale conseguito al 2010 [GWh/anno]	Risparmio energetico annuale atteso al 2010 (PAEE 2007) [GWh/anno]	Risparmio energetico annuale atteso al 2016 (PAEE 2007) [GWh/anno]
Residenziale	32.472	16.998	56.830
Terziario	5.042	8.130	24.700
Industria	8.270	7.040	21.537
Trasporti	2.972	3.490	23.260
Totale	47.711	35.658	126.327

Tabella 1.2 - Previsione dei contributi dei settori economici al risparmio atteso (PAEE 2011).

Settore	2016	2020
Residenziale	47%	42%
Terziario	19%	16%
Industria	16%	16%
Trasporti	17%	27%

Nel 2011 il consumo finale di energia in Italia è risultato pari a 128,1 Mtep, di cui il 32% dovuto al settore dei trasporti, il 26% all'industria, il 23% al residenziale, il 13% ai servizi, il 4% alla pubblica amministrazione. Come riportato in tabella 1.1, circa il 70% del risparmio energetico annuale conseguito al 2010 proviene dal settore residenziale, e anche le indicazioni del PAEE 2011 attribuiscono a residenziale e terziario oltre 2/3 del risparmio atteso al 2016 e 2020. Il Rapporto

Annuale sull'Efficienza Energetica del 2011 redatto dall'ENEA indica per l'industria un risparmio di circa 1,2 Mtep rispetto al quinquennio precedente al 2006 corrispondenti a circa il 25-30% del target previsto dalla SEN per il 2020. Al di là degli obiettivi nazionali ed europei, non vanno trascurate le importanti ricadute positive che hanno gli interventi di efficienza energetica in ambito industriale in termini di miglioramento tecnologico delle produzioni e riduzione della bolletta energetica (mediamente superiore del 25% alla media europea), che si traducono in un miglioramento della competitività sui mercati internazionali.

## 1.2 Stato dell'efficienza energetica nel settore industriale italiano

Anche se in decrescita negli ultimi anni per effetto della sfavorevole congiuntura economica, l'industria ha ancora un peso importante sui consumi energetici finali nazionali (passato dal 28% del 2005 al 23% del 2010). Nonostante l'intensità energetica dell'industria italiana abbia visto un netto miglioramento (riduzione) durante il ventennio 1990-2010, se si utilizza come indicatore di efficienza il rapporto tra consumi energetici e produzione, è stato rilevato che soprattutto negli ultimi anni la maggior parte dei settori ha peggiorato il proprio livello di efficienza energetica, ossia registrato una contrazione dei consumi energetici meno che proporzionale rispetto al calo della produzione (legato inevitabilmente alla crisi economica). A ciò si aggiunge il pesante deficit di competitività delle imprese italiane sui mercati internazionali dovuto al prezzo dell'energia nettamente superiore alla media europea che porta ad avere in molti casi una "bolletta energetica" che supera abbondantemente il 5% del fatturato. Da queste considerazioni si evince che lo spazio per interventi di efficientamento dei processi industriali è molto ampio: sono stati stimati un potenziale teorico di riduzione dei consumi energetici industriali da qui al 2020 di 64 TWh e un risparmio previsto di 16 TWh (politecnico di Milano, 2012). L'ampio scarto previsto tra il potenziale teorico disponibile e la previsione del risparmio che si realizzerà effettivamente è dovuto principalmente al "ritardo" del quadro normativo italiano rispetto al benchmark europeo e alla ancora scarsa diffusione di una vera "cultura" dell'efficienza energetica tra gli operatori industriali, le banche e gli istituti di credito. La "nuova" Direttiva europea 2012/27/UE (che va a sostituire l'ormai famosa Direttiva 2006/32/CE) riconosce il ruolo strategico dell'efficientamento nei settori industriali per il raggiungimento degli obiettivi europei "20-20-20"<sup>2</sup> e allo stesso tempo prende atto delle maggiori difficoltà (entità degli investimenti, elevata complessità nell'individuazione delle tecnologie più adatte, ) che questo incontra rispetto ad altri strumenti quali ad esempio l'efficienza energetica nel residenziale o lo sfruttamento di fonti rinnovabili. In questo senso la direttiva prevede misure specifiche per l'efficientamento energetico nell'industria quali l'imposizione alle grandi imprese di sottoporsi ad audit energetici almeno ogni quattro anni, la creazione di elenchi pubblici di fornitori di servizi energetici qualificati, la diffusione di informazioni alle banche e alle altre istituzioni finanziarie sugli strumenti di finanziamento dei progetti di efficienza energetica, la creazione di un meccanismo indipendente per la risoluzione stragiudiziale delle controversie che riguardano contratti di servizi energetici. Tra il 2009 e il 2011 il sistema delle norme ISO e UNI ha fatto passi in avanti estremamente significativi, definendo (con la ISO 50001, la UNI CEI 11352 e la UNI CEI 11339) i requisiti che dovrebbero rispettare i tre attori fondamentali della filiera dell'efficienza, ovvero le imprese "utilizzatrici di energia", le Società di Servizi Energetici (ESCo) e i professionisti nella "gestione dell'energia" (EGE). Nel frattempo però in Italia il recepimento della già citata Direttiva 32/2006/CE sull'efficienza energetica è avvenuto con due anni di ritardo con il D.lgs. 115/08 ed in una versione "depotenziata", senza meccanismi di qualificazione prescritti e con il fondo rotativo degli interventi (Fondo Rotativo "Kyoto") che è divenuto effettivamente operativo solo nel 2012. Solo un modesto numero di operatori industriali si è certificato ISO 50001, cui si affiancano una cinquantina di ESCo certificate UNI 11352 (circa il 2% del totale di quelle accreditate presso l'AEEG) e circa 60 professionisti in "gestione dell'energia"

---

<sup>2</sup> Il "Pacchetto Clima-Energia" varato dall'Unione Europea pone i seguenti traguardi da raggiungere entro il 2020 rispetto ai livelli del 1990: riduzione del 20% delle emissioni di gas serra, copertura del 20% dei consumi energetici con fonti rinnovabili, riduzione del fabbisogno di energia primaria del 20%. E' attualmente in fase di elaborazione un aggiornamento degli obiettivi che propone traguardi ancor più ambiziosi per il 2030.

(FIRE, 2014). Alcune positive novità sono state fortunatamente introdotte dal D.M. del 28 dicembre 2012 che, oltre a fissare i nuovi obiettivi di risparmio per il quadriennio 2013-2016 e modificare in parte la gestione del meccanismo dei TEE (vedi capitolo 2), ammette alla presentazione di progetti con richiesta di TEE qualsiasi impresa che nomini un *energy manager* senza alcuna soglia di consumo e stabilisce che ESCo ed *energy manager* debbano certificarsi rispettivamente secondo le norme UNI 11352 e UNI 11339 entro fine 2014 per poter essere accreditati come operatori nel meccanismo dei TEE. Presupposto indispensabile affinché il potenziale di mercato si trasformi in reali investimenti in efficientamento energetico da parte delle imprese è che si diffonda all'interno del sistema industriale del nostro paese la "cultura" dell'efficienza energetica intesa come consapevolezza del problema della gestione dell'energia e conoscenza degli strumenti più idonei ad affrontarlo. Il quadro che esce da indagini condotte sulle imprese italiane in merito a questo tema è invece piuttosto desolante. Poco meno del 17% delle imprese dispone di un *energy manager*, solo il 22% delle imprese adotta un approccio strutturato alla "gestione dell'energia", il 15% non ha attivato alcun sistema nemmeno rudimentale di misura e controllo dei consumi energetici (Energy and Strategy Group Politecnico di Milano, 2012). Nel 90% dei casi il *driver* decisionale primario che ha guidato gli investimenti di efficientamento energetico è legato all'obsolescenza o all'efficientamento produttivo, ossia non ha quasi nulla a che vedere con la ricerca specifica di un risparmio nei consumi/costi energetici. Nel 71% dei casi i progetti di investimento si sono scontrati con "barriere" di natura economica, in particolare i tempi ritorno giudicati talvolta troppo lunghi e la difficoltà nel reperimento delle risorse finanziarie. Infatti, se guardando alla convenienza "assoluta" (ovvero la differenza fra costo del kWh risparmiato e quello dello stesso kWh proveniente da fonte tradizionale) quasi tutte le tecnologie per l'efficientamento energetico appaiono economicamente sostenibili anche in assenza di incentivazioni, non si può dire lo stesso in merito al tempo di rientro dell'investimento che risulta essere molto spesso eccessivo se comparato con le soglie massime fissate dalle aziende che tipicamente sono di due o tre anni. Bisogna anche tener conto che, in un investimento di efficienza energetica, il ritorno non è caratterizzato da nuovi ricavi ma dai minori costi sostenuti in futuro e la possibilità di produrre *cash flow* positivi si basa sull'esistenza di consumi energetici associati a un'attività. L'azienda in cui si realizza l'intervento (con un meccanismo in cui di solito si inserisce l'attività delle ESCo) deve prevedere che i risparmi conseguiti vengano in tutto o in parte utilizzati per ripianare il capitale investito. In un periodo congiunturale difficile, dove anche la possibilità di accedere al credito da parte delle imprese ha segnato un forte rallentamento, il sistema finanziario preferisce evidentemente orientarsi verso quegli interventi in grado di generare un flusso di cassa in modo svincolato dall'attività tipica dell'impresa. In questo senso, risultano essere ancora avvantaggiati gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili in quanto un impianto alimentato a fonte rinnovabile può continuare a produrre reddito anche quando l'attività di impresa è ferma o molto ridotta. Per questi motivi gli operatori puntano il dito contro le banche italiane che al momento si rivelano essere piuttosto riluttanti rispetto al finanziamento di interventi di efficienza energetica, sia quando essi sono realizzati dalle imprese sia quando lo sono in "cordata" con le ESCo. In tal senso, un forte stimolo all'efficienza energetica in ambito industriale potrebbe venire da interventi pubblici a sostegno di quelle forme di finanziamento provenienti dal mondo creditizio che avrebbero proprio la funzione di garantire l'istituto finanziatore sulla efficacia del progetto di efficientamento: finanziamento tramite terzi, *project financing*, *energy performance contracting*, ecc.

### 1.3 Quadro normativo

#### 1.3.1 L'impianto normativo europeo

La direttiva 2006/32/CE ha costituito fino a dicembre 2012 il *framework* europeo all'interno del quale i paesi membri hanno legiferato sulle proprie politiche di miglioramento dell'efficienza energetica. Tale direttiva, recepita in Italia con il D.lgs. 115/08, era caratterizzata dal non prevedere obblighi giuridicamente vincolanti per gli stati membri ma fissava un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico al 2016 pari al 9% rispetto alla media del quinquennio 2001-2005. La direttiva prevedeva che ciascuno stato elaborasse dei piani a livello nazionale che illustrassero le modalità con cui intendeva raggiungere gli obiettivi prestabiliti, ma non definiva esplicitamente misure per il settore industriale (se non un generico richiamo in Allegato III). La direttiva si focalizzava principalmente

sugli aspetti del finanziamento degli interventi di efficienza energetica e sulla "qualità" dei soggetti che offrono tali servizi. Un'altro provvedimento europeo cui era interessato il settore industriale è la Direttiva 96/61/CE (Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) che è indirizzata a filiere industriali particolarmente impattanti sull'ambiente entrando nel merito di tutte le forme di impatto ambientale tra cui è contemplato il consumo di energia. Dal gennaio 2005, inoltre, le imprese europee rientranti nei settori indicati dalla Direttiva sull'*Emission Trading* 2003/87/CE devono limitare le proprie emissioni di anidride carbonica. Dal 5 dicembre 2012 è entrata in vigore la "nuova" Direttiva europea in materia di efficienza energetica 2012/27/UE che è andata a sostituire la famosa Direttiva 2006/32, e dovrà essere recepita dagli stati membri entro il 5 giugno 2014. Le ragioni che hanno costretto l'Europa a "correre ai ripari" nella propria politica di efficienza energetica risiedono nelle ricognizioni svolte che evidenziavano come, senza interventi correttivi, l'Unione Europea avrebbe potuto raggiungere solo metà dell'obiettivo di riduzione del 20% del proprio consumo di energia primaria al 2020 previsto dal "Pacchetto 20-20-20". Le novità introdotte dalla Direttiva sono estremamente significative, soprattutto se si considera il loro impatto sull'adozione di tecnologie energeticamente efficienti per gli usi industriali. Essa infatti non contiene di per sé un obiettivo vincolante per gli stati ma impone specifiche misure da adottare. Le misure principali previste sono l'obbligo di ristrutturazione del 3% ogni anno della superficie coperta utile occupata da edifici pubblici, l'obbligo per le imprese energetiche di pubblica utilità di raggiungere ogni anno un risparmio energetico pari al 1,5% dell'energia totale venduta ai consumatori, l'obbligo per gli stati di costituire gli strumenti di finanziamento necessari a favorire l'attuazione di misure di efficienza energetica. Riconoscendo il ruolo strategico dell'efficientamento dei settori industriali per il raggiungimento degli obiettivi europei e allo stesso tempo prendendo atto delle maggiori difficoltà che questo incontra, la Direttiva prevede misure specifiche da adottare nel campo industriale. In particolare per le grandi imprese è previsto l'obbligo di sottoporsi ogni quattro anni ad *audit* energetici svolti in modo indipendente da esperti qualificati e/o accreditati, con esenzione per le imprese che attuano già un sistema di gestione dell'energia conforme alla norma UNI EN ISO 50001. L'obbligo non è riconosciuto per le piccole e medie imprese (PMI), tuttavia la Direttiva suggerisce che gli stati membri elaborino adeguati programmi per incoraggiare le PMI a sottoporsi ad *audit* energetico e attuare le raccomandazioni risultanti da tali *audit*. Viene inoltre posta l'attenzione sulla qualificazione e trasparenza degli operatori di efficienza energetica a livello industriale, prevedendo un "sistema informativo" che possa coinvolgere tutti gli attori del processo: elenchi pubblici di fornitori di servizi energetici "qualificati", diffusione alla banche e alle altre istituzioni finanziarie di informazioni sugli strumenti di finanziamento delle misure di efficienza energetica, creazione di un meccanismo indipendente per garantire il trattamento efficiente di reclami e controversie nate in relazione a contratti di servizi energetici. La Direttiva prevede poi che la cogenerazione ad alto rendimento (CAR), il teleriscaldamento e teleraffrescamento debbano essere supportati mediante la messa a punto da parte degli stati di piani nazionali su un orizzonte temporale di lungo periodo, così da creare un contesto stabile e favorire gli investimenti. Appare evidente come, soprattutto nell'immediato (nella migliore delle ipotesi la norma sull'obbligatorietà dell'*audit* energetico per le grandi imprese non entrerà in vigore a livello europeo prima del 30 giugno 2017 e con possibili ritardi nell'adozione da parte degli stati membri) l'impatto della "nuova" Direttiva sia piuttosto limitato. Appare però altrettanto evidente come essa colga gli aspetti fondamentali dell'adozione delle soluzioni di efficientamento energetico nei settori industriali e in questo senso vada a colmare il *gap* della precedente Direttiva 2006/32/CE.

### 1.3.2 Le norme UNI-ISO in tema di efficienza energetica

Accanto ai meccanismi "prescrittivi" di cui si è discusso nel paragrafo precedente, il quadro regolatorio internazionale entro cui va inserita la discussione sull'efficienza energetica a livello industriale non può non prendere in considerazione il sistema delle norme ISO<sup>3</sup> e/o UNI<sup>4</sup>. Ovviamente

---

<sup>3</sup> L'ISO (*International Organization for standardization*) è il più grande ente sviluppatore di norme tecniche volontarie internazionali.

sono numerose le norme tecniche che riguardano i vari aspetti degli interventi di efficienza energetica nei processi industriali ma, in questa sede, si ritiene significativo richiamare le tre norme che descrivono i requisiti cui devono sottostare tre attori fondamentali della filiera dell'efficienza: si tratta della norma ISO 50001 per le imprese "utilizzatrici di energia", la UNI CEI 11352:2010 per le ESCo, la UNI CEI 11339:2009 per i professionisti nella "gestione dell'energia". Si tratta di norme che regolano forme "volontarie" di certificazione ma per loro stessa natura si propongono di definire delle *best practice* nei rispettivi ambiti diventando inevitabilmente dei termini di paragone per valutare la situazione degli operatori economici. A ciò si aggiunge il fatto che queste norme sono spesso accompagnate da meccanismi di premialità per gli operatori che le adottano, creando dei differenziali di competitività che rappresentano la ragione ultima per cui le imprese optano per la certificazione. La norma ISO 50001 ("*energy management systems - Requirements with guidance for use*") definisce i requisiti fondamentali che un sistema di gestione dell'energia dovrebbe avere, fornendo alle imprese un quadro di riferimento per l'integrazione delle prestazioni energetiche nella gestione quotidiana delle varie attività con particolare attenzione all'individuazione dei fattori di consumo energetico lungo tutta la catena produttiva dell'impresa. Non vengono dati obiettivi "numerici" di miglioramento energetico ma vengono definiti gli strumenti e le procedure considerati indispensabili per avviare e sistematizzare il processo di misura e incremento delle prestazioni energetiche delle imprese. Fra le ragioni che spingono un'impresa a certificarsi volontariamente secondo la ISO 50001 vi è indubbiamente il fatto di poterla utilizzare a fini commerciali nei confronti dei clienti o di *signaling* verso investitori e *stakeholder* istituzionali, ma vi è anche un valore "interno" di sistematizzazione delle iniziative che comunque l'impresa sceglie di adottare. La natura estremamente "pratica" della norma ha inoltre ricadute concrete sul *business* delle imprese e permette di attivare piani di risparmio energetico anche importanti. Focalizzando l'attenzione sul contesto italiano risulta ancora molto ridotto il numero di imprese certificate ISO 50001. Le grandi imprese sono ancora piuttosto "scettiche" e lamentano l'assenza di premialità per le aziende certificate: non vi sono ad esempio premi aggiuntivi sul numero di TEE ottenuti da interventi effettuati a seguito dell'implementazione del piano, oppure (come accade in Germania) riduzioni sulle tariffe di distribuzione elettrica e del gas. Le piccole imprese, dal canto loro, lamentano soprattutto i costi della certificazione e auspicano lo sviluppo di meccanismi di sostegno adeguati. La norma UNI CEI 11352 ("Gestione dell'energia. Società che forniscono servizi energetici (ESCo) - Requisiti generali e lista per la verifica dei requisiti) formalizza le "prescrizioni" cui devono sottostare le ESCo, ossia le società preposte a fornire servizi di efficienza energetica. È evidente come, in un sistema virtuoso, l'interazione fra una ESCo "certificata" e un'impresa con un sistema di gestione dell'energia certificato sia particolarmente semplice, giacché le procedure di intervento dell'una ben si sposano con le informazioni a disposizione dell'altra. Inoltre, è ovvio che ci si attenda anche un impatto significativo in termini di *signaling* verso il cliente (soprattutto quello industriale) che dalla certificazione della ESCo può trarre un'indicazione circa la bontà delle sue procedure operative, e verso lo *stakeholder* bancario che dovrebbe assegnare maggiore "merito" alle ESCo certificate. Per i requisiti specifici che una ESCo deve rispettare per ottenere la certificazione si rimanda al paragrafo 1.7. Guardando alla situazione attuale in Italia, a luglio 2013 risultano aver ottenuto la certificazione 49 ESCo ossia circa l'1,2% del totale delle ESCo accreditate presso l'AEEG (FIRE, 2013). Numeri tutto sommato limitati considerando l'importanza dello strumento della certificazione delle ESCo riconosciuta dal Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) 2011, ma destinati sicuramente ad aumentare dopo l'emanazione del Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012 sui Certificati Bianchi che prescrive la certificazione UNI 11352 entro due anni dall'emanazione del decreto di tutte le ESCo che partecipino al meccanismo dei TEE. La terza norma tecnica che vale la pena menzionare è la UNI CEI 11339 ("Requisiti generali per la qualificazione degli Esperti in Gestione dell'Energia") che definisce i requisiti generali e la procedura di qualificazione per l'esperto in gestione dell'energia (EGE), delineandone i compiti, le competenze e le modalità di valutazione delle competenze stesse. L'EGE si colloca in una posizione intermedia tra le ESCo e le imprese, è definito come "un soggetto che ha le competenze, l'esperienza e la capacità necessarie per gestire l'uso dell'energia in modo efficiente". Bisogna sottolineare come la presenza di un meccanismo di certificazione distingue con chiarezza l'Esperto in Gestione dell'Energia dalla figura dell'*energy manager* che invece è una funzione organizzativa e non una qualifica professionale.

---

<sup>4</sup> L'UNI (Ente Nazionale Unificazione) è un'associazione privata senza scopo di lucro riconosciuta dallo Stato e dall'Unione Europea che studia, elabora, approva e pubblica le norme tecniche volontarie in tutti i settori industriali, commerciali e del terziario (esclusi quello elettrico ed elettrotecnico).

Riguardo alle modalità di valutazione della rispondenza dell'individuo alle competenze richieste, la norma ammette l'autovalutazione, la valutazione da parte dell'azienda in cui lavora il candidato e la valutazione da parte di un soggetto terzo. Appare evidente come l'autovalutazione sia in aperto contrasto con il principio di "terzietà" che dovrebbe invece caratterizzare i meccanismi di certificazione. La mancata trasparenza circa il modello di valutazione utilizzato rischia di ridurre complessivamente l'autorevolezza della certificazione stessa. In Italia l'unico organo di certificazione riconosciuto dall'ente di accreditamento Accredia<sup>5</sup> come titolato alla "valutazione di terza parte" per la UNI CEI 11339 è il SECEM (Sistema Europeo di Certificazione in Energy Management) appositamente creato dal FIRE<sup>6</sup>. Nelle sue linee guida per la valutazione riveste un ruolo fondamentale il fattore esperienziale; per poter accedere alla valutazione sono infatti richiesti almeno tre anni di esperienza specifica nell'*energy management* con progressiva crescita di tale soglia in base al titolo di studio. A luglio 2013 risultavano certificati EGE per il settore industriale soltanto 41 professionisti. Anche in questo caso, oltre alla scarsa rigidità nei meccanismi di valutazione dei requisiti, come "freno" allo sviluppo di EGE certificati pesa la mancanza di premialità per i soggetti (imprese) che fanno impiego di EGE.

### 1.3.3 L'impianto normativo italiano

L'uso razionale dell'energia è incentivato in Italia a partire dagli anni '80 del secolo scorso. Il primo provvedimento adottato è stato la *legge n°308 del 29 maggio 1982* con la quale veniva promossa la prima campagna di incentivi per i settori dell'edilizia, dell'agricoltura e dell'industria, con finanziamenti in conto capitale e in conto interessi. La legge si proponeva di incentivare il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzazione delle fonti rinnovabili quali l'energia solare, eolica, idraulica, geotermica, i rifiuti, nonché lo sfruttamento di calore di scarto da processi industriali, impianti termici e impianti di produzione elettrica. Mentre gli interventi nel campo edile venivano finanziati in conto capitale fino a un 30% dell'investimento, nell'industria e nell'agricoltura erano previsti contributi in conto interessi o in conto capitale per le iniziative che conseguivano un'economia non inferiore al 15% dei consumi iniziali di idrocarburi e energia elettrica. Gli incentivi costituirono un forte traino per la realizzazione di progetti che prospettavano per le imprese indicatori di redditività prossimi alla soglia di interesse. I due esempi di maggior successo a seguito della legge 308/82 furono il decollo dei programmi di teleriscaldamento delle aziende municipalizzate e, nel settore industriale, particolari innovazioni tecnologiche quali i forni a rulli in sostituzione di quelli a tunnel nel comparto ceramico. Gli interventi incentivati con la legge 308/82 generarono nel triennio 1985-1987 un risparmio medio annuo pari a circa 6 Mtep. A distanza di circa dieci anni, venne emanata la *legge n°10 del 9 gennaio 1991* che, sul versante contributivo, confermava l'impianto della precedente legge 308/82 con la differenza che tutti gli incentivi erano erogati esclusivamente in conto capitale. Un aspetto peculiare di entrambe le leggi appena citate consisteva nella valutazione dei risparmi energetici tramite schede tecniche di tipo "standardizzato" che permettevano di stilare graduatorie di merito in base alle quali assegnare i contributi. Un nuovo approccio normativo tendente all'incremento dell'efficienza energetica sul territorio nazionale è stato introdotto dai decreti "gemelli" del 24 aprile 2001: "Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili". Tali decreti, riguardanti rispettivamente il gas e l'energia elettrica, sono stati superati dai *decreti ministeriali del 20 luglio 2004* emessi dal Ministero delle Attività Produttive in concerto col Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ("Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili") e dalle ulteriori modifiche e integrazioni apportate con il *D.M. 21 dicembre 2007* e dal *D.Lgs. n°115 del 30 maggio 2008*. I Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 "elettrico" e "gas" hanno introdotto in Italia il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o "Certificati Bianchi" (ampiamente descritto nel capitolo 2). Tale sistema incentiva le misure di efficientamento realizzate in qualunque settore

---

<sup>5</sup> Accredia è l'unico organismo nazionale autorizzato dallo Stato a svolgere attività di accreditamento.

<sup>6</sup> La Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia (FIRE) è un'associazione tecnico-scientifica il cui scopo è promuovere l'uso efficiente dell'energia, supportando chi opera nel settore e promuovendo un'evoluzione positiva del quadro legislativo e regolatorio.

degli usi finali, compreso quello industriale. Da sottolineare è il fatto che il meccanismo dei TEE per l'incentivazione dell'efficienza energetica introdotto in Italia sia stato il primo ad essere adottato, in maniera vincolante e non solo volontaria, a livello mondiale. Infatti, laddove la legislazione incentivante precedente era caratterizzata da interventi proposti dall'utente finale su base volontaria (nella speranza di accedere al contributo economico), il nuovo meccanismo fa convivere lo spirito d'obbligo con l'iniziativa volontaria: alcuni soggetti (nella fattispecie distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 utenti) sono obbligati a raggiungere obiettivi di risparmio energetico operando in prima persona o accedendo ai risparmi conseguiti da altre categorie di soggetti operanti nell'ambito dei meccanismi. La partecipazione dell'industria al meccanismo è andata incrementandosi nel tempo, tanto che circa il 90% dei TEE emessi dal GSE nel 2013 riguarda il settore industriale. Attualmente, lo strumento dei Certificati Bianchi è un efficace strumento a disposizione delle industrie per poter incentivare la propria efficienza energetica, e su di esso si poggia gran parte della strategia nazionale per il raggiungimento dell'obiettivo +20% di efficienza energetica al 2020. Dopo i primi tre anni di effettivo funzionamento del meccanismo, il *D.M. 21 dicembre 2007* ha apportato alcune importanti revisioni e correzioni: ha corretto al rialzo gli obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2008-2012, ha ampliato la platea di soggetti obbligati ai distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti, ha incluso tra i soggetti "volontari" anche le aziende che hanno provveduto alla nomina di *energy manager*. Altre modifiche sono state introdotte dal *D.Lgs. 28 del 3 marzo 2011* e dal *D.M. 5 settembre 2011*, ma soprattutto dal *D.M. 28 dicembre 2012* che oltre a introdurre alcune importanti novità tecniche (vedi capitolo 2), ha definito gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio per gli anni 2013-2016 e ha trasferito l'attività di gestione del meccanismo dei TEE dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) al Gestore dei Servizi Energetici (GSE). A livello strettamente tecnico-operativo si inseriscono nel meccanismo dei TEE le numerose delibere AEEG a riguardo; si ricordano in particolare la delibera EEN 9/11 (linee guida di funzionamento del meccanismo), le delibere 4/06, GOP 26/09, 449/2012 (delega di attività a ENEA e RSE), la delibera EEN 3/08, le delibere EEN 4/11, 9/10, 2/10, 177/05, 70/05, 111/04, 234/02 (schede tecniche per la valutazione dei risparmi), le delibere EEN 16/10, 21/09, 36/08, 345/07, 219/04 (contributo tariffario).

### 1.4 I sistemi di incentivazione energetica nel settore industriale

Le soluzioni di efficienza energetica nel settore industriale sono attualmente incentivate in Italia essenzialmente attraverso due meccanismi: i Titoli di Efficienza Energetica e il cosiddetto Fondo Rotativo "Kyoto". Il principale canale di finanziamento per azioni di efficienza nel settore industriale è rappresentato dai TEE, a cui infatti è dedicato l'intero capitolo 2. Per quanto riguarda il Fondo Rotativo "Kyoto", si tratta di un fondo rotativo istituito presso la Cassa Depositi e Prestiti ai sensi della Legge Finanziaria 2007, dell'ammontare complessivo di circa 600 milioni di euro. I finanziamenti, erogati a tasso agevolato del 0,5% sono destinati a misure di microgenerazione diffusa, rinnovabili di piccola taglia, usi finali (isolamento termico di edifici, teleriscaldamento, geotermia, cogenerazione), sostituzione di motori elettrici industriali, ricerca in tecnologie innovative, interventi su imprese agro-forestali, gestione forestale sostenibile. A fianco delle due principali fonti di incentivazione appena descritte esistono molteplici sistemi di incentivazione e supporto all'efficienza in campo industriale promossi a livello regionale. Va ricordato inoltre il meccanismo di incentivazione fiscale (detrazione del 20%) per la sostituzione di motori elettrici e l'installazione di *inverter* che è rimasto in vigore dal 2007 al 2010, seppur questo non abbia prodotto i risultati stimati. Per l'ambito industriale il meccanismo delle "detrazioni fiscali 65%" (55% fino a giugno 2013) per interventi di razionalizzazione energetica sugli edifici risulta di marginale importanza, in primo luogo per la natura stessa del tipo di interventi incentivati, in secondo luogo per la non cumulabilità con i Certificati Bianchi introdotta dal D.M. del 28 dicembre 2012 nell'articolo 10. Ai Certificati Bianchi è assegnato un ruolo fondamentale nel raggiungimento degli obiettivi energetici nazionali al 2020, data la crescente rilevanza di questo strumento negli interventi nel settore industriale e l'efficienza di costo che uno strumento "di mercato" come questo dovrebbe garantire rispetto agli incentivi diretti (*feed-in* o detrazioni).

## 1.5 Potenziale di sviluppo dell'efficienza energetica nell'industria

Come accennato precedentemente, la crisi economico-finanziaria ha ridotto i volumi d'affari aggravando i bilanci delle imprese e che le previsioni non lasciano ipotizzare una rapida inversione di tendenza, inoltre il prezzo dell'energia (in particolare quella elettrica) in Italia è molto più alto di quello dei paesi europei a simile sviluppo industriale. E' in questa difficile congiuntura internazionale che le aziende, per salvaguardare i margini e mantenere la competitività, devono puntare su obiettivi di efficienza dando priorità all'efficienza energetica. E' per questa ragione che la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata lo scorso marzo, indica l'efficienza energetica come strumento prioritario in grado di contribuire simultaneamente al perseguimento degli obiettivi energetici, ambientali e di competitività del nostro paese. Al centro delle politiche vi è un grande programma che consenta il superamento degli obiettivi europei al 2020 e il perseguimento di una leadership industriale per catturare la forte crescita internazionale attesa nel settore. In particolare ci si propone di risparmiare ulteriori 20 Mtep di energia primaria entro il 2020, con un contributo atteso dal settore industriale pari a 4,2 Mtep. Tale obiettivo si potrà raggiungere attraverso l'impiego di tecnologie ormai consolidate, quali motori elettrici ad alta efficienza, inverter, cogenerazione, recuperi di calore dai processi produttivi, utilizzo di biomassa come combustibile, assieme a misure di efficientamento più innovative applicate anche in ambiti in cui l'impiego di tecnologie energeticamente efficienti non rappresentava una priorità. L'applicazione di tecnologie efficienti in tutti i settori produttivi richiederebbe la disponibilità di meccanismi di incentivazione in grado di superare le barriere di lunghezza dei tempi di ritorno e di difficoltà nel reperimento delle risorse finanziarie necessarie. Attualmente, il meccanismo dei Certificati Bianchi è il principale strumento di incentivazione dell'efficienza energetica nell'industria e su di esso poggia gran parte della strategia nazionale per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio al 2020. Considerando solo gli interventi più classici e consolidati per l'efficienza energetica in ambito industriale (motori elettrici ad alta efficienza, inverter, UPS, efficientamento dei sistemi di produzione di aria compressa, efficientamento dei refrigeratori, cogenerazione, recupero di calore per generazione elettrica mediante ORC, fotovoltaico) è stata stimato un potenziale teorico di riduzione dei consumi pari a 64 TWh da qui al 2020 (Politecnico di Milano, 2012). Considerando invece i tassi di penetrazione attesi per le diverse tecnologie (considerando la possibile evoluzione della convenienza economica e la facilità di applicazione) il potenziale reale di risparmio di energia primaria ottenibile dal solo settore industriale è pari a 2,4 Mtep entro il 2020 (Politecnico di Milano, 2012), valore in linea con il contributo definito nel PAEE 2011. Nel complesso, si osserva che gli obiettivi di efficienza energetica nel comparto industriale definiti nel PAEE 2011 sono in linea con le previsioni di diffusione delle tecnologie per l'efficienza energetica, tuttavia esiste un forte potenziale per conseguire superiori livelli di efficienza che appare di difficile realizzazione considerando l'attuale sistema di incentivazione e le attuali prestazioni economiche degli investimenti associati. Per avere un'indicazione di massima di quali settori industriali potrebbero essere luogo di più attrattivi investimenti per l'efficienza energetica è possibile prendere in considerazione due variabili rappresentative come la marginalità e l'intensità energetica media. A parità di risparmio sul costo dell'energia potenzialmente ottenibile con una certa soluzione, è ragionevole ritenere che le imprese contraddistinte da una marginalità più bassa siano più interessate a realizzare l'investimento. La seconda variabile rilevante è l'intensità energetica, intesa come incidenza della bolletta energetica sul fatturato dell'impresa. Un'elevata incidenza determina una maggiore opportunità di ottenere risparmi di costo in valore assoluto a parità di riduzione percentuale dei consumi.

Tabella 1.3 - Marginalità e incidenza della bolletta energetica sul fatturato dei principali settori industriali italiani (ISTAT, MiSE)

Settore	EBITDA Margin 2010	Variazione EBITDA Margin 2007-2010	Spesa energia/ fatturato
Metallurgia	2,4%	-73,8%	5,9%
Prodotti per l'edilizia	4,0%	-66,9%	8,2%
Chimica	7,2%	-1,8%	2,2%
Meccanica	7,8%	-23,6%	1,3%
Alimentare	7,1%	-10,2%	2,1%
Carta	3,7%	-53,3%	5,5%
Tessile	5,1%	-48,1%	1,9%
Vetro	10,7%	-31,3%	6,2%

Dai dati riportati in tabella 1.3 emerge innanzitutto un quadro piuttosto desolante per quanto riguarda soprattutto la marginalità dell'industria nazionale che nel periodo 2007-2010 manifesta una pesante riduzione nella maggior parte dei settori salvo qualche eccezione (industria chimica e alimentare). Dal punto di vista dell'incidenza della bolletta energetica sul fatturato, la situazione risulta piuttosto eterogenea con un valore medio nazionale pari al 2,4% (politecnico di Milano, 2012). Osservando i valori di queste due variabili significative per i principali macro-settori produttivi italiani si nota come i settori della metallurgia, dei prodotti per l'edilizia e della carta, oltre ad avere livelli inferiori di marginalità ed aver fatto registrare il calo più importante di questo indicatore negli ultimi anni, hanno anche i livelli più alti di incidenza della spesa energetica sul fatturato. Sarebbero quindi questi i comparti produttivi in cui maggiore potrebbe essere l'interesse delle imprese verso l'adozione di soluzioni per l'efficienza energetica, dato che più importanti sarebbero i benefici ottenibili in caso di investimento. Anche il settore del vetro, seppur caratterizzato da livelli di marginalità molto alti in valore assoluto, ha visto contrarsi questo indicatore in modo pesante e presenta una delle più incidenti bollette energetiche. Non si possono tuttavia trascurare anche quei fattori in grado di ostacolare la realizzazione di interventi di efficienza energetica, anche in presenza di un importante interesse potenziale. Uno dei fattori che più ostacolano gli investimenti in soluzioni per l'efficienza energetica in impresa è rappresentato dalla percezione del livello di rischio ad essi associato, in particolare alla difficoltà di stimare con ragionevole livello di confidenza l'entità del risparmio realizzabile negli anni che costituisce il flusso di cassa positivo dell'investimento. In questo senso, la principale fonte di incertezza sul risparmio ottenibile è rappresentata dalla volatilità della produzione. Una maggiore volatilità dei volumi produttivi impatta negativamente sulla propensione all'investimento sia da parte delle imprese sia da parte degli operatori quali ESCo e istituti di credito. Tra i vari settori industriali, quelli della chimica, dell'alimentare, del tessile e della carta hanno dimostrato di riuscire a mantenere abbastanza costanti le produzioni anche in seguito alla crisi economica. A contrario, i settori dei prodotti per l'edilizia, della metallurgia, del vetro, della meccanica hanno registrato un crollo dei volumi di produzione del 20-30% rispetto ai livelli pre-crisi. Si può quindi concludere che quello della carta risulta essere il comparto, tra quelli ad alta attrattività potenziale degli investimenti in efficienza energetica, in cui si potrebbe registrare in Italia una maggiore disponibilità delle imprese a questo tipo di investimenti. I settori della metallurgia, del vetro, dei prodotti edili, nonostante presentino una maggiore propensione teorica agli investimenti in efficienza energetica, presentano una incostanza delle produzioni che limita l'effettiva disponibilità delle imprese ad intraprendere investimenti. Secondo le stime riportate nell'*Energy Efficiency Report* pubblicato dall'*Energy and Strategy Group* del Politecnico di Milano a dicembre 2013, l'applicazione delle sole tecnologie per l'efficienza energetica economicamente sostenibili (sulla base del tempo di *Pay-Back* al netto degli incentivi) avrebbe un impatto sui diversi settori industriali compreso tra il 3 e il 25% in termini di riduzione della bolletta energetica e compreso tra l'1 e il 27% in termini di aumento della marginalità.

## 1.6 Le principali barriere agli investimenti in efficienza energetica

Le principali "barriere" che limitano la diffusione degli interventi di efficienza energetica in ambito industriale coincidono con le criticità incontrate dai soggetti durante il processo decisionale riguardo gli interventi stessi. Esse sono essenzialmente raggruppabili in due macro-categorie: le barriere di natura economica e quelle di natura "culturale". Gli ostacoli di carattere "culturale" si riferiscono a difficoltà da parte del proponente l'investimento a convincere il *top management* sulla necessità di perseguire obiettivi di efficientamento energetico, difficoltà ad adeguare le procedure dell'ufficio acquisti rispetto all'acquisto di nuovi *asset* con l'inserimento di parametri legati al consumo energetico degli stessi, difficoltà a interagire con i reparti produttivi per giustificare modifiche al layout produttivo o "fermi macchina" legati a sostituzione di tecnologie che non siano giunte al loro naturale "fine vita". Le barriere di natura economica sono riassumibili in tempi di rientro giudicati spesso eccessivi per un tipo di investimento giudicato come secondario rispetto al "*core business*", difficoltà di accesso a capitale di finanziatori terzi, difficoltà di accesso al capitale proprio (dal momento che i budget per l'efficienza energetica sono destinati in maniera "residuale"). In merito alla problematica connessa con il tempo di rientro degli investimenti, spesso valori di *pay-back* di 2-3 anni sono giudicati non sostenibili dagli imprenditori che lamentano soprattutto la rischiosità degli investimenti stessi che costringe l'impresa a cautelarsi. Rischiosità che non è legata alla tecnologia in sé, quanto all'affidabilità della stima dei risparmi conseguibili che dipende essenzialmente dalla volatilità dei volumi produttivi, dalla variabile costo dell'energia e dall'accesso ai meccanismi incentivanti. In merito alla difficoltà di accesso agli strumenti incentivanti, per alcuni interventi, l'aggravio burocratico necessario a ottenere i TEE, la mancanza di trasparenza nei meccanismi e i lunghi tempi d'attesa hanno scoraggiato hanno scoraggiato potenziali adottatori. Per quanto riguarda la difficoltà nel reperimento di fonti di finanziamento, le banche al momento si rivelano essere piuttosto restie al finanziamento di interventi di efficienza energetica in quanto il rischio appena citato relativo alla "valorizzazione" nel tempo dell'energia risparmiata e al perdurare dei meccanismi di incentivazione ostacola la capacità di costruire piani di rientro sufficientemente "garantiti". Inoltre, nel caso del coinvolgimento diretto di una ESCo nell'intervento, essa spesso sconta carenze in termini di solidità patrimoniale e talvolta di capacità tecniche, che rappresentano una garanzia per il finanziatore.

## 1.7 Le Società di Servizi Energetici (ESCO)

### 1.7.1 Definizione di ESCo e certificazione secondo la normativa UNI CEI 11352

Nelle direttive dell'Unione Europea collegate all'efficienza energetica il ricorso ai servizi delle ESCo (*Energy Service Company*) è indicato come lo strumento più efficace per migliorare l'efficienza energetica e ridurre i consumi, in tutte quelle situazioni nelle quali l'utente finale non disponga di proprie risorse finanziarie o della competenza specifica per realizzare direttamente interventi di efficientamento. L'articolo 2 comma 1 del D.Lgs. 115/2008, che recepisce la Direttiva 2006/32/CE, fornisce la definizione di ESCo come "Persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti". L'obiettivo principale delle ESCo è quindi quello di promuovere lo sviluppo del mercato dei servizi energetici attraverso una procedura che assicuri un risparmio energetico garantito all'utente finale. La procedura di intervento usualmente include le seguenti fasi: diagnosi energetica, definizione del contratto, studio di fattibilità, progettazione, fornitura impianti e installazione, monitoraggio, esercizio e manutenzione. Secondo i dati riportati nei rapporti semestrali redatti dall'AEEG sull'andamento delle certificazioni dei risparmi effettuate nell'ambito del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, il mercato delle ESCo conta oggi oltre 2000 aziende accreditate presso l'AEEG anche se solo il 16% di queste risulta essere attivo nel meccanismo dei TEE. I decreti del 20 luglio 2004 individuano tra i soggetti che possono individuare e realizzare interventi di efficienza energetica le Società di Servizi Energetici ponendo l'accreditamento presso l'AEEG come unico requisito per poter presentare progetti finalizzati all'ottenimento di Certificati Bianchi. Fino ad oggi, quindi, per accedere al meccanismo dei TEE era

sufficiente che nello statuto della società fosse prevista la "fornitura di servizi energetici" senza che venisse richiesta alcuna esperienza preventiva nel campo dell'efficienza energetica. Dai rapporti AEEG emerge come la quasi totalità dei TEE venga emessa da parte di ESCo (per l'anno 2012 circa il 78% ) nonostante solo una piccola parte di quelle accreditate risulti effettivamente "attiva". Ciò è dovuto al fatto che l'accredito come ESCo presso l'AEEG è utilizzato non tanto per accedere al meccanismo dei TEE quanto piuttosto per ottenere benefici di altra natura, quali ad esempio la partecipazione a gare e appalti pubblici per i quali tale iscrizione è indicata come requisito essenziale. Il DM del 28 dicembre 2012 introduce un'importante novità stabilendo che per accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi viene richiesta alle ESCo la certificazione secondo la norma UNI CEI 11352 entro due anni dall'emanazione del decreto. Per ottenere tale certificazione una ESCo deve dimostrare di:

1. Offrire un "servizio di efficienza energetica", ossia finalizzato al conseguimento di un miglioramento dell'efficienza energetica di un sistema di domanda e consumo dell'energia. Tale servizio deve comprendere l'identificazione, la selezione, e l'implementazione di azioni e la verifica del miglioramento, per un periodo definito contrattualmente e tramite metodologie concordate.
2. Offrire un "servizio energetico integrato" conforme alla EN 15900, ossia che comprenda tutte le attività di diagnosi energetica, verifica della rispondenza degli impianti e delle attrezzature alla legislazione di riferimento, elaborazione di studi di fattibilità con analisi tecnico-economica e scelta delle soluzioni più vantaggiose, progettazione degli interventi da realizzare, realizzazione degli interventi di installazione, conduzione degli impianti garantendone la resa ottimale, manutenzione ordinaria, monitoraggio del sistema di domanda e consumo di energia, presentazione di adeguati rapporti periodici al cliente, supporto tecnico, gestione degli incentivi e delle pratiche burocratiche, attività di formazione e informazione dell'utente.
3. Offrire una "garanzia contrattuale" di miglioramento dell'efficienza energetica, con assunzione in proprio dei rischi tecnici e finanziari connessi con l'eventuale mancato raggiungimento degli obiettivi concordati.
4. Collegare la remunerazione dei servizi e delle attività fornite al miglioramento effettivo dell'efficienza energetica e ai risparmi conseguiti.

Appare evidente come, soprattutto gli ultimi due requisiti, siano particolarmente "stringenti" obbligando le ESCo a "legare" la propria attività a quella del cliente per un certo periodo di tempo, quello appunto necessario a che si manifestino i risparmi previsti e quindi si risolvano sia gli aspetti di rischio che di remunerazione oggetto dell'intervento. E' evidente tuttavia come sia proprio questa condivisione dei rischi e dei benefici a connotare la vera natura di una *Energy Service Company*. La suddetta certificazione porta indubbiamente alla ESCo una serie di benefici verso il mercato, come una migliore "immagine" presso i clienti e i fornitori di tecnologie, migliori garanzie verso i finanziatori, la possibilità di accesso ad appalti e gare pubblici, la possibilità di accedere al meccanismo dei TEE. Una certa perplessità sulla "sostanza" della norma UNI CEI 11352 è stata manifestata dall'AEEG che sottolinea come sia possibile che una ESCo si certifichi dimostrando di essere "in teoria" in grado di erogare servizi conformemente a quanto previsto dalla norma, senza essere chiamata invece a darne evidenza. Sarebbe auspicabile una revisione della norma volta a un "irrigidimento" della certificazione, che sia basato sulla verifica degli interventi fatti. Ad oggi risultano aver ottenuto la certificazione 49 ESCo, rispetto alle circa 400 accreditate presso l'AEEG (FIRE, 2013). Tale numero è previsto in rapido aumento per effetto soprattutto del sopracitato vincolo introdotto per accedere al meccanismo dei TEE.

### 1.7.2 L'Energy Performance Contracting

La modalità contrattuale è uno degli aspetti più importanti per lo sviluppo del mercato dei servizi energetici. Nel contratto si definisce in pratica come viene suddiviso il risparmio ottenuto nella bolletta energetica del cliente e quale dei due soggetti dovrà accollarsi l'onere dell'investimento necessario per la realizzazione degli interventi. La modalità contrattuale più innovativa è l'*Energy Performance Contracting* (EPC) che può assumere diverse formulazioni anche se il principio comune su cui si basano è quello di suddividere il risparmio ottenuto tra il fornitore e il cliente, in modo che il

primo rientri dell'investimento sostenuto e il secondo possa ottenere da subito un beneficio economico. L'EPC è un contratto basato essenzialmente sul rendimento in termini di efficienza ottenuto dal sistema energetico interessato dall'intervento che forma l'oggetto del contratto stesso. In particolare la ESCo, attraverso una fase preliminare di studio e analisi del sistema energetico nella sua globalità, individua l'intervento più opportuno al fine del conseguimento dell'efficienza e fissa un certo margine di risparmio conseguibile. Il rapporto contrattuale vede poi la ESCo obbligata alla cura e al coordinamento di tutte le attività volte alla progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione dell'intervento individuato, attraverso l'assunzione su di sé del rischio tecnico e, a seconda delle diverse varianti, anche del rischio finanziario e della garanzia in senso tecnico-giuridico circa l'effettivo raggiungimento del livello di risultato ipotizzato. La peculiarità del meccanismo contrattuale descritto sta nel fatto che la ESCo viene remunerata sulla base dei risultati effettivi che il cliente consegue attraverso l'implementazione e l'ammodernamento della tecnologia, degli impianti e delle strutture esistenti. Con l'EPC la ESCo assume su di sé la responsabilità dell'individuazione, programmazione, progettazione e realizzazione di un'iniziativa che determina il miglioramento dell'efficienza energetica agganciando la remunerazione della propria attività al flusso di cassa dei risparmi realmente ottenuti nel corso di un certo arco temporale, durante il quale la ESCo cura di norma anche la gestione e manutenzione degli impianti. Nella grande maggioranza dei casi, poi, è la stessa Società di Servizi Energetici a finanziare l'iniziativa, recuperando nel tempo i costi dell'investimento utilizzando i proventi dell'operazione, con la conseguenza che la ESCo non ammortizza le spese sostenute se l'intervento realizzato non raggiunge il risparmio di energia stimato inizialmente. Ulteriori varianti possono prevedere la garanzia del risultato, che viene dunque a rappresentare un autonomo obbligo che la ESCo assume verso il cliente. L'EPC si attua, dunque, normalmente utilizzando e combinando il meccanismo del Finanziamento Tramite Terzi (FTT). Solo di recente il legislatore italiano, recependo la già citata Direttiva CE/32/2006, attraverso il D.Lgs. 115/2008, ha introdotto (o meglio tradotto) le nozioni normative di contratto EPC e di FTT. L'EPC viene definito come *"accordo contrattuale tra il beneficiario e il fornitore riguardante una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, in cui i pagamenti a fronte degli investimenti in siffatta misura sono effettuati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente"*. La definizione normativa di FTT è invece *"accordo contrattuale che comprende un terzo, oltre al fornitore di energia e al beneficiario della misura di miglioramento dell'efficienza energetica, che fornisce i capitali per tale misura e addebita al beneficiario un canone pari a una parte del risparmio energetico conseguito avvalendosi della misura stessa. Il terzo può essere una ESCo"*. Dalle stesse definizioni legislative, emerge chiaramente come l'accordo di FTT venga in realtà a sovrapporsi a quelle stesse varianti dell'EPC in cui è la ESCo ad assumersi il rischio finanziario dell'intervento. In relazione alla ripartizione dei rischi, alla copertura del finanziamento e alla remunerazione della ESCo, gli interventi di prestazione energetica possono dar luogo alle seguenti tipologie di EPC:

1. Il *First Out*, in cui la ESCo fornisce essa stessa il capitale o ricorrendo a finanziatori terzi. Il risparmio energetico conseguito viene interamente utilizzato per ripagare il finanziamento dell'intervento e remunerare l'attività della ESCo. Il contratto solitamente ha una durata di 3-5 anni. Alla scadenza contrattuale il risparmio va interamente a favore del cliente che diventa proprietario degli impianti e delle opere eseguite. Con questo approccio la ESCo incamera il 100% dei risparmi realmente ottenuti fino alla scadenza contrattuale. Tutti i costi e i profitti sono dichiarati in anticipo e i risparmi sono impiegati innanzi tutto per la copertura completa di questi costi. La ESCo mantiene la proprietà dell'impianto fino alla scadenza del contratto, successivamente alla quale lo stesso si trasferisce nella titolarità del cliente. Nel grafico in Figura 1.2 si riporta un esempio di ripartizione dei risparmi nel caso di un contratto *First Out* della durata di 3 anni considerando una vita tecnica dell'intervento realizzato di 10 anni.

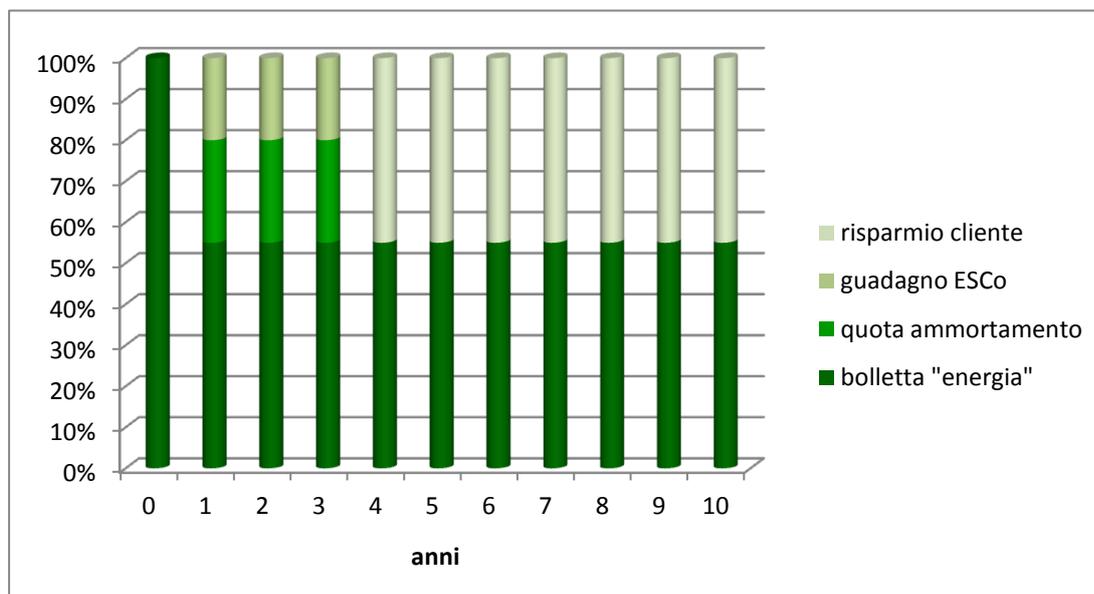


Fig. 1.2 - Esempio di *First Out* di durata 3 anni e vita tecnica 10 anni

2. Lo *Shared Savings*, in cui la ESCo fornisce il capitale con fonti proprie o ricorrendo a finanziatori terzi come nel modello precedente, ma le parti si accordano sulla suddivisione dei proventi del risparmio. I contratti hanno una durata di circa 5-10 anni in considerazione del fatto che soltanto una quota del risparmio contribuisce al recupero dell'investimento iniziale. Durante l'esecuzione del contratto la proprietà degli impianti e delle opere rimane in capo alla ESCo e alla scadenza contrattuale si trasferisce al cliente. In un contratto a risparmi condivisi, dunque, l'investimento viene rimborsato sulla base di un accordo, tra la ESCo e l'utente finale, di suddivisione della quota di risparmio determinato dallo studio di fattibilità. Come nel *First Out*, la ESCo oltre al rischio tecnico inerente alla *performance* a cui è legata la sua remunerazione, assume anche il rischio finanziario. Nel grafico in Figura 1.3 si riporta un esempio di ripartizione dei risparmi nel caso di un contratto *Shared Savings* della durata di 5 anni con suddivisione al 50%-50% tra ESCo e cliente del risparmio economico al netto dell'ammortamento, considerando una vita tecnica dell'intervento di 10 anni.

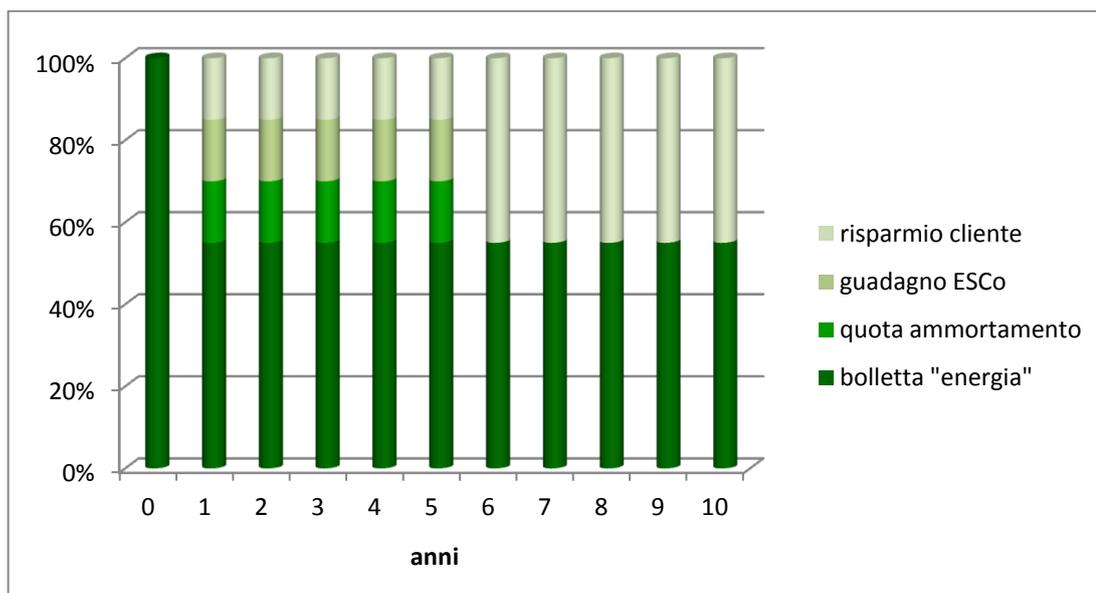


Fig. 1.3 - Esempio di *Shared Savings* 50-50 di durata 5 anni e vita tecnica 10 anni

3. Il *Guaranteed Savings*, in cui il soggetto finanziatore è un soggetto terzo diverso dalla ESCo e dal cliente ma è il cliente che sottoscrive il prestito, mentre la ESCo normalmente assume il ruolo di reperire ed organizzare il finanziamento, oltre a garantire un certo livello di rendimento in base al quale riceve il compenso dal cliente. Il contratto dura circa 4-8 anni. Secondo questa formula, dunque, la ESCo si impegna essenzialmente a garantire che i risparmi non siano inferiori ad un minimo concordato, stabilito sulla base dell'analisi di fattibilità. La garanzia del risparmio si esplica attraverso formule che prevedono un indennizzo a favore del cliente in caso di consumi maggiori rispetto a quelli garantiti; nel caso in cui, invece, si conseguano risparmi superiori a quelli attesi, questi andranno normalmente a beneficio del cliente. In questa formula contrattuale (la più diffusa negli Stati Uniti) il cliente finanzia la progettazione e l'installazione degli impianti oggetto dell'intervento assumendosi quindi il rischio di credito. Il prestito quindi grava sul bilancio del cliente, il ruolo della ESCo è quello di reperire il finanziamento assumendosi il rischio tecnico relativo alla riuscita della riqualificazione. Il cliente paga alla ESCo un canone con il quale remunera il servizio di gestione.
4. Un'altra forma di finanziamento degli interventi è quella del cosiddetto *Four Step* che parte dalla ottimizzazione della conduzione e manutenzione ordinaria (O&M: *Operation and Maintenance*) da cui si ottengono risparmi che permettono di finanziare interventi di efficientamento semplici e a basso costo che a loro volta producono dei risparmi con cui si finanziano misure di taglia media. I risparmi derivanti dalle tre fasi precedenti forniscono le risorse per le modifiche più impegnative e a più lungo tempo di ritorno.
5. Una tipologia di scarsissimo utilizzo in Italia è quella del *Pay from Savings*, un contratto del tipo *Guaranteed Savings* in cui le rate di rimborso del prestito, che il cliente deve alla banca, non sono fisse ma indicizzate agli effettivi risparmi conseguiti. In tale schema il piano di restituzione del debito dipende dal livello dei risparmi: più sono alti e più il periodo debitorio sarà breve.
6. Un altro modello è detto *Build-Own-Operate & Transfer* (BOOT): secondo tale modello la ESCo progetta, costruisce, finanzia, ha la proprietà e si occupa della conduzione del nuovo impianto per un certo periodo di tempo fissato, al termine del quale trasferisce la proprietà al cliente. Il contratto BOOT sta avendo una certa diffusione in Europa.
7. Il *First In* prevede che all'utente sia garantita una determinata riduzione della spesa storica sostenuta negli anni precedenti all'intervento (ad esempio il 5% dell'ultima bolletta energetica). Il risparmio economico conseguito per effetto dell'intervento effettuato dalla ESCo (responsabile degli impianti, di cui mantiene la proprietà e la gestione fino a fine contratto) viene introitato da quest'ultima per tutta la durata contrattuale che sarà fissata nel numero di anni necessari a coprire

l'investimento più il suo utile d'impresa. Naturalmente, i criteri per la valutazione del risparmio previsto e per la verifica del risparmio effettivamente conseguito, vengono contrattualmente definiti. Normalmente la durata di questi contratti è di 7-8 anni. Tale tipologia contrattuale consente all'utente di ottenere una serie di vantaggi, quali la preventiva conoscenza della spesa energetica da affrontare, la rateizzazione della spesa energetica in importi fissi mensili con eventuale conguaglio annuale, la riduzione dei costi amministrativi, il conseguimento di un risparmio energetico minimo garantito.

8. Secondo lo schema contrattuale dello *Chauffage*, il cliente affida la gestione dei propri impianti alla ESCo che provvede al pagamento delle bollette energetiche e delle fatture dei combustibili per tutta la durata del contratto, dietro il corrispettivo di un canone pari alla spesa energetica che il cliente affrontava prima del contratto meno uno sconto pattuito. In sostanza, l'utente affida a un terzo lo svolgimento di un'attività che prima svolgeva in proprio. Anche lo *Chauffage* presenta i connotati dell'EPC, essendo volto a garantire all'utente il conseguimento di una quota di risparmio ed essendo la remunerazione della ESCo rapportata all'efficienza energetica raggiunta. Di norma la durata dei contratti di questo tipo, che può giungere a 20-25 anni, è più lunga rispetto a quella degli altri modelli contrattuali, soprattutto al fine di consentire un adeguato tempo di recupero degli investimenti sugli impianti. Lo *Chauffage* è normalmente applicato ai servizi di climatizzazione, e nel caso sia rivolto alle Pubbliche Amministrazioni prende il nome di "Gestione Calore" o "Servizio Energia".

I vantaggi di queste tipologie di operazione sono essenzialmente: l'assenza di oneri finanziari per il cliente, il trasferimento della totalità dei rischi tecnici e finanziari in capo alla ESCo, la possibilità di fruire dell'esperienza e competenza specialistica che la ESCo offre nel settore dell'efficienza energetica. Gli aspetti critici, invece, si rinvengono fondamentalmente nella necessità di un'attenta valutazione del progetto ai fini della fissazione del termine di durata del contratto, nella necessità di una stima il più possibile realistica e precisa dei consumi di riferimento, nella complessità strutturale che il contratto in sé presenta, nella scarsa conoscenza dello strumento da parte della committenza e del sistema bancario, nel rischio di intempestività nell'attuazione dei diritti nell'eventuale fase patologica del rapporto per le stesse carenze strutturali nel nostro sistema giudiziario. In relazione ai vantaggi di cui si è detto, l'EPC si rivela comunque uno strumento particolarmente utile ed interessante per quei soggetti, pubblici o privati, che abbiano la necessità di effettuare ingenti interventi di miglioramento energetico, ma che siano sprovvisti dell'esperienza tecnica e dell'adeguata informazione sugli strumenti e tecnologie necessarie, e/o che non abbiano a propria disposizione sufficienti risorse finanziarie. Tuttavia deve considerarsi improprio affermare che gli interventi effettuati con l'EPC siano a costo zero per il cliente beneficiario. Se è vero, infatti, che le risorse finanziarie sono di regola approntate (in via diretta o indiretta) dalla ESCo, tuttavia il cliente, da un lato rinuncia a fare in proprio interventi di efficientamento energetico sugli impianti oggetto dell'EPC per tutta la durata dello stesso e, dall'altro, cede almeno parte dei risparmi futuri che divengono quindi il corrispettivo contrattuale. Dal punto di vista pratico, nell'ambito dell'EPC, alla ESCo fanno capo diversi compiti e responsabilità:

- L'assunzione del rischio tecnico e commerciale dell'operazione, connesso all'eventualità di un mancato risparmio energetico, a fronte della stipula di un contratto pluriennale in cui siano prefissate tariffe e prestazioni;
- L'eventuale indebitamento nei confronti delle istituzioni finanziarie per il reperimento del capitale necessario;
- La conduzione tecnica degli impianti e delle connesse attività di monitoraggio e manutenzione. Tali attività possono essere svolte con personale proprio o attraverso operatori esterni alla ESCo;
- L'acquisto nei confronti dei fornitori di tecnologie, attrezzature, opere edili, servizi di conduzione.

Le prestazioni specifiche della ESCo possono dipendere poi del modello contrattuale adottato nel singolo caso.

### 1.7.3 I principi vincenti del sistema ESCo

Come già descritto nei paragrafi precedenti, il settore dell'efficienza energetica in ambito industriale racchiude in sé un'enorme potenziale in termini di ricadute economiche ed ambientali sia a livello nazionale che europeo. La realizzazione di interventi di efficienza energetica nel settore industriale si scontra purtroppo con una serie di criticità (vedi paragrafo 1.6), tra cui le principali sono la difficoltà di accesso al credito, la ritrosità del mondo industriale, la difficoltà nella garanzia di continuità dell'attività produttiva, la complessità tecnica dell'individuazione delle soluzioni tecnologiche più adatte ai diversi processi produttivi. Così come riconosciuto dalla più recente legislazione europea e nazionale, le ESCo rappresentano uno strumento fondamentale per superare alcune di queste barriere e favorire il miglioramento dell'efficienza energetica del sistema industriale e dell'intera nazione. Per poter assolvere in maniera ottimale al proprio ruolo una ESCo deve rispondere a una serie di requisiti fondamentali che rappresentano i punti di forza del sistema di FTT stesso:

- **Indipendenza.** La ESCo non fornisce tecnologie ma le acquista. Essa deve essere legalmente finanziariamente indipendente da qualsiasi fornitore di materiali, manodopera e energia in quanto deve essere libera di scegliere la soluzione migliore e più conveniente per il cliente (o talvolta semplicemente soddisfare esplicite esigenze del cliente stesso).
- **Credibilità.** La ESCo deve stipulare il contratto EPC in maniera del tutto trasparente verso il cliente sia per quanto riguarda l'investimento iniziale, sia per quanto riguarda la stima e la misurazione dei risparmi conseguiti.
- **Capacità finanziaria.** Ogni ESCo deve avere una struttura finanziaria solida e avere un facile accesso al mercato dei capitali.
- **Capacità tecnica.** La ESCo deve essere in grado di individuare la soluzione tecnologica più conveniente e più adatta al singolo caso. Deve valutare il progetto, seguirne la realizzazione e monitorare i risultati. Il know-how e l'aggiornamento tecnico della ESCo è un requisito di primaria importanza soprattutto in ambito industriale a causa della diversificazione e complessità delle situazioni impiantistiche esistenti e delle tecnologie migliorative implementabili.

In ambito industriale, la possibilità di realizzare interventi di efficienza energetica attraverso le ESCo (mediante EPC) presenta una serie di vantaggi dal punto di vista del cliente (azienda):

- L'eliminazione (o forte riduzione) dei rischi finanziari poiché è la ESCo che si fa carico dell'investimento. Il cliente dovrà garantire una serie di condizioni operative necessarie al fine di conseguire il risparmio previsto: in primo luogo un certo livello minimo di attività produttiva.
- L'opportunità di realizzare interventi anche in mancanza di risorse finanziarie proprie e in presenza di difficoltà nel reperire finanziamenti esterni.
- Liberazione delle problematiche di gestione e manutenzione dell'impianto.
- Liberazione di risorse economiche e umane per altre attività.
- Possibilità di perseguire, congiuntamente al miglioramento energetico, un'ottimizzazione e rinnovamento dei processi produttivi secondo gli standard più recenti.
- possibilità di conseguire benefici ambientali. Una riduzione dei consumi energetici porta anche a una riduzione delle emissioni.

Per quanto detto, il sistema delle ESCo a livello nazionale ha visto negli ultimi anni una forte crescita e, nonostante non abbia raggiunto ancora la piena maturità, risulta avere un ruolo imprescindibile nella diffusione delle soluzioni tecnologiche ad alta efficienza nel sistema industriale nonché una posizione importante nel tessuto economico nazionale.

## 1.8 Le principali tecnologie per l'efficienza energetica nell'industria

Le soluzioni adottabili in ambito industriale per migliorare l'efficienza energetica possono essere raggruppate in due macro-categorie: le tecnologie "orizzontali" che non sono strettamente legate al processo produttivo e che sono largamente diffuse nei diversi settori industriali (motori elettrici ad alta efficienza, inverter, sistemi di compressione efficienti, impianti di illuminazione, ecc.), e gli interventi

che agiscono in maniera diretta sullo specifico processo di produzione. L'obiettivo di questo paragrafo è fornire un quadro generale dei "macro-ambiti" dei processi industriali su cui porre l'attenzione per ricercare possibilità di efficientamento energetico e delle principali tecnologie impiegabili per ognuno di essi. Uno schema di riferimento in tal senso è fornito dal documento emesso dalla Commissione Europea per l'implementazione del ECCP (*European Climate Change Programme*) sulle migliori tecnologie disponibili (BAT) per l'efficienza energetica intitolato "*Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency*". All'interno del vasto panorama delle tecnologie utilizzabili per l'efficienza energetica, è interessante osservare la sostenibilità economica delle stesse che dipende essenzialmente dal costo di investimento che comportano e dal risparmio energetico che sono in grado di generare. Esistono infatti tecnologie che rientrano praticamente sempre nei canoni di accettabilità economica adottati dalle imprese (come gli inverter, il rifasamento dei carichi, gli interventi sui sistemi ad aria compressa, le tecnologie efficienti di illuminazione), tecnologie che presentano tempi di Pay-Back accettabili (inferiori a 2/3 anni) solo oltre determinati valori minimi di ore di funzionamento annue (come gli UPS ad alta efficienza, il controllo dinamico della pressione nei refrigeratori, la cogenerazione con turbina a gas o motore a combustione interna) e tecnologie che non riescono ad ottenere ancora livelli accettabili di Pay-Back in assenza di meccanismi di incentivazione (si tratta ad esempio dei motori elettrici ad alta efficienza, di sistemi di combustione ad alta efficienza, degli impianti ORC). In realtà considerando come indicatore il costo del kWh risparmiato, molti degli interventi giudicati al limite della accettabilità o non accettabili osservando il tempo di ritorno si rivelano interessanti; ed è proprio a queste tecnologie che si dovrebbe rivolgere l'attenzione degli operatori della filiera e dei *policy maker* con l'obiettivo, rispettivamente, di ridurre i costi di realizzazione e di garantire adeguati strumenti incentivanti.

Tabella 1.4 - Indicazione orientativa di Tempo di Pay-back e Costo del kWh risparmiato<sup>7</sup> per alcune tecnologie per l'efficienza energetica in industria (Politecnico di Milano, 2012).

Tecnologia	Sostituzione tecnologia standard funzionante		Sostituzione tecnologia standard non funzionante	
	Pay-Back	Costo medio del kWh risparmiato/prodotto	Pay-Back	Costo medio del kWh risparmiato/prodotto
Sistemi ad aria compressa - recupero calore	0,37-1,5	0,002-0,01	0,37-1,5	0,002-0,01
Sistemi ad aria compressa - riduzione perdite	0,6-2,6	0,015-0,063	0,6-2,6	0,015-0,063
Inverter	0,4-1,7	0,006-0,023	0,4-1,7	0,006-0,023
Rifasamento carichi elettrici	0,4-1,9	0,002-0,009	0,4-1,9	0,002-0,009
Refrigerazione - controllo dinamico pressione	1,2-5,8	0,019-0,074	1,2-5,8	0,019-0,074
Cogenerazione - turbina a gas	3-10,7	0,041-0,062	3-10,7	0,041-0,062
Cogenerazione - turbina a vapore	4-16,2	0,047-0,073	4-16,2	0,047-0,073
Cogenerazione - motore a combustione interna	3,8-15	0,048-0,07	3,8-15	0,048-0,07
UPS ad alta efficienza	3,0-15	0,008-0,03	3,0-15	0,003-0,013
Motori elettrici ad alta efficienza	4,0-24	0,03-0,12	4,0-24	0,025-0,093
Sistemi efficienti di combustione - bruciatori rigenerativi	4,8-9,5	0,015-0,028	4,8-9,5	0,009-0,017
Sistemi efficienti di combustione - bruciatori auto-recuperativi	6,2-11,9	0,019-0,037	6,2-11,9	0,013-0,025
ORC	≥6,7	0,038-0,146	≥6,7	0,038-0,146

### 1.8.1 Combustione

Le perdite energetiche nei processi di combustione sono date da:

- Energia residua nei gas di scarico (dipende dalla temperatura, dall'eccesso d'aria utilizzato, dalla composizione del combustibile, dallo sporcamento del combustore);
- Energia chimica non sfruttata dovuta alla presenza di incombusti;
- Perdite di calore per conduzione e irraggiamento (dipendono dalla temperatura dei gas caldi e dal grado di coibentazione del sistema di combustione);
- Perdite per spurghi in caldaie a vapore.

L'aumento di efficienza nei processi di combustione può essere ottenuto seguendo diverse strade che mirano a ridurre una o più delle sopracitate fonti di perdita. Alcuni provvedimenti possibili sono, ad esempio, una scelta adeguata del combustibile, l'impiego dell'ossicombustione, il controllo

<sup>7</sup> Nel caso di energia elettrica il Costo del kWh risparmiato va confrontato con il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica industriale assumibile pari a 0,13 €/kWh, nel caso di energia termica il Costo del kWh risparmiato va confrontato con il prezzo medio dell'energia termica per le industrie assumibile pari a 0,047 €/kWh.

dell'eccesso d'aria in combustione mediante misura della concentrazione di ossigeno nei fumi, il miglioramento dell'isolamento termico dei dispositivi di combustione. Il calore perso con i gas di scarico è la fonte principale di inefficienza nei processi di combustione industriali, in cui si raggiungono elevate temperature. Per questo motivo, in ambito industriale, rilevanti aumenti di efficienza possono essere raggiunti con l'utilizzo di bruciatori auto-recuperativi e rigenerativi. Il principio alla base di entrambi questi dispositivi è quello di recuperare calore dai fumi caldi sfruttandolo per pre-riscaldare l'aria in ingresso alla camera di combustione. I bruciatori auto-recuperativi realizzano in maniera integrata il trasferimento di calore dai gas di scarico all'aria, possono essere impiegati in applicazioni con temperature attorno ai 700-1000°C permettendo un preriscaldamento dell'aria fino a un massimo di 550-600°C e consentono di raggiungere un risparmio di energia dell'ordine del 20-30%. I bruciatori auto-rigenerativi lavorano sempre in coppia e sfruttano il principio dell'accumulo termico su scala temporale ridotta mediante masse-rigeneranti ceramiche, possono essere utilizzati in applicazioni con temperatura compresa tra 800 e 1500° C permettendo un preriscaldamento dell'aria fino a 100-150° al di sotto della temperatura operativa di combustione e consentono di arrivare fino al 60% nel risparmio di combustibile. Tipicamente, la taglia massima dei dispositivi del primo tipo non supera i 400kW, mentre per la seconda tipologia si va anche oltre il MW. La sostituzione di bruciatori tradizionali funzionanti con bruciatori efficienti delle tipologie appena descritte presenta tempi di Pay-Back piuttosto elevati in assenza di incentivazione che, anche nel caso di elevati valori di ore di funzionamento annue, rimangono al di sopra dei 6 anni per i recuperativi e sopra i 5 anni per i rigenerativi. Adottando invece il Costo del kWh risparmiato come indicatore, entrambe le tecnologie risultano convenienti rispetto al *benchmark* di riferimento per la produzione di energia termica con tecnologia tradizionale pari a 4,7 c€/kWh. Quando le temperature di esercizio del forno sono inferiori ai 900-1000°C, spesso non si giustifica l'investimento dei sistemi di combustione efficienti analizzati e risulta più conveniente realizzare un recupero di calore centralizzato fatto a valle del forno per preriscaldare l'aria comburente con uno scambiatore fumi-aria o utilizzando un fluido intermedio.

### 1.8.2 Impiego di vapore

Il vapore è uno dei possibili vettori energetici per il trasporto di calore, assieme all'acqua e all'olio diatermico. I vantaggi del vapore sono la non-tossicità, la sicurezza, l'elevato calore specifico, il basso costo. Le misure di efficientamento nell'ambito dell'utilizzo del vapore si dividono tra quelle che agiscono sul sistema di generazione e quelle che intervengono sulla rete di distribuzione del vapore stesso. Le principali tecnologie impiegabili in questo senso sono: l'utilizzo di turbine a contropressione al posto di valvole di laminazione, il preriscaldamento dell'acqua di alimentazione del generatore di vapore mediante recupero di calore di scarto, ottimizzazione dei degasatori, ottimizzazione del sistema di distribuzione del vapore, coibentazione delle tubazioni, utilizzo di efficienti scaricatori di condensa, raccolta e riutilizzo delle condense, riutilizzo del vapore di flash, recupero di calore dal *blowdown*<sup>8</sup> del generatore di vapore.

### 1.8.3 Recupero di calore

Nei processi industriali esistono innumerevoli casi in cui del calore viene dissipato sotto diverse forme e a diversi livelli di temperatura. Lo sfruttamento di tali flussi termici risulta ovviamente più semplice nei casi in cui si tratta di flussi liquidi o gassosi ed è tanto più vantaggioso quanto più elevato è il livello di temperatura di questi flussi. La modalità più semplice di sfruttamento calore di scarto è l'impiego diretto mediante un scambiatore di calore per alimentare un'utenza termica: nel caso in cui i flussi disponibili siano molteplici e il processo produttivo presenti la richiesta di calore, è possibile valutare la possibilità di realizzare un'integrazione dei processi con strumenti quali la *Pinch Analysis*. Nel caso in cui il calore sia disponibile in entità e livello termico sufficienti, si presenta la possibilità

---

<sup>8</sup> Liquido scaricato in modo continuo o periodico per rimuovere i sali e le impurità accumulate.

di sfruttarlo per la produzione di energia elettrica mediante impianti ORC; a tal proposito si rimanda alla specifica trattazione nel capitolo 7. Quando il calore di scarto è disponibile a bassa temperatura è possibile pensare di sfruttarlo per alimentare una pompa di calore per produrre energia termica a temperatura maggiore. Un'altra possibilità è la ricompressione meccanica del vapore (MVR), che permette di valorizzare vapore esausto da processi industriali (in particolare da concentrazione e distillazione di soluzioni liquide) comprimendolo e quindi condensandolo rendendo disponibile calore a temperatura maggiore, a spesa di un modesto contributo di energia elettrica per la compressione (circa il 5-10% del calore utile restituito).

### 1.8.4 Refrigerazione

La produzione di energia frigorifera è responsabile di circa il 10% del consumo elettrico nazionale associato all'industria (Politecnico di Milano, 2012). Essa comprende svariati ambiti di applicazione, tra cui il raffreddamento di prodotto (alimenti, materie plastiche, gomma, metalli), di processo (aria, fumi di combustione, superfici di lavorazione), di macchinari, degli ambienti, arrivando ad avere una primaria rilevanza in alcuni particolari settori come quello alimentare (in cui pesa per il 25% dei consumi elettrici). Nei sistemi tradizionali di refrigerazione, basati su cicli inversi a compressione di vapore, il compressore è in assoluto il responsabile della maggior parte del consumo globale (oltre il 60%). Gli interventi possibili per migliorare l'efficienza energetica nei sistemi di refrigerazione possono essere divisi tra quelli che implicano l'utilizzo di apparecchiature efficienti e quelli che riguardano principalmente l'impianto (quali la ri-progettazione del layout dell'impianto e l'utilizzo di sistemi di controllo per la corretta gestione del funzionamento dell'impianto stesso). Una delle strategie più interessanti è l'adozione di un sistema di controllo dinamico della pressione di condensazione che consiste nel regolare la pressione massima di ciclo (pressione di mandata del compressore) a seconda del carico a cui è sottoposto l'impianto e delle condizioni esterne. Questo si ottiene dotando il refrigeratore (anche già esistente) di alcuni strumenti quali sensori di pressione e temperatura, inverter sul ventilatore del condensatore ad aria, un software di gestione. Tale intervento permette di conseguire un risparmio energetico fino al 10-25% rispetto ai sistemi tradizionali in cui la pressione di condensazione viene mantenuta costante. L'applicazione della regolazione dinamica della pressione di condensazione su un impianto già esistente risulta economicamente conveniente in termini di tempo di rientro se le ore di funzionamento annue sono piuttosto consistenti (sopra le 4000 ore/anno). Altri accorgimenti mirati all'efficienza energetica sugli impianti di refrigerazione sono l'adozione di motori elettrici ad alta efficienza per i vari dispositivi coinvolti (compressore, pompe, ventilatori) e l'installazione di inverter sugli stessi, il recupero del calore dissipato, una manutenzione adeguata (pulizia dell'impianto e controllo del fluido refrigerante), una adeguata coibentazione dei locali refrigerati e delle reti di distribuzione. In generale, gli interventi di efficientamento riguardanti i sistemi di refrigerazione in ambito industriale sono caratterizzati da una buona sostenibilità economica, con tempi di rientro che possono risultare sostenibili anche senza incentivi (1,5-3,7).

### 1.8.5 Cogenerazione-trigenerazione

Tra le soluzioni impiegabili in industria per la riduzione della dipendenza dall'approvvigionamento di energia elettrica e combustibile, la cogenerazione (o CHP) permette di ottenere nel complesso una riduzione del consumo di combustibile nell'ordine del 25-30%. Infatti, è possibile raggiungere valori di rendimento totale fino al 80-85%, contro un rendimento tradizionale per la generazione separata pari al 40-50% per la produzione elettrica e 85-90% per la produzione termica. Le principali tecnologie per la cogenerazione sono i cicli combinati, gli impianti turbogas, gli impianti a vapore (a contropressione o spillamento), i motori a combustione interna (ciclo Diesel o ciclo Otto), gli ORC. Esistono poi una serie di tecnologie adatte alla micro-cogenerazione quali le microturbine a gas, i motori Stirling, le celle a combustibile. I vantaggi dell'impiego della cogenerazione sono il risparmio di energia primaria, le minori emissioni in atmosfera di gas serra e sostanze inquinanti, la riduzione delle perdite di trasmissione dell'energia elettrica. È importante ricordare che esistono una serie di requisiti necessari affinché la scelta di un impianto cogenerativo risulti economicamente ed

energeticamente conveniente, quali la presenza e vicinanza dell'utenza termica, la contemporaneità della richiesta termica ed elettrica, la compatibilità della temperatura richiesta dall'utenza termica con quella del calore messo a disposizione dall'impianto, la compatibilità della fluttuazione del carico termico ed elettrico con la flessibilità dell'impianto. La cogenerazione da impianti a vapore si limita per lo più ad applicazioni industriali in cui sarebbe comunque necessario produrre in maniera continuativa vapore per finalità tecnologiche (ad esempio industria cartaria, chimica, alimentare). Impianti di questo tipo sono sempre dell'ordine delle decine di MW e comunque di taglia superiore ai 2 MW e vengono tipicamente utilizzati laddove la produzione di energia termica viene privilegiata rispetto alla produzione elettrica, dal momento che presentano rendimenti elettrici che non superano il 15% rendendo quindi disponibile circa il 60-70% dell'energia primaria del combustibile come calore. Nonostante l'elevato costo di questo tipo di impianti, considerando un funzionamento altamente continuativo nell'arco dell'anno (oltre le 7000 ore/anno) è possibile ottenere tempi di rientro dell'investimento inferiori ai 3-4 anni anche per taglie di qualche MW (tenendo conto che nel caso della cogenerazione le imprese sono disposte ad accettare tempi di Pay-Back più alti rispetto alla normale soglia di 2-3 anni). Per quanto riguarda gli impianti Turbogas di tipo cogenerativo, hanno generalmente taglia superiore a 1MW (elettrico) e mettono a disposizione calore nei fumi ad elevata temperatura ( $\geq 500^\circ$ ). Questi impianti si prestano a processi industriali che presentano assorbimenti termici confrontabili con quelli elettrici e carico molto poco variabile, come ad esempio l'industria ceramica, cartaria, petrolchimica, siderurgica. Nel caso di ciclo combinato invece, l'energia elettrica generata è ben maggiore rispetto al semplice Turbogas cogenerativo raggiungendo rendimenti elettrici prossimi al 60%. Anche per queste ultime due tecnologie, un funzionamento altamente continuo nell'arco dell'anno è un requisito fondamentale per raggiungere tempi di rientro dell'investimento accettabili. I motori a combustione interna si prestano alla cogenerazione in un campo di potenze piuttosto ampio che va da decine di kW a qualche MW. I principali vantaggi di questa tecnologia sono l'elevato grado di maturità, l'affidabilità, i rendimenti elettrici elevati (superiori al 35% già per taglie attorno a 1MW), i costi di investimento contenuti. Grazie al fatto di rendere disponibile l'energia termica a differenti livelli di temperatura, questi impianti sono particolarmente indicati per quelle utenze che necessitano di energia termica per processo ad alta temperatura e/o per condizionamento ambientale o altri usi a bassa temperatura. Un'altra peculiarità di questi impianti è quella di essere in grado di seguire senza eccessive difficoltà e perdite di efficienza le variazioni di carico e di poter funzionare in maniera discontinua con fermate e ripartenze anche improvvise. I settori di impiego sono molteplici: industria farmaceutica, alimentare, lattiero-casearia, della plastica, tessile, chimica, siderurgica, e altre. I tempi di rientro dell'investimento di installazione di un motore a combustione interna cogenerativo, risultano interessanti solo per funzionamento maggiore alle 7000 ore/anno, anche se positivi valori del costo del kWh risparmiato evidenziano una convenienza economica positiva sull'intera vita utile dell'impianto. Per quanto riguarda la piccola e micro-cogenerazione (tra i 50 kW<sub>e</sub> e 1MW<sub>e</sub>), le tecnologie disponibili quali le microturbine a gas, i motori Stirling, le celle a combustibile, presentano ancora elevati costi specifici e scarsa maturità tecnologica che ne stanno rallentando la diffusione sul mercato.

### 1.8.6 Alimentazione elettrica

Nell'ambito del sistema di alimentazione elettrica di un'utenza industriale sono essenzialmente due gli interventi di efficientamento energetico applicabili: il rifasamento dei carichi e l'utilizzo di UPS ad alta efficienza. Tutte le apparecchiature in un impianto industriale che funzionano creando campi magnetici (quali motori elettrici, trasformatori, saldatrici, forni a induzione) presentano una caratteristica ohmico-induttiva del carico, cioè tendono ad abbassare il fattore di potenza<sup>9</sup> ( $\cos\phi$ ) con cui l'utenza viene vista dalla rete. Un carico con basso  $\cos\phi$  richiede una maggiore potenza reattiva che deve venire continuamente scambiata tra generatore e carico senza produrre lavoro utile, pertanto gli impianti di generazione e le linee elettriche devono necessariamente gestire una corrente maggiore a parità di potenza attiva. I risultati di ciò sono la necessità di sovradimensionare tutte le

---

<sup>9</sup> Il fattore di potenza di un carico elettrico è definito come rapporto tra potenza attiva e potenza reattiva assorbita.

apparecchiature di alimentazione (maggiori costi di investimento) e l'aumento delle perdite di trasmissione (maggiori costi di gestione). Il rifasamento consiste nel introdurre nel sistema dispositivi capaci di erogare potenza reattiva, cioè carichi di tipo capacitivo, in grado di alzare il  $\cos\phi$  e ridurre l'esigenza di prelevare dalla rete potenza reattiva. Esso può essere eseguito inserendo in parallelo a monte del carico motori sincroni sovraeccitati o condensatori statici. Il corretto rifasamento di un impianto elettrico assicura vantaggi sia tecnici che economici: evitare le penali applicate dai distributori di energia agli utenti con basso  $\cos\phi$ , ottimizzare il dimensionamento di impianti nuovi, recuperare capacità senza aumentare le prestazioni di impianti già installati, ridurre le cadute di tensione in linea, ridurre le perdite per effetto Joule nei trasformatori e nei cavi. Il rifasamento può essere realizzato secondo diverse modalità a seconda delle caratteristiche ed esigenze dell'impianto: rifasamento centralizzato a potenza fissa, rifasamento centralizzato a potenza modulata, rifasamento distribuito. Quest'ultima tecnica permette di conseguire i massimi benefici, in quanto ad ogni carico è associato un condensatore che genera la potenza reattiva richiesta evitando che ci siano correnti reattive in circolazione in alcuna parte dell'impianto. Soluzioni di compromesso in termini di efficienza-costo sono il rifasamento per gruppi e quello misto. L'intervento di rifasamento dei carichi elettrici risulta ampiamente conveniente, sia nel caso di sistema centralizzato che distribuito, con tempi di ritorno quasi sempre inferiori ai 2 anni, con l'unica eccezione del rifasamento distribuito di un'utenza di piccola taglia. Gli UPS (*Uninterruptible Power Supply*), noti anche come gruppi di continuità, sono apparecchiature elettriche la cui funzionalità consiste nel garantire il mantenimento del servizio di alimentazione dell'utenza in caso di sospensione dell'alimentazione di rete e la qualità dell'alimentazione stessa, proteggendo i carichi sensibili da disturbi quali interruzioni e micro-interruzioni, buchi di tensione, variazioni di tensione, armoniche. Le applicazioni degli UPS sono le più svariate, in ambito industriale fanno riferimento principalmente ai sistemi di controllo e monitoraggio delle linee di produzione la cui mancata alimentazione può causare danni alle linee stesse o ai prodotti stessi. Alcuni dei settori particolarmente sensibili a queste problematiche sono l'alimentare, l'automobilistico, il meccanico, il chimico, il tessile. I gruppi di continuità sono costituiti da un raddrizzatore, un set di batterie e un inverter, cui si possono aggiungere apparecchiature supplementari come ad esempio un generatore elettrico. L'evoluzione tecnologica dei componenti ha permesso una sensibile riduzione del consumo energetico degli UPS, che ha un impatto non trascurabile quando questi funzionano per un numero elevato di ore all'anno. Parlare di UPS ad alta efficienza significa riferirsi a un dispositivo che adotta inverter a più livelli, impiega la soluzione *transformerless* che riduce le perdite magnetiche, adotta uno stadio di ingresso ad assorbimento sinusoidale che permette di ridurre le armoniche di corrente evitando di usare dispositivi aggiuntivi, lavora con alte tensioni interne riducendo le correnti in gioco e gli stadi di conversione. Il consumo elettrico attribuibile agli UPS rappresenta sicuramente una porzione poco rilevante del consumo elettrico italiano del settore industriale, motivo per cui l'efficienza energetica del dispositivo rappresenta ancora un elemento secondario rispetto alla sua affidabilità. La sostituzione di un UPS funzionante con uno ad alta efficienza non risulta economicamente giustificata se si considera il tempo di *Pay-Back* dell'investimento al netto degli incentivi (sempre superiore a 3 anni), tranne che nei casi di macchine di grossa taglia che funzionano per molte ore l'anno, e anche tenendo conto degli incentivi rimane al limite delle soglie di accettabilità. Al contrario, nel caso di nuovo acquisto o sostituzione forzata a fine vita, la scelta di un sistema energeticamente performante risulta generalmente premiante.

### 1.8.7 Azionamenti elettrici

Nell'ambito degli azionamenti elettrici le due soluzioni regine per l'aumento dell'efficienza energetica sono l'installazione di motori elettrici ad alta efficienza e l'impiego di regolatori elettronici di frequenza (*inverter*). Allo stato attuale, la sostituzione volontaria di un motore elettrico esistente con uno della massima efficienza non risulta ancora economicamente sostenibile in assenza di incentivazione e, anche considerando il contributo dei TEE, si raggiungono valori accettabili di tempo di rientro solo per dispositivi caratterizzati da un numero molto elevato di ore di funzionamento annue. Al contrario, l'adozione di sistemi di regolazione elettronica della velocità risulta praticamente sempre sostenibile economicamente anche in assenza di incentivazione. Per un'analisi approfondita di questi due interventi si rimanda ai capitoli 4 e 5. Altri possibili accorgimenti adottabili per ridurre i consumi

energetici in questo ambito sono: un corretto dimensionamento dei motori elettrici, il collegamento diretto del motore al carico quando possibile, l'impiego di organi di trasmissione efficienti (quali ad esempio cinghie dentate al posto di cinghie dentate tradizionali), l'adeguata manutenzione e lubrificazione dei sistemi.

### 1.8.8 Aria compressa

In ambito industriale, il problema della corretta gestione del vettore aria compressa è molto rilevante, poiché circa l'11% dei consumi elettrici delle imprese è ascrivibile ad essa e talvolta il consumo di energia associato al sistema ad aria compressa può arrivare a rappresentare più del 30% del fabbisogno elettrico di un'industria (come nel caso della produzione di polistirolo espanso e di bottiglie in PET). L'aria compressa è utilizzata in una moltitudine di processi industriali sia per usi di processo che di servizio, con applicazioni che vanno dall'utilizzo in specifiche lavorazioni (quali utensili per lavorazioni meccaniche, verniciature, etc.) a utilizzi meno appropriati alla luce del suo costo notevole (quali la pulizia o il raffrescamento). Un sistema ad aria compressa è composto essenzialmente da:

- Una macchina di compressione di cui fanno parte il motore elettrico, il compressore, il sistema di raffreddamento, la centralina, la trasmissione;
- Un serbatoio che ha la funzione di disaccoppiare la produzione dell'aria compressa dal suo prelievo, consolidare la pressione, far fronte ai picchi di domanda, permettere lo spurgo di eventuali condense;
- Un sistema di trattamento dell'aria composto dall'essiccatore e da eventuali filtri;
- La rete di distribuzione;
- I terminali d'utenza.

Per comprendere l'importanza del risparmio sulla componente energetica necessaria al funzionamento di un sistema ad aria compressa, basti pensare che mediamente circa il 75% del *Total Cost of Ownership* è dovuto al consumo di energia, mentre la restante parte si ripartisce abbastanza equamente tra costi di investimento e installazione e costi di manutenzione (Politecnico di Milano, 2012). Una prima tipologia di intervento finalizzato a migliorare le prestazioni energetiche dei sistemi ad aria compressa fa riferimento all'ottimizzazione delle utenze; in particolare per applicazioni di pulizia o raffrescamento è opportuno valutare la sostituzione dell'aria compressa con una soluzione meno costosa. Un altro intervento molto promettente, che permette in media un risparmio energetico pari a circa il 20% del consumo elettrico del compressore, fa riferimento alla riduzione delle perdite d'aria che possono essere presenti nella rete di distribuzione o a livello delle utenze. La ricerca delle perdite viene effettuata tramite procedure standard e garantisce tempi di ritorno molto rapidi (anche inferiori all'anno) grazie al costo di investimento contenuto. Una terza possibilità piuttosto promettente riguarda il recupero di calore dal compressore mediante scambiatore ad acqua (soluzione più comune che permette di produrre acqua calda fino a 200°C per i compressori volumetrici e attorno ai 70°C per compressori centrifughi) o ad aria (applicato principalmente a compressori di piccola taglia). Anche in questo caso la spesa necessaria all'intervento è abbastanza contenuta rispetto al risparmio conseguibile, pertanto i tempi di *Pay-Back* dell'investimento risultano inferiori a 2 anni anche per compressori che lavorano per meno di 2000 ore l'anno. Un'altra possibile soluzione fa riferimento all'ottimizzazione degli impianti esistenti, che tipicamente riguarda i livelli di pressione e portata del sistema ma in alcuni casi anche il layout dell'impianto. Gli impianti che adottano compressori a vite non dotati di inverter (che quindi non sono in grado di parzializzare la portata) si prestano all'installazione di serbatoi a valle del compressore stesso: un dimensionamento corretto dell'accumulo in base alle esigenze dell'impianto consente notevoli risparmi energetici rispetto al tradizionale sovradimensionamento eccessivo. Negli impianti di grossa taglia si può procedere all'installazione di serbatoi lungo l'impianto al fine di stabilizzare la pressione di rete e consentire una riduzione della pressione nominale di lavoro dei compressori e di conseguenza una riduzione del consumo energetico stesso (la riduzione di 1 bar della pressione di esercizio porta mediamente un risparmio energetico del 5%). Quest'ultima tipologia di soluzione, presentando costi di investimento abbastanza consistenti permette di ottenere tempi di *Pay-Back* interessanti ( $\leq 2$  anni) solo se l'impianto lavora per più di 4000 ore l'anno. Altre possibili soluzioni di efficientamento sono l'adozione di

sistemi di controllo avanzati per la gestione del funzionamento dell'impianto, la sostituzione dei compressori stessi, l'installazione di inverter sui motori elettrici che li azionano. In generale gli interventi di miglioramento energetico realizzabili sugli impianti ad aria compressa risultano tra i più convenienti nell'ambito industriale, presentando tempi di Pay-Back decisamente ridotti anche in assenza di incentivazione (0,5-1,5 anni).

### 1.8.9 Sistemi di pompaggio

Mediamente le pompe sono decisamente sovradimensionate rispetto alla reale richiesta del carico con la conseguenza di uno spreco in termini di costo di investimento e di consumo energetico in funzionamento. Nel caso di pompe sovradimensionate, è possibile considerare la sostituzione con pompe della esatta taglia e la soluzione molto più economica di tagliare o cambiare la sola girante. Un altro intervento per ridurre i consumi di pompaggio riguarda l'ottimizzazione del circuito idraulico in modo da ridurre le perdite di carico che la pompa stessa deve vincere. Altri interventi fondamentali di efficientamento dei sistemi di pompaggio sono anche l'installazione di inverter e l'adozione di motori elettrici ad alta efficienza, di cui si parla ampiamente ai capitoli 4 e 5.

### 1.8.10 Riscaldamento, raffrescamento e ventilazione degli ambienti

Anche a livello industriale, i consumi energetici per la climatizzazione degli ambienti possono essere talvolta considerevoli rispetto ai totali fabbisogni. In questo ambito è possibile ottenere risparmi energetici anzitutto riducendo i fabbisogni di energia termica e frigorifera: miglioramento dell'isolamento edilizio, riduzione delle infiltrazioni d'aria esterna, chiusura automatica delle porte, riduzione della stratificazione, abbassamento della temperatura operativa. In secondo luogo è possibile agire per migliorare l'efficienza degli impianti di climatizzazione: recupero di calore, utilizzo delle pompe di calore, terminali d'impianto radiativi concentrati sulle sole zone occupate degli stabilimenti. Nell'ambito della ventilazione ambientale è possibile migliorare l'efficienza energetica adottando dei sistemi di controllo della stessa basati sulla misura delle concentrazioni di inquinanti, eseguendo un corretto dimensionamento dei ventilatori, installando motori elettrici ad alta efficienza, attuando una regolazione di portata mediante inverter sul motore elettrico, ottimizzando i sistemi di ventilazione considerando la possibilità di dividerli in più sottosistemi separati. Un'altra possibilità da tenere in considerazione sia per il raffrescamento di processo che per il condizionamento dell'aria è il *free-cooling* che consiste nello sfruttare l'aria esterna quando la sua temperatura è sufficientemente bassa.

### 1.8.11 Illuminazione

L'illuminazione industriale, sia dei capannoni e dei magazzini, sia degli uffici, non è in genere oggetto di particolari attenzioni da parte dei tecnici interni o esterni all'azienda, pur rappresentando spesso un'uscita economica importante. L'incidenza dei consumi per l'illuminazione sui consumi elettrici dell'intero settore industriale è pari a circa l'8%. I margini di miglioramento dell'efficienza energetica derivanti da una gestione integrata dei sistemi di illuminazione dotati di tecnologie innovative sono tuttavia rilevanti, e la disponibilità sul mercato di prodotti innovativi ed efficienti unita al costo elevato dell'energia elettrica ha convinto molte aziende a intervenire. Gli interventi consistono essenzialmente in: adozione di dispositivi per la regolazione e il controllo del flusso luminoso (in base a criteri quali la presenza di utilizzatori, la disponibilità di luce naturale, la temporizzazione) e adozione di lampade ad alta efficienza (lampade al sodio a bassa pressione, a sodio ad alta pressione, a led). Grazie al limitato investimento iniziale richiesto, gli interventi di efficientamento dei sistemi di illuminazione in ambito industriale presentano solitamente un'ottima sostenibilità economica con tempi di Pay-Back inferiori a 1 anno anche in assenza di strumenti incentivanti.

### 1.8.12 Processi di essiccazione, separazione, concentrazione

Alcuni tra i processi industriali largamente diffusi caratterizzati da consumi energetici molto elevati e quindi da consistenti potenzialità di riduzione dei consumi sono quelli di essiccamento, evaporazione, distillazione. La distillazione serve essenzialmente per separare miscele costituite da componenti con punti di ebollizione differenti. Alcuni possibili interventi migliorativi applicabili a questo processo sono: il miglioramento dell'integrazione termica tra i componenti del sistema (reattore, colonna di distillazione, bollitore), l'utilizzo di piatti di distillazione più efficienti, l'utilizzo di tecnologie di separazione diverse dalla distillazione (come l'evaporazione combinata con la tecnologia delle membrane). Il processo di evaporazione si utilizza quando si richiede di concentrare una soluzione eliminando il solvente. Possibili interventi di efficientamento del processo sono: la riduzione della quantità di solvente da evaporare tramite una prima fase di separazione mediante membrane, il recupero di calore a bassa temperatura mediante condensazione del vapore di solvente, l'utilizzo di evaporatori multistadio, la ricompressione meccanica del vapore. Anche i processi di essiccazione sono caratterizzati da elevati consumi energetici; questi sono realizzati con sistemi che trasferiscono il calore per convezione, conduzione o irraggiamento o mediante una combinazione di questi. Nei processi di essiccazione esistono innumerevoli soluzioni ad hoc mirate a migliorare l'efficienza energetica del processo; in generale tra gli interventi applicabili vale la pena ricordare l'adozione di sistemi di controllo e regolazione automatici del processo di essiccazione, il miglioramento della coibentazione termica, il recupero termico del calore di scarto. Nel caso di essiccazione ad aria calda il recupero termico può essere fatto per via diretta per preriscaldare l'aria in ingresso al bruciatore o preriscaldare i prodotti stessi in ingresso. Nel caso di essiccazione a vapore surriscaldato, il recupero termico può avvenire per via indiretta mediante ricompressione meccanica del vapore esausto (MVR). La ricompressione meccanica del vapore per l'essiccazione è ancora pochissimo diffusa mentre è applicata più largamente ai processi di concentrazione: con tale tecnica è possibile recuperare il calore latente contenuto nel vapore esausto con una modesta spesa energetica dovuta al lavoro di compressione. Una volta compresso il vapore esausto, esso può condensare a una pressione più elevata di quella di processo, rendendo disponibile calore utilizzabile per il processo di concentrazione stesso: in questo modo, una volta innescato, il processo si autosostiene, senza consumo di vapore vivo da caldaia e senza la necessità di acqua di raffreddamento. In termini di consumo specifico di energia primaria nei processi di concentrazione, la MVR presenta valori dell'ordine di 78-235 kJ/kg di acqua prodotta contro i circa 850 kJ/kg della tecnologia a multipli effetti che rappresenta attualmente la "media di mercato" (Joint Research Centre ECCP, 2009). Il potenziale di risparmio conseguibile con l'adozione di questi sistemi appare ancor più consistente se si considera che in realtà esistono ancora molti casi in cui non si ricorre ai multipli effetti (dove il vapore generato in caldaia viene somministrato al primo stadio mentre gli effetti successivi, a pressione via via decrescente, vengono alimentati con il vapore di processo liberato dallo stadio precedente) ma si applica la pressione atmosferica alimentando l'intero processo con vapore vivo di caldaia. I settori industriali di maggior interesse per l'applicazione della ricompressione meccanica del vapore sono il caseario, il farmaceutico, il saccarifero, il birrario, le distillerie, il conserviero, il cartario, il chimico, il tessile, il settore del trattamento delle acque reflue.

## CAPITOLO 2

### Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica

#### 2.1 I Titoli di Efficienza Energetica o Certificati Bianchi

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. Il sistema dei Certificati Bianchi è stato introdotto nella legislazione italiana dai Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 e prevede che i distributori di energia elettrica e gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria. Un TEE equivale a 1 tep<sup>10</sup> di energia primaria risparmiata. Le aziende distributrici di energia elettrica e gas ("soggetti obbligati") possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai certificati bianchi oppure acquistando i TEE da altri soggetti sul mercato dedicato organizzato dal GME. Possono accedere al meccanismo individuando, realizzando e ottenendo TEE anche una serie di "soggetti volontari" quali le Società di Servizi Energetici (ESCo), le aziende che hanno nominato un *Energy Manager*, i piccoli distributori di energia elettrica e gas che non sono soggetti all'obbligo. La novità importante introdotta con questo sistema di incentivazione sta nel far convivere lo spirito dell'obbligo con l'iniziativa volontaria: mentre la legislazione incentivante precedente si basava su interventi proposti dall'utente finale su base volontaria realizzati nella speranza di accedere al contributo economico, ora alcuni soggetti sono obbligati a raggiungere obiettivi di risparmio energetico operando in prima persona o accedendo ai risparmi conseguiti da altri soggetti su base volontaria. Prima di descrivere gli elementi del sistema è opportuno sottolineare che la normativa prevede che gli obiettivi di risparmio energetico devono essere raggiunti con l'adozione di tecnologie all'avanguardia tramite azioni di: miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali, contenimento delle perdite di energia, impiego di fonti rinnovabili. Pertanto viene escluso che mediante i TEE si possano incentivare: repliche di impianti giunti al termine della vita utile, correzioni di errori di progettazione, interventi di adeguamento a normativa.

##### 2.1.1 La normativa in merito

Alla base del meccanismo dei Certificati Bianchi ci sono i cosiddetti "Decreti Gemelli" del 24 aprile 2001 emessi dal Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente, che definiscono un nuovo approccio normativo tendente all'incremento dell'efficienza energetica sul territorio nazionale. Sono stati però i D.M. del 20 luglio 2004 "elettrico e gas" ad avviare concretamente il sistema dei TEE. A questi hanno fatto seguito il D.M. 21 dicembre 2007, il D.Lgs. 3 marzo 2011, il D.M. 28 dicembre 2012 che hanno apportato alcune importanti modifiche. Nel definire le regole "tecniche" di funzionamento dell'apparato ha avuto un ruolo fondamentale l'AEEG con una serie di delibere tra cui:

- 103/03, EEN 9/11 (linee guida di funzionamento del meccanismo);
- 4/06, GOP 26/09, 449/2012/A (delega di attività a ENEA e RSE);
- EEN 3/08 (coefficiente conversione kWh elettrici in tep);
- EEN 4/11, 9/10, 2/10, 177/05, 70/05, 111/04, 234/02 (schede tecniche per la valutazione dei risparmi);
- EEN 16/10, 21/09, 36/08, 345/07, 219/04 (contributo tariffario).

---

<sup>10</sup> 1 tep (tonnellata equivalente di petrolio) equivale a 10<sup>7</sup> kcal o 4,186\*10<sup>7</sup> kJ.

### 2.1.2 L'articolazione generale del sistema

I capisaldi dell'intero sistema possono essere sintetizzati come segue:

- L'attività di gestione, valutazione, certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi è in mano al GSE (novità introdotta dal D.M. 28 dicembre 2012: fino al 3 febbraio 2013 la gestione era affidata all'AEEG);
- Il miglioramento dell'efficienza energetica è realizzato presso gli utenti finali;
- Sono stabiliti obiettivi nazionali di incremento dell'efficienza energetica;
- I grandi distributori di gas e energia elettrica sono i soggetti obbligati al raggiungimento dei sopracitati obiettivi;
- Il miglioramento dell'efficienza energetica viene certificato tramite l'emissione da parte del Gestore dei Mercati Energetici (GME) di Titoli di Efficienza Energetica;
- Ogni TEE corrisponde a 1 tep di energia primaria risparmiata a seguito di interventi di efficientamento realizzati dai soggetti obbligati o da soggetti volontari che possono partecipare al meccanismo;
- Le proposte per l'ottenimento dei TEE sono sottoposte a un'istruttoria tecnico-amministrativa condotta dall'ENEA<sup>11</sup>;
- Esiste un mercato dei suddetti titoli in base a contrattazioni bilaterali e accesso alla borsa dei TEE;
- E' previsto un contributo tariffario a favore delle aziende di distribuzione obbligate, a parziale copertura dei costi da sostenere per il raggiungimento degli obiettivi;
- Vengono applicate sanzioni a carico dei soggetti obbligati in caso di inadempienza.

### 2.1.3 I soggetti obbligati

Il cuore del meccanismo consiste nella responsabilizzazione di attori particolari, le aziende distributrici di gas e/o energia elettrica, le quali si vedono assegnato un obiettivo di risparmio di energia primaria da conseguire mediante interventi di miglioramento dell'efficienza energetica presso gli utenti finali. In particolare sono soggetti all'obbligo i distributori aventi più di 50.000 clienti (nuova soglia introdotta dal D.M. 28 dicembre 2012 che abbassa la soglia di 100.000 prevista dai D.M. 20 luglio 2004). Gli obiettivi nazionali annuali di risparmio energetico da conseguire fino al 2012 erano fissati dai D.M. 20 luglio 2004 mentre per il quadriennio 2013-2016 sono stati fissati dal D.M. 28 dicembre 2012 rispettivamente pari a 4,6 Mtep per il 2013, 6,2 per il 2014, 6,6 per il 2015, 7,6 per il 2016. L'obiettivo annuale che deve essere raggiunto dal singolo distributore si ottiene pesando l'obiettivo nazionale annuale con il rapporto tra quantità di energia elettrica (o gas) da esso erogata e quantità totale nazionale di energia elettrica (o gas) erogata. Per raggiungere il proprio obiettivo, i distributori hanno diverse alternative cui poter ricorrere:

- a. Realizzare essi stessi o tramite società controllate interventi presso gli utenti finali in grado di generare titoli;
- b. Acquistare i titoli relativi a interventi realizzati da altri soggetti tramite contrattazione bilaterale;
- c. Acquistare i titoli relativi a interventi realizzati da altri soggetti in borsa, ossia sul mercato appositamente organizzato dal GME.

Per consentire ai soggetti obbligati di poter recuperare almeno in parte gli oneri sostenuti per la realizzazione degli interventi e/o l'acquisto dei TEE, è stata prevista l'istituzione di una componente a gravare sulle tariffe di distribuzione di energia elettrica e gas. Il cosiddetto "contributo tariffario" è fissato dall'AEEG come una quota per ogni tep di risparmio consegnato dal soggetto obbligato; Tale quota valeva 100 €/tep fino al 2008 ed è poi stata leggermente ridotta negli anni.

---

<sup>11</sup> Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

#### 2.1.4 I soggetti volontari

Oltre ai soggetti obbligati, altri operatori possono accedere al meccanismo individuando, realizzando e ottenendo Titoli di Efficienza Energetica. Questi sono:

- Società di Servizi Energetici (ESCO) e società controllate dai soggetti obbligati;
- Distributori di energia elettrica e gas con meno di 50.000 utenti;
- Società con obbligo di nomina di *Energy Manager*;
- Imprese operanti nel settore industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, compresi enti pubblici che abbiano provveduto alla nomina del "responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia" (*Energy Manager*) oppure siano stati certificati ISO 50001 e mantengano in essere queste condizioni per tutta la vita tecnica dell'intervento.

Per poter avviare una procedura di ottenimento di TEE il proponente deve prima di tutto essersi accreditato presso l'AEEG: per potersi accreditare come Società di Servizi Energetici ad oggi è ancora sufficiente che nello statuto della società sia prevista l'erogazione di servizi energetici, ma il D.M. 28 dicembre 2012 ha stabilito che dal 2015 sarà necessaria la certificazione UNI CEI 11352.

## 2.2 La valutazione e verifica dei risparmi di energia primaria

Il meccanismo dei Certificati Bianchi è normato in dettaglio nell'allegato A della Delibera AEEG EEN 09/11 che prevede tre metodi per la valutazione delle proposte:

1. Metodi di valutazione standardizzata
2. Metodi di valutazione analitica
3. Metodi di valutazione a consuntivo.

Risulta innanzitutto utile chiarire la distinzione tra intervento e progetto, che si è resa necessaria a causa dell'esistenza di una soglia minima (dimensione minima) di risparmio energetico che deve raggiungere un progetto perché la proposta venga accolta. Per "intervento" si intende una qualsiasi attività elementare individuata dal punto di vista tecnico che porta un certo risparmio energetico. Un progetto è invece definito come: "Una qualsiasi attività o insieme di attività che produce risparmi di energia primaria certi e quantificabili attraverso: la realizzazione presso uno o più clienti partecipanti di uno o più interventi valutabili con il medesimo metodo di valutazione, oppure la realizzazione presso un unico cliente partecipante di interventi valutabili con metodi di valutazione diversi". In questo senso, per poter raggiungere la dimensione minima, viene consentito al richiedente di:

- Realizzare un intervento presso un unico cliente;
- Realizzare lo stesso intervento presso più clienti;
- Realizzare più interventi diversi (e con diversi metodi di valutazione) presso uno stesso cliente.

Non è invece ammesso proporre un progetto costituito da interventi afferenti a diversi metodi di valutazione presso diversi clienti.

#### 2.2.1 Vita utile e vita tecnica

Per vita utile si intende il numero di anni per cui vengono erogati i TEE ottenuti con un certo intervento. Essa è stabilita normalmente pari a 5 anni, e pari a 8 anni solo per gli interventi di isolamento termico degli edifici, di controllo della radiazione entrante da superfici vetrate, di architettura bioclimatica, di solare passivo e raffrescamento passivo. Per vita tecnica si intende l'effettivo numero di anni durante i quali si prevede che gli apparecchi o dispositivi installati siano funzionanti e pertanto producano effettivamente risparmi energetici. Essa varia da zero (per gli stand-by) fino a 25 (per i doppi vetri e l'isolamento in edilizia), ed ha valori tipici di 10-15 anni. Questa

distinzione risulta fondamentale in quanto ai fini degli obblighi di risparmio energetico i TEE vengono riconosciuti per l'intera vita tecnica, seppur erogati nel corso della sola vita utile.

### 2.2.2 Risparmio netto integrale, risparmio contestuale, risparmio anticipato

Per Risparmio Netto Integrale (RNI) si intende la somma di tutti i risparmi annuali di energia ottenuti nell'arco della vita tecnica, per Risparmio Contestuale (RC) si intende la somma dei risparmi annuali ottenuti nell'arco della sola vita utile, per Risparmio Anticipato (RA) si intende la somma dei risparmi relativi agli anni compresi nella vita tecnica ma fuori dalla vita utile. Grazie all'introduzione del "coefficiente di durabilità"  $\tau$  si riescono a considerare ai fini dei TEE anche i risparmi ottenuti dopo il termine della vita utile ma entro la vita tecnica dell'intervento. Il coefficiente  $\tau$  è definito secondo la formula 2.1, considerando la vita utile  $U$ , la vita tecnica  $T$  e un tasso di decadimento dei risparmi  $\delta$  (assunto pari al 2%).

$$\tau = \frac{RA}{RC} = 1 + \frac{\sum_{i=U}^{T-1} (1-\delta)^i}{U} \quad (2.1)$$

I valori di  $\tau$  da utilizzare per le varie categorie di intervento sono fissati dalla Direttiva AEEG EEN 09/11 così come riportati in tabella 2.1. Per interventi a valere su metodi standardizzati o analitici la categoria dell'intervento è definita dalla stessa scheda tecnica e sulla stessa è riportato direttamente il valore di  $\tau$ , per interventi a consuntivo il proponente deve individuare la categoria in cui è inseribile la proposta e dedurre il  $\tau$  corrispondente.

Tabella 2.1 - Principali categorie di intervento e corrispondenti valori di  $\tau$

Categoria		$\tau$
<b>IND-T</b>	Processi industriali: generazione o recupero di calore per raffreddamento, essiccazione, cottura, fusione, ecc.	3,36
<b>IND-GEN</b>	Processi industriali: generazione di energia elettrica da recuperi o da fonti rinnovabili o da cogenerazione	3,36
<b>IND-E</b>	Processi industriali: sistemi di azionamento efficienti (motori, inverter, ecc.), automazione e interventi di rifasamento	2,65
<b>IND-FF</b>	Processi industriali: interventi diversi dai precedenti, per l'ottimizzazione energetica dei processi produttivi e dei layout d'impianto finalizzati a conseguire una riduzione oggettiva e duratura dei fabbisogni di energia finale a parità di quantità e qualità della produzione	3,36
<b>CIV-T</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: generazione di calore/freddo per climatizzazione e produzione di acqua calda	2,65
<b>CIV-GEN</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: piccoli sistemi di generazione elettrica e cogenerazione	3,36
<b>CIV-FI</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: interventi sull'involucro edilizio finalizzati alla riduzione dei fabbisogni di illuminazione artificiale	4,58
<b>CIV-FC</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: interventi di edilizia passiva e interventi sull'involucro edilizio finalizzati alla riduzione dei fabbisogni di climatizzazione invernale ed estiva	2,91
<b>CIV-ICT</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: elettronica di consumo (sistemi di intrattenimento e attrezzature ICT di largo consumo ad alta efficienza)	1
<b>CIV-ELET</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: elettrodomestici per il lavaggio e la conservazione dei cibi	2,65
<b>CIV-FA</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: riduzione dei fabbisogni di acqua calda	1,87

### 2.2.3 Metodi di valutazione standardizzata

La caratteristica del metodo è che i TEE associati allo specifico intervento sono determinati esclusivamente in funzione del numero di unità fisiche di riferimento (UFR) oggetto dell'intervento stesso (per esempio numero di motori elettrici, metri quadrati di superficie isolata, ecc.). È il metodo più immediato e semplice poiché non vengono richieste al proponente misure o rilievi ai fini della certificazione dei risparmi. Attualmente sono disponibili 28 schede tecniche di valutazione standardizzata relative ad altrettante tipologie di intervento. La scheda standard "tipo" fornisce direttamente un Risparmio Specifico Lordo Annuo (RSL) associato a ogni unità fisica di riferimento, il quale moltiplicato semplicemente per il numero di UFR fornisce il Risparmio Lordo (RL) definito come la "differenza nei consumi annui di energia primaria prima e dopo la realizzazione dell'intervento". Poiché lo spirito alla base del meccanismo dei TEE consiste nell'incentivazione dei soli risparmi ottenuti con tecnologie all'avanguardia rispetto alla "media di mercato", per i metodi standardizzati e analitici è stato introdotto il "Coefficiente di addizionalità" ( $a$ ). Il concetto di "addizionalità" verrà approfondito maggiormente in seguito, ad ogni modo il coefficiente  $a$  è un fattore introdotto per tener conto delle possibili dinamiche di mercato che faranno diminuire negli anni futuri i risparmi a causa dell'evoluzione tecnologica, e pertanto assume valore minore o uguale a 1. Moltiplicando il Risparmio Lordo per il coefficiente  $a$  si ottiene il Risparmio Netto (RN) definito come "Il risparmio lordo depurato dei risparmi energetici non addizionali, cioè di questi risparmi energetici che si stima si sarebbero comunque verificati, anche in assenza di un intervento o di un progetto, per effetto dell'evoluzione tecnologica, normativa e del mercato". Il Risparmio Netto Integrale (RNI) che corrisponde al numero di TEE riconosciuti per ogni anno della vita utile si ottiene moltiplicando il Risparmio Netto per il coefficiente di durabilità  $\tau$ .

$$RL = RSL \times UFR \quad [tep/anno] \quad (2.2)$$

$$RNI = RL \times a \times \tau \quad [tep/anno] \quad (2.3)$$

### 2.2.4 Metodi di valutazione analitica

Tramite tale metodo viene quantificato il risparmio energetico sulla scorta di un algoritmo specifico per ogni scheda tecnica pertinente. L'algoritmo, in questo caso, viene alimentato con pochi parametri caratterizzanti lo stato di funzionamento e di assorbimento energetico dell'apparecchiatura oggetto dell'intervento. Di conseguenza il proponente si deve impegnare a trasmettere tali dati al GSE anno per anno, per vedersi riconosciuti i corrispondenti titoli. Contrariamente dunque al metodo standardizzato, che prevede il persistere nel tempo del risparmio certificato al primo anno, nel metodo analitico il risparmio va ricostruito anno per anno attraverso la presentazione di apposite Richieste di Verifica e Certificazione (RVC). Attualmente sono disponibili 10 schede tecniche di valutazione analitica, i cui algoritmi di calcolo sono stati codificati a seguito di una consultazione pubblica con i soggetti interessati.

### 2.2.5 Metodi di valutazione a consuntivo

Il metodo a consuntivo viene applicato alle proposte per le quali non sono disponibili schede tecniche di valutazione standardizzata o analitica oppure alle proposte comprendenti interventi eterogenei per metodo di valutazione da realizzarsi presso un unico cliente. Questo metodo prevede che il risparmio energetico conseguito venga quantificato secondo uno specifico algoritmo di calcolo elaborato dal soggetto proponente e approvato dal GSE (attraverso gli enti valutatori ENEA e RSE). Nell'algoritmo entrano una serie di parametri misurati che il proponente dovrà trasmettere periodicamente mediante apposite RVC per vedersi riconosciuti i corrispondenti TEE. Da sottolineare che anche in presenza di una scheda tecnica coerente con l'intervento si può decidere di ricorrere a una Proposta di Progetto e Programma di Misura (PPPM è il nome delle proposte cui si applica valutazione a consuntivo). Una

scelta come questa deve essere motivata e solitamente è dovuta alla possibilità di proporre un tau diverso da quello previsto dalla scheda tecnica o di godere di una diversa tempistica nella presentazione-istruttoria della proposta.

### 2.2.6 Dimensione minima

Come accennato in precedenza, le proposte avanzate al GSE per il riconoscimento di TEE devono garantire il raggiungimento di una soglia minima di risparmio energetico. Tale soglia si riferisce al Risparmio Netto Integrale (pertanto per ricavare la soglia in termini di Risparmio Netto bisogna dividere per tau) ed è differenziata in base alla metodologia di valutazione secondo la tabella seguente.

Tabella 2.2 - Dimensione minima dei progetti

Tipologia di progetto	Dimensione minima in termini di RNI [tep/anno]
Standardizzato	20
Analitico	40
A consuntivo	60

### 2.2.7 Tipi di titoli

Esistono 6 tipologie di Titoli di Efficienza Energetica a seconda del tipo di energia risparmiata:

1. Tipo I, relativi al risparmio di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di energia elettrica;
2. Tipo II, relativi al risparmio di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di gas naturale;
3. Tipo III, relativi al risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione;
4. Tipo IV, relativi al risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale realizzato nel settore dei trasporti e valutato con le modalità previste dall'articolo 30 del D.Lgs. 3 marzo 2011;
5. Tipo V, relativi al risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale realizzato nel settore dei trasporti e valutato con modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV.
6. Tipo II-CAR, relativi al risparmio di energia primaria ottenuto su impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Da sottolineare come fino ad oggi i TEE emessi siano stati essenzialmente di tipo I, II e III, poiché i titoli di tipi II-CAR, IV e V hanno da poco fatto la loro comparsa sul mercato.

## 2.3 Il conseguimento dei TEE

### 2.3.1 Presentazione dei progetti

Per poter chiedere il riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica, un soggetto obbligato o un soggetto volontario accreditato deve seguire una procedura i cui aspetti fondamentali vengono descritti di seguito. Una volta accreditato, un soggetto volontario può presentare progetti tramite il sistema informatico dedicato del GSE ("Applicativo Informatico Efficienza Energetica") che rappresenta il canale comunicativo obbligatorio per l'inoltro delle PPPM e delle Richieste di Verifica e Certificazione dei risparmi (RVC). In presenza di schede tecniche standardizzate, il richiedente deve presentare una RVC entro 180 giorni dalla data di avvio (data in cui viene raggiunta la dimensione minima) del progetto. La persistenza dei risparmi energetici generati nel corso della vita utile è

automaticamente riconosciuta dopo la prima RVC e l'emissione dei TEE relativi avviene in automatico ogni 3 mesi. In presenza di schede tecniche analitiche, la prima RVC va presentata entro 180 giorni dalla fine del periodo di riferimento, mentre le successive RVC vanno presentate non prima di 3 mesi l'una dall'altra. Per periodo di riferimento si intende il periodo di monitoraggio che parte con l'inizio della vita utile e con l'avvio delle misure, e può durare al massimo 12 mesi. Nel caso di interventi di tipo analitico, la persistenza dei risparmi deve essere verificata con RVC successive per tutto l'arco della vita utile. Nel caso di proposte a consuntivo la procedura inizia con la presentazione di una "Proposta di Progetto e Programma di Misura" (PPPM) che deve seguire uno schema fisso con una serie di informazioni che descrivano esaurientemente il progetto: informazioni sul soggetto titolare del progetto, descrizione degli interventi, delle strutture/impianti interessati, della tempistica, dei risultati attesi, descrizione del programma di misura proposto nonché della strumentazione impiegata, condizioni di pre-installazione (*baseline*), addizionalità, algoritmi di calcolo dei risparmi, vita utile, vita tecnica, valore di tau, stima dei risparmi che verranno conseguiti. Presentata la PPPM, se questa viene approvata a seguito dell'istruttoria tecnico-amministrativa svolta dall'ente valutatore preposto (ENEA o RSE), il richiedente presenta la prima RVC e quelle successive con le scadenze previste nella stessa PPPM. La persistenza dei risparmi energetici generati dall'intervento nel corso della vita utile per una proposta a consuntivo non può essere automaticamente riconosciuta dopo la prima RVC; analogamente al metodo analitico, la verifica e certificazione avviene a seguito della regolare presentazione delle RVC (almeno una volta l'anno). Nella generalità dei casi, la contabilizzazione inizia nel momento in cui il proponente dichiara di aver avviato il programma di misura, evento che consente la misurazione dei risparmi.

### 2.3.2 L'attività degli enti valutatori delle proposte di riconoscimento dei TEE

Allo stato attuale, gli enti preposti alla valutazione delle proposte di riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica sono ENEA e RSE, tra cui vengono divise le richieste in base alla tipologia di intervento. Secondo una complessa procedura, essi hanno il compito di stabilire l'ammissibilità dei progetti al riconoscimento di TEE e l'ammontare e il tipo di TEE cui hanno diritto. Il documento principale che viene emesso da ENEA o RSE in quanto "soggetto responsabile delle attività di verifica e certificazione dei risparmi" è il Rapporto di Valutazione che riporta un giudizio sulla proposta ai fini della successiva concessione o meno dei titoli. In particolare vengono valutate la coerenza e l'esattezza dei dati forniti, la completezza della documentazione richiesta, l'esattezza dei calcoli eseguiti dal proponente per la quantificazione dei risparmi, la coerenza della proposta con la normativa alla base del meccanismo dei Certificati Bianchi. L'istruttoria può avere i seguenti esiti:

- Positivo: la proposta viene interamente accolta senza modifiche;
- Parzialmente positivo: la proposta è positiva ma l'entità dei risparmi viene decurtata;
- Negativo: la proposta è valutata negativamente ma con opportune correzioni può essere ripresentata;
- Sospeso: in seguito a dubbio di ammissibilità degli interventi proposti, il GSE chiede pronunciamento ai ministeri competenti;
- Ritirata: la proposta viene ritirata dal proponente per sopraggiunte difficoltà formali o sostanziali nella realizzazione del progetto;
- Irricevibile: la proposta viene accantonata per irrimediabili vizi formali
- Richiesta integrazioni: la proposta non è giudicabile sulla base delle informazioni fornite perciò ulteriori integrazioni sono richieste formalmente al proponente.

Quasi mai una proposta viene dichiarata irricevibile alla prima valutazione, ma solitamente si procede prima a una richiesta di integrazioni. Nei casi in cui una proposta sia gravemente carente dal punto di vista tecnico, che compaiano elementi contraddittori o che non venga rispettato lo spirito dei decreti, il valutatore procede produce una lettera di pre-bocciatura in cui si comunica che la proposta è in corso di valutazione negativa; vengono concessi dieci giorni al proponente per esporre eventualmente proprie contestazioni.

### 2.3.3 Registrazione presso il Gestore dei Mercati Energetici (GME)

Per negoziare i TEE riconosciuti è necessario che il richiedente si iscriva al registro dei TEE gestito dal GME, dopodiché è possibile procedere alla compravendita bilaterale dei titoli. Le sessioni del mercato organizzato dal GME sono attive un giorno a settimana. Una volta monetizzati i titoli si pone il problema della ripartizione degli utili tra i soggetti partecipanti al progetto (distributore, ESCo, utente finale). A riguardo non esistono indicazioni nella normativa pertinente, pertanto c'è piena libertà contrattuale tra le parti interessate.

### 2.3.4 Cumulabilità dei TEE con altri strumenti incentivanti

Il D.M. 28 dicembre 2012, di "riordino" del sistema dei Certificati Bianchi, ha modificato le regole sulla cumulabilità rendendole più restrittive rispetto al passato, in analogia con quanto deciso per altri sistemi di incentivazione (fonti rinnovabili e conto termico). I progetti presentati a partire dal 3 gennaio 2013 non sono più cumulabili con altri incentivi statali, quali: tariffa omnicomprensiva, Certificati Verdi, Conto Termico, detrazioni fiscali, Conto Energia per il fotovoltaico. Fanno eccezione i fondi di garanzia e rotazione, i contributi in conto interesse, la detassazione del reddito d'impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature. Rimane possibile, invece, sommare i Certificati Bianchi con incentivi di tipo regionale, locale e comunitario, con le detrazioni del credito di imposta per le reti di teleriscaldamento a biomassa realizzate in zona climatica E e F. Per i progetti antecedenti al suddetto D.M., il GSE ha pubblicato una serie di delucidazioni che spiegano i limiti temporali entro cui è stato ancora possibile godere della cumulabilità con altri incentivi. I progetti standard (ossia la tipologia che comprende la maggior parte degli interventi per i quali si sovrapponevano TEE e detrazioni fiscali) che possono beneficiare della cumulabilità sono quelli aventi data di avvio precedente al 3 gennaio 2013. La data di avvio rappresenta il giorno in cui il progetto raggiunge la dimensione minima, cioè inizia a produrre i risparmi tali da superare il limite di 20 tep annui (che solitamente coincide con la data di installazione o collaudo). Per i progetti analitici la data di inizio del periodo di rendicontazione dei risparmi deve essere antecedente al 3 gennaio 2013, mentre per i progetti a consuntivo la PPPM deve essere stata presentata entro tale data. In definitiva, quindi non c'è più possibilità di presentare nuove proposte di alcun tipo che possano beneficiare della cumulabilità.

### 2.3.5 *Baseline* e addizionalità

Un concetto molto importante nel sistema dei Titoli di Efficienza Energetica è quello di "addizionalità". Secondo lo spirito dei Decreti i soli risparmi che possono essere incentivati e quindi tradotti in titoli sono quelli addizionali, cioè quei risparmi ottenibili escludendo l'effetto di fattori spuri. Il concetto viene chiaramente esplicitato nella definizione di Risparmio Netto data dalla Direttiva EEN 09/11: "Risparmio Netto è il risparmio lordo, depurato dei risparmi energetici non addizionali, cioè quei risparmi energetici che si stima si sarebbero comunque verificati, anche in assenza di un intervento o di un progetto, per effetto dell'evoluzione tecnologica, normativa e del mercato". Per la valutazione delle "non-addizionalità" è necessario assumere una situazione ante-intervento di riferimento, detta *Baseline*, come scenario impiantistico rappresentativo di una situazione media di mercato. Il richiedente deve quindi immaginare un contesto in assenza del meccanismo incentivante: la soluzione che avrebbe implementato in una simile condizione rappresenta la *baseline*. I risparmi addizionali di una soluzione ad alta efficienza vengono valutati in confronto alla condizione di *baseline*. La vera innovazione introdotta dal sistema dei TEE sta proprio nel assumere come incentivabili solo quegli interventi che "vanno oltre" la pratica corrente, adottando soluzioni di avanguardia, e realizzando quindi una vera efficienza energetica che anticipi l'evoluzione tecnologica o normativa. La "media di mercato" deve essere individuata da parte del proponente, tramite la conduzione di indagini di mercato, da letteratura tecnico/scientifica, da standard nazionali e internazionali, ecc. Di fatto, il proponente può trovarsi di fronte a 3 casi:

1. Se la situazione ante-intervento è peggiore della media di mercato, il risparmio netto che si considera incentivabile è solo la differenza tra consumi medi di mercato e consumi post-intervento;
2. Se la situazione ante-intervento coincide con la media di mercato, vengono presi quei consumi come baseline rispetto a cui valutare i risparmi;
3. Se la situazione ante-intervento è migliore della media di mercato, i consumi che si prendono come baseline sono quelli propri dell'impianto prima della realizzazione dell'opera.

Le situazioni possibili sono schematizzate nella figura sottostante: gli intervalli evidenziati rappresentano le "differenze di rendimento" che vengono incentivate nei 3 casi.

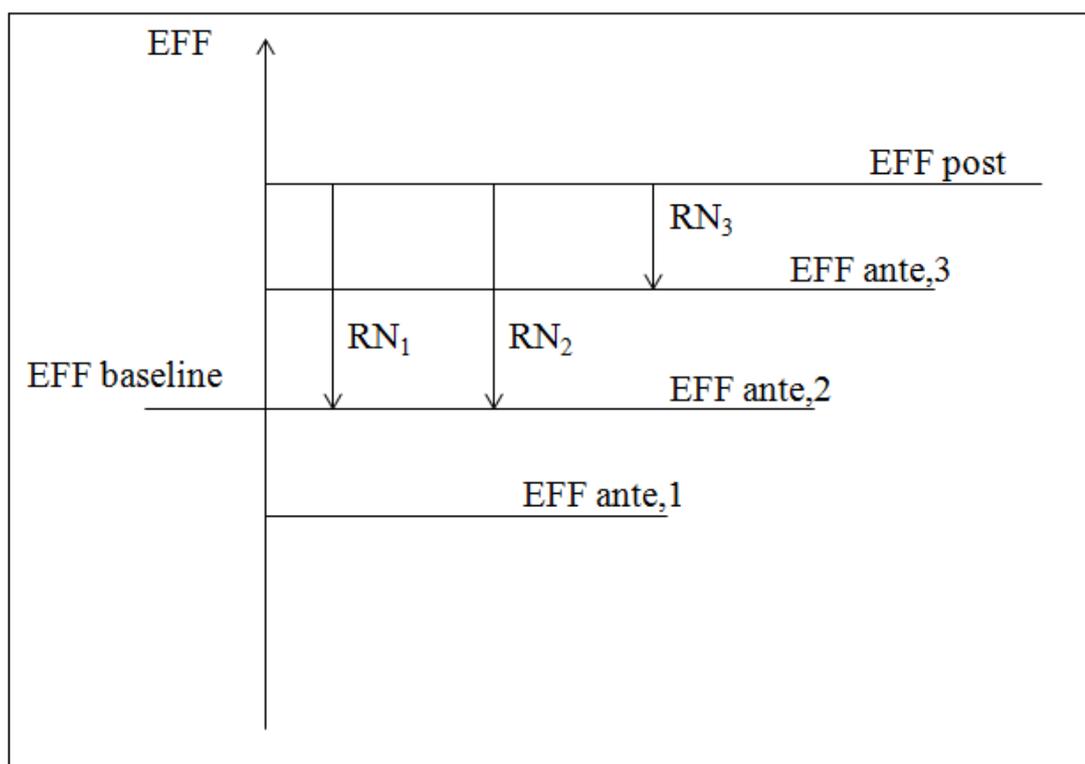


Fig. 2.1 - Variazione di efficienza incentivabile: casi possibili

#### 2.4 Le novità introdotte dal Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012

Il Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012 (cosiddetto "Certificati Bianchi"), entrato in vigore il 3 gennaio 2013, ha introdotto misure volte a potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei Certificati Bianchi, confermando la priorità affidata al tema dell'efficienza energetica nella strategia energetica nazionale in campo energetico. Tale decreto riforma il meccanismo introducendo numerose novità su molti fronti. Il provvedimento stabilisce, in primo luogo, gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il sistema dei TEE dalle imprese distributrici di energia elettrica e gas, nel quadriennio 2013-2016 (vedi paragrafo 2.6). Vengono, inoltre, approvate 18 nuove schede tecniche di tipo standardizzato e analitico ed è prevista la possibilità che ENEA e RSE, su richiesta del GSE, predispongano ulteriori schede tecniche per la misurazione, verifica, e quantificazione dei risparmi energetici relativi a interventi nei settori dell'informatica e telecomunicazioni, del recupero termico, del solare termico a concentrazione, dei sistemi di depurazione delle acque e della distribuzione di energia elettrica. Tra le nuove 18 schede vanno menzionate le 5 schede standard che vanno a introdurre nel meccanismo il settore dei trasporti, in particolare promuovendo la diffusione di veicoli elettrici, ibridi, a gas naturale e gpl, e la diffusione

del biometano nel trasporto pubblico locale. Una delle novità potenzialmente più dirompenti riguarda l'introduzione di una nuova fattispecie di progetti: i "Grandi Progetti". L'articolo 8 del D.M. prevede che per questi particolari tipi di iniziative (realizzati in aree metropolitane e in grado di risparmiare più di 35.000 tep all'anno per più di 20 anni di vita tecnica) la valutazione debba seguire una procedura speciale e sia anche possibile riconoscere delle premialità, cioè dei coefficienti moltiplicativi in grado di far lievitare il numero dei TEE riconosciuti fino al 50%. Inoltre, a differenza di quanto avviene per tutti gli altri (ad eccezione della Cogenerazione ad Alto Rendimento), per questi progetti sarà possibile usufruire di un incentivo di valore economico fisso per 5 anni, anziché dover essere soggetti alla fluttuazione della borsa dei TEE. Tra gli ambiti di maggiore novità del D.M. c'è il passaggio della quasi totalità delle competenze operative nella gestione del meccanismo dei TEE dall'AEEG al GSE. A partire dal 3 febbraio 2013 è stata trasferita l'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica al GSE, che si avvale del supporto di ENEA e RSE. Al GSE spetta anche il compito di verificare la corretta esecuzione tecnica e amministrativa dei progetti che hanno ottenuto Certificati Bianchi, con verifiche a campione sulla regolare esecuzione delle iniziative e sulla loro conformità al progetto approvato. All'AEEG rimane ancora in capo la cosiddetta "regolazione economica" del meccanismo, cioè tutto quanto riguarda la definizione del contributo tariffario e delle sanzioni per i distributori obbligati inadempienti, nonché l'emanazione dei regolamenti utilizzati dal GME per gestire sia la borsa sia le transazioni bilaterali. Nuovi e importanti ruoli vengono affidati all'ENEA (e in parte al RSE) che si dovrà occupare anche di divulgazione e di consulenza agli operatori che vogliono presentare un nuovo progetto. Riguardo ai soggetti volontari, il nuovo Decreto introduce l'obbligo per le ESCo e gli *Energy Manager* di certificazione rispettivamente secondo le norme UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339, entro due anni dall'emanazione del decreto stesso. Altra grossa novità riguarda la non cumulabilità dei TEE con altri tipi di incentivi, secondo quanto descritto al paragrafo 2.3.4.

### 2.5 Il mercato dei TEE

Come già descritto, i soggetti obbligati possono adempiere al loro obbligo in termini di risparmio di energia primaria attuando direttamente interventi di risparmio energetico presso gli usi finali o acquistando TEE ottenuti dai soggetti volontari (ESCo, Società con Energy Manager, distributori con meno di 50.000 clienti). E' prevista inoltre la possibilità di vendita di titoli da parte dei distributori obbligati che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e pertanto possono trarre profitto dalla cessione dei titoli in eccesso. Lo scambio di Certificati tra soggetti volontari e soggetti obbligati avviene all'interno di un sistema organizzato dal GME ed prevede due modalità:

- Attraverso transazioni bilaterali dirette;
- Attraverso contrattazione sul Mercato dei TEE.

Il GME gestisce il Registro dei TEE, ovvero un archivio informatico presso il quale viene attivato un conto-proprietà per ogni operatore del mercato: sul registro vengono memorizzate tutte le transazioni sia quelle basate su contratto bilaterale diretto sia quelle negoziate sul Mercato dei TEE. Per l'anno 2013, la percentuale degli scambi avvenuti sul mercato dedicato è stata del 34,2% contro un 65,8 di scambi bilaterali (di cui il 15% è rappresentato da scambi tra società appartenenti allo stesso gruppo). Il mercato dei TEE è regolato dai meccanismi di domanda-offerta, pertanto il prezzo (che viene ridefinito a ogni sessione di mercato) risulta essere oscillante. Nel corso di un anno classicamente il prezzo dei Titoli tende a crescere all'avvicinarsi del 31 maggio, termine di verifica dell'adempimento degli obiettivi per i soggetti obbligati, per poi crollare dopo questa data. Mediamente il valore di un TEE è lentamente cresciuto dai 70 €/tep del 2009 fino al valore medio per il secondo semestre 2013 che si è attestato sui 101,7 €/tep. Il continuo aumento anno dopo anno degli obblighi nazionali di risparmio energetico, che si traduce in obiettivi sempre più impegnativi per i soggetti obbligati, garantisce la continuità della domanda e quindi il mantenimento del valore dei Titoli per gli anni a venire. Vista l'attuale percezione di scarsità di titoli rispetto agli obiettivi diffusa tra gli operatori, capita che alcuni di essi anticipino gli acquisti al fine di assicurarsi la disponibilità dei titoli necessari per l'adempimento degli obblighi anche per gli anni successivi. Appare ovvio come un mercato come quello descritto si presti alla conduzione di manovre speculative da parte degli operatori che, ad

esempio, potrebbero accumulare grosse quantità di titoli in momenti di basso costo per rivenderli in corrispondenza del 31 maggio o addirittura trattenere titoli per l'anno in corso contando di riposizionarli sul mercato l'anno seguente confidando in un probabile rialzo della loro valutazione. Per limitare al massimo simili manovre speculative, il D.M. 21 dicembre 2007 introduce un meccanismo disincentivante che scatta allorché vengano accumulati Titoli in quantità superiore all'obiettivo nazionale. Tale meccanismo prevede che "Qualora i risparmi di energia elettrica o gas naturale relativi alle quantità di titoli eccedenti, superino il 5% dei rispettivi obiettivi quantitativi nazionali che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione per l'anno a cui è riferita la suddetta verifica, gli obiettivi quantitativi nazionali per gli anni successivi vengono incrementati delle suddette quantità eccedenti".

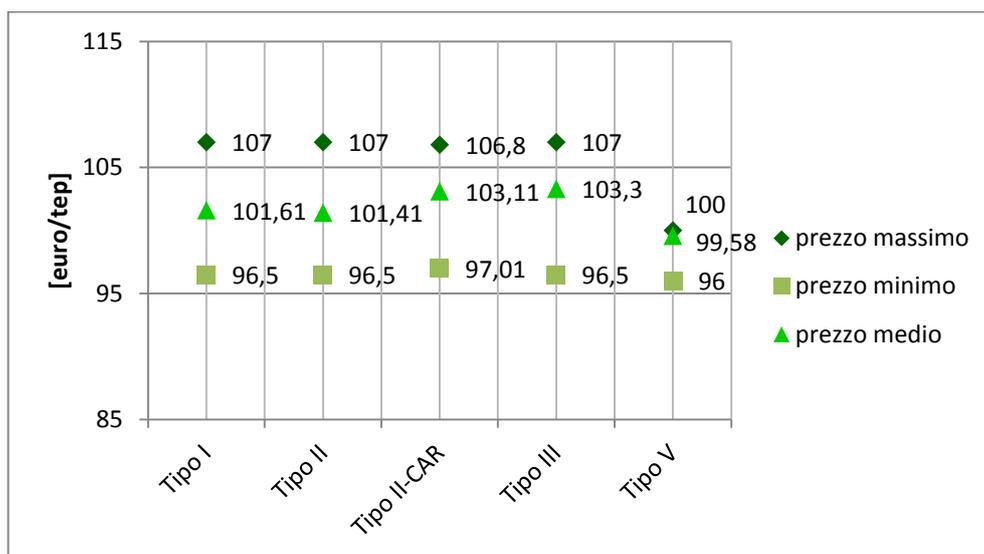


Fig. 2.2 - Prezzo massimi, minimo e medio dei TEE sul mercato per il secondo semestre 2013 (GME, 2014).

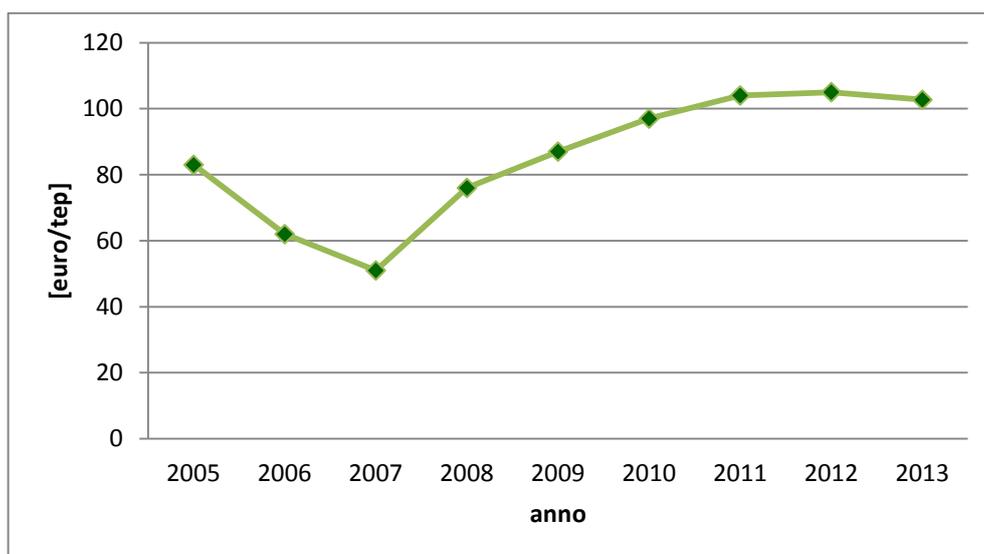


Fig. 2.3 - Andamento del prezzo medio pesato annuale dei TEE (FIRE,2013).

## 2.6 Obiettivi e risultati conseguiti del meccanismo

A livello nazionale, sul periodo 2005-2012 è stato raggiunto il 58% dell'obiettivo complessivo di risparmio energetico previsto al 2016. Il buon risultato, in anticipo sulla tabella di marcia tracciata nel PAEE 2011 deriva dall'ottima performance del settore industriale per il quale l'obiettivo è stato centrato già con quattro anni di anticipo grazie al supporto determinante dei certificati Bianchi e del settore residenziale dove sono stati raggiunti i tre quarti circa dell'obiettivo. Concentrandosi sul meccanismo dei TEE, nella tabella 2.3 sono riportati gli obblighi nazionali di risparmio di energia primaria per i distributori (aggiornati al D.M. 28 dicembre 2012) e i risparmi effettivamente conseguiti fino a fine 2013. A fine 2013, il meccanismo dei Certificati Bianchi ha permesso di conseguire circa 24 tep di risparmio di energia primaria. Nonostante il totale cumulato dei TEE emessi dall'inizio del meccanismo sia ancora in deficit rispetto al numero necessario all'adempimento degli obblighi prefissati, questo sistema incentivante si consolida come uno degli strumenti fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PAEE 2011 così come definito dalla Strategia Energetica Nazionale che affida ad esso il compito di coprire oltre un terzo del risparmio totale da conseguire entro il 2020.

Tabella 2.3 - TEE emessi rispetto agli obblighi previsti dall'inizio del meccanismo (GME,2014).

Anno di obbligo	Obblighi Distributori di energia elettrica [Mtep/anno]	Obblighi Distributori di gas [Mtep/anno]	Totale cumulato TEE necessari per l'adempimento [Mtep/anno]	Totale cumulato dei TEE emessi dall'inizio del meccanismo [Mtep]
2005	0,1	0,06	0,16	
2006	0,19	0,12	0,47	
2007	0,39	0,25	1,11	1,26
2008	1,2	1	3,31	2,6
2009	1,8	1,4	6,51	5,23
2010	2,4	1,9	10,81	8,02
2011	3,1	2,2	16,11	11,44
2012	3,5	2,5	22,11	17,23
2013	3,03	2,48	27,62	23,99
2014	3,71	3,04	34,37	
2015	4,26	3,49	42,12	
2016	5,23	4,28	51,63	

Osservando la ripartizione per tipo dei Titoli cumulati emessi fino ad oggi (Figura 2.5), si osserva che circa l'80% del totale è rappresentato da Titoli di tipo I e II, circa il 18% da Titoli di tipo III, il 3% di Titoli di tipo II-CAR e una percentuale irrisoria da titoli di tipo V ( si ricorda che queste ultime due tipologie sono state introdotte solamente dal 2012).

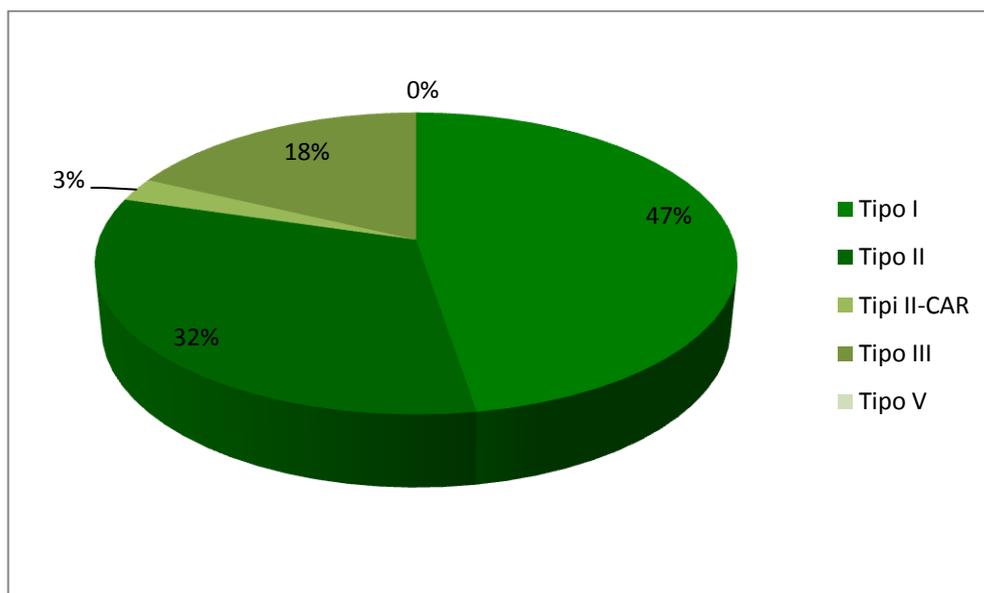


Fig. 2.5 - Ripartizione dei TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine 2013 (GME, 2014).

I dati statistici evidenziano che l'intervento di semplificazione, riordino e maggiore valorizzazione degli interventi strutturali (mediante l'introduzione del coefficiente di durabilità tau) effettuato con le nuove Linee Guida AEEG 2012 ha avuto impatto in termini quantitativi e qualitativi, agendo in due direzioni: stimolando l'accesso al meccanismo dei TEE di nuovi operatori, e aumentando la partecipazione al meccanismo degli interventi di carattere strutturale. Con questo secondo effetto si intende evidenziare una maggiore capacità dei TEE di contribuire alla copertura dei costi di investimento in tecnologie ad alta efficienza energetica, a parità di costo per il paese. In questo senso si è assistito, proprio da fine 2011, ad una crescita della partecipazione al meccanismo di progetti di efficientamento negli usi sia termici che elettrici nel settore industriale, sia se calcolata in termini di TEE, sia se calcolata in termini di Risparmio Netto Contestuale (sterilizzando dunque il solo effetto di cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei risparmi attraverso il citato coefficiente tau). L'effetto positivo di aumento della partecipazione del settore industriale al meccanismo dei Certificati Bianchi volto a interventi di efficientamento strutturale dei processi produttivi emerge anche dal ruolo sempre più importante svolto dal metodo di valutazione dei risparmi a consuntivo: questo metodo, che prevede la definizione di un programma di misura e di un algoritmo di calcolo dei risparmi definito *ad hoc* per ogni progetto, si adatta particolarmente bene alle caratteristiche e specificità del settore industriale i cui interventi sono difficilmente standardizzabili in schede tecniche. Osservando la ripartizione in categorie di intervento dei TEE richiesti nel secondo semestre 2013 mediante PPPM, si nota infatti che circa il 95% afferisce a categorie del settore industriale e in particolare alle categorie IND-FF (53%) e IND-T (33%). Di conseguenza, il fatto che oltre il 90% dei TEE rilasciati nell'anno 2013 abbia previsto proprio una modalità di valutazione a consuntivo è chiaro sintomo del peso del settore industriale nel meccanismo dei Certificati Bianchi.

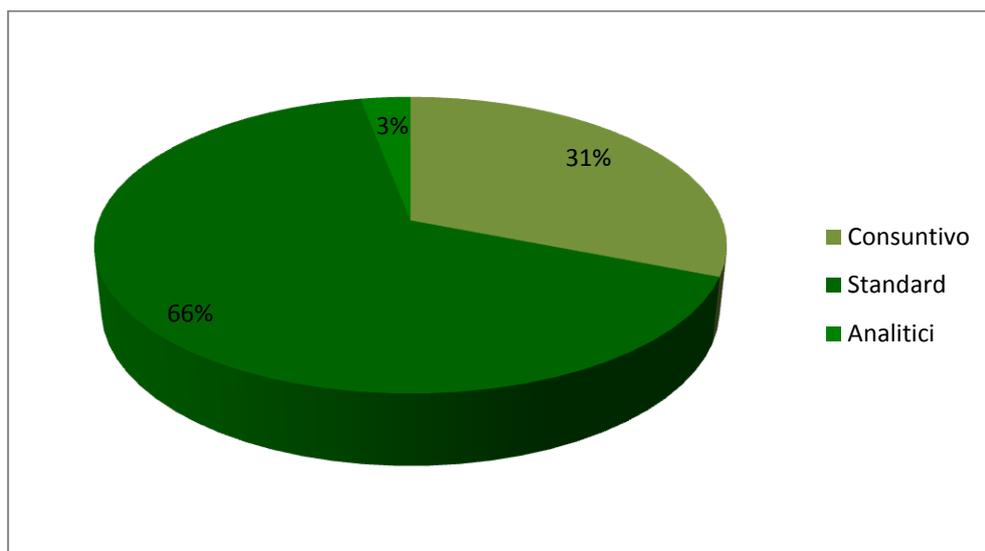


Fig. 2.6 - Ripartizione rispetto alle tre metodologie di valutazione dei TEE emessi dall'avvio del meccanismo al 31 maggio 2012 (AEEG,2012).

La tabella 2.4, che riguarda la ripartizione per categoria di intervento dei TEE emessi dall'avvio del meccanismo ad oggi a favore di progetti valutati con metodo a consuntivo, conferma quanto sopra detto: si nota come negli anni sia andata consolidandosi la quota di risparmi legati ad interventi in ambito industriale, arrivati a coprire oltre il 92% del totale.

Tabella 2.4 - Ripartizione dei TEE emessi dall'avvio del meccanismo a favore di progetti a consuntivo (AEEG,2012).

Sigla	Descrizione	Quota % dei TEE emessi al 31 maggio 2012
<b>IND-T</b>	Processi industriali: generazione o recupero di calore per raffreddamento, essiccazione, cottura, fusione, ecc.	62,1%
<b>IND-GEN</b>	Processi industriali: generazione di energia elettrica da recuperi o da fonti rinnovabili o da cogenerazione	17,3%
<b>IND-FF</b>	Processi industriali: interventi diversi dai precedenti, per l'ottimizzazione energetica dei processi produttivi e dei layout d'impianto finalizzati a conseguire una riduzione oggettiva e duratura dei fabbisogni di energia finale a parità di quantità e qualità della produzione	9,1%
<b>IND-E</b>	Processi industriali: sistemi di azionamento efficienti (motori, inverter, ecc.), automazione e interventi di rifasamento	5,4%
<b>CIV-T</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: generazione di calore/freddo per climatizzazione e produzione di acqua calda	2,8%
<b>IPRIV-NEW</b>	Illuminazione privata: nuovi impianti efficienti o riprogettazione completa di impianti esistenti	1,1%
<b>CIV-GEN</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: piccoli sistemi di generazione elettrica e cogenerazione	0,8%
<b>IPRIV-RET</b>	Illuminazione privata: applicazione di dispositivi per l'efficientamento di impianti esistenti (retrofit)	0,7%
<b>IPUB-RET</b>	Illuminazione pubblica: applicazione di dispositivi per l'efficientamento di impianti esistenti (retrofit)	0,5%
<b>CIV-INF</b>	Settore residenziale, agricolo e terziario: riduzione dei fabbisogni di energia con e per applicazioni ICT	0,2%
<b>CIV-ELET</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: elettrodomestici per il lavaggio e la conservazione dei cibi	0,0%
<b>CIV-FA</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: riduzione dei fabbisogni di acqua calda	
<b>CIV-FC</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: interventi di edilizia passiva e interventi sull'involucro edilizio finalizzati alla riduzione dei fabbisogni di climatizzazione invernale ed estiva	
<b>CIV-FI</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: interventi sull'involucro edilizio finalizzati alla riduzione dei fabbisogni di illuminazione artificiale	
<b>CIV-ICT</b>	Settori residenziale, agricolo e terziario: elettronica di consumo (sistemi di intrattenimento e attrezzature ICT di largo consumo ad alta efficienza)	
<b>IPUB-NEW</b>	Illuminazione pubblica: nuovi impianti efficienti o rifacimento completo degli esistenti	
<b>RETI</b>	Interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale	
<b>TRASP</b>	Sistemi di trasporto: efficientamento energetico dei veicoli	
<b>TOTALE</b>		

Osservando la ripartizione dell'attività di emissione di TEE tra i diversi soggetti coinvolti nel meccanismo si nota anzitutto come sia molto limitato il contributo diretto delle aziende distributrici di gas e energia elettrica. Ciò risulta facilmente spiegabile con la difficoltà da parte di queste aziende nell'avviare un'attività tanto diverse dal loro *core-business* come la realizzazione di interventi di efficienza energetica. A questo si aggiunge, per i grandi soggetti, la possibilità di incorrere in problemi con l'Antitrust. Il grosso dell'attività di ottenimento di Titoli risulta in mano alle Società di Servizi Energetici, i soggetti dotati di tutti gli strumenti e del *know-how* necessari all'individuazione, realizzazione, valorizzazione di interventi di efficientamento energetico. Seppur in netta crescita,

risulta ancora limitato il contributo diretto da parte di Società dotate di *Energy Manager* : queste scontano soprattutto la non raggiunta maturità della figura dell'EM nel tessuto italiano in termini di riconoscimento del ruolo, risorse umane ed economiche messe a disposizione, propensione all'investimento delle singole aziende.

Tabella 2.5 - Livelli di attività dei diversi soggetti titolari di progetti (Fonte: AEEG, 2012).

Tipologia di soggetto	Percentuale di TEE emessi rispetto al totale		
	al 31 maggio 2012	al 31 dicembre 2011	VARIAZIONE
<b>Distributori elettrici obbligati</b>	5,8%	6,5%	-0,7%
<b>Distributori gas obbligati</b>	5,7%	6,2%	-0,5%
<b>Distributori non obbligati</b>	0,4%	0,6%	-0,2%
<b>Società di Servizi Energetici</b>	77,8%	81,6%	-3,8%
<b>Soggetti con Energy Manager</b>	10,3%	5,1%	+5,2%
<b>TOTALE</b>	100,0%	100,0%	

## 2.7 Efficacia ed efficienza economica dei principali strumenti di incentivazione all'efficienza energetica

In Italia, gli strumenti messi in campo per il miglioramento dell'efficienza energetica sono molteplici e di varia natura:

- Ricerca e Sviluppo: misure governative di investimento o agevolazione degli investimenti in ricerca tecnologica, sviluppo, dimostrazione, distribuzione;
- Formazione e sensibilizzazione: misure volte ad aumentare la conoscenza, la sensibilizzazione, la formazione tra i soggetti interessati o gli utenti;
- Incentivi finanziari e sovvenzioni: misure che incoraggiano o stimolano determinate attività, comportamenti o investimenti utilizzando strumenti finanziari e fiscali;
- Accordi volontari: misure che nascono dall'impegno volontario di agenzie governative o enti del settore, sulla base di accordi formali;
- Permessi commerciabili: sistema di scambio di titoli di emissione di gas serra (*Emission Trading System* - ETS), sistema dei Titoli di Efficienza Energetica, sistema dei Certificati Verdi (obbligo di produrre o acquistare energia di origine rinnovabile);
- Strumenti normativi: vasta gamma di strumenti con cui il governo obbliga gli operatori ad adottare misure specifiche e/o relazionare su informazioni specifiche.

Due interessanti indicatori che permettono di confrontare la "bontà" dei diversi strumenti di incentivazione e normativi sono:

- L'efficacia, che quantifica l'effetto concreto di uno strumento di politica, e rappresenta la differenza tra la situazione raggiunta con l'attuazione dello strumento e il caso di non-intervento. Può far riferimento alla differenza di consumo di energia in termini assoluti nel corso di un periodo di tempo più lungo di un anno, può essere normalizzata sui valori annuali o espressa in termini relativi (% per anno);
- L'efficienza economica, che esprime il costo sostenuto per unità di energia risparmiata. Può essere riferito all'investimento totale o all'entità del solo contributo pubblico.

Il grafico in figura 2.7 riporta l'efficacia delle prime quattro misure in ordine di importanza calcolata come rapporto tra valore del risparmio energetico conseguito nel periodo 2007-2012 e il valore

dell'obiettivo di risparmio energetico stabilito per l'anno 2016 dal PAEE 2011. Circa l'80% del risparmio totale conseguito è stato realizzato grazie allo strumento incentivante dei Titoli di Efficienza Energetica e dagli Standard Minimi di Prestazione Energetica degli edifici introdotti dal D.Lgs. 192/05. Nell'ambito di questi due strumenti per l'efficienza energetica, gli interventi che hanno maggiormente contribuito al raggiungimento dell'obiettivo sono stati: l'installazione di impianti di riscaldamento efficienti ne settore residenziale, l'adozione di standard minimi di efficienza energetica nel settore terziario, l'installazione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, di installazione di motori elettrici ad alta efficienza e i recuperi di calore nel settore industriale, il rinnovo eco-sostenibile del parco autoveicoli nel settore trasporti.

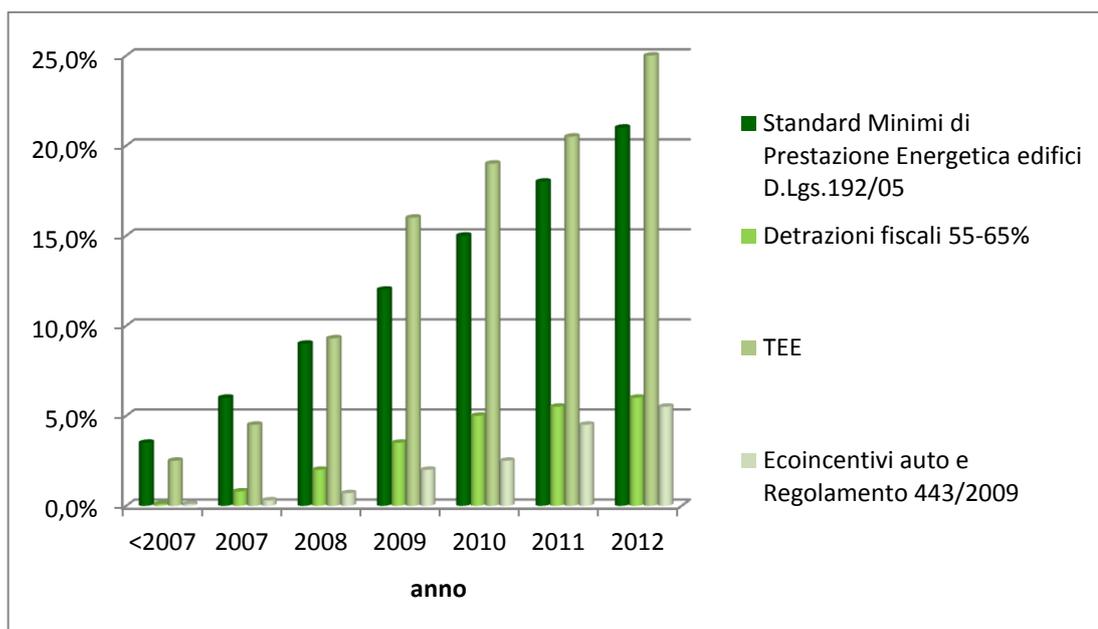


Fig. 2.7 - Efficacia delle principali misure espressa in percentuale sugli obiettivi 2016 (ENEA, 2013).

La tabella 2.6 fornisce i valori dell'indicatore efficienza economica per ciascuno degli strumenti analizzati sia in rapporto all'investimento totale, sia al contributo dello stato.

Tabella 2.6 - Efficienza economica degli strumenti di incentivazione (ENEA, 2013).

Misura	Costo/efficacia Investimento totale [€/KWh]	Costo/efficacia Contributo statale [€/KWh]	% Contributo statale	% Contributo privato
TEE	[----]	0,005	[----]	[----]
Detrazioni Fiscali 55-65%	0,121	0,067	55%	45%
Detrazioni 20% motori e inverter	0,003	0,0006	16,6%	83,4%
Ecobonus auto	0,819	0,101	12,30%	87,70%
Standard Minimi Prestazione Energetica Edifici	0,17	[----]	[----]	[----]

Le misure considerate promuovono interventi in settori economici diversi; risulta pertanto difficile dare una valutazione comparativa che tenga conto anche delle differenti dinamiche di mercato. Si può

comunque osservare che il meccanismo dei Titoli d Efficienza Energetica, oltre a fornire il contributo maggiore in termini quantitativi di energia risparmiata, risulta anche il più conveniente dal punto di vista dell'efficienza economica per il contributo statale (con un costo-efficacia di un ordine di grandezza inferiore a quello delle detrazioni fiscali 55-65%).

## CAPITOLO 3

### Software per l'audit energetico presso impianti industriali

#### 3.1 L'audit energetico

##### 3.1.1 Cos'è un audit energetico

L'audit energetico è una procedura che permette di costruire il Piano energetico di un'azienda attraverso l'analisi dettagliata delle diverse voci di consumo di energia elettrica e combustibile (illuminazione, lavorazioni, climatizzazione, uffici,...), del loro peso e dei relativi interventi di possibile miglioramento energetico. Il piano energetico consiste nella pianificazione di una serie di azioni ordinarie e straordinarie che permettano un miglioramento dell'efficienza energetica dello stabilimento produttivo ed un conseguente vantaggio economico. Le azioni ordinarie sono interventi di facile realizzazione, quasi senza necessità di investimenti, che possono riguardare semplicemente il ripristino del corretto funzionamento degli impianti (azioni manutentive quali pulizia filtri, pulizia scambiatori, etc.) o l'adozione di interventi innovativi (quali modifiche al comportamento degli addetti, procedure di gestione, piccoli interventi sugli impianti). Le azioni straordinarie sono interventi di efficientamento energetico che richiedono un investimento non trascurabile e quindi necessitano di un'analisi tecnico-economica approfondita. Le recenti direttiva europea n°27 e la Strategia Energetica Nazionale (SEN) definiscono gli audit energetici come uno degli strumenti più importanti al fine del miglioramento dell'efficienza energetica del settore industriale italiano. La direttiva 27 prevede per le amministrazioni l'obbligo di sviluppare programmi intesi a incoraggiare le piccole medie imprese a sottoporsi ad audit energetici e l'obbligo per le imprese di grandi dimensioni di sottoporsi ad audit con cadenza periodica. Viene inoltre sottolineato come gli audit energetici debbano essere effettuati secondo gli standard previsti dalle norme internazionali di riferimento, quali la EN-ISO 50001 (sistemi di gestione dell'energia), la EN 16247-1 (audit energetici), la EN-ISO 14000 (sistemi di gestione ambientale). Secondo la stessa direttiva, per poter essere realmente utili ed efficaci, gli audit energetici dovranno essere realizzati da ditte terze indipendenti o, se realizzati da personale interno, questo non dovrà essere direttamente coinvolto nell'attività di gestione dell'energia dello stabilimento. Gli stati membri dovranno inoltre sviluppare dei regimi di certificazione dei fornitori di servizi energetici per tutelare i fruitori degli audit stessi e certificare l'attività delle ESCo che andranno a realizzare l'analisi. La stessa SEN, pubblicata l'8 marzo 2013, prevede anche la sensibilizzazione delle industrie energivore promuovendo campagne di audit energetico per aziende del settore terziario e secondario. Appare chiaro che la normativa più recente in ambito di efficienza energetica individua negli audit uno strumento indispensabile per poter capire l'effettivo consumo di uno stabilimento e li propone come metodo tra i più efficaci e alla portata della maggior parte delle aziende per incrementare il livello di efficienza globale. Ovviamente, quanto più un audit è preciso e dettagliato, tanto più potrà far emergere le soluzioni più adatte per ottenere un miglioramento del livello di efficienza energetica importante e interessante dal punto di vista economico-produttivo. Gli audit energetici, quindi, non sono solo un mezzo per contabilizzare i livelli di consumo ma un mezzo efficace e propositivo per incrementare l'efficienza dell'azienda che li commissiona.

##### 3.1.2 Le fasi

La prima fase di un audit energetico, tipicamente detta *Flash-audit* prevede una mappatura dettagliata delle aree di consumo collegate agli impianti e ai processi al fine di arrivare alla determinazione dei livelli di consumo di stabilimento. Nel concreto questa fase si articola secondo una procedura che prevede: la richiesta preliminare di dati al cliente mediante un'apposita "*checklist*", un'analisi preliminare dei dati ricevuti, un sopralluogo presso il cliente con eventuale richiesta di dati integrativi, la stesura di un report da consegnare al cliente. Fondamentale per la realizzazione del *Flash-audit* è la competenza ed esperienza dei professionisti che lo svolgono. La specializzazione del personale operante è un requisito previsto dalla normativa e reso indispensabile dall'elevato grado di complessità

e varietà di situazioni impiantistiche che si possono presentare nelle diverse realtà industriali. Dall'interpretazione dei dati relativi all'utilizzazione dell'energia mediante l'analisi dei centri di costo e dal confronto del livello energetico dello stabilimento con le BAT (*Best Available Techniques*) di riferimento del settore specifico si dovrà partire per l'individuazione di una serie di possibili soluzioni di miglioramento dell'efficienza energetica. A questa prima fase ne segue una seconda, denominata comunemente *Complete Study*, che prevede uno studio specifico delle soluzioni personalizzate e degli interventi migliorativi proposti per il caso specifico. Questa parte è la naturale prosecuzione del check-up svolto in azienda e consente di dare concretezza alle soluzioni individuate nell'analisi di *flash-audit*. Si dovranno quantificare i reali miglioramenti ottenibili e la fattibilità degli interventi proposti per fornire al fruitore dell'audit un panorama di più soluzioni in grado di migliorare il livello di efficienza sia del singolo reparto che in generale dello stabilimento. I risultati e le elaborazioni sviluppate all'interno degli audit energetici devono essere, per normativa, basati su dati operativi relativi al consumo di energia e dovranno essere aggiornati, misurati e tracciabili. Un audit completo dovrà comprendere un esame dettagliato del profilo di consumo energetico degli edifici, delle attività e degli impianti industriali, suddivisi per reparti produttivi. Un'altra caratteristica fondamentale è la rappresentatività dei dati analizzati che dovrà consentire il tracciamento di un quadro della prestazione energetica globale più possibile veritiero e preciso, in grado di consentire l'individuazione delle più adatte opportunità di miglioramento proposte nella seconda fase dello studio. I calcoli proposti nel report finale dovranno essere convalidati e basati sulle misure realizzate, in modo da fornire informazioni tracciabili per il personale all'interno dell'azienda. Questi dati dovranno inoltre essere conservati per le analisi storiche e per il monitoraggio della prestazione in un arco temporale più lungo, al fine di riscontrare l'effettivo miglioramento sul lungo periodo.

### 3.1.3 Struttura della checklist per l'audit energetico industriale

Secondo quanto riportato nel paragrafo precedente, la fase di flash-audit inizia con la richiesta di una serie di dati al cliente che devono permettere di ricostruire un quadro energetico più possibile completo dello stabilimento. Questo processo di raccolta di informazioni viene eseguito mediante una *checklist* standardizzata che permetta al cliente di fornire in modo semplice ed esaustivo i dati richiesti dai tecnici addetti all'audit ancor prima del sopralluogo in azienda. La struttura della checklist di richiesta dei dati riveste un ruolo chiave in quanto deve permettere di ricavare più informazioni possibile sugli specifici processi così che l'analisi presso lo stabilimento possa essere preparata "ad hoc" e che possano essere già individuate le possibilità di miglioramento operativo e tecnologico disponibili. La struttura della *checklist* è frutto dell'esperienza diretta della società fornitrice dell'audit e deve essere soggetta a continui adattamenti in funzione dell'evoluzione tecnologica e di mercato. Può essere comunque individuata una struttura di base che si articola secondo i seguenti punti.

#### *Dati generali*

Dati anagrafici dell'azienda e riguardanti la produzione e i consumi energetici della stessa, nonché l'attuale presenza di sistemi di monitoraggio e gestione dell'energia:

1. Dati anagrafici dell'azienda: ragione sociale, sede legale, sede produttiva, dati della persona di riferimento presso l'azienda.
2. Settore di appartenenza dell'azienda: codice EA, codice NACE, breve descrizione dell'attività produttiva.
3. Eventuali certificazioni: presenza di certificazioni secondo gli standard ISO 14.001, ISO 9.001, ISO 50.001.
4. Descrizione del prodotto.
5. Produzione annua (riferita all'ultimo anno o se disponibile a più anni).
6. Ore di funzionamento annue.
7. Consumi mensili di energia elettrica e combustibili dell'intero stabilimento (da contatori dedicati o fatture relative).
8. Consumi mensili di energia elettrica e combustibili divisi per singolo reparto produttivo (se disponibili).

#### *Dati consumi termici*

Dati relativi ai sistemi di generazione e agli utilizzatori di energia termica e frigorifera e alle eventuali sorgenti di energia termica/frigorifera di scarto che potrebbero essere sfruttate:

9. Indicazione delle principali utenze termiche dello stabilimento.
10. Verifica della presenza e descrizione di impianti di combustione dedicati a usi di processo.
11. Verifica dell'utilizzo di gas tecnici presso lo stabilimento e descrizione degli eventuali impieghi.
12. Verifica dell'impiego di vapore di processo e descrizione delle caratteristiche del vapore stesso e degli utilizzi.
13. Verifica dell'impiego di acqua calda di processo e descrizione delle caratteristiche del vapore stesso e degli utilizzi.
14. Verifica della presenza e descrizione di flussi di calore di scarto e di eventuali sistemi di recupero già attivi.

#### *Dati consumi elettrici*

Dati relativi specificamente agli utilizzatori di energia elettrica e eventuali sistemi di autoproduzione:

15. Indicazione delle principali utenze elettriche dello stabilimento.
16. Verifica della presenza e descrizione delle caratteristiche tecniche e operative di impianti frigoriferi.
17. Verifica presenza e descrizione delle caratteristiche tecniche e operative di una centrale di compressione aria.
18. Verifica presenza e descrizione delle caratteristiche tecniche e operative di motori elettrici.
19. verifica presenza di impianti di autoproduzione elettrica e descrizione delle caratteristiche tecniche e operative.

#### *Dati aggiuntivi*

In questa sezione vengono fatte delle richieste mirate a evidenziare la possibilità di realizzazione di specifici interventi di efficientamento che fanno parte del know-how proprio della società fornitrice dell'audit. Le domande poste in questa sede dovrebbero essere selezionate in funzione del tipo di attività produttiva e delle informazioni fornite nelle sezioni precedenti.

### 3.1.4 Struttura del report di flash-audit

Il risultato finale dell'analisi dei dati raccolti con la checklist e con il sopralluogo in stabilimento è la produzione di un report di flash-audit che viene consegnato al cliente. Il documento deve perseguire gli obiettivi fondamentali di un flash audit che possono essere riassunti come di seguito:

- Conoscenza del processo produttivo dell'azienda;
- Individuazione delle aree funzionali e delle principali *utilities*;
- Quantificazione dei consumi energetici di stabilimento;
- Suddivisione dei consumi totali per aree funzionali e per *utilities*, individuando i "centri di costo energetico";
- Creazione di indicatori di *performance* energetica;
- Confronto delle prestazioni dello stabilimento e delle sue componenti con le BAT di settore;
- Individuazione e proposta di interventi di efficienza energetica con valutazione dei risparmi ottenibili e analisi economica preliminare degli investimenti.

La struttura tipica di un report di flash-audit è articolata secondo i seguenti punti:

1. Inquadramento generale: comprende un riassunto delle informazioni significative raccolte durante il flash-audit. Riporta solitamente una descrizione generale dell'azienda e del processo produttivo e una presentazione schematica delle caratteristiche dello stabilimento importanti per l'analisi energetica dello stesso.

2. Analisi qualitativa del processo produttivo: comprende una descrizione approfondita del processo produttivo con relativo schema di flusso semplificato e suddivisione in "aree di lavorazione". Vengono inoltre descritti i vettori energetici impiegati, i principali utilizzatori di energia (centrali termiche e frigorifere, centrali di compressione aria, centrali di trattamento aria, etc.) e gli eventuali centri di autoproduzione di energia.
3. Analisi quantitativa dei consumi energetici: si presenta una valutazione della performance energetica attuale dello stabilimento e dei singoli reparti e processi, mediante una serie di indicatori e strumenti. Per ogni vettore energetico impiegato (energia elettrica, gas naturale, altri combustibili,...) viene presentata un'analisi dei consumi e dei costi associati (costo del vettore, andamenti dei consumi distinti per aree produttive, curve di durata dei consumi). Viene costruito il bilancio energetico dell'intero processo di produzione e dei singoli reparti, utilizzando i consumi specifici per unità di prodotto come principale parametro di valutazione dell'efficienza. Vengono presentati e analizzati gli andamenti temporali dei consumi (andamenti durante l'anno "tipo" e su scala pluriennale), la loro ripartizione tra le diverse aree e i costi specifici dell'unità di prodotto in termini di energia primaria. Vengono ricercate ed evidenziate eventuali correlazioni tra i consumi e altre grandezze (tipicamente la produzione). Si presentano i risultati dell'analisi dei "centri di costo": analisi dei costi energetici per unità di energia primaria di ciascun vettore, ripartizione tra le aree produttive dei consumi di energia primaria e dei costi energetici, considerazioni sulla "densità energetica" di ciascuna area e individuazione dei settori più critici.
4. Confronto della situazione attuale con "BAT": vengono confrontati i consumi specifici dell'intero impianto e di ciascuna area o sottoprocesso con le "medie di mercato" di riferimento e con le BAT, viene fornito il "rendimento energetico" di stabilimento.
5. Proposta di soluzioni di miglioramento dell'efficienza energetica: viene proposto un elenco delle migliori opportunità di miglioramento individuate. La valutazione delle possibili soluzioni di miglioramento deve tener conto di una serie di criteri di valenza comune (entità del potenziale di risparmio ottenibile, velocità nel raggiungimento dei risultati, facilità tecnica di realizzazione, minor impatto in termini di fermate alla produzione necessarie) ma anche delle indicazioni e esigenze dell'azienda (volontà di intervenire o meno sul "cuore" dei processi produttivi, eventuali opere già in programma, ecc.). Per ciascun intervento individuato vengono forniti la descrizione tecnica e realizzativa, la stima dei risparmi energetici ottenibili, la stima dei TEE ottenibili, una prima analisi economica (stima dell'investimento, analisi costi-benefici), le eventuali criticità che potrebbero presentarsi.

Il report di flash-audit è lo strumento che deve servire a illustrare al cliente la sua situazione energetica e spingerlo all'implementazione degli interventi di miglioramento individuati, pertanto deve essere presentato ai livelli dirigenziali dell'azienda sede del potere decisionale. Per questi motivi, molto spesso il report deve poter essere letto e apprezzato anche da personale non tecnico e deve quindi essere redatto secondo uno stile lineare, conciso e di semplice comprensione. Qualora, a valle della presentazione del report, l'azienda decida di adottare una delle soluzioni di efficienza energetica individuate, la ESCo procederà alla fase di studio approfondito dell'intervento (*Complete Study*) e all'eventuale proposta di realizzazione mediante un contratto di tipo EPC.

### 3.2 Sviluppo del software per l'audit energetico

#### 3.2.1 Scopi e principi base del software

Come descritto al paragrafo 3.1.1, l'audit energetico è stato riconosciuto dalla legislazione nazionale ed europea come uno strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica. Riferendosi in particolare al settore industriale, la progressiva diffusione della consapevolezza del problema della gestione dell'energia e dei vantaggi economici ottenibili dalla razionalizzazione dei consumi energetici (anche grazie al meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi) ha portato a un forte sviluppo del settore dell'efficienza energetica. In questo contesto le ESCo dotate del *know-how* necessario ad operare nel contesto industriale, si pongono come attore principale in grado, sia di individuare le soluzioni tecnologiche di efficientamento più innovative e più adatte al singolo caso (mediante gli audit energetici), sia di favorirne la concreta implementazione

(mediante contratti EPC). Nonostante la forte specificità delle realtà produttive affrontate che molto spesso necessita di uno studio approfondito del singolo processo produttivo, la pluriennale esperienza di Bartucci SpA le ha permesso di sviluppare una metodologia sistematica ed efficace di realizzazione degli audit. L'esigenza di velocizzare e standardizzare la fase di *flash-audit* ha dato vita all'idea di realizzazione di un'applicazione software che fosse realizzata "su misura" delle modalità di lavoro e del background di esperienza della società. Lo scopo del software è quello di permettere una veloce raccolta dati in fase di flash-audit e di effettuare in maniera rapida e automatizzata le analisi quantitative necessarie alla stesura del report e all'individuazione delle possibili soluzioni di efficientamento. In sintesi, l'obiettivo finale è quello di disporre di uno strumento che assolva le seguenti funzioni fondamentali:

- Raccolta guidata dei dati di flash-audit mediante un'interfaccia digitale semplice e immediata;
- Memorizzazione digitale dei dati di input raccolti in un forma ordinata che le renda disponibili e facilmente consultabili per eventuali ulteriori valutazioni;
- Analisi quantitativa dei consumi energetici (secondo quanto indicato al punto 3 del paragrafo 3.1.4);
- Individuazione degli interventi di miglioramento energetico applicabili al caso in esame e analisi tecno-economica di prima stima;
- Redazione di una "classifica" degli interventi realizzabili in base alla fattibilità economica e tecnica.

Vista la complessità e la forte diversificazione delle realtà impiantistiche riscontrabili nel settore industriale, l'obiettivo di realizzare uno strumento unico che permetta di effettuare in maniera automatica e completa qualsiasi flash-audit è quanto mai ambizioso e forse utopistico. E' chiaro che lo studio di fattibilità, l'analisi economica e la stessa redazione di una "classifica" dei possibili interventi di miglioramento energetico, per essere esaustivi e pienamente affidabili dovrebbero tener conto di una serie di parametri caratteristici del singolo caso specifico in base alla situazione impiantistica, alle condizioni economiche, alle particolari esigenze dell'azienda stessa. Per questi motivi, devono essere ben chiari, agli occhi dello sviluppatore e del futuro utilizzatore, gli inevitabili limiti che presenterà un software per l'audit energetico in termini completezza e grado di approssimazione dei risultati. La necessità di implementare dei modelli che permettano la valutazione tecno-economica di tutte le tecnologie attualmente disponibili fa sì che il completamento dell'opera richieda risorse umane, tecniche e di tempo ben superiori a quelle disponibile per un lavoro di tesi. L'obiettivo di questo lavoro di tesi è stato quello di realizzare la struttura di base di un software che dovrà rappresentare un supporto al lavoro del tecnico responsabile dell'audit, con lo scopo principale di individuare gli interventi di efficientamento più adatti e fornirne un'analisi tecno-economica di prima valutazione cui dovrà necessariamente seguire uno studio approfondito. Pertanto, i vantaggi che ci si prefigge di conseguire con l'utilizzo del software sono un risparmio di tempo e risorse umane nelle fasi di raccolta dati, analisi dei consumi e individuazione delle proposte tecnologiche più performanti. Per quanto riguarda il "database" di soluzioni tecnologiche di cui valutare l'applicazione, il software è stato concepito secondo una struttura modulare che permette di aggiungere facilmente modello tecno-economico di nuove tecnologie. Per ovvie questioni di tempo, in questa fase, è stato necessario limitarsi all'implementazione di un numero limitato di tecnologie; in particolare sono state scelte cinque tipologie di intervento tra quelle più adottate e considerate di maggior potenziale secondo l'esperienza di Bartucci SpA. Essendo il software concepito per essere uno strumento utilizzato dalla stessa ESCo nell'ottica di realizzazione diretta di interventi mediante EPC, eventuali ampliamenti futuri si concentreranno comunque prioritariamente su soluzioni tecnologiche ad alta efficienza interessanti ai fini della ESCo stessa e quindi consistenti in termini potenzialità di risparmio e investimento iniziale.

### 3.2.2 Struttura generale del software

Le necessità di un'interfaccia grafica di immediato utilizzo, di memorizzare i dati di input in un file accessibile per eventuali successive analisi, di presentare i risultati in un formato facilmente modificabile e integrabile con eventuali aggiunte e/o verifiche numeriche hanno portato alla scelta di Visual Basic accoppiato ad Excel come linguaggio di programmazione idoneo alla realizzazione del

software. In questo modo è stato possibile articolare il codice relativo alle diverse operazioni svolte dal software in maniera modulare e facilmente integrabile soprattutto in termini di aggiunta di modelli tecno-economici di nuove soluzioni tecnologiche da implementare. Le diverse funzioni che devono essere eseguite dal software vengono gestite dal codice "madre" relativo all'interfaccia con l'utente all'interno del quale vengono richiamati i moduli relativi all'analisi tecno-economica di ogni tecnologia e quello relativo all'analisi dei consumi. Gli algoritmi dei moduli relativi alla valutazione dei singoli interventi sono tutti organizzati secondo il medesimo schema logico al fine di semplificarne la modifica e l'aggiornamento. Inoltre, l'utilizzo di *subroutine* e *function* appositamente costruite faciliterà i futuri aggiornamenti delle caratteristiche di prestazione e di costo relative alle diverse tecnologie che saranno necessari al fine di mantenere il software allineato all'evoluzione tecnologica e di mercato. Dal punto di vista dell'utilizzatore, che idealmente dovrebbe essere il tecnico responsabile del *flash-audit*, il software si presenta unicamente mediante la sua interfaccia grafica interattiva che permette un inserimento guidato dei dati e, una volta terminato quest'ultimo, consente di dare il via alle elaborazioni. Una volta terminata l'elaborazione, l'interfaccia si chiude aprendo automaticamente il file dei risultati che consiste in un file in formato Excel composto da numerosi fogli. I dati raccolti rimangono memorizzati ordinatamente in un altro file Excel che rimane a disposizione dell'utilizzatore, facilmente consultabile per successive verifiche o ulteriori analisi più approfondite.

### 3.2.3 L'interfaccia di inserimento dei dati

L'interfaccia di inserimento dati rappresenta uno strumento fondamentale in quanto deve guidare il tecnico nello svolgimento del flash-audit permettendo un facile e immediato inserimento dei dati. Essa rappresenta l'implementazione digitale della checklist di audit energetico (vedi paragrafo 3.1.3) richiedendo i dati necessari all'analisi energetica dello stabilimento e alla valutazione delle possibili soluzioni tecniche di miglioramento dell'efficienza. Poiché molto spesso, presso gli stabilimenti industriali, risulta difficile trovare tutte le informazioni richieste, è fondamentale che l'interfaccia richieda solo i dati strettamente necessari in modo conciso e flessibile. Nell'ottica di una richiesta delle informazioni svolta direttamente presso l'azienda o verso un responsabile dello stabilimento, è importante anche l'ordine con cui vengono richieste le informazioni che deve essere tale da facilitarne il reperimento. In questo senso, l'interfaccia è stata articolata in sei pagine che propongono un certo ordine logico anche se permettono anche la compilazione in maniera non consecutiva. Fondamentali sono anche i controlli applicati su ogni dato che garantiscono di non poter inserire dati non corretti che darebbero errori in fase di esecuzione e renderebbero necessario interpellare ulteriormente il cliente o addirittura effettuare un secondo sopralluogo. Per lo stesso motivo, alcuni dati fondamentali ai fini delle analisi vengono considerati "obbligatori" imponendo il loro inserimento come condizione necessaria alla partenza della simulazione. Per molte grandezze che notoriamente sono spesso non rintracciabili con precisione, vengono proposti dal software dei valori tipici "medi" di default che devono comunque essere convalidati dall'utente. La pagina di ingresso al software ("Anagrafica") riguarda semplicemente una serie di informazioni generali quali i dati dell'azienda, della persona di riferimento presso l'azienda stessa e del tecnico che andrà a eseguire l'audit.

Fig. 3.1 - Pagina di ingresso nel software.

A seguire, in ordine, si trovano le pagine relative all'inserimento dei dati generali di consumo e produzione dello stabilimento produttivo, dei dati relativi alle utilizzazioni elettriche, dei dati relativi agli utilizzatori di energia termica. C'è poi una pagina denominata "Impostazioni" in cui si chiede di specificare il valore di parametri di scelta che vengono usati nelle valutazioni di tipo economico come il tasso di attualizzazione e il valore da assegnare ai Titoli di Efficienza Energetica. Una volta terminato l'inserimento di tutti i dati, l'utente può dare il via all'elaborazione e uscire dal programma attraverso l'ultima pagina del menù.

### 3.2.4 L'analisi quantitativa dei consumi energetici

La parte del flash-audit che riguarda l'analisi quantitativa dei consumi intesa secondo quanto descritto al paragrafo 3.1.4 è stata implementata nel software con un modulo a sé stante che viene descritto in maniera dettagliata al paragrafo 3.4. Questa sezione prevede l'analisi dei consumi energetici sia dell'intero stabilimento che dei singoli reparti produttivi: molta importanza viene data alla creazione di rappresentazioni grafiche significative e indicatori di prestazione energetica dello stabilimento che possano essere inseriti nel report da consegnare al cliente. Al fine di individuare eventuali correlazioni (con la produzione, il clima esterno, ecc.) e/o anomalie, vengono costruiti gli andamenti temporali dei consumi elettrici e dei vari combustibili durante l'anno affiancati agli andamenti di produzione. Al fine di evidenziare i consumi di picco, di base e la distribuzione della richiesta durante l'anno, vengono costruite le curve di durata relative ai consumi dei diversi vettori energetici. Per l'intero stabilimento e per i singoli settori vengono calcolati i consumi in termini di energia primaria e, come parametri di prestazione, i consumi energetici specifici e i costi energetici specifici in relazione alla produzione. Al fine di individuare i settori produttivi più critici dal punto di vista energetico, viene fornita la ripartizione dei consumi energetici e dei costi associati tra i vari reparti dello stabilimento. Vengono inoltre calcolati dei parametri di valutazione e confronto dei vettori energetici impiegati quali il contenuto specifico in termini di energia primaria e il costo per unità di energia primaria.

### 3.2.5 I modelli di valutazione tecno-economica delle possibili soluzioni ad alta efficienza

La parte più importante e significativa del software soprattutto dal punto di vista dell'utilizzatore ESCo è rappresentata dalla possibilità di eseguire in maniera automatica e rapida un'analisi tecno-economica di prima approssimazione di una serie di possibili interventi di miglioramento dell'efficienza energetica. Essendo stato concepito sulla base delle esigenze di Bartucci SpA e quindi soprattutto nell'ottica dell'individuazione di progetti realizzabili mediante contratti EPC, l'interesse ricade unicamente su soluzioni tecnologiche che permettano il conseguimento di risparmi energetici consistenti sia rispetto alla situazione impiantistica esistente ma soprattutto rispetto alla "media di mercato" di settore permettendo il conseguimento di Titoli di Efficienza Energetica. L'attenzione si concentra quindi su interventi di efficientamento "straordinari" che consistono nell'adozione di soluzioni tecnologiche ad elevata efficienza caratterizzate da un investimento iniziale non trascurabile e da un considerevole potenziale di risparmio energetico, e che pertanto si prestino ad essere realizzate dalla stessa ESCo responsabile dell'audit. Come già specificato, la piena potenzialità dell'applicazione verrà raggiunta solo quando saranno implementate tutte le soluzioni tecnologiche che fanno parte del bagaglio della ESCo. Per ovvi motivi di tempo, è stato necessario selezionare un numero limitato di tecnologie da inserire nel software in questa prima fase concentrandosi su alcuni tra gli interventi che, sulla base dell'esperienza di Bartucci SpA, sono caratterizzati da maggiore potenziale di risparmio energetico e/o da maggiore potenziale di diffusione sul mercato. La scelta finale è ricaduta sulle seguenti cinque soluzioni tecnologiche:

1. Motori elettrici ad elevata efficienza;
2. Regolatori elettronici di frequenza su motori azionanti pompe;
3. Regolatori elettronici di frequenza su motori azionanti ventilatori;
4. Recupero termico per produzione di energia elettrica mediante impianto ORC;
5. Recupero termico per usi termici civili (teleriscaldamento).

Le motivazioni alla base di queste scelte sono riportate nei capitoli dedicati ad ognuna di queste tecnologie, ad ogni modo vale la pena anticiparle brevemente. Per motori elettrici e regolatori elettronici di velocità, la principale motivazione sta nell'enorme potenziale di diffusione dovuto all'elevata percentuale di risparmio ottenibile raffrontata al basso costo di installazione e alla semplicità applicativa. Nel campo degli inverter sono stati scelti pompe e ventilatori come dispositivi azionati in quanto sono i casi che permettono di conseguire il maggior risparmio energetico relativo (carichi a coppia quadratica) e poiché sono tra le macchine più largamente diffuse in ambito industriale. Nell'ambito del recupero termico da processi industriali, cui è associato un enorme potenziale di risparmio energetico a livello nazionale, sono stati considerati lo sfruttamento del calore per usi termici civili (mediante rete di teleriscaldamento) e lo sfruttamento per generazione elettrica mediante ORC. Entrambi questi interventi, al contrario dei precedenti, sono caratterizzati da un elevato impegno tecnologico ed economico e pertanto si prestano in maniera particolare alla realizzazione da parte di una ESCo. Essendo inoltre, interventi tipicamente applicabili presso stabilimenti industriali caratterizzati da grosse entità di calore ad alta temperatura disponibili con costanza durante l'anno, essi risultano essere di particolare interesse per il target di clienti su cui si concentra l'attività di Bartucci SpA. Per ciascuna di queste soluzioni tecnologiche è stato realizzato un modello tecno-economico che è stato implementato nel software con un modulo dedicato. Il modulo relativo a ciascuna tecnologia, partendo dai dati raccolti in input, verifica l'applicabilità della tecnologia stessa e l'eventuale possibilità di più installazioni nello stesso stabilimento, effettua un'analisi tecnica di prima stima mirata alla previsione del risparmio energetico conseguibile ed esegue un'analisi economica dell'investimento nell'ipotesi che venga realizzato da parte della ESCo. In linea con quelli che sono gli obiettivi del software e i dati disponibili in fase di audit, l'analisi relativa all'applicazione della singola tecnologia deve essere fatta, con adeguato margine di approssimazione, senza entrare nel merito dell'apparecchiatura che verrà installata né scendere in dettagli progettuali ed economici. Per questo, all'interno dei modelli relativi ai singoli interventi, è stato necessario inserire delle curve relative a parametri di prestazione delle tecnologie e voci di costo che ne fornissero una stima del valore in funzione dei parametri che maggiormente lo influenzano. Tali curve, sono state costruite su dati statistici ricavati da cataloghi e offerte di costruttori e da letteratura, cercando di ricostruire più

fedelmente possibile la situazione di mercato attuale. Una prospettiva interessante per eventuali futuri miglioramenti del software potrebbe essere quella di implementare il calcolo automatico di tali curve basandosi su un database contenente i dati relativi alle varie tecnologie che potrebbe essere costantemente tenuto aggiornato e ampliato dagli stessi utilizzatori del programma.

### 3.2.6 La redazione della classifica degli interventi

Una volta eseguita la valutazione tecno-economica di tutti gli interventi di efficientamento energetico applicabili presso lo stabilimento in oggetto, il software redige una classifica delle soluzioni che la ESCo propone al cliente in sede di report di flash-audit. I criteri scelti su cui si basa l'ordinamento degli interventi sono stati elaborati in collaborazione con i tecnici di Bartucci SpA condividendo i parametri di scelta e le logiche che vengono da loro utilizzate in fase di valutazione della fattibilità di progetti mediante EPC. La classifica viene costruita ordinando gli interventi in maniera decrescente in base a una votazione che può andare da 0 a 10 che è a sua volta data dalla somma di due contributi: una votazione "economica" che pesa per l'80% e una votazione "realizzativa" che pesa solamente per un 20%. In linea teorica, votazione realizzativa dovrebbe rispecchiare la facilità di applicazione della tecnologia considerata all'interno dell'impianto specifico tenendo conto di numerosi fattori quali: la complessità della tecnologia stessa, la sua disponibilità sul mercato, l'impatto sulla produzione dei lavori di installazione, la situazione impiantistica specifica, la localizzazione dello stabilimento, le esigenze manifestate dall'azienda stessa. Non potendo disporre di questi dati di dettaglio nella fase di prima valutazione in cui si colloca il software, è stato scelto di assegnare un peso limitato alla componente realizzativa a cui viene assegnato un valore di default in base alla complessità della tecnologia in termini di progettazione, trasporto e installazione (decrescente all'aumentare dell'impegno tecnologico, progettuale e impiantistico). Ad esempio, viene assegnato un valore basso a interventi come il recupero termico mediante impianti ORC caratterizzati da una notevole complessità di progettazione e installazione, e un valore molto alto agli inverter che possono essere solitamente installati con facilità sui motori elettrici presenti in qualsiasi impianto. La componente che maggiormente pesa nella valutazione degli interventi è quella economica che assume un valore compreso tra 0 e 10 in funzione del valore dei tre parametri di valutazione economica dell'investimento individuati come più significativi: tempo di Pay-Back (PB), Investimento iniziale (I), Tasso Interno di Rendimento (TIR). Per una definizione di questi tre parametri di valutazione degli investimenti si rimanda al paragrafo 3.3. Poiché il valore del TIR va confrontato con il valore del tasso di interesse specifico del caso in esame, il contributo relativo al TIR stesso può assumere valore nullo se inferiore al tasso di interesse, compreso tra 1 e 2 se superiore, 2 se maggiore al 30%. Il peso associato a PB e I nella votazione economica viene fatto variare in funzione dell'entità dell'investimento poiché, evidentemente, al crescere dell'investimento iniziale cala la soglia decisionale di PB giudicata accettabile dall'investitore. Sono state individuate 5 fasce di investimento iniziale (0÷50.000 €, 50.000÷250.000 €, 250.000÷500.000 €, 500.000÷1.000.000 €, ≥1.000.000€) caratterizzate da un diverso peso dell'indicatore associato a PB e I: per la prima fascia viene assegnato un voto compreso tra 0 e 4 al PB e compreso tra 0 e 2 al I, per l'ultima fascia il voto relativo al PB assume valore massimo 2 mentre quello relativo al I assume valore massimo 4. I contributi relativi a TIR, PB, I vengono sommati ottenendo una votazione economica compresa tra 0 e 10. Sono stati imposti limiti massimi pari a 10 milioni di euro per l'investimento iniziale e 10 anni per il Pay-Back il cui superamento implica votazione economica nulla.

### 3.2.7 Il file di output

I risultati delle elaborazioni svolte dal software per l'audit energetico vengono forniti in un unico file che si apre automaticamente alla chiusura del programma. Per facilitare eventuali future modifiche e aggiunte e per permettere un facile utilizzo dei risultati nella stesura del report di flash-audit, il file di output è un file Excel articolato in diversi fogli secondo un ordine logico che riprende quello dello stesso report. Il foglio iniziale rappresenta una sorta di intestazione che riporta i dati del cliente dell'audit, del referente presso l'azienda e del tecnico responsabile dell'audit. Il secondo foglio riporta i

risultati dell'analisi quantitativa dei consumi per l'intero stabilimento mentre il terzo foglio riporta l'analisi dei consumi per i singoli settori produttivi; nel paragrafo 3.4 viene descritto come sono articolati nel dettaglio. Il foglio successivo riporta la classifica delle proposte di interventi di miglioramento energetico riportando per ciascuno le votazioni economica, realizzativa e globale assegnate secondo le modalità descritte al paragrafo precedente. A quest'ultimo, seguono i fogli relativi all'analisi tecno-economica dei singoli interventi le cui modalità verranno ampiamente trattate nei capitoli successivi.

posizione	intervento	valutazione economica	valutazione realizzativa	valutazione globale
1	1) Installazione inverter su ventilatori	10,00	10,00	10,00
2	2) Installazione inverter su pompe	10,00	10,00	10,00
3	3) Recupero termico con teleriscaldamento	9,61	2,50	6,19
4	4) Sostituzione motori elettrici con motori premium efficiency	4,92	8,75	5,69
5	5) Recupero termico con impianto ORC	2,19	3,75	2,80

Fig. 3.2 - Esempio del foglio di output relativo alla classifica delle proposte di intervento.

Ad ogni proposta di intervento di efficienza energetica è dedicato un foglio che riporta i principali risultati dell'analisi tecno-economica sia per la singola applicazione sia per l'intervento complessivo che ingloba tutti gli interventi di quel tipo qualora vi sia la possibilità di molteplici installazioni presso lo stabilimento. I fogli dei risultati relativi a ciascuna delle tecnologie implementate ricalcano tutti lo stesso schema di base e per la descrizione dettagliata si rimanda ai capitoli successivi. In generale, per il singolo intervento viene riportata la taglia della tecnologia installata e eventuali altre caratteristiche funzionali significative, il risparmio energetico annuo stimato, il numero di Titoli di Efficienza Energetica conseguibili, il tempo di Pay-Back e il Valore Attuale Netto dell'investimento. Per l'intervento complessivo vengono riportati il numero di dispositivi installati, l'investimento iniziale totale, il risparmio energetico stimato annuo, il numero di TEE annui, la tipologia di TEE, il superamento o meno della dimensione minima ai fini dell'ottenimento di TEE, la tipologia di intervento ai fini dell'ottenimento dei TEE (e il numero della relativa scheda tecnica nel caso di intervento standardizzato o analitico). Per quanto riguarda l'analisi economica dell'investimento vengono forniti i seguenti parametri:

- Tempo di Pay-Back (PB);
- Valore Attuale Netto (VAN);
- Tasso Interno di Rendimento (TIR);
- Costo dell'Energia Conservata o prodotta (CEC);
- Percentuale di share dei risparmi "ottima" (così come definita al paragrafo seguente).

Per dettagli in merito alle modalità di analisi economica si rimanda al paragrafo seguente.

SOSTITUZIONE COMPLESSIVA		DETTAGLI PER "GRUPPO DI MOTORI UGUALI"									
Caratteristiche dell'intervento di sostituzione di tutti i motori elettrici che non siano già di classe IE3. Si suppone di non sostituire i motori "di scorta"		Si riportano le caratteristiche degli interventi di sostituzione dei singoli gruppi di motori aventi uguali caratteristiche e funzionamento (Pay Back e VAN sono calcolati con uno share dei risparmi del 50%)									
9	Numero motori	16	ID adonamento	Pn [kW]	funzionamento (ore/anno)	n motori	investimento [€]	Risparmio elettrico	TEE[anno]	PB [anni]	VAN [€]
10	Investimento [€]	105253,6	1	100	8700	8	51153,6	63559,1657	84,044842	3,44311	11428,6368
11	Risparmio in elettrica [€/kWh(anno)]	254109,85	2	50	8700	5	17434	57564,99157	28,526332	7,06744	-7087,5585
12	TEE[anno]	125,32	3	200	0	5	0	0	0	0	la sostituzione non porta a risparmio energetico
13	tipo TEE	tipo I	4	250	8570	3	36612	28945,74356	13,352963	31,5384	-31731,272
14	Superata la soglia minima di TEE?	si									
15	Baseline calcolo TEE	situazione attuale									
16	Tipologia intervento	a consuntivo									
17	PB [anni] con share 50%	4,73									
18	VAN [€] con share 50%	-11432,63									
19	TIR con share 50%	1,689324									
20	CEC [kWh]	0,18									
21	Share dei risparmi per avere un PB di anni	4,00									
22		68,58%									
23	Legenda										
24	8-10	Valutazione ottima									
25	6-8	Valutazione buona									
26	4-6	Valutazione discreta									
27	2-4	Valutazione bassa									
28	0-2	Valutazione pessima									

Fig. 3.3 - Esempio del foglio di output relativo alla proposta di sostituzione dei motori elettrici.

### 3.3 Modalità di valutazione economica degli investimenti di efficienza energetica

La valutazione economica dei diversi interventi di efficienza energetica viene eseguita mediante una classica analisi costi-benefici che viene eseguita basandosi sui risultati del modello tecno-economico implementati per la singola tecnologia. Come già specificato più volte, il punto di vista adottato dal software è quello della ESCo che deve valutare la possibile realizzazione di interventi mediante contratti EPC (vedi paragrafo 1.7.2); pertanto la valutazione economica è stata impostata secondo questa logica discostandosi dalla tipica analisi economica di investimenti diretti in impianti energetici. L'ipotesi di base è quella di un contratto EPC di tipo *Shared Savings* in cui è la stessa ESCo a farsi carico dell'intero investimento iniziale e i risparmi energetici vengono condivisi secondo una certa percentuale di *share*. Molto spesso la percentuale di share viene fatta variare in modo decrescente durante gli anni del contratto in base alle caratteristiche del caso specifico. Anche la durata del contratto non è nella realtà sempre la stessa ma viene scelta in base alle peculiarità del caso. Nell'algoritmo del software ci si è posti in condizioni "medie" ipotizzando una percentuale di condivisione dei risparmi del 50% tra ESCo e cliente e una durata del contratto di 5 anni, coincidente con la durata del periodo di ottenimento di eventuali TEE. Secondo la prassi tipicamente seguita Bartucci SpA, il ricavo della vendita degli eventuali Certificati Bianchi ottenuti viene invece trattenuto interamente dalla ESCo. Oltre alla stima del costo di investimento iniziale, dei costi di gestione e manutenzione annuali e del risparmio (o produzione) di energia annuo che vengono forniti dai modelli implementati per la singola tecnologia, rivestono grande importanza altre grandezze economiche quali il tasso di interesse, il prezzo dell'energia (elettrica o combustibili) e la valorizzazione attribuita ai TEE. Il tasso di interesse è un dato di input del software che viene scelto dall'utilizzatore; esso infatti dipende dalle percentuali di copertura finanziaria dell'investimento iniziale mediante capitale proprio e capitale di debito, nonché dal costo del denaro e dal livello di rischio dell'investimento stesso. Come valore di default viene proposto un tasso medio del 6%. Anche il valore da attribuire ai Titoli di Efficienza Energetica può essere impostato dall'utente di volta in volta; come valore di default viene proposto cautelativamente (rispetto agli attuali valori di mercato) 90 €/tep. Analogamente, anche per i prezzi dell'energia elettrica e degli eventuali combustibili possono essere inseriti in input i valori propri dello stabilimento o, qualora non disponibili, si possono utilizzare i valori di default proposti dal software (per l'energia elettrica, ad esempio, si propone un valore tipico di 0,10 €/kWh. In un'analisi economica rigorosa è necessario, inoltre, tener conto della

presenza dell'inflazione e degli eventuali aumenti differenziati dei prezzi rispetto all'inflazione stessa. Visto l'elevato grado di approssimazione intrinsecamente insito nelle analisi svolte dal software (coerentemente con lo scopo del software stesso) è stato scelto di trascurare l'influenza dell'inflazione in sede di analisi economica; tale semplificazione risulta peraltro largamente accettabile se si considera la brevità dell'orizzonte temporale considerato e l'attuale bassissimo livello del tasso di inflazione nazionale (dovuto alla recente crisi economica). Tra i molti parametri che si prestano alla valutazione di investimenti in campo energetico è stato scelto di utilizzare i seguenti:

#### *Tempo di ritorno (Pay-Back)*

E' l'indicatore di più semplice e di immediata interpretazione, rappresenta il numero di anni necessari affinché le entrate nette eguaglino l'investimento iniziale: minore è il suo valore e più velocemente si copre l'investimento iniziale e si iniziano a realizzare guadagni netti. E' definito come:

$$PB = \frac{I}{E} \text{ [anni]} \quad (3.1)$$

dove  $I$  è l'investimento iniziale (€) ed  $E_i$  è il flusso di cassa netto annuale (€/anno). Nel caso generale di un intervento di efficienza energetica che permette di ottenere TEE, il flusso di cassa annuo si calcola come:

$$E_i = RISP_{en} \times p_{en} \times share + TEE \times p_{TEE} - C_{O\&M} \text{ [€/anno]} \quad (3.2)$$

dove  $RISP_{en}$  è il risparmio di energia annuo,  $share$  è la percentuale dei risparmi che viene trattenuta dalla ESCo,  $p_{en}$  è il prezzo dell'energia,  $TEE$  è il numero di TEE annui,  $p_{TEE}$  è la valorizzazione dei TEE,  $C_{O\&M}$  è il costo annuale di gestione e manutenzione. I principali limiti dell'indicatore PB sono che risulta veritiero solo su brevi orizzonti temporali in quanto non tiene conto dell'attualizzazione e che non tiene conto della redditività dell'investimento nell'arco dell'intera vita utile dello stesso. Ovviamente un investimento è tanto migliore quanto più è ridotto il PB; in generale nell'imprenditoria privata si considerano buoni valori inferiori ai 2-3 anni e si assume come limite massimo 4-5 anni.

#### *Valore Attuale Netto*

Il Valore Attuale Netto rappresenta il valore attuale della serie attesa di flussi di cassa al netto dell'investimento iniziale ed è definito come:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+a)^i} - I \text{ [€]} \quad (3.3)$$

dove  $E_i$  è il flusso di cassa all'anno  $i$ -esimo,  $n$  è la vita utile considerata,  $a$  è il tasso di interesse o di attualizzazione. Pregio di questo indicatore è l'immediata interpretazione: esso misura il risultato finale dell'operazione in termini attualizzati. Pertanto un investimento con VAN maggiore di zero crea valore mentre uno con VAN negativo rappresenta una perdita. Il limite principale è che è un indice assoluto e, pertanto, a parità di redditività, privilegia investimenti di maggiori dimensioni.

#### *Tasso Interno di Rendimento*

Il Tasso Interno di Rendimento è definito come il valore del tasso di interesse ( $a$ ) per il quale risulta VAN nullo sulla vita utile considerata. Esso non può essere calcolato per via diretta ma richiede un metodo iterativo. Un progetto di investimento risulta accettabile se il TIR risulta superiore al costo opportunità del capitale cioè al tasso di interesse preso a riferimento ( $a$ ). Qualora non si conosca con precisione il tasso di sconto di riferimento, questo indicatore perde di significato.

#### *Costo dell'Energia Conservata*

Il Costo dell'Energia Conservata o prodotta (o Costo del kWh risparmiato) è un indicatore economico concepito appositamente per gli investimenti in campo energetico (atti a conseguire un risparmio sull'energia acquistata) che è definito come:

$$CEC = \frac{I \times \frac{a}{1-(1+a)^{-n}}}{RISP_{en}} \quad [€/kWh] \quad (3.4)$$

Esso può essere interpretato come il costo associato a ogni unità di energia risparmiata in futuro attualizzata ad oggi e deve essere pertanto confrontato con il prezzo di acquisto dell'energia stessa. Se il CEC risulta inferiore al prezzo dell'energia l'investimento significa che è effettivamente più conveniente adottare la soluzione proposta ottenendo un certo risparmio energetico piuttosto che continuare a consumare (acquistare) quella quantità di energia. Questo indicatore non si presta molto ad essere applicato a interventi realizzati da ESCo mediante EPC poiché, in questi casi, è il cliente a beneficiare del risparmio in bolletta mentre è la ESCo a farsi carico dell'investimento iniziale. Teoricamente quindi, il CEC risulta nullo per il cliente mentre non è calcolabile dal punto di vista della ESCo che non beneficia di un risparmio energetico ma di una remunerazione economica. Si è scelto comunque di inserirlo nell'analisi economica svolta dal software in quanto significativo in termini della "bontà" in senso assoluto della soluzione tecnologica proposta. Pertanto, a differenza degli altri parametri economici, viene calcolato considerando l'investimento iniziale e l'intero risparmio energetico annuo, e viene confrontato con il prezzo dell'energia del cliente.

#### *Share "ottimo"*

Oltre ai classici indicatori economici d'investimento, è stato inserito questo parametro aggiuntivo tra i risultati dell'analisi economica di ciascun intervento forniti dal software. Poiché tutte le analisi vengono effettuate in ipotesi di una percentuale di share dei risparmi del 50% e poiché la percentuale di share è una delle variabili cruciali dei contratti EPC, è stato ritenuto opportuno fornire un'indicazione che orientasse il tecnico responsabile dell'audit nell'individuazione di una diversa percentuale di share anche senza realizzare un'analisi di "sensibilità" completa. La grandezza che viene fornita in output è stata definita "share ottimo", non ha una definizione univoca e viene calcolata come di seguito. Anzitutto viene calcolato il PB ( $PB_{100}$ ) in ipotesi di trattenimento totale dei risparmi da parte della ESCo (100% di share). Se tale grandezza risulta inferiore a 2 anni, lo share ottimo viene calcolato come la percentuale di share necessaria ad ottenere un PB di 2 anni. Se  $PB_{100}$  risulta compreso tra 2 e 3, lo share ottimo si calcola come lo share necessario ad ottenere un PB pari a 3. Si prosegue con questa logica fino a 5 anni; superata tale soglia viene riportato in output il valore di PB con il 100% di share. Essendo il parametro "share ottimo" altamente significativo, è stato scelto di realizzare anche una seconda versione del software che esegue l'analisi economica di ogni intervento adottando come percentuale di share dei risparmi proprio quella calcolata secondo la metodologia appena descritta.

### **3.4 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'analisi e mappatura dei consumi di stabilimento**

#### 3.4.1 Dati in input

La pagina dell'interfaccia di raccolta dati del software denominata "generale" ricalca quella parte della checklist di flash-audit che mira a raccogliere le informazioni generali che saranno necessarie a eseguire un'analisi quantitativa dei consumi energetici secondo lo schema descritto al paragrafo 3.1.3. Come prima cosa, viene richiesto di specificare quali vettori energetici impiegati nello stabilimento e le relative caratteristiche. Per l'energia elettrica viene unicamente richiesto il prezzo medio di acquisto, con un valore di default proposto di 0,10 €/kWh. Viene poi richiesto di individuare i combustibili impiegati e di specificare per ognuno potere calorifico inferiore e prezzo di acquisto: l'utente può selezionare i combustibili impiegati direttamente da un elenco che contiene tutti i più comuni (gas naturale, gasolio, benzina, gpl, olio combustibile, carbon coke, carbon fossile, biomassa, rifiuti) o può inserire eventuali combustibili particolari non contemplati nell'elenco. La parte successiva riguarda le caratteristiche della produzione dell'intero stabilimento: vengono richiesti il codice EA e NACE dell'azienda, una breve descrizione dell'attività e del prodotto finale, l'eventuale presenza di certificazioni ISO (quali ISO 9.001, ISO 14.001, ISO 50.001). Queste informazioni sono utili soprattutto al tecnico responsabile dell'audit per inquadrare la tipologia di attività produttiva ai fini di

confronti con le BAT di settore e per conoscere l'eventuale presenza di procedure e sistemi di monitoraggio associati a certificazioni ISO conseguite dall'azienda. Il passo successivo è l'inserimento dei dati operativi di produzione quali il numero di ore annue di funzionamento, i dati di produzione annuale o mensili qualora disponibili. A questo punto è possibile inserire i dati di produzione e consumo dei singoli settori produttivi in cui è possibile dividere l'azienda: per ogni settore vengono richiesti i valori mensili (o solo annuali qualora non disponibili) di produzione e dei consumi elettrici e di tutti i combustibili presenti in azienda.

**ANAGRAFICA** | **GENERALE** | SEZIONE ELETTRICA | SEZIONE TERMICA | IMPOSTAZIONI | CALCOLA ED ESCI

**BARTUCCI**

**AUDIT ENERGETICO: INFORMAZIONI GENERALI**

**DATI FONTI ENERGETICHE IMPIEGATE**

Prezzo energia elettrica [euro/kWh]

Selezionare i combustibili impiegati nell'impianto e descriverne le proprietà:

Fuel	Nome	Potere Calorifico Inferiore [MJ/Smc]	Prezzo [euro/Smc]	Prezzo [euro/kg]
<input type="checkbox"/>	0. Gas Naturale	<input type="text" value="34,53"/>	<input type="text" value="0,35"/>	
<input type="checkbox"/>	1. Gasolio	<input type="text" value="42,7"/>	<input type="text" value="0,89"/>	
<input type="checkbox"/>	2. Benzina	<input type="text" value="43,95"/>	<input type="text" value="0,98"/>	
<input type="checkbox"/>	3. Olio combustibile	<input type="text" value="41,02"/>	<input type="text" value="0,97"/>	
<input type="checkbox"/>	4. Carbon coke	<input type="text" value="29,3"/>	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/>	5. Carbon fossile	<input type="text" value="30,98"/>	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/>	6. GPL	<input type="text" value="46,05"/>	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/>	7. Biomassa	<input type="text" value="15"/>	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/>	8. Biogas	<input type="text" value="18,8"/>	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/>	9. Rifiuti	<input type="text" value="10,46"/>	<input type="text"/>	
<input type="checkbox"/>	10. Altro	Fuel 10 Nome <input type="text"/> Unità di misura <input type="text"/> Potere Calorifico Inferiore [MJ/unità] <input type="text"/> Prezzo [euro/unità] <input type="text"/>		
<input type="checkbox"/>	Fuel 11			

Fig. 3.4 - Inserimento dei dati relativi ai combustibili presenti.

The screenshot shows a software window titled 'UserForm1' with a menu bar containing 'ANAGRAFICA', 'GENERALE', 'SEZIONE ELETTRICA', 'SEZIONE TERMICA', 'IMPOSTAZIONI', and 'CALCOLA ED ESCI'. The main section is titled 'DATI PRODUZIONE DELL'AZIENDA'. It contains several input fields and checkboxes:

- Codice EA azienda: [ ] (tralasciare se non noto)
- Codice NACE azienda: [ ] (tralasciare se non noto)
- Breve descrizione attività: [ ]
- Breve descrizione prodotto: [ ]
- Certificazioni in possesso dell'azienda:
  - ISO 14.001
  - ISO 9.001
  - ISO 50.001
- Riferendosi all'anno solare appena trascorso inserire:
  - Ore di produzione/funzionamento: [ ]
  - Unità di misura di prodotto: [ ]
  - Sono disponibili i valori di produzione mensile? [ no ]
  - Cliccare qui per inserire i 12 valori mensili di produzione in: [ ]
  - [ ] Inserimento produzioni mensili
- Produzione totale dell'impianto: [ ]

Fig. 3.5 - Inserimento dei dati relativi alla produzione dell'intero stabilimento.

The screenshot shows the same 'UserForm1' window, but the main section is titled 'DATI DI PRODUZIONE E CONSUMO DEI SINGOLI "SETTORI PRODUTTIVI"'. It includes a dropdown for the number of sectors (set to '1') and several grouped sections for data entry:

- Inserimento dati di un singolo settore produttivo:**
  - Nome "settore": [ ]
  - Numero "settore": [ 1 ]
- Produzione:**
  - Unità di misura prodotto: [ ]
  - Sono disponibili i valori di produzione mensile? [ no ]
  - Produzione annua: [ ]
  - Cliccare qui per inserire i 12 valori mensili di produzione: [ ]
  - [ ] Inserimento produzioni mensili
- Consumi energia elettrica:**
  - Sono disponibili i valori di consumo mensile? [ no ]
  - Consumo totale annuo [MWh]: [ ]
  - Cliccare qui per inserire i 12 valori mensili di consumo elettrico in MWh: [ ]
  - [ ] Inserimento consumi mensili in MWh
- Consumi gas naturale:**
  - Sono disponibili i valori di consumo mensile? [ no ]
  - Consumo totale annuo [Smc]: [ ]
  - Cliccare qui per inserire i 12 valori mensili di consumo gas in Smc: [ ]
  - [ ] Inserimento consumi mensili in Smc
- Consumi gasolio:**
  - Sono disponibili i valori di consumo mensile? [ no ]
  - Consumo totale annuo [t]: [ ]
  - Cliccare qui per inserire i 12 valori mensili di consumo gasolio in tonnellate: [ ]
  - [ ] Inserimento consumi mensili in ton
- Consumi benzina:**
  - Sono disponibili i valori di consumo mensile? [ no ]
  - Consumo totale annuo [t]: [ ]
  - Cliccare qui per inserire i 12 valori mensili di consumo benzina in tonnellate: [ ]
  - [ ] Inserimento consumi mensili in ton

Fig. 3.5 - Inserimento dei dati di produzione e consumo dei singoli settori produttivi.

3.4.2 Dati in output

All'interno del file risultati sono dedicati due fogli alla parte di analisi e mappatura dei consumi: uno relativo all'intero stabilimento e uno relativo alle diverse aree produttive. Il foglio relativo all'intero stabilimento denominato "report-generale" riporta schematicamente:

- Un riepilogo delle informazioni generali relative all'attività produttiva dell'azienda: codice EA, codice NACE, breve descrizione dell'attività e del prodotto, eventuali certificazioni ISO conseguite, ore di produzione annue, produzione annua, numero di reparti produttivi.
- Dati mensili di produzione e consumi di energia elettrica e dei diversi combustibili in forma tabulare in un'unica tabella.
- Grafici degli andamento temporali durante l'anno dei consumi dei diversi vettori energetici (energia elettrica e combustibili) sovrapposti all'andamento temporale della produzione, al fine di evidenziare eventuali correlazioni e/o particolari variazioni.
- Dati mensili e annuali di consumo di energia primaria "elettrica", energia primaria "termica" (sotto forma di combustibili) e energia primaria totale in forma tabulare.
- Dati mensili e annuali di consumo specifico per unità di prodotto di energia primaria "elettrica", energia primaria "termica" (sotto forma di combustibili) e energia primaria totale in forma tabulare.
- Curve di durata dei consumi di energia elettrica e di ogni combustibile in forma tabulare a grafica.
- Ripartizione percentuale tra i diversi reparti produttivi dei consumi di energia elettrica, dei singoli combustibili, della totale energia primaria "termica" (fornita come combustibili) e di totale energia primaria. Tabella della ripartizione e rappresentazione grafica con diagrammi "a torta".
- Dati in forma tabulare di densità energetica (energia primaria per unità di quantità) e densità di costo (costo per unità di energia primaria) per ogni vettore energetico impiegato (energia elettrica e combustibili).
- Istogramma di confronto del "costo per unità di energia primaria" di ogni vettore energetico.

Si riporta di seguito un'istantanea della parte iniziale del foglio di output "report\_generale"; per le singole parti si rimanda al caso di esempio al paragrafo 3.4.4.

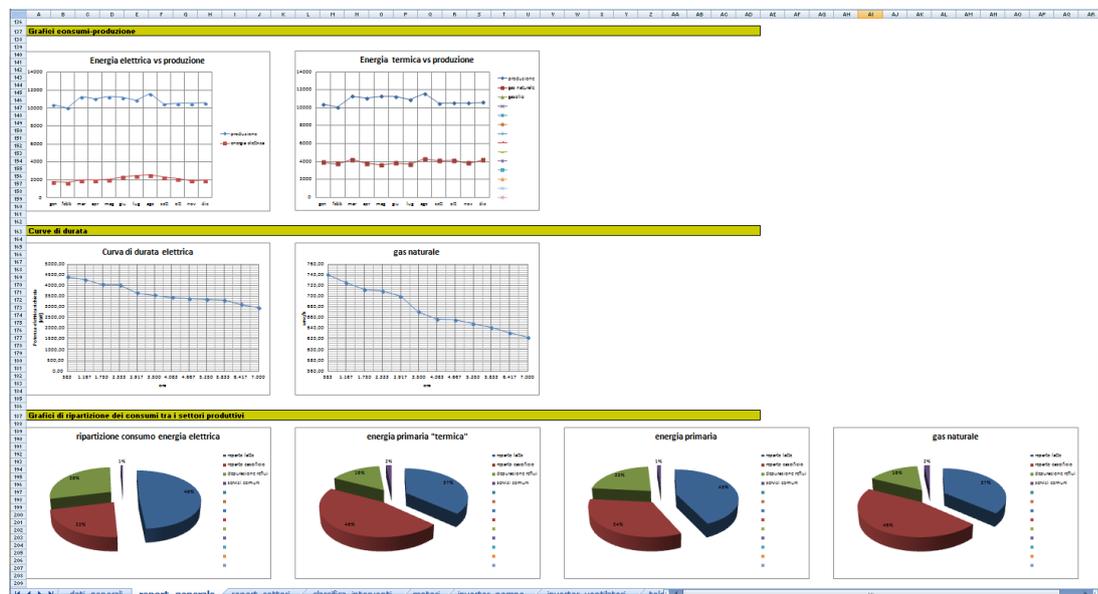


Fig. 3.6 - Parte del foglio di output relativo all'analisi dei consumi dell'intero stabilimento.

Nel foglio del file output denominato "report\_settori" vengono riportati separatamente i risultati dell'analisi dei consumi del singolo reparto produttivo in cui è stata suddivisa l'azienda. In particolare, per ogni settore vengono riportati:

- Un'unica tabella riportante i valori mensili di produzione e consumi elettrici e dei vari combustibili.
- Grafici dell'andamento temporale durante l'anno dei consumi dei diversi vettori energetici sovrapposti all'andamento temporale di produzione, al fine di evidenziare eventuali correlazioni e/o particolari andamenti.
- Dati mensili e annuali di consumo di energia primaria "elettrica", energia primaria "termica" (sotto forma di combustibili) e energia primaria totale in forma tabulare.
- Dati mensili e annuali di consumo specifico per unità di prodotto di energia primaria "elettrica", energia primaria "termica" (sotto forma di combustibili) e energia primaria totale in forma tabulare.
- Curve di durata dei consumi di energia elettrica e di ogni combustibile in forma tabulare a grafica.

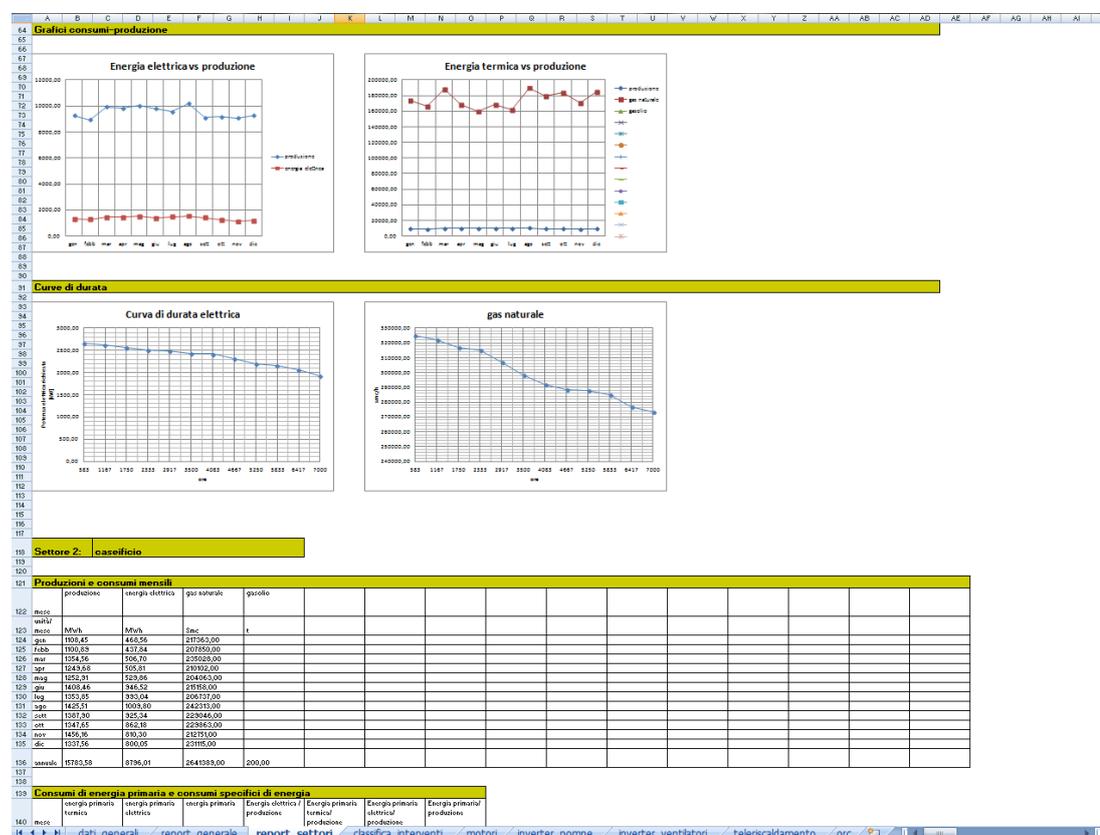


Fig. 3.7 - Parte del foglio di output relativo all'analisi dei consumi dei singoli settori.

### 3.4.3 Metodologia di analisi quantitativa dei consumi

Come già descritto nei paragrafi precedenti, una parte fondamentale dell'attività di auditing energetico consiste nell'analisi e mappatura dei consumi energetici dello stabilimento produttivo cui è stato dedicato un intero modulo all'interno del software. Tralasciando le problematiche di tipo informatico relative al trattamento delle grosse quantità di dati, vale la pena fare alcune osservazioni in merito alle modalità di calcolo degli indicatori energetici che vengono forniti in output.

### *Passaggio a energia primaria*

Al fine di rendere confrontabili i consumi dei diversi vettori energetici utilizzati nello stabilimento è necessario passare dalle quantità misurate alle corrispettive quantità di energia primaria. Per i diversi combustibili il contenuto di energia primaria è quantificato semplicemente dal potere calorifico inferiore:

$$EP = \frac{Q}{PCI} [tep] \quad (3.5)$$

Dove  $Q$  è il consumo del generico combustibile,  $PCI$  è il potere calorifico inferiore espresso in tep per unità di misura del combustibile stesso. Per quanto riguarda l'energia elettrica, per passare dal consumo dell'utilizzatore al corrispettivo consumo di energia primaria, sarebbe teoricamente necessario tener conto del rendimento di generazione e delle perdite di trasporto lungo la rete. Poiché risulta ovviamente impossibile effettuare un'analisi precisa di questi due termini, è uso comune considerare unicamente un rendimento medio della generazione elettrica a livello nazionale. Al fine di uniformare tutti i calcoli svolti dal software, è stato scelto di adottare il coefficiente di conversione adottato dal legislatore per il meccanismo dei Certificati bianchi, nonostante esso sia giustamente criticabile. Tale coefficiente, introdotto dalla delibera EEN 3/08, è pari a  $0,187 \text{ tep/MWh}_{el}$  e considera un rendimento di generazione del 46% (di fatto pari a quello medio dei soli impianti a ciclo combinato e non a quello medio di tutto il parco di generazione italiano). Il passaggio da energia elettrica (in MWh) a energia primaria (tep) si esegue quindi semplicemente come:

$$EP = \frac{EN_{el}}{0,187} [tep] \quad (3.6)$$

### *Curve di durata dei consumi*

Un'importante strumento di analisi dei consumi di una certa utenza, utilizzato in molteplici ambiti (ad esempio per le analisi della richiesta elettrica sulla rete nazionale), è la curva di durata. Per definizione, la curva di durata riporta in ascissa il numero di ore/anno per cui il corrispettivo valore di consumo in ordinata viene eguagliato o superato. Tale rappresentazione grafica risulta essere molto significativa in quanto permette di apprezzare visivamente qual è il carico massimo di picco e come è distribuito il consumo nell'arco dell'anno. Ad esempio, una curva di durata molto "piatta" evidenzia un consumo molto vicino a quello di picco per tutto l'anno mentre una curva con l'estremo sinistro molto "ripido" rivela che il carico di picco viene raggiunto per un numero di ore estremamente limitato.

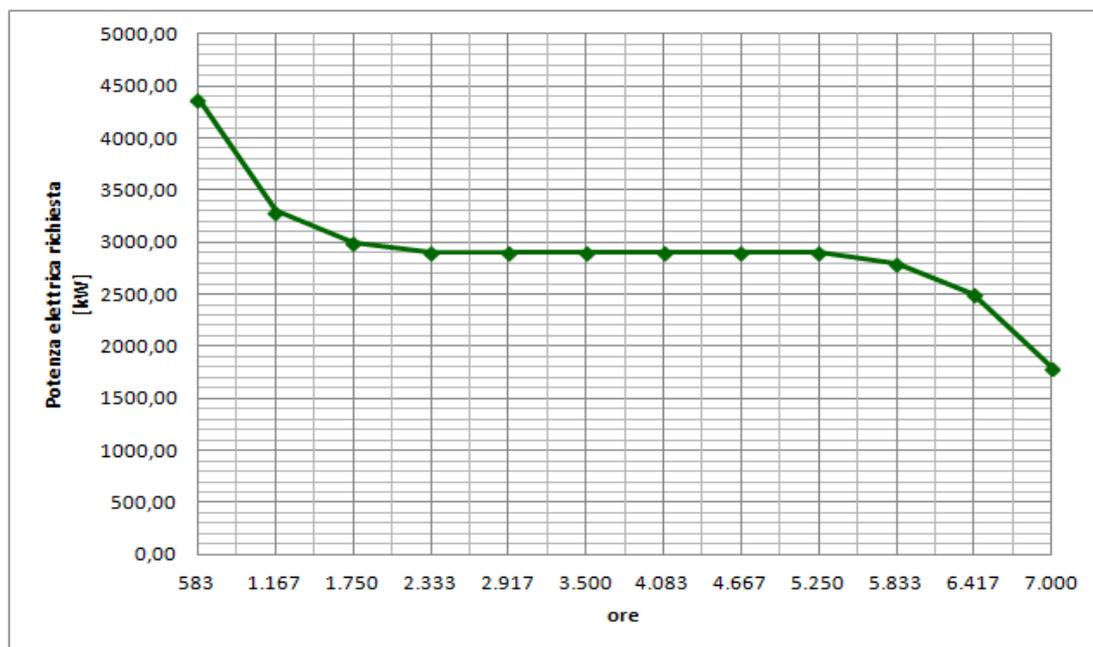


Fig. 3.8 - Andamento tipico di una curva di durata elettrica.

### 3.4.4 Un caso reale

A titolo di esempio di riportano i risultati relativi all'analisi dei consumi di un'azienda cliente di Bartucci SpA operante nel settore lattiero-caseario. L'azienda produce formaggi e latticini e può essere suddivisa in 4 reparti produttivi: il reparto di trattamento latte, il reparto caseificio, il reparto di depurazione dei reflui, i servizi comuni. Lo stabilimento opera per circa 7000 ore l'anno e ha una produzione totale pari a circa 130.000 tonnellate di prodotti finiti. I vettori energetici principalmente impiegati sono l'energia elettrica e il gas naturale ma esiste un minimo consumo di gasolio associato all'utilizzo di caldaie di backup. Si riportano di seguito alcuni dei grafici forniti dal software relativi ai consumi dell'intero stabilimento e ai singoli reparti.

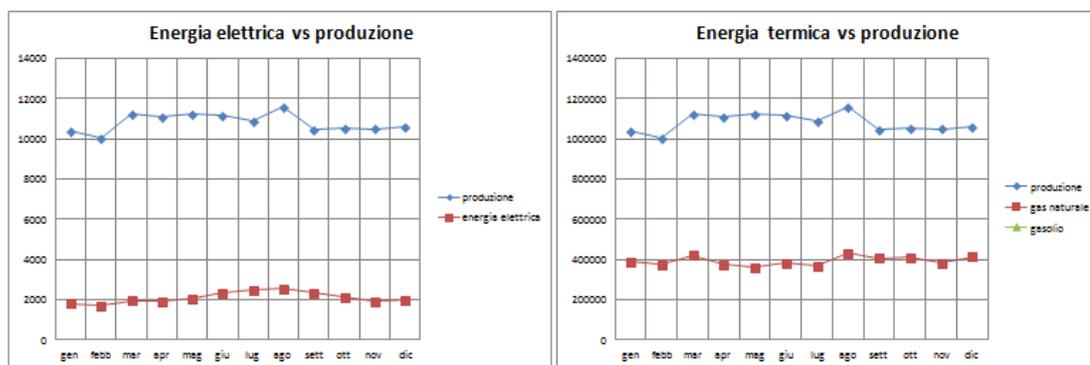


Fig. 3.9 - Andamenti temporali di consumi e produzione per l'intero stabilimento.

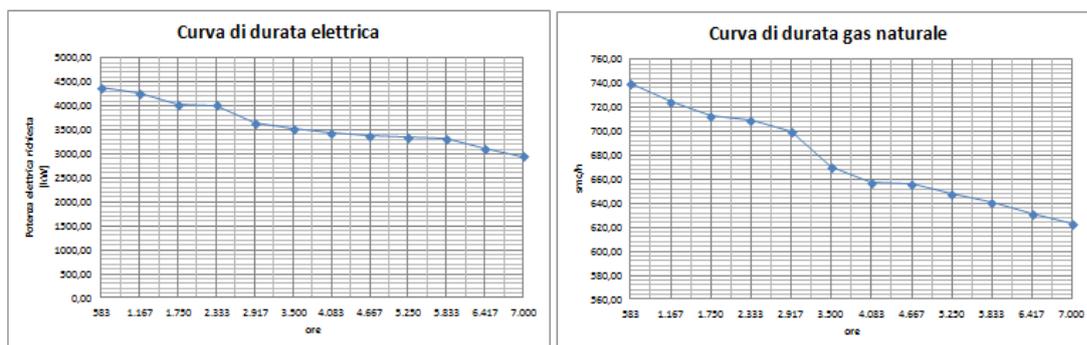


Fig. 3.10 - Curve di durata del consumo elettrico e di gas naturale per l'intero stabilimento.

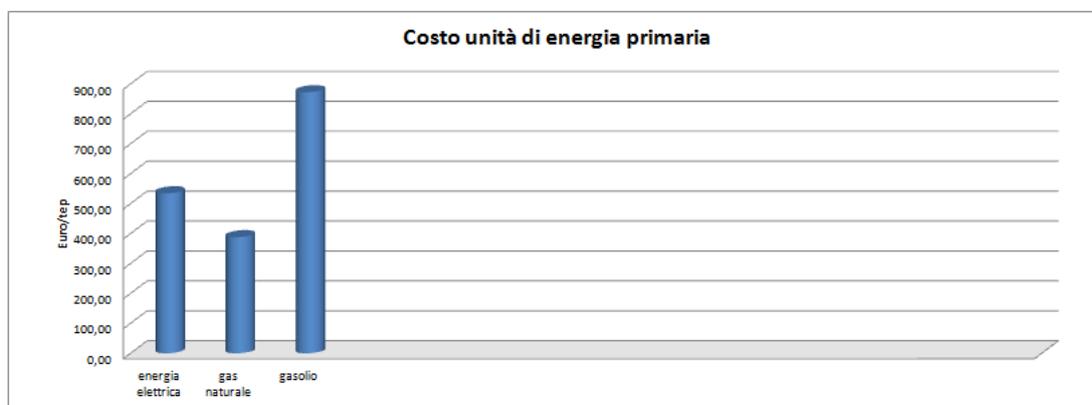


Fig. 3.11 - Grafico di confronto del costo per unità di energia primaria dei diversi combustibili.

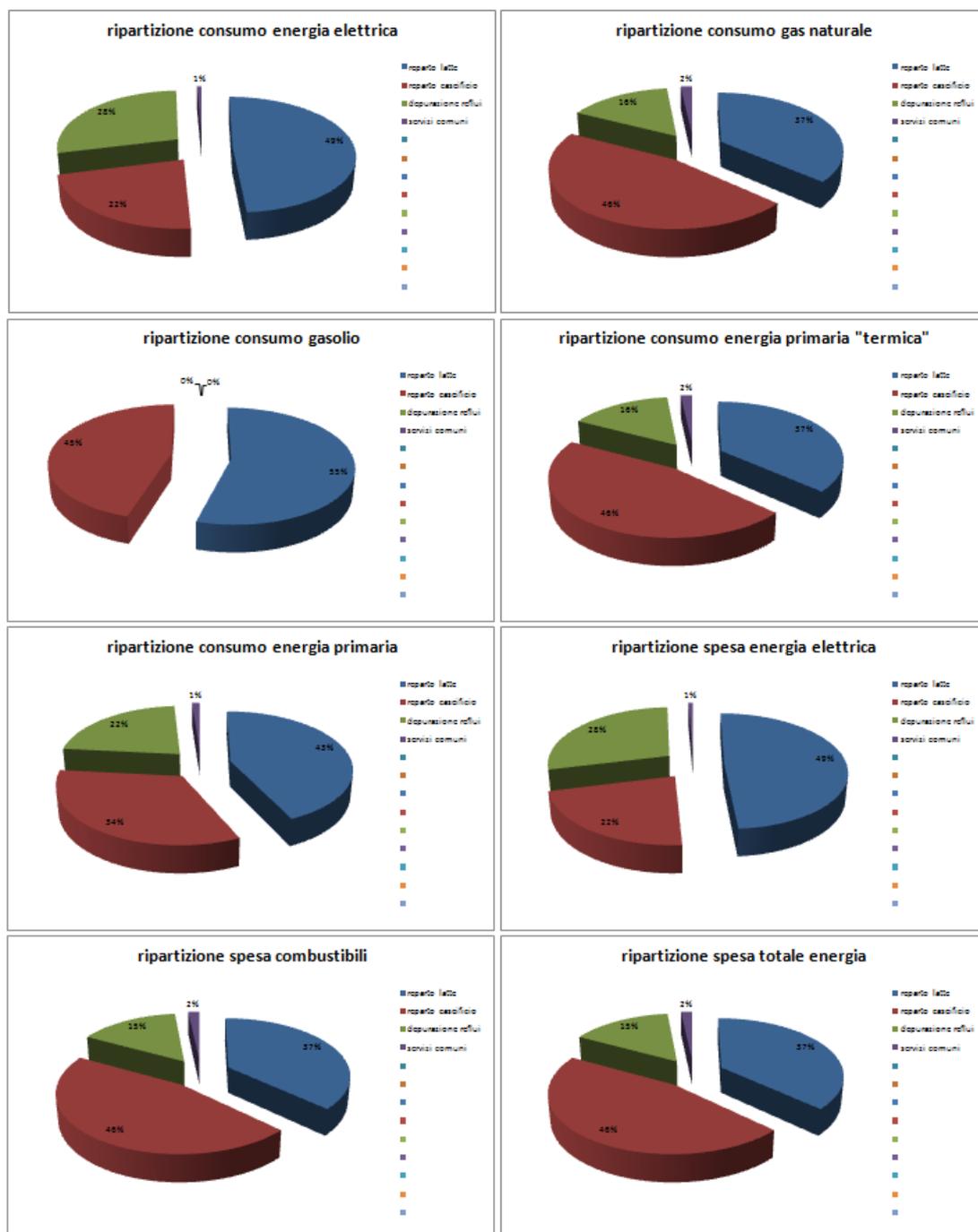


Fig. 3.11 - Grafici di ripartizione dei consumi e costi energetici tra i reparti produttivi.

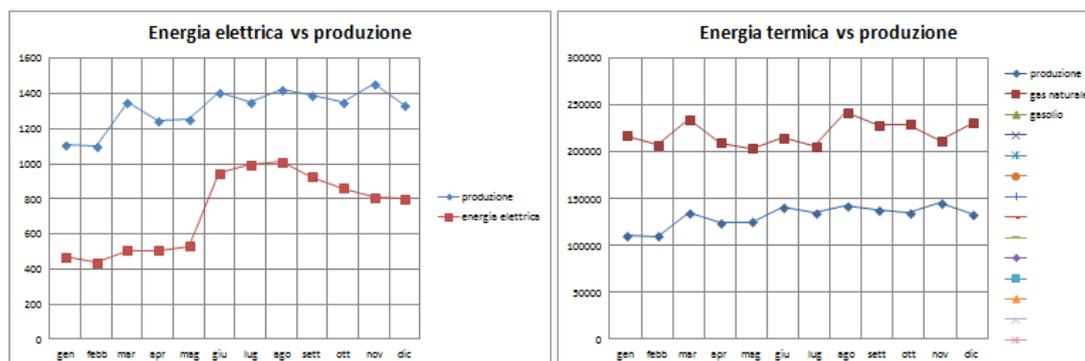


Fig. 3.12 - Andamenti temporali di consumi e produzione per il reparto caseificio.

Ancor prima di entrare nello studio dei processi produttivi, l'osservazione dei risultati dell'analisi dei consumi forniti dal software permette di formulare alcune interessanti considerazioni e soprattutto di orientare nella giusta direzione la ricerca di eventuali possibilità di miglioramento energetico. Appare anzitutto chiaro come i due reparti maggiormente "energivori" dello stabilimento siano quelli di trattamento del latte e del caseificio; essi sono anche i responsabili di oltre l'80% della spesa energetica pertanto le maggiori possibilità di risparmio energetico saranno da ricercare in questi due settori produttivi. Inoltre, considerando i costi energetici dei due vettori utilizzati (energia elettrica e gas naturale), saranno da preferire interventi che portino ad un risparmio di energia elettrica. Vista la limitatissima quantità utilizzata, non vale assolutamente la pena concentrare l'attenzione sui dispositivi utilizzatori di gasolio. L'osservazione degli andamenti temporali evidenzia come per il reparto caseificio vi sia una netta correlazione tra consumi (elettrici e di gas) e produzione mentre per il reparto trattamento latte il consumo elettrico risulti circa costante durante l'anno rispetto alle fluttuazioni di produzione. Tale comportamento si verifica in presenza di processi che, per motivi tecnologici, devono essere mantenuti in piena funzione indipendentemente dalla produzione ma molto spesso è sintomo di assenza o mal funzionamento di sistemi di regolazione. In conclusione, lo studio dettagliato dei processi produttivi e la ricerca di possibilità di miglioramento si concentrerà prioritariamente sul settore trattamento latte e caseificio e preferibilmente sugli utilizzatori di energia elettrica.

## CAPITOLO 4

### Motori elettrici ad alta efficienza

#### 4.1 I motori elettrici

##### 4.1.1 I motori elettrici in industria

Un motore elettrico è una macchina elettrica che, data una potenza in ingresso di tipo elettrico, restituisce in uscita una potenza di tipo meccanico. Il funzionamento si basa sul principio del campo magnetico rotante. La capillare diffusione dei motori elettrici a livello industriale, nell'ordine di 19 milioni di unità installate ad oggi in Italia, fa sì che circa i tre quarti dell'energia elettrica consumata nel settore industriale in Italia è attribuibile al funzionamento di motori elettrici, valore che corrisponde a circa il 40% del consumo elettrico nazionale (*Energy and Strategy Group-Politecnico di Milano*, 2012). Considerati questi dati, il tema dell'efficienza energetica dei motori elettrici assume un'importanza preponderante. La normativa attualmente vigente in tema è la norma internazionale IEC 60034-30:2008 (*Classi di rendimento dei motori asincroni trifase con rotore a gabbia ad una sola velocità*), che definisce le classi di rendimento dei motori asincroni trifase a bassa tensione (che rappresentano l'ampia maggioranza dei motori utilizzati in ambito industriale). Ogni classe di rendimento prevede la sigla "IE" che sta per "*International Efficiency*" a cui si affianca un numero, in ordine crescente di efficienza. Lo stato dell'arte in termini di motori elettrici efficienti è oggi rappresentato dalla classe IE3 ("*Premium Efficiency*"). L'efficienza energetica costituisce un elemento fondamentale per un motore elettrico anche perché, per questa tipologia di macchine, il costo dell'energia consumata rappresenta, nel ciclo di vita utile del prodotto, una porzione molto importante del cosiddetto *Total Cost of Ownership* (TCO)<sup>12</sup>.

Tabella 4.1 - Peso percentuale dei componenti del Total Cost of Ownership di un motore elettrico al variare della classe di efficienza (*Energy and Strategy Group-Politecnico di Milano*, 2012)

Componenti del TCO	Classi di efficienza		
	IE1	IE2	IE3
Costo di acquisto e installazione	1,0%	1,5%	2,1%
Costo di manutenzione	0,5%	0,7%	1,0%
Costo dell'energia	98,5%	97,8%	96,8%

Analizzando alcuni casi esemplificativi di sostituzione di un motore elettrico con uno a più alto rendimento senza considerare il vantaggio economico derivante dall'ottenimento di Certificati Bianchi, si osserva che ovviamente il tempo di *Pay-Back* diminuisce all'aumentare delle ore di funzionamento del motore. Tipicamente se si considera di installare un motore di classe IE2 (Alta Efficienza) al posto di un motore funzionante di classe IE1 (Efficienza Standard), livelli accettabili di *Pay-Back* ( $\leq 3$ ) si riescono a ottenere solo per motori di piccola taglia e con un numero molto elevato di ore di funzionamento (almeno 7000 ore l'anno). Ciò è dovuto al fatto che il costo di investimento specifico (€/kW) si abbassa al calare della taglia, mentre il differenziale di rendimento tra classe IE2 e IE1 aumenta al calare della taglia. Decisamente più interessante per l'investitore appare la sostituzione di un motore non funzionante di classe IE1 con un motore IE2, rispetto al ripristino del motore guasto mediante riavvolgimento. Per le piccole potenze si ottengono valori di *Pay-Back* inferiori a 3 anni già

<sup>12</sup> Il TCO tiene conto di tutti i costi associati ad un'apparecchiatura lungo l'intero ciclo di vita, opportunamente attualizzati per tener conto dei diversi istanti temporali in cui tali costi si verificano. Le voci di costo considerate sono: acquisto, installazione, energia, manutenzione.

con 4000 ore/anno di funzionamento. Nel caso in cui il motore non funzionante non possa essere riavvolto, la scelta di un motore IE3 rispetto a un IE2 appare giustificata già sopra le 4000 ore/anno. Quindi considerando l'intera vita del motore, esiste un'evidente convenienza economica associata all'adozione di motori ad alta efficienza, sia nel caso di sostituzione forzata che volontaria, fatte salve alcune eccezioni, quale ad esempio il caso dei motori di grande taglia che lavorano meno di 4000 ore l'anno. Emerge una situazione in cui, in assenza di alcuna forma di incentivazione, l'adozione di motori ad alta efficienza è in generale un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo, anche se l'investimento iniziale richiede molto tempo per essere ripagato. La possibilità di ottenere Titoli di Efficienza Energetica a seguito di installazione di motori IE3 permette di accorciare i Tempi di Rientro per i motori di taglia medio-alta, mentre rende particolarmente appetibile la sostituzione di motori di piccola potenza.

### 4.1.2 La tecnologia

A livello generale, prescindendo dalle peculiarità di ciascuna macchina, un motore elettrico è tipicamente costituito da due cilindri coassiali separati da uno spessore uniforme d'aria detto "traferro". In uno dei due cilindri è posizionata una bobina di spire messe in serie tra loro. Nel momento in cui queste ultime sono percorse da corrente, si genera un campo magnetico, il quale interagendo con il campo magnetico statorico produce una coppia di forze che costringono la bobina (e quindi il cilindro) a ruotare. Tale rotazione è impartita a un albero rotante, che può far funzionare un qualsiasi apparecchio ad esso collegato mediante un sistema di trasmissione del moto. La riduzione dei consumi energetici in un motore elettrico può essere conseguita attraverso diversi approcci, che riguardano sia le caratteristiche costruttive del motore stesso che le condizioni di funzionamento. Riguardo alle prime, un motore elettrico ad alta efficienza ha caratteristiche costruttive, rispetto a un motore tradizionale, tali da ridurre le varie fonti di perdita tipiche di una macchina elettrica:

1. Perdite meccaniche: sono le perdite per attrito (nei cuscinetti e nelle spazzole) e per ventilazione;
2. Perdite nel ferro a vuoto: sono le perdite per isteresi e per correnti parassite nel nucleo ferromagnetico (proporzionali al quadrato della tensione);
3. Perdite per effetto Joule negli avvolgimenti di statore e rotore (proporzionali al quadrato della corrente).

In particolare, la miglior performance è ottenuta grazie all'utilizzo di materiali diversi rispetto ai tradizionali. Le parti conduttrici sono realizzate in rame, materiale caratterizzato da bassa resistività e ottime proprietà tecnologiche quali duttilità, facilità di laminazione, saldabilità ed elevate proprietà meccaniche, oppure in alluminio, che è meno costoso del rame e ha valori inferiori di peso specifico e temperatura di fusione, che si traducono però in caratteristiche elettriche e meccaniche inferiori. L'aumento di efficienza nei motori viene conseguito anche grazie alla modifica di alcuni elementi costruttivi, come ad esempio il nucleo, che nei motori più efficienti è realizzato con lamierini a basse perdite in modo da diminuire le perdite a vuoto, oppure utilizzando una sezione maggiorata dei conduttori di statore e rotore per ridurre le perdite per effetto Joule, oppure ancora grazie a un'attenta scelta delle cave e della geometria delle stesse in funzione di quella che sarà l'applicazione del motore in questione. Tali modifiche portano anche ad una minore produzione di calore, pertanto è possibile impiegare ventole di raffreddamento di minore dimensione, con conseguente riduzione delle perdite meccaniche. Bisogna anche notare che, grazie a questi accorgimenti, i motori ad alta efficienza, a parità di potenza, sono caratterizzati da una curva del rendimento che risulta essere più "piatta" al variare del fattore di carico, tale cioè da garantire anche in caso di carico ridotto un rendimento prossimo a quello ottimale.

### 4.1.3 Le classi di efficienza dei motori elettrici

Il rendimento di un motore elettrico è definito come rapporto tra potenza meccanica disponibile all'albero e potenza elettrica immessa ai morsetti di alimentazione:

$$\eta = \frac{P_m}{P_{el}} \quad (4.1)$$

Nel 1998, un accordo volontario tra il Comitato Europeo dei Costruttori di Macchine Elettriche ed Elettronica di Potenza (CEMEP) e la Commissione Europea ha definito e ha introdotto la prima classificazione dei motori elettrici in base all'efficienza. Essa prevedeva tre classi di efficienza per la gamma di potenza da 1,1 a 90 kW:

- EFF3 = motori a bassa efficienza;
- EFF2 = motori con migliorata efficienza;
- EFF1 = motori con alta efficienza.

Questo sistema di classificazione è ben collaudato ed è stato adottato in molti paesi del mondo. Purtroppo molti altri paesi hanno anche sviluppato propri sistemi nazionali diversi da quello europeo. Per questo i produttori europei del CEMEP hanno sviluppato uno standard di efficienza energetica per la Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) con l'obiettivo di raggiungere uno standard internazionale comune che superasse tutti i diversi sistemi nazionali. L'obiettivo è stato raggiunto con l'emanazione della norma internazionale IEC 60034-30:2008 che definisce tre classi di rendimento per i motori trifase a bassa tensione nella gamma di potenza che va da 0,75 kW a 375 kW:

- IE1 = rendimento standard;
- IE2 = rendimento elevato;
- IE3 = rendimento premium.

La IEC 60034-30 fornisce le tabelle riportanti i valori minimi di rendimento che deve avere un motore per rientrare in ogni classe, differenziando in base alla frequenza di alimentazione (50/60 Hz), al numero di poli (2-4-6) e alla potenza nominale. Il grafico in figura 4.1 rappresenta proprio i valori di rendimento minimo riportati nella norma per un motore 4 poli a 50 Hz.

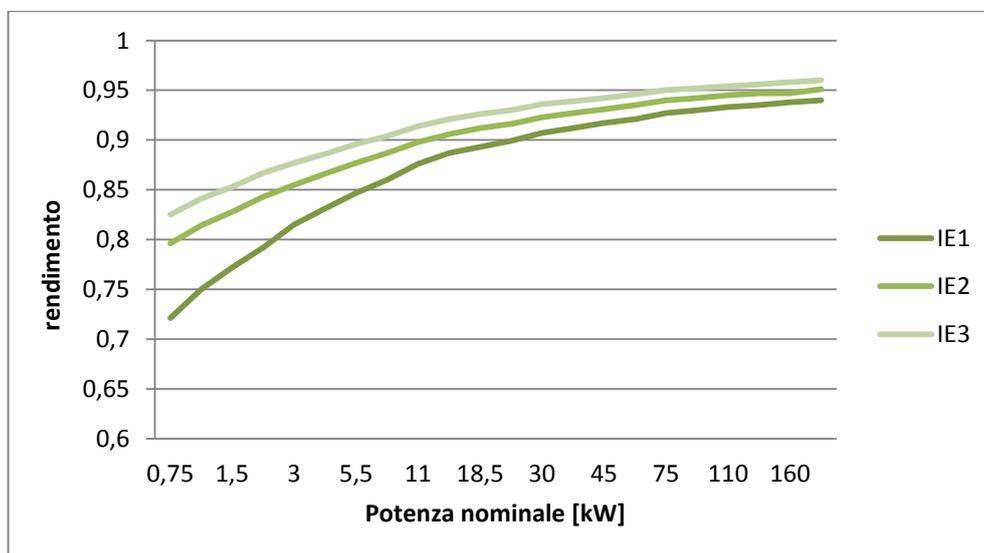


Fig. 4.1 - Rendimento minimo al variare della potenza nominale delle diverse classi di efficienza per un motore 4 poli a 50 Hz (norma IEC 60034-30:2008).

Parallelamente alla definizione della nuova classificazione, la IEC ha sviluppato dei metodi migliorati per determinare il rendimento dei motori: le norme internazionali IEC 60034-30:2008 (classificazione) e IEC 60034-2-1:2007 (metodi di misura) che sono state adottate senza alcuna modifica, come EN 60034-30:2009 e EN 60034-2-1:2007. Il nuovo sistema di classificazione ha un metodo di

numerazione aperto, pertanto permette successive integrazioni a seguito degli sviluppi futuri della tecnologia. Ad esempio, è in fase di progetto da parte dei principali produttori la nuova gamma di motori di classe IE4 definita "Super Premium". Secondo alcuni costruttori (ad esempio AAB), l'adozione di motori IE4 consentirà, rispetto ai motori IE2, una riduzione del 40% delle perdite ed una maggiore affidabilità, grazie ai benefici della tecnologia a magneti permanenti combinata con la semplicità e facilità di utilizzo dei motori a induzione. Rispetto al vecchio sistema europeo il campo di applicazione è stato esteso in modo significativo (il nuovo codice IE si applica a una gamma di potenza più ampia) ma la differenza fondamentale tra le classi IE ed EFF sta nel metodo utilizzato per determinarle. In un confronto diretto per lo stesso motore, ci si aspetta che il rendimento determinato secondo il nuovo metodo sia più basso. La figura 4.2 riporta una indicativa corrispondenza tra vecchia e nuova classificazione europea ed americana (motori 60 Hz).

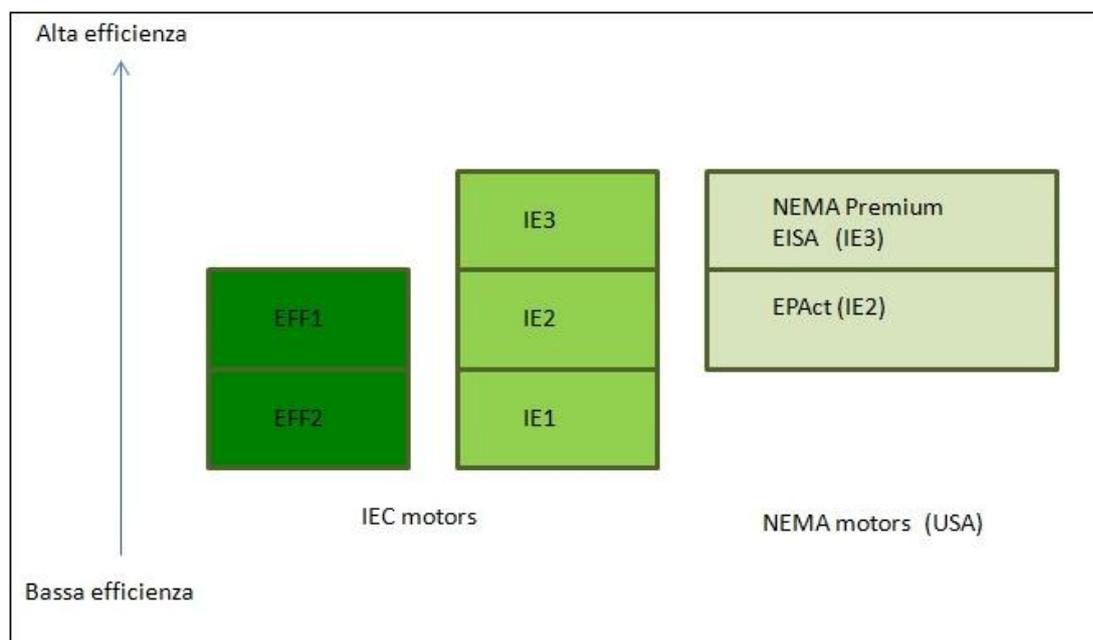


Fig. 4.2 - Confronto tra vecchie e nuove classi di efficienza.

Le classi di rendimento definite dalla norma IEC 60034-30:2008 sono state recepite in Europa dal Regolamento della Commissione 640/2009, il quale prevede che, con scadenze temporali predefinite, siano immessi sul mercato solo motori elettrici aventi un'efficienza minima via via crescente. I requisiti entreranno in vigore secondo il seguente programma:

- Dal 16 giugno 2011 i motori immessi sul mercato per la prima volta devono essere almeno di classe IE2;
- Dal 1 gennaio 2015 i motori con potenza nominale tra 7,5 e 375 kW devono essere di classe di rendimento minima IE3, o minima IE2 se dotati di controllo elettronico di velocità;
- Dal 1 gennaio 2017 i motori con potenza nominale tra 7,5 e 375 kW devono essere di classe di rendimento minima IE3, o minima IE2 se equipaggiati con controllo elettronico di velocità.

I motori di classe di rendimento IE1 dal 16 giugno 2011 non possono essere immessi sul mercato nemmeno se alimentati con controllo elettronico della velocità (inverter).

4.1.4 Potenziale di diffusione

Il consumo annuo di energia elettrica in Italia associato all'uso di motori elettrici nell'industria è stimabile in circa 120 TWh, pari a quasi il 40% dell'intero fabbisogno elettrico italiano. Questo valore è influenzato, oltre che dalla diffusione massiccia di queste macchine, anche all'elevata penetrazione nel settore industriale dei motori elettrici di efficienza Standard (IE1) che risulta ancora superiore al 96%. Si capisce come esistano ampi spazi di riduzione dei consumi attraverso l'adozione di motori elettrici più performanti. Se tutti i motori elettrici installati a livello industriale fossero di classe IE3, si otterrebbe un risparmio annuo di energia elettrica di circa 7 TWh, con la sostituzione di circa 15 milioni di apparecchi e un giro d'affari corrispondente di 67,5 miliardi di euro. Se si considerano anche le nuove installazioni di motori attese da qui al 2020, nel caso in cui fossero di classe IE3, si stima di ottenere un ulteriore risparmio annuo di circa 0,2 TWh elettrici. Il potenziale teorico ottenibile con l'impiego di questa tecnologia a livello industriale consiste in una riduzione del 6% del consumo annuo di energia elettrica in Italia. Dato il livello di convenienza economica delle tecnologie efficienti e gli obblighi normativi in merito alle classi di efficienza dei nuovi motori elettrici immessi sul mercato, è ragionevole pensare che nei prossimi 7 anni in Italia il potenziale teorico "massimo" si realizzerà per il 35-40%. Questo corrisponderebbe ad un risparmio annuo di circa 2,8 TWh elettrici e ad un giro d'affari complessivo di 29,5 miliardi di euro (*Energy and Strategy Group*-Politecnico di Milano, 2012)..

Tabella 4.2 - Ripartizione per classe di efficienza del parco attuale di motori elettrici e delle nuove installazioni (*Energy and Strategy Group*-Politecnico di Milano).

Classe di efficienza	Installato attuale	Installato atteso al 2020	Nuove installazioni al 2020
IE1 o inferiore	96-97%	40%	[-]
IE2	3-4%	49%	82%
IE3	0%	11%	18%

**4.2 L'installazione di motori elettrici ad alta efficienza e l'ottenimento di TEE**

4.2.1 La scheda tecnica n.30E - "Installazione di motori elettrici a più alta efficienza"

L'intervento di installazione di motori elettrici ad alta efficienza, nell'ambito dell'ottenimento di TEE, risulta essere oggetto di una scheda tecnica per la valutazione del risparmio di energia primaria mediante metodo di valutazione standardizzata. La scheda relativa a tale intervento è la numero 30E ("Installazione di motori elettrici a più alta efficienza") che è una delle 18 nuove schede tecniche introdotte dal D.M. 28 dicembre 2012, e che è andata a sostituire la precedente scheda n. 11. La sostituzione della precedente scheda si è resa necessaria al fine di adeguarsi all'elevazione degli standard minimi di efficienza dei motori elettrici introdotta dai già citati Regolamento CE 640/2009 e norma tecnica CEI EN 60034-30:2009. La nuova scheda mantiene il principio, le considerazioni di natura elettrotecnica e le ipotesi di calcolo seguite nella precedente scheda, aggiornando le classi di rendimento e i limiti minimi di efficienza secondo la nuova normativa. La categoria dell'intervento è la "IND-E - Processi industriali: sistemi di azionamento efficienti (motori, inverter, ecc.), automazione e interventi di rifasamento", per cui sono previsti una vita utile di 5 anni, una vita tecnica di 15 anni e un coefficiente "tau" pari a 2,65. In accordo con il Regolamento 640/2009, che impone che dal 16 luglio 2011 tutti i motori immessi sul mercato debbano essere almeno di classe IE2, viene considerata l'installazione di motori di classe IE3 prendendo come *baseline* di riferimento l'efficienza dei motori IE2. Sempre con riferimento al suddetto Regolamento che impone limiti minimi di rendimento dei nuovi motori crescenti nel tempo (vedi par. 4.1.3) la scheda perderà di validità alla

data del 1/1/2015 per motori di taglia compresa tra 7,5 e 375 kW e dalla data del 1/1/2012 anche per i motori di potenza inferiore ai 7,5 kW.

La procedura di calcolo del risparmio di energia primaria prevista dalla scheda tecnica fornisce direttamente da tabella il valore di Risparmio Specifico Lordo (RSL) inteso come risparmio di energia primaria conseguibile in un anno dall'unità fisica di riferimento (UFR) che è definita come kW di potenza di targa del motore. RSL viene fornito pertanto in [tep/anno\*kW] in funzione della sola taglia del motore e del numero di ore di funzionamento, secondo la tabella 4.3. Il numero di ore di funzionamento viene considerato con il parametro "tipologia di attività" che può essere uguale a "1 turno" (attività che si svolgono 8 ore al giorno per 5 o 6 giorni a settimana, corrispondenti a un numero di ore di funzionamento annuali compreso tra 1760 e 2200), "2 turni" (attività che si svolgono in due turni giornalieri di 8 ore ciascuno per 5 o 6 giorni a settimana, corrispondenti a un numero di ore di funzionamento annuali compreso tra 3520 e 4400), "3 turni" (attività che si svolgono in 3 turni giornalieri per 7 giorni a settimana, corrispondenti a un numero di ore di funzionamento annuali pari a 7680), "stagionale" (attività che si svolgono per 3 mesi di lavoro continuato 24 ore al giorno, corrispondenti a 2160 ore di funzionamento annue).

Tabella 4.3 - Tabella del RSL riportata sulla scheda tecnica n.30E

Potenza motore sostituito [kW]	RSL [tep/anno*kW]			
	Tipologia attività			
	1 turno di lavoro	2 turni di lavoro	3 turni di lavoro	stagionale
0,75<P≤1,1	0,0111	0,0221	0,0425	0,0119
1,1<P≤2,2	0,0092	0,0184	0,0354	0,0099
2,2<P≤4	0,0073	0,0146	0,0281	0,0079
4<P≤7,5	0,0059	0,0119	0,0228	0,0064
7,5<P≤15	0,005	0,0101	0,0194	0,0054
15<P≤30	0,0042	0,0084	0,0162	0,0046
30<P≤55	0,0035	0,007	0,0134	0,0038
55<P≤375	0,0028	0,0055	0,0106	0,003

Come in tutte le schede di valutazione standardizzate, una volta noto RSL, si calcola il Risparmio Netto Contestuale (RNC) moltiplicandolo per il coefficiente di addizionalità e per il numero di Unità fisiche di riferimento (UFR) che in questo caso saranno i kW di targa del motore, secondo la formula 4.2. Il coefficiente di addizionalità (a) è considerato pari a 1. Moltiplicando RNC per il coefficiente di durabilità (τ), che in questo caso è pari a 2,65, si ottiene il Risparmio Netto Integrale (RNI).

$$RNC = a \times RSL \times UFR \quad [tep/anno] \quad (4.2)$$

$$RNI = RNC \times \tau \quad [tep/anno] \quad (4.3)$$

Risulta interessante accennare brevemente ai calcoli e alle ipotesi semplificative che stanno alla base della Scheda tecnica n°30E e che sono descritti nell'Allegato al D.M. 28 dicembre 2012. Il risparmio di energia elettrica annuale R derivante dall'utilizzo di un motore di classe IE3 al posto di un motore di classe IE2 è calcolabile in linea generale con la seguente formula:

$$R = P \times f_c \times h \times C_u \times \left( \frac{1}{\eta_{IE2}} - \frac{1}{\eta_{IE3}} \right) \quad [kWh/anno] \quad (4.4)$$

dove:

- P = potenza nominale del motore elettrico in kW (la potenza di targa di un motore elettrico è sempre intesa come potenza meccanica massima all'albero);
- $f_c$  = coefficiente di carico del motore, cioè il rapporto tra potenza meccanica erogata e potenza nominale;
- h = numero di ore annue di attività produttiva
- $C_u$  = coefficiente di utilizzo, cioè il rapporto tra ore di funzionamento del motore e ore totali di attività produttiva:
- $\eta_{IE2}$  = rendimento (minimo) di un motore di classe IE2 di taglia P;
- $\eta_{IE3}$  = rendimento (minimo) di un motore di classe IE3 di taglia P.

Per passare da risparmio di energia elettrica a energia primaria è sufficiente applicare il coefficiente di conversione  $0,187 \cdot 10^{-3}$  tep/kWh, così come indicato nei DD.MM. 20 luglio 2004:

$$REP = R \times 0,187 \times 10^{-3} \text{ [tep/anno]} \quad (4.5)$$

Tabella 4.4 - Tabella dei rendimenti minimi per le classi di efficienza contenuta nella norma IEC 60034-30

Potenza nominale [kW]	IE1			IE2			IE3		
	Numero di poli								
	2	4	6	2	4	6	2	4	6
0,75	0,721	0,721	0,7	0,774	0,796	0,759	0,807	0,825	0,789
1,1	0,75	0,75	0,729	0,796	0,814	0,781	0,827	0,841	0,81
1,5	0,772	0,772	0,752	0,813	0,828	0,798	0,842	0,853	0,825
2,2	0,792	0,792	0,777	0,832	0,843	0,818	0,859	0,867	0,843
3	0,815	0,815	0,797	0,846	0,855	0,833	0,871	0,877	0,856
4	0,831	0,831	0,814	0,858	0,866	0,846	0,881	0,886	0,868
5,5	0,847	0,847	0,831	0,87	0,877	0,86	0,892	0,896	0,88
7,5	0,86	0,86	0,847	0,881	0,887	0,872	0,901	0,904	0,891
11	0,876	0,876	0,864	0,894	0,898	0,887	0,912	0,914	0,903
15	0,887	0,887	0,877	0,903	0,906	0,897	0,919	0,921	0,912
18,5	0,893	0,893	0,886	0,909	0,912	0,904	0,924	0,926	0,917
22	0,899	0,899	0,892	0,913	0,916	0,909	0,927	0,93	0,922
30	0,907	0,907	0,902	0,92	0,923	0,917	0,933	0,936	0,929
37	0,912	0,912	0,908	0,925	0,927	0,922	0,937	0,939	0,933
45	0,917	0,917	0,914	0,929	0,931	0,927	0,94	0,942	0,937
55	0,921	0,921	0,919	0,932	0,935	0,931	0,943	0,946	0,941
75	0,927	0,927	0,926	0,938	0,94	0,937	0,947	0,95	0,946
90	0,93	0,93	0,929	0,941	0,942	0,94	0,95	0,952	0,949
110	0,933	0,933	0,933	0,943	0,945	0,943	0,952	0,954	0,951
132	0,935	0,935	0,935	0,946	0,947	0,946	0,954	0,956	0,954
160	0,938	0,938	0,938	0,948	0,947	0,948	0,956	0,958	0,956
200	0,94	0,94	0,94	0,95	0,951	0,95	0,958	0,96	0,958

Nella norma CEI EN 60034-30 i valori limite di efficienza per le diverse classi di motori sono forniti in funzione della potenza del motore diversificando per 2, 4 o 6 poli (tabella 4.4); al fine di ottenere la scheda standard semplificata per il calcolo del risparmio è stato scelto di considerare unicamente i valori del termine  $(1/\eta_{IE2} - 1/\eta_{IE3})$  relativi ai motori 4 poli ed applicarlo a tutti i motori in maniera indistinta. Un'altra semplificazione è stata fatta sulle classi di potenza, considerando dei valori di  $(1/\eta_{IE2} - 1/\eta_{IE3})$  medi per *range* di potenza nominale più ampi di quelli riportati nella normativa tecnica delle classi di efficienza. Per quanto riguarda il coefficiente da carico, esso risulta essere molto variabile nella pratica da caso a caso, ma considerando che tipicamente i motori elettrici sono sempre leggermente sovradimensionati, è stato scelto un unico valore di coefficiente di carico pari a 0,75. Nonostante nella pratica industriale i motori potrebbero essere impiegati per un numero di ore di funzionamento effettivo minore delle ore di attività produttiva, è stato adottato un coefficiente di utilizzo pari a 1. Per quanto riguarda il numero di ore di attività produttiva h, esso è stato normalizzato ipotizzando solo 4 possibili tipologie di attività (1 turno, 2 turni, 3 turni, stagionale) corrispondenti ad altrettanti range di valori di h secondo quanto specificato in precedenza. La tabella del RSL (tabella 4.3) contenuta nella scheda tecnica è stata costruita calcolando dei valori "mediati" del termine  $(1/\eta_{IE2} - 1/\eta_{IE3})$  secondo le ipotesi semplificative appena descritte e convertendo in energia primaria così come indicato nella formula 4.5. In questo modo è stato possibile ottenere un metodo di calcolo del risparmio estremamente rapido ed elementare, introducendo inevitabilmente un maggiore errore nella valutazione. Solo sul termine  $(1/\eta_{IE2} - 1/\eta_{IE3})$  si ha un errore relativo dovuto alla non diversificazione in base al numero di poli che arriva fino al 20%, e un errore relativo dovuto all'accorpamento delle classi di potenza che può raggiungere il 25%. Un'altra fonte di consistenti errori consiste nella discretizzazione delle effettive ore di lavoro del motore in soli quattro intervalli di valori.

#### 4.2.2 Considerazioni riguardo baseline e addizionalità relative a interventi di sostituzione di motori elettrici nel settore industriale

La scheda tecnica n.30E in merito all'installazione di motori elettrici ad alta efficienza si presta a una serie di critiche in particolare per quanto riguarda la *baseline* adottata nel metodo di calcolo proposto. Nella realtà impiantistica, infatti, considerando la sostituzione di un motore elettrico con uno ad alta efficienza, la media di mercato non è sicuramente rappresentata da un motore di classe IE2. Per definizione, come *baseline* si intende la situazione impiantistico-gestionale antecedente l'intervento che viene presa come riferimento fondamentale per la valutazione dei risparmi. Il concetto qualificante di *baseline* è la sua rappresentatività di "pratica corrente" nello specifico settore merceologico di riferimento. In generale, il richiedente dei Titoli di Efficienza Energetica può condurre analisi di mercato o indagini statistiche allo scopo di individuare la "pratica corrente" a cui ricondurre la situazione pre-intervento. In contesti industriali dove i processi sono molto diversificati tra loro è complesso individuare un impianto "standard" da assumere come riferimento per la valutazione dei risparmi. In questi casi la *baseline* è la condizione impiantistica preesistente, purché ne vengano ben illustrate e criticate le prestazioni in termini di consumo energetico, ai fini dell'eventuale applicazione dell'addizionalità. Secondo la Direttiva EEN 09/11 il Risparmio Netto (RN) è definito come "...il risparmio lordo, depurato dei risparmi energetici non addizionali, cioè di quei risparmi energetici che si stima si sarebbero comunque verificati, anche in assenza di un intervento o di un progetto, per effetto dell'evoluzione tecnologica, normativa e di mercato". La "pratica corrente" deve essere quindi rappresentata da quella soluzione che si sarebbe implementata in un contesto in assenza del meccanismo incentivante. Citando i dati riportati al paragrafo 4.1.1 riguardanti alcune valutazioni economiche di interventi di sostituzione di motori elettrici nel settore industriale, si ricorda come in assenza di incentivazioni la sostituzione di un motore elettrico con uno ad alta efficienza sia in grado di raggiungere tempi di *Pay-Back* inferiori ai tre anni solo per motori di taglia medio-piccola e funzionanti per un numero molto elevato di ore/anno. Considerando che le industrie oggi ragionano su tempi di ritorno degli investimenti massimi di due anni, risulta evidente che senza un adeguato meccanismo di incentivazione la scelta di sostituire un motore elettrico industriale di media potenza con uno ad alta efficienza non è rappresentativa della "pratica corrente" e quindi della *baseline* di riferimento per l'ottenimento dei TEE. L'obbligo previsto dal Regolamento CE 640/2009 di immettere sul mercato solo motori di classe minima IE2 non assicura un adeguato ricambio del parco macchine

senza l'adozione di obblighi di sostituzione o di adeguati incentivi quali i TEE. Queste considerazioni trovano ampio riscontro nella realtà industriale in cui è largamente diffusa la pratica del riavvolgimento dei motori elettrici guasti. In base alle osservazioni riportate è possibile affermare che, per interventi di sostituzione di motori elettrici di taglia medio-grande, sarebbe più corretto calcolare i risparmi adottando come baseline il rendimento effettivo del motore presente nella situazione ante-intervento e non quello di un motore IE2, considerando un'addizionalità pari al 100%.

### **4.3 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di installazione di motori elettrici ad alta efficienza**

#### 4.3.1 Dati in input

All'interno del software per l'Audit Energetico, l'inserimento dei dati relativi ai motori elettrici presenti avviene all'interno della "sezione elettrica". La schermata che si presenta (Fig. 4.3) richiede anzitutto se all'interno dell'azienda siano presenti motori elettrici: in caso di risposta negativa scompaiono tutte le finestre di input relative ai motori elettrici. In caso di risposta positiva viene richiesto di scegliere quale baseline adottare per il calcolo dei TEE relativo all'intervento di sostituzione dei motori elettrici tra "situazione attuale" (rendimento del motore esistente) e "IE2" (rendimento di riferimento di un motore di classe IE2 della stessa taglia). A questo punto, all'interno di un riquadro, sono contenute le richieste di inserimento dei dati relativi a un unico motore elettrico o un gruppo di motori aventi le stesse caratteristiche tecniche e lo stesso regime di funzionamento.

Fig. 4.3 - Schermata di input dei dati relativi ai motori elettrici.

Per ogni motore (o gruppo di motori uguali) vengono richiesti potenza nominale, numero di motori uguali, tipologia di funzionamento tra carico costante e carico variabile, velocità nominale (numero di poli), classe di efficienza, numero di riavvolgimenti subiti, tipologia di dispositivo azionato. Per la velocità nominale è possibile scegliere tra "3000 rpm - 2 poli", "1500 rpm - 4 poli", "1000 rpm - 6 poli", ">1000 rpm - più di 6 poli". Il campo "classe di efficienza" permette di scegliere tra: IE3, IE2, IE1, eff1, eff2, eff3, "non nota". Se la classe di efficienza del motore non è nota viene proposto l'inserimento di tensione nominale di funzionamento, corrente assorbita e fattore di potenza ( $\cos\phi$ ) che permetteranno una stima del rendimento. Se il motore funziona a carico costante vengono richiesti solamente il fattore di carico (rapporto tra potenza meccanica erogata e potenza nominale), se il motore funziona a carico variabile viene richiesta la curva di carico come ore/anno al 100%, ore/anno al 75%, ore/anno al 50%, ore/anno al 25%. Per il campo "tipologia di dispositivo azionato" è possibile scegliere tra pompa, ventilatore o dispositivo generico. Nel caso in cui si selezioni "pompa" o "ventilatore" si apre la finestra relativa all'inserimento delle caratteristiche tecniche e di funzionamento della pompa/ventilatore pertanto la curva di carico o il fattore di carico del motore elettrico verranno calcolati automaticamente. Una volta completati tutti i campi richiesti relativi a un singolo motore elettrico (o gruppo di motori uguali), un pulsante permette l'inserimento dei dati e la possibilità di procedere alla trattazione di un nuovo motore o di proseguire verso un'altra sezione del programma.

4.3.2 Dati in output

Il software per l'audit energetico esegue una valutazione dell'intervento di sostituzione dei motori elettrici presenti con motori ad alta efficienza di classe IE3, considerando sia la sostituzione del singolo motore (o gruppo di motori uguali per caratteristiche e funzionamento) che la sostituzione di tutti i motori esistenti. Per il singolo motore, denominato con un numero identificativo (ID), vengono calcolati l'investimento necessario alla sostituzione, il risparmio di energia elettrica annuo ottenibile, il numero di Titoli di Efficienza Energetica annui conseguibili, il Tempo di Pay Back e il VAN dell'investimento. Il software inoltre fornisce i risultati dello studio dell'intervento complessivo di sostituzione di tutti i motori elettrici presenti, escludendo automaticamente quelli per cui la sostituzione con un motore di classe IE3 non porterebbe alcun risparmio energetico. Per la "sostituzione complessiva" in output vengono forniti: numero di motori coinvolti, risparmio di energia elettrica annuo ottenibile, numero e tipo di TEE annui ottenibili, tipologia di intervento per la pratica di ottenimento dei TEE, verifica del superamento della dimensione minima prevista dalla normativa per le richieste di riconoscimento dei TEE, Tempo di Pay Back, VAN e TIR dell'investimento calcolati su 5 anni e considerando uno share dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%, CEC dell'intervento considerando l'intero risparmio energetico. Viene inoltre fornito il parametro "share ottimo" calcolato secondo le modalità descritte al paragrafo 3.3.

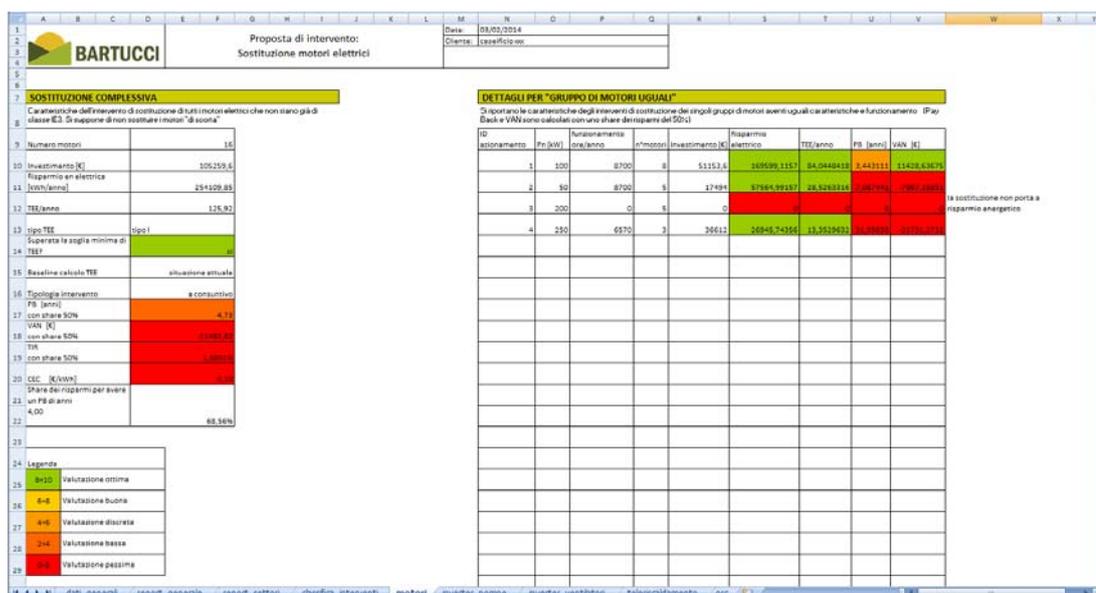


Fig. 4.4 - Esempio di foglio di output relativo all'intervento di sostituzione di motori elettrici.

4.3.3 Calcolo del risparmio di energia elettrica

Il modulo del programma relativo all'analisi dell'intervento di sostituzione dei motori elettrici inizia estraendo dal file "audit" tutte le grandezze prese in input relative a ogni motore elettrico denominato con un numero identificativo (ID). Come prima cosa viene calcolato il rendimento del motore attuale. Se la classe di efficienza è nota, il rendimento viene calcolato in base alla classe, alla potenza nominale, al numero di poli (velocità nominale) mediante curve ottenute interpolando i valori limite forniti dalla normativa (vedi par. 4.1.3). Sia per le attuali classi (IE1, IE2, IE3) che per le "vecchie" classi (eff1, eff2, eff3) la normativa (rispettivamente IEC 60034-30 e ) fornisce i valori limite di rendimento in forma tabulare come nella tabella 4.4. Le suddette tabelle sono state interpolate con 18 funzioni di tipo esponenziale della forma:

$$\eta_{att} = a \times Pn^b + c \quad (4.6)$$

La tabella 4.5 contiene i coefficienti di tali curve, calcolati considerando la potenza nominale del motore (Pn) in kW.

Tabella 4.5 - Coefficienti delle curve di rendimento utilizzate

Classe	Numero di poli	a	b	c
IE1	2	-0,2422	-0,3312	0,9844
	4	-0,2422	-0,3312	0,9844
	≥6	-0,2829	-0,2934	1,004
IE2	2	-0,2919	-0,2049	0,9954
	4	-0,1932	-0,2576	1,002
	≥6	-0,2353	-0,2675	1,01
IE3	2	-0,168	-0,3158	0,9902
	4	-0,1671	-0,2593	1,004
	≥6	-0,2015	-0,2797	1,006
eff1	2	-0,2919	-0,2049	0,9954
	4	-0,1932	-0,2576	1,002
	≥6	-0,2353	-0,2675	1,01
eff2	2	-0,2031	-0,2123	1,027
	≥4	-0,1793	-0,2319	1,013
eff3		-0,2413	-0,3163	0,997

Al rendimento così calcolato viene applicata una correzione in base al numero di riavvolgimenti subiti dal motore: per ogni riavvolgimento si riduce del 1% il rendimento (Kreith, Goswami, 2007). Nel caso in cui non sia nota la classe di efficienza, il rendimento viene stimato dai valori di tensione nominale, fattore di potenza e corrente assorbita secondo la formula:

$$\eta_{att} = \frac{Pn \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times I \times \cos\phi} \quad (4.7)$$

dove Pn è la potenza nominale in kW, V è la tensione nominale in V, I è la corrente assorbita in A. Una volta calcolato il rendimento del motore esistente ( $\eta_{att}$ ), viene calcolato quello del nuovo motore di classe IE3 ( $\eta_{IE3}$ ) che si ipotizza di installare al suo posto: per fare ciò si utilizzano le curve riportate in tabella 4.5 per la classe IE3 utilizzando potenza nominale e numero di poli uguali a quelli del "vecchio" motore.

Nel caso in cui il motore operi a carico variabile, si procede al calcolo delle ore annue di funzionamento ( $h_{tot}$ ) di un fattore di carico equivalente (fc):

$$h_{tot} = h_{100} + h_{75} + h_{50} + h_{25} \quad [h] \quad (4.8)$$

$$fc = \frac{(h_{100} \times 1 + h_{75} \times 0,75 + h_{50} \times 0,5 + h_{25} \times 0,25)}{h_{tot}} \quad (4.9)$$

dove  $h_{100}$ ,  $h_{75}$ ,  $h_{50}$ ,  $h_{25}$  sono le ore di funzionamento rispettivamente al 100%, 75%, 50%, 25% del carico e  $h_{tot}$  sono le ore totali di funzionamento. La curva di carico viene inserita come dato di input nel programma nel caso in cui il motore azioni un "dispositivo generico" mentre se il motore è accoppiato a una pompa o un ventilatore viene calcolata dalle curve di carico fornite per questi ultimi

(vedi par. 5.9 e 5.10). Qualora non sia nota la curva di carico viene assunto un fattore di carico di default di 0,75 e un numero di ore di funzionamento annue pari a 6570. Nel caso in cui il motore lavori a carico costante sono già disponibili il fattore di carico e le ore di funzionamento annue come dato di input nel caso di "dispositivo generico" azionato mentre nel caso di azionamento di pompe o ventilatori vengono calcolati dai dati di funzionamento di questi ultimi (vedi par. 5.9 e 5.10).

Il consumo elettrico annuo nella situazione attuale ( $EN_{att}$ ) viene calcolato come:

$$EN_{att} = \frac{Pn \times f_c \times h_{tot}}{\eta_{att}} \quad [kWh/anno] \quad (4.10)$$

mentre il consumo elettrico previsto a seguito dell'installazione di un motore di classe IE3 si calcola come:

$$EN_{post} = \frac{Pn \times f_c \times h_{tot}}{\eta_{IE3}} \quad [kWh/anno] \quad (4.11)$$

Il risparmio di energia elettrica ottenibile ( $RISP_{el}$ ) dalla sostituzione del motore si ottiene come differenza tra consumo nella situazione ante-sostituzione e consumo post-sostituzione, moltiplicando per il numero di motori nel caso in cui si tratti di  $n_{mot}$  motori uguali per caratteristiche e funzionamento:

$$RISP_{el} = (EN_{att} - EN_{post}) \times n_{mot} \quad [kWh/anno] \quad (4.12)$$

Il risparmio complessivo di energia elettrica ottenibile dalla sostituzione di tutti i motori elettrici si ottiene come somma dei contributi del singolo motore. Per completezza, va sottolineato il fatto che è stato considerato un rendimento dei motori elettrici costante al variare del carico. Tale ipotesi semplificativa è giustificata innanzitutto dal livello di approssimazione con cui sono stimati i rendimenti stessi che è dello stesso ordine di grandezza delle variazioni di efficienza che presenta un motore elettrico al variare del carico. In secondo luogo, secondo le indicazioni dei costruttori, i motori di classe IE3 presentano un calo di rendimento ai carichi parziali leggermente inferiore rispetto ai motori di classe più bassa; pertanto l'ipotesi di rendimento costante può essere considerata cautelativa ai fini del calcolo del risparmio di energia elettrica.

#### 4.3.4 Stima dei TEE ottenibili

In base alle considerazioni fatte al par 4.2.2, è stata prevista la possibilità di scelta da parte dell'utilizzatore del software in merito alla baseline da utilizzare per la stima dei TEE ottenibili dall'intervento di sostituzione di motori elettrici. In particolare è possibile decidere se calcolare il risparmio di energia primaria considerando come baseline il rendimento effettivo del motore sostituito o il rendimento di un motore di classe IE2 di medesima potenza nominale e numero di poli (in accordo con la scheda tecnica n°30E).

##### *Baseline motore IE2*

Se la baseline scelta è l'efficienza di un motore di classe IE2, per ogni motore che lavora a carico costante i TEE ottenibili a seguito della sostituzione vengono calcolati secondo le modalità riportate nella scheda tecnica n°30E. In funzione del numero di ore di funzionamento viene determinata la "tipologia di attività" (1 turno, 2 turni, 3 turni, stagionale); grazie all'implementazione della tabella 4.3 dalla tipologia di attività e potenza nominale si può risalire direttamente al Risparmio Specifico Lordo (RSL). Noto che il numero di Unità Fisiche di Riferimento in questo caso è rappresentato da ogni kW di potenza nominale installata, che il coefficiente tau è pari a 2,65 per la categoria di intervento IND-E e che il coefficiente di addizionalità è uguale a 1, il numero di TEE si calcola come:

$$TEE = RSL \times Pn \times n_{mot} \times 2,65 \quad [TEE/anno] \quad (4.13)$$

Nella situazione appena trattata si considera un intervento di tipo "standard" pertanto viene verificato se il numero di TEE supera o meno la dimensione minima di 20 titoli. Nel caso in cui il motore funziona a carico variabile, si calcola il risparmio di energia primaria come differenza tra consumo elettrico post intervento e consumo elettrico di baseline calcolato considerando il rendimento di un motore di classe IE2 di medesima potenza nominale e numero di poli di quello preesistente. Il risparmio di energia elettrica per ciascun motore rispetto alla baseline IE2 si calcola come:

$$RISP_{el-IE2} = \frac{P_n \times f_c \times h_{tot}}{(\eta_{IE2} - \eta_{IE3})} \times n_{mot} \quad [kWh/anno] \quad (4.14)$$

dove  $\eta_{IE2}$  viene è il rendimento di un motore IE2 di uguale potenza nominale e numero di poli di quello sostituito. Il coefficiente di conversione di 0,187 tep/MWh definito dai Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 permette la conversione da energia elettrica a energia primaria; pertanto il risparmio di energia primaria è uguale a:

$$REP = RISP_{el-IE2} \times 0,000187 \quad [tep/anno] \quad (4.15)$$

Il numero di TEE si ottiene quindi moltiplicando per il coefficiente tau di 2,65:

$$TEE = REP \times 2,65 \quad [TEE/anno] \quad (4.16)$$

Nel caso appena trattato si considera un intervento di tipologia "standardizzata" pertanto viene verificato se il numero di TEE supera o meno la dimensione minima di 20 titoli.

#### *Baseline situazione ante-intervento*

Se come condizione di baseline si è scelto il motore esistente, il numero di TEE ottenibili si calcola con metodo a consuntivo sulla base dell'effettivo risparmio di energia elettrica che si consegue mediante la sostituzione. Pertanto, il numero di TEE relativo a ogni motore (o gruppo di motori uguali) si ottiene come:

$$TEE = RISP_{el} \times 0,000187 \times 2,65 \quad [tep/anno] \quad (4.17)$$

dove 0,000187 è il coefficiente di conversione energia elettrica-energia primaria riportato nei DD.MM. 20 luglio 2004 e 2,65 è il coefficiente tau. Nel caso di scelta di questa baseline, per forza la tipologia di intervento è "a consuntivo" pertanto viene verificato se il numero di TEE supera o meno la dimensione minima di 60 titoli.

Qualunque sia la baseline utilizzata, una volta calcolato il numero di TEE ottenibili da ciascun motore (o gruppo di motori uguali), la somma di tutti i contributi fornisce il totale numero di TEE conseguibili. L'intervento complessivo viene considerato di tipo standard solo nel caso in cui la baseline scelta sia la classe IE2 e tutti i motori presenti siano a carico costante; in queste ipotesi si verifica se il numero di TEE complessivi supera o meno la dimensione minima di 20 titoli. Per tutti gli altri casi si considera un intervento "a consuntivo", pertanto si verifica se il numero di TEE complessivi supera o meno la dimensione minima di 60 titoli.

#### 4.3.5 Analisi economica

L'analisi economica dell'intervento di sostituzione di un motore elettrico inizia con la stima del costo d'investimento che viene eseguita con una funzione che calcola il costo medio di un motore elettrico di classe di efficienza IE3 in funzione della sua potenza nominale. Tale funzione è stata ottenuta interpolando una serie di dati reali di prezzo estratti da progetti realizzati da Bartucci SpA e da cataloghi di costruttori; la curva ottenuta è la seguente:

$$C = -0,09588 \times P_n^2 + 72,29 \times P_n + 124 \quad [€] \quad (4.18)$$

dove la potenza nominale  $P_n$  è considerata in kW. L'andamento di prezzo descritto con questa funzione risulta concordare con i valori orientativi di prezzo dei motori di classe IE3 indicati nella letteratura più recente (*Energy and Strategy Group*-Politecnico di Milano, 2013). Nel caso di più motori uguali per funzionamento e caratteristiche, l'investimento iniziale  $I$  necessario alla sostituzione si ottiene come:

$$I = C \times n_{mot} \quad [€] \quad (4.19)$$

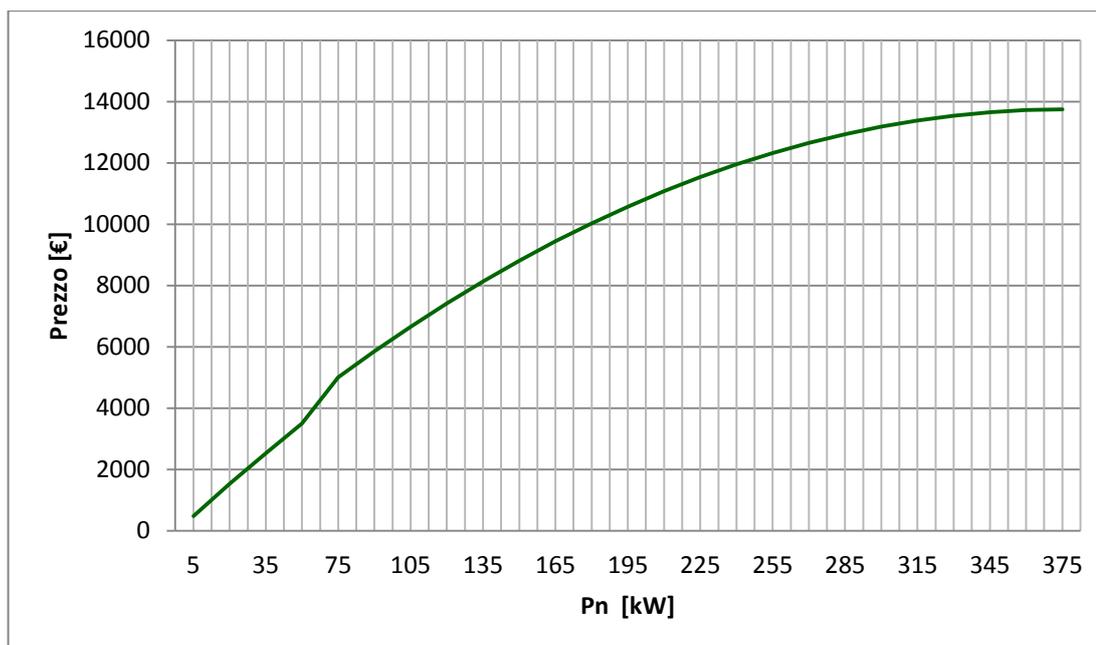


Fig. 4.5 - Curva di prezzo dei motori elettrici di classe IE3.

L'analisi economica relativa all'investimento di sostituzione di ogni singolo motore (o gruppo di motori uguali) viene eseguita secondo le modalità descritte al paragrafo 3.3 calcolando Tempo di Pay-Back e VAN adottando una percentuale di share dei risparmi del 50%. Poiché i motori elettrici di classe IE3 presentano un costo di manutenzione sull'intera vita tecnica dell'ordine del 1% del costo del motore stesso (vedi tabella 4.1) e considerato l'elevato grado di approssimazione presente sulla stima dell'investimento iniziale, è stato scelto di trascurare i costi di manutenzione nel calcolo dei flussi di cassa annui. Pertanto nel caso in cui l'intervento di sostituzione di un motore superi la dimensione minima di TEE il flusso di cassa entrante annuo è pari a:

$$E = RISP_{el} \times p_{el} \times 0,5 + TEE \times p_{TEE} \quad [€/anno] \quad (4.20)$$

mentre nel caso in cui la dimensione minima non sia raggiunta è pari a:

$$E = RISP_{el} \times p_{el} \times 0,5 \quad [€/anno] \quad (4.21)$$

dove il risparmio di energia elettrica ( $RISP_{el}$ ) è espresso in kWh, il prezzo dell'energia elettrica ( $p_{el}$ ) è espresso in €/kWh, il valore assunto per i TEE ( $p_{TEE}$ ) è espresso in €/TEE. Si procede quindi al calcolo di Pay-Back (PB) e VAN:

$$PB = \frac{I}{E} \quad [anni] \quad (4.22)$$

$$VAN = I - E \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (4.23)$$

dove  $a$  è il tasso di interesse e 5 sono gli anni di durata del contratto di EPC considerati dal software.

La valutazione economica dell'investimento complessivo di sostituzione di tutti i motori presenti considera l'investimento iniziale ( $I_{tot}$ ), il risparmio di energia elettrica totale  $RISP_{el-tot}$ , il numero di TEE totali ottenibili ( $TEE_{tot}$ ) ottenuti come somma dei contributi dei singoli motori:

$$\begin{aligned} I_{tot} &= \sum I \\ RISP_{el-tot} &= \sum RISP_{el} \\ TEE_{tot} &= \sum TEE \end{aligned} \quad (4.24)$$

Pertanto il flusso di cassa entrante totale ( $E_{tot}$ ), nel caso in cui sia superata la dimensione minima di TEE è pari a :

$$E_{tot} = RISP_{el-tot} \times p_{el} \times 0,5 + TEE_{tot} \times p_{TEE} \quad [€/anno] \quad (4.25)$$

mentre se la dimensione minima non è raggiunta è pari a:

$$E_{tot} = RISP_{el-tot} \times p_{el} \times 0,5 \quad [€/anno] \quad (4.26)$$

Si calcolano quindi i parametri economici dell'investimento complessivo:

$$PB_{tot} = \frac{I_{tot}}{E_{tot}} \quad [anni] \quad (4.27)$$

$$VAN_{tot} = I_{tot} - E_{tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (4.28)$$

$$CEC_{tot} = \frac{I_{tot}}{RISP_{el-tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a}} \quad [€/kWh] \quad (4.29)$$

Il TIR dell'investimento complessivo viene calcolato mediante la funzione iterativa implementata nel linguaggio Visual Basic, inserendo un flusso di cassa negativo all'anno zero l'investimento  $I_{tot}$  e cinque flussi di cassa annui positivi pari a  $E_{tot}$ . Il calcolo dello "Share ottimo" viene effettuato secondo le modalità descritte al par. 3.3.

## 4.4 Un caso reale

### 4.4.1 Descrizione dell'intervento

Come caso di studio rappresentativo degli interventi di sostituzione di motori elettrici esistenti con motori ad alta efficienza si è preso l'intervento realizzato da Bartucci SpA presso un'acciaieria. L'intervento consiste nell'installazione di motori elettrici ad alta efficienza di classe IE3 al posto dei motori precedentemente esistenti nelle due sale pompe dell'impianto dedicati al pompaggio dell'acqua di raffreddamento necessaria ai processi di produzione. L'investimento è stato realizzato da Bartucci SpA come ESCo mediante EPC ed ha interessato la totalità dei motori elettrici presenti fatta eccezione dei motori afferenti ai gruppi di pompaggio "di scorta" il cui limitatissimo numero di ore di funzionamento annue ne rende sicuramente non giustificabile la sostituzione. In tutto si tratta di 40 motori le cui caratteristiche sono riassunte nella tabella seguente.

Tabella 4.6 - Elenco dei motori elettrici sostituiti e loro caratteristiche.

ID	Pn [kW]	Marca e modello	Velocità nominale - n°poli	Fattore di carico	Rendimento effettivo %	Classe di efficienza
1	55	MOTIVE 250M-4B5	1500 rpm - 4 poli	0,98	92,48%	EFF2
2	55	BBC VEUL 250 M4	1500 rpm - 4 poli	1,03	92,52%	non nota
3	55	ABB MBI 250 M4	1500 rpm - 4 poli	1	92,50%	non nota
4	132	SIEMENS 1LG4 313-4AA64-Z	1500 rpm - 4 poli	0,74	94,19%	non nota
5	110	BBC 315 S4	1500 rpm - 4 poli	0,89	94,25%	non nota
6	110	BBC 315 S5	1500 rpm - 4 poli	0,89	94,25%	non nota
7	75	ANSALDO B2C 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,88	92,22%	non nota
8	75	MARELLI 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,86	92,21%	non nota
9	75	TIBB QUFN 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,87	92,22%	non nota
10	37	ABB 255 MK171009-AD	1500 rpm - 4 poli	0,61	90,50%	non nota
11	37	ABB 255 MK171009-AD	1500 rpm - 4 poli	0,76	90,92%	non nota
12	45	ANSALDO 225	1500 rpm - 4 poli	0,33	89,95%	non nota
13	37	MARELLI 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,42	88,75%	non nota
14	37	ISGEV A 225 S4	1500 rpm - 4 poli	0,43	88,93%	non nota
15	37	ISGEV A 225 S5	1500 rpm - 4 poli	0,43	88,92%	non nota
16	37	ISGEV A 225 S6	1500 rpm - 4 poli	0,43	88,92%	non nota
17	75	ANSALDO B2C 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,67	91,88%	non nota
18	75	ANSALDO B2C 280 S5	1500 rpm - 4 poli	0,67	91,90%	non nota
19	75	ANSALDO B2C 280 S6	1500 rpm - 4 poli	0,67	91,88%	non nota
20	75	ANSALDO B2C 280 S7	1500 rpm - 4 poli	0,67	91,89%	non nota
21	75	ANSALDO B2C 280 S8	1500 rpm - 4 poli	0,67	91,88%	non nota
22	160	ABB HXV 315 MB	1500 rpm - 4 poli	0,83	94,49%	non nota
23	160	ABB HXV 315 MB	1500 rpm - 4 poli	0,83	94,49%	non nota
24	160	ABB HXV 315 MB	1500 rpm - 4 poli	0,83	94,49%	non nota
25	160	ABB HXV 315 MB	1500 rpm - 4 poli	0,83	94,49%	non nota
26	160	ABB HXV 315 MB	1500 rpm - 4 poli	0,83	94,49%	non nota
27	160	SIEMENS 1LG6 316-4MA68	1500 rpm - 4 poli	0,85	94,56%	IE2
28	132	ABB HXV	1500 rpm - 4 poli	0,57	93,56%	non nota
29	132	SIMENS 1LG6 313-4MA60	1500 rpm - 4 poli	0,57	93,56%	IE2
30	160	SIMENS 1LG6 316-4MA68	1500 rpm - 4 poli	0,85	94,56%	IE2
31	160	SIMENS 1LG6 316-4MA68	1500 rpm - 4 poli	0,85	94,56%	IE2
32	90	ABB HXV 280M 4 B35	1500 rpm - 4 poli	0,74	91,77%	non nota
33	90	ABB HXV 280M 4 B36	1500 rpm - 4 poli	0,76	91,84%	non nota
34	90	ABB HXV 280M 4 B37	1500 rpm - 4 poli	0,72	91,68%	non nota
35	75	MARELLI A4C 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,49	92,91%	non nota
36	75	MARELLI A4C 280 S4	1500 rpm - 4 poli	0,57	93,41%	non nota
37	90	SIEMENS 280M	3000 rpm - 2 poli	0,88	93,21%	EFF2
38	90	SIEMENS 280M	3000 rpm - 2 poli	0,88	93,21%	EFF2
39	90	SIEMENS 280M	3000 rpm - 2 poli	0,88	93,21%	EFF2
40	37	FELM 225S4	1500 rpm - 4 poli	0,68	90,78%	non nota

Per tutti i motori il numero di ore di funzionamento annue coincide con il periodo di operatività dello stabilimento che è pari a 5615 ore/anno. I valori di fattore di carico medio (rapporto tra potenza meccanica erogata e potenza nominale di targa) e di rendimento effettivo dei motori presenti nella situazione pre-intervento sono stati calcolati sulla base di una campagna di misura svolta da ABB (costruttore dei nuovi motori installati) presso l'impianto. I nuovi motori installati sono tutti appartenenti alla classe di efficienza IE3, hanno potenza nominale e numero di poli uguali a quelli dei motori che hanno rispettivamente sostituito.

Tabella 4.7 - Elenco dei nuovi motori elettrici installati.

ID	Pn [kW]	Marca e modello	Velocità nominale - n°poli	Fattore di carico	Classe di efficienza
1	55	ABB M3BP 250 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,98	IE3
2	55	ABB M3BP 250 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	1,03	IE3
3	55	ABB M3BP 250 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	1	IE3
4	132	ABB M3BP 315 SMD 4	1500 rpm - 4 poli	0,74	IE3
5	110	ABB M3BP 315 SMD 4	1500 rpm - 4 poli	0,89	IE3
6	110	ABB M3BP 315 SMD 4	1500 rpm - 4 poli	0,89	IE3
7	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,88	IE3
8	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,86	IE3
9	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,87	IE3
10	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,61	IE3
11	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,76	IE3
12	45	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,33	IE3
13	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,42	IE3
14	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,43	IE3
15	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,43	IE3
16	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,43	IE3
17	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,67	IE3
18	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,67	IE3
19	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,67	IE3
20	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,67	IE3
21	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,67	IE3
22	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,83	IE3
23	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,83	IE3
24	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,83	IE3
25	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,83	IE3
26	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,83	IE3
27	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,85	IE3
28	132	ABB M3BP 315 SMD 4	1500 rpm - 4 poli	0,57	IE3
29	132	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,57	IE3
30	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,85	IE3
31	160	ABB M3BP 315 MLB 4	1500 rpm - 4 poli	0,85	IE3
32	90	ABB M3BP 280 SMC 4	1500 rpm - 4 poli	0,74	IE3
33	90	ABB M3BP 280 SMC 4	1500 rpm - 4 poli	0,76	IE3
34	90	ABB M3BP 280 SMC 4	1500 rpm - 4 poli	0,72	IE3
35	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,49	IE3
36	75	ABB M3BP 280 SMB 4	1500 rpm - 4 poli	0,57	IE3
37	90	ABB M3BP 280 SMC 2	3000 rpm - 2 poli	0,88	IE3
38	90	ABB M3BP 280 SMC 2	3000 rpm - 2 poli	0,88	IE3
39	90	ABB M3BP 280 SMC 2	3000 rpm - 2 poli	0,88	IE3
40	37	ABB M3BP 225 SMA 4	1500 rpm - 4 poli	0,68	IE3

4.4.2 Analisi del progetto condotta da Bartucci SpA

Per il suddetto progetto sono disponibili un calcolo dettagliato dei risparmi energetici conseguibili eseguito dal costruttore e il *business plan* dettagliato dell'investimento utilizzati da Bartucci SpA per la sua valutazione economica e pianificazione. Nella tabella sottostante ne sono riassunti i principali risultati.

Tabella 4.8 - Risultati dell'analisi dell'intervento condotta da Bartucci SpA.

Numero motori	40
Investimento [€]	267.972,3
Risparmio en elettrica [kWh/anno]	484.850
TEE/anno	152
tipo TEE	tipo I
Superata la soglia minima di TEE?	si
Baseline calcolo TEE	situazione ante-intervento
Tipologia intervento	a consuntivo
PB [anni] (con share 90%)	5,89
TIR (con share 90%)	9,2%
CEC [€/kWh]	0,075

Vale la pena fare alcune osservazioni in merito alle modalità di valutazione adottate in questo caso particolare da Bartucci SpA in quanto differiscono in alcuni punti da quelle adottate dal software. Anzitutto tutta l'analisi economica è stata condotta considerando un periodo di 10 anni individuato come durata ottimale del contratto EPC per questo specifico caso. Il costo d'investimento sopra riportato comprende la spesa relativa ai nuovi motori elettrici (circa 218.000 €), i costi associati al monitoraggio dei consumi ante-intervento (per la stima del risparmio ottenibile e la definizione della *baseline*) e il costo del sistema di misura sull'impianto post-intervento (necessario per la rendicontazione dei risparmi energetici per l'ottenimento dei TEE). Il valore associato ai TEE ottenuti è stato considerato pari a 80 €/tep mentre l'energia elettrica è stata valorizzata a 0,088 €/kWh secondo l'effettiva tariffa di fornitura dello stabilimento. Per quanto riguarda le caratteristiche di questo specifico contratto EPC: la durata del contratto stesso è pari a 10 anni, il ricavato dei TEE ottenuti sui 5 anni di vita utile dell'intervento rimane interamente alla ESCo, mentre la percentuale di share dei risparmi energetici conseguiti che va alla ESCo è pari al 90%. Il tasso di interesse considerato è pari al 6%. Dal punto di vista del calcolo dei TEE conseguibili, è importante sottolineare che, per questo intervento, Bartucci SpA ha presentato una richiesta di valutazione a consuntivo per cui ha proposto di utilizzare come *baseline* il rendimento dei motori elettrici preesistenti anziché quello relativo alla classe di efficienza IE2 così come indicato nella scheda tecnica n.30E (cfr. paragrafo 4.2.2). La stima dei Titoli conseguibili, è stata eseguita con una metodologia semplificata, sulla base della campagna di monitoraggio e dell'analisi svolta dal costruttore sui motori preesistenti. Considerando il motore n°7 come rappresentativo di tutte le macchine presenti per quanto riguarda età e riavvolgimenti effettuati, si è considerato un incremento di rendimento del 4,5% che è stato applicato al consumo annuo totale di energia elettrica delle sale pompe che ammontava a 16.879.785 kWh nella situazione ante-intervento. Per quanto riguarda la previsione del risparmio di energia elettrica ottenibile, il calcolo è stato eseguito utilizzando come rendimento dei motori preesistenti quello calcolato dalla campagna di misura di cui al par.4.4.1 e come rendimento dei nuovi motori quello fornito dal costruttore.

4.4.3 Risultati dell'analisi dell'intervento condotta mediante software

Inserendo nel software per l'audit energetico le caratteristiche e i dati di funzionamento dei 40 motori elettrici sostituiti presso l'acciaiera considerata e impostando come baseline per il calcolo dei TEE il rendimento dei motori preesistenti, per la proposta di intervento "Sostituzione di motori elettrici" si sono ottenuti i risultati riportati nelle tabelle seguenti. In questa prima simulazione sono stati scelti dei valori medi per il prezzo dell'energia elettrica e il valore dei Certificati Bianchi pari rispettivamente a 0,10 €/kWh e 90 €/tep (valori di default impostati nel software).

Tabella 4.10 - Risultati complessivi relativi all'intervento di sostituzione di tutti i 40 motori elettrici, con valorizzazione dell'energia elettrica a 0,10 €/kWh e dei TEE a e 90 €/tep.

Numero motori	40
Investimento [€]	230.175,5
Risparmio in elettrica [kWh/anno]	315.148,2
TEE/anno	156,17
tipo TEE	tipo I
Superata la soglia minima di TEE?	si
Baseline calcolo TEE	situazione ante-intervento
Tipologia intervento	a consuntivo
PB [anni] (con share 50%)	7,72
VAN [€] (con share 50%)	-104.592,87
TIR (con share 50%)	-12,93%
CEC [€/kWh]	0,17
Share dei risparmi per avere un PB di 5,05 anni	100%

Tabella 4.11 - Risultati relativi all'intervento di sostituzione del singolo motore elettrico.

ID	Pn [kW]	funzionamento ore/anno	Investimento [€]	Risparmio elettrico [kWh/anno]	TEE/anno	PB [anni]	VAN [€]
1	55	5615	3809,91	5398,17	2,67	14,12	-2672,96
2	55	5615	3809,91	5524,88	2,73	13,79	-2646,27
3	55	5615	3809,91	5436,13	2,69	14,02	-2664,96
4	132	5615	7995,67	7733,63	3,83	20,68	-6366,82
5	110	5615	6915,75	5751,96	2,85	24,05	-5704,28
6	110	5615	6915,75	5751,96	2,85	24,05	-5704,28
7	75	5615	5006,43	10014,37	4,96	10	-2897,22
8	75	5615	5006,43	9829,36	4,87	10,19	-2936,18
9	75	5615	5006,43	9900,57	4,9	10,11	-2921,18
10	37	5615	2667,47	4146,04	2,05	12,87	-1794,24
11	37	5615	2667,47	4365,05	2,16	12,22	-1748,11
12	45	5615	3182,89	3659,81	1,81	17,39	-2412,07
13	37	5615	2667,47	4755,43	2,35	11,22	-1665,89
14	37	5615	2667,47	4664,03	2,31	11,44	-1685,14
15	37	5615	2667,47	4676,25	2,31	11,41	-1682,57
16	37	5615	2667,47	4676,25	2,31	11,41	-1682,57
17	75	5615	5006,43	8741,24	4,33	11,45	-3165,36
18	75	5615	5006,43	8698,27	4,31	11,51	-3174,41
19	75	5615	5006,43	8741,24	4,33	11,45	-3165,36
20	75	5615	5006,43	8710,1	4,31	11,5	-3171,92
21	75	5615	5006,43	8741,24	4,33	11,45	-3165,36
22	160	5615	9235,87	10171,08	5,04	18,16	-7093,66
23	160	5615	9235,87	10171,08	5,04	18,16	-7093,66
24	160	5615	9235,87	10171,08	5,04	18,16	-7093,66
25	160	5615	9235,87	10171,08	5,04	18,16	-7093,66
26	160	5615	9235,87	10171,08	5,04	18,16	-7093,66
27	160	5615	9235,87	9872,75	4,89	18,71	-7156,49
28	132	5615	7995,67	8958,45	4,43	17,85	-6108,85
29	132	5615	7995,67	8958,45	4,43	17,85	-6108,85
30	160	5615	9235,87	9872,75	4,89	18,71	-7156,49
31	160	5615	9235,87	9872,75	4,89	18,71	-7156,49
32	90	5615	5853,47	13345,04	6,61	8,77	-3042,76
33	90	5615	5853,47	13393,3	6,63	8,74	-3032,6
34	90	5615	5853,47	13374,39	6,62	8,75	-3036,58
35	75	5615	5006,43	3922,03	1,94	25,53	-4180,37
36	75	5615	5006,43	3176,97	1,57	31,52	-4337,3
37	90	5615	5853,47	8355,67	4,14	14,01	-4093,61
38	90	5615	5853,47	8785,49	4,35	13,33	-4003,09
39	90	5615	5853,47	8355,67	4,14	14,01	-4093,61
40	37	5615	2667,47	4132,94	2,04	12,91	-1797

Va sottolineato che, dovendo essere il più possibile generale e adattabile alle diverse situazioni, il software per l'audit energetico effettua l'analisi economica ipotizzando una durata del contratto EPC di 5 anni e una percentuale di *share* dei risparmi del 50%. E' stata eseguita anche una seconda simulazione adottando 0,088 €/kWh come prezzo dell'energia elettrica e 80 €/tep come valore dei TEE, così come indicato nel *business plan* di Bartucci SpA. I risultati ottenuti con queste seconde ipotesi, sono riportati in tabella 4.10.

Tabella 4.12 - Risultati complessivi relativi all'intervento di sostituzione di tutti i 40 motori elettrici, con valorizzazione dell'energia elettrica a 0,088 €/kWh e dei TEE a e 80 €/tep.

Numero motori	40
Investimento [€]	230.175,5
Risparmio in elettrica [kWh/anno]	315.148,2
TEE/anno	156,17
tipo TEE	tipo I
Superata la soglia minima di TEE?	si
Baseline calcolo TEE	situazione ante-intervento
Tipologia intervento	a consuntivo
PB [anni] (con share 50%)	8,73
VAN [€] (con share 50%)	-119.136,5
TIR (con share 50%)	-
CEC [€/kWh]	0,17
Share dei risparmi per avere un PB di 5,72 anni	100%

#### 4.4.4 Osservazioni

Dai risultati ottenuti dall'analisi dell'intervento di sostituzione dei motori elettrici presso lo stabilimento considerato si osserva anzitutto come, anche in presenza del meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi, l'investimento di installazione di motori elettrici di classe IE3 presenti tempi di *Pay-Back* piuttosto elevati. Anche ipotizzando percentuali molto elevate di trattenimento dei risparmi da parte della ESCo che si fa carico dell'investimento, è necessario che il contratto EPC abbia durata superiore ai 5 anni perché possa essere redditizio. L'elevato costo dei motori di classe IE3 rende l'elevato numero di ore di funzionamento annue e l'ottenimento di Titoli di Efficienza Energetica delle prerogative indispensabili alla sostenibilità economica dell'intervento. Dal confronto delle simulazioni eseguite mediante il software per l'audit con lo studio di fattibilità eseguito da Bartucci SpA, si osserva che:

- La stima dell'investimento iniziale di acquisto dei motori elettrici risulta essere decisamente affidabile in quanto leggermente superiore (+ 5%) al costo di acquisto reale dei nuovi motori. Questa minima sovrastima è comunque cautelativa e tiene conto delle spese necessarie per un'eventuale sistema di misura (indispensabile per l'ottenimento dei TEE).
- La stima del risparmio annuo di energia elettrica risulta essere decisamente cautelativa. Ciò è dovuto principalmente al fatto che la stima dei risparmi eseguita da Bartucci SpA considera gli effettivi rendimenti dei nuovi motori forniti dal costruttore che sono superiori ai rendimenti adottati dal software che sono quelli minimi per la classe di efficienza IE3.
- Il numero di TEE ottenibili è in linea con quello previsto da Studio Bartucci.
- Il tempo di Pay Back (PB) stimato dal software risulta superiore di quello riportato nel business plan di Studio Bartucci così come ci si aspetta visto che il software adotta una percentuale di share dei risparmi (50%) decisamente inferiore a quella adottata da Bartucci SpA(90%).

- Il Valore Attuale Netto (VAN) risulta in entrambe le simulazioni negativo infatti, come indicato anche dal PB, l'investimento necessita di un tempo superiore ai 5 anni considerati dal software per divenire redditizio. Anche questo è in accordo con la scelta di 10 anni per la durata del contratto EPC adottata da Bartucci SpA.
- Il Tasso Interno di rendimento (TIR) risulta molto minore del tasso di interesse considerato (6%) e addirittura negativo, a conferma del fatto che l'investimento diventa sostenibile su un arco di tempo superiore ai 5 anni.
- Il Costo dell'Energia Conservata (CEC) calcolato su 5 anni considerando l'intero risparmio elettrico risulta in entrambe le simulazioni maggiore del costo dell'energia elettrica considerato.
- Utilizzando una percentuale di share dei risparmi del 100% si raggiunge un PB di 5,7 anni.

Dalla Tabella 4.9 risulta evidente come la sostituzione del singolo motore corrisponda a un numero di TEE ampiamente inferiore alla dimensione minima di progetto prevista dalla normativa (60 TEE per i progetti a consuntivo) e come sia pertanto indispensabile l'accorpamento di un numero piuttosto consistente di motori per poter accedere alla richiesta di Titoli. In considerazione di quanto esposto è possibile affermare che le indicazioni fornite dal software sono in accordo con le previsioni e le analisi dettagliate condotte Bartucci SpA (e dal fornitore dei nuovi motori) e con le indicazioni presenti in letteratura sull'attuale fattibilità economica degli interventi di sostituzione dei motori elettrici (cfr. par. 4.1).

#### 4.5 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico

Al fine di valutare in linea generale la sostenibilità economica degli interventi di sostituzione di motori elettrici con altri ad alta efficienza si è analizzato mediante il modello implementato nel software un caso che fosse il più possibile significativo nell'ottica di realizzazione da parte di una ESCo. Poiché oltre il 95% dei motori attualmente installati nel panorama industriale nazionale è caratterizzato da efficienza uguale o inferiore alla classe IE1 (vedi tabella 4.2), si è scelto di considerare una situazione "media" di sostituzione di motori elettrici appartenenti alla classe di efficienza IE1 e che abbiano già subito un riavvolgimento, con motori di classe di efficienza IE3. Per rimanere nell'ambito di interventi di una certa dimensione che pertanto si prestino ad essere realizzati mediante EPC, e per evidenziare l'effetto del contributo incentivante dei TEE (presente solo qualora venga raggiunta la dimensione minima di risparmio energetico prevista dalla normativa) si sono considerati 30 motori uguali. Si è inoltre ipotizzato che si tratti di motori a 4 poli, operanti a carico costante con un fattore di carico "tipico" del 80%. Nella tabella sottostante sono riassunte le caratteristiche dell'intervento considerato.

Tabella 4.13 - Caratteristiche dei motori elettrici sostituiti.

Numero motori	30
Classe di efficienza	IE1
Numero di riavvolgimenti subiti	1
Numero di poli	4
Carico	costante
Fattore di carico	80%

Per l'intervento appena descritto si sono realizzate numerose simulazioni mediante il software evidenziando l'effetto della variazione dei due parametri ritenuti come i più significativi: la taglia dei motori sostituiti e il numero di ore di funzionamento annue. Come indici di valutazione della sostenibilità economica dell'investimento più rappresentativi sono stati scelti il Pay-Back (PB) e il Costo dell'Energia Conservata (CEC) calcolati secondo le modalità descritte al paragrafo 3.3. Proprio per le modalità con cui sono calcolati, PB e CEC valutano rispettivamente la fattibilità economica

dell'intervento da parte della ESCo con EPC al 50% di share e da parte dell'azienda proprietaria dei motori mediante investimento diretto. I risultati dell'analisi sono riportati nei due grafici seguenti.

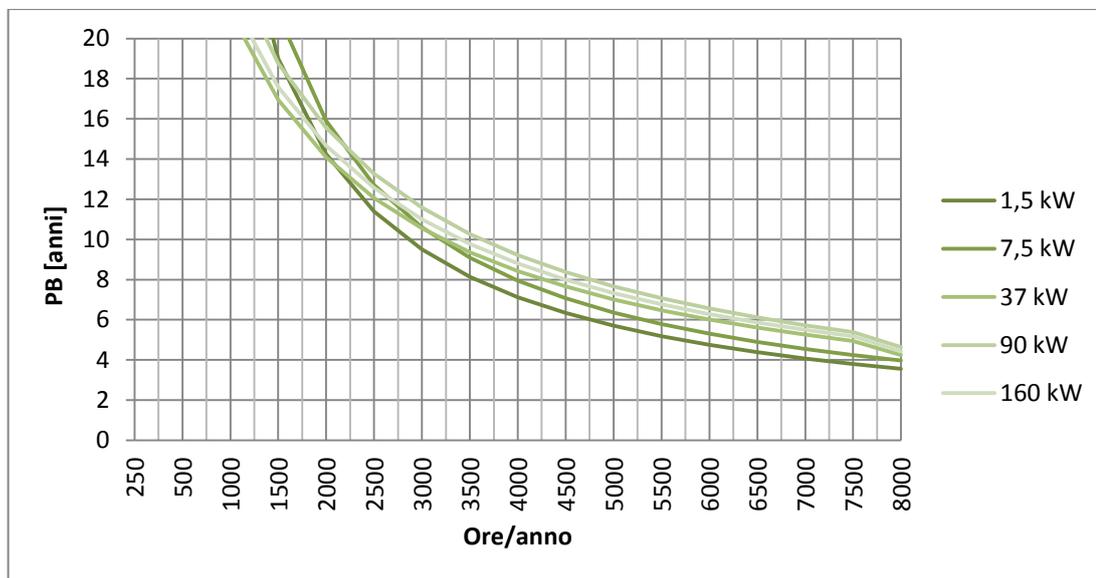


Fig. 4.6 - Pay-Back dell'investimento realizzato mediante contratto EPC con share al 50%, al variare della taglia dei motori sostituiti e del numero di ore di funzionamento.

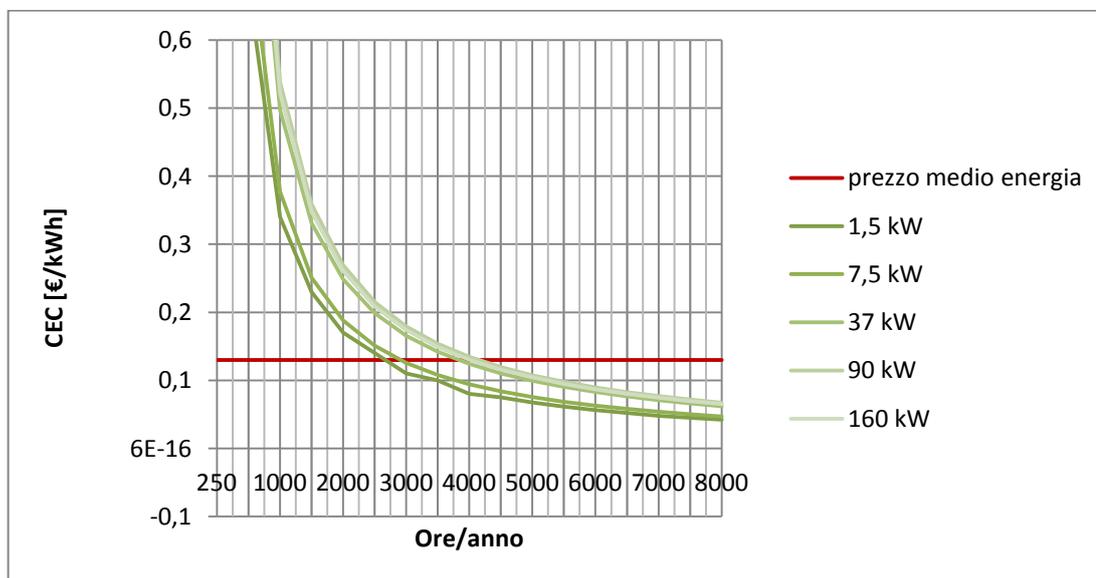


Fig. 4.7 - Costo del kWh risparmiato nel caso di investimento diretto dell'azienda, al variare della taglia dei motori sostituiti e del numero di ore di funzionamento.

Analizzando i risultati ottenuti è evidente, come è ragionevole attendersi, che la convenienza economica migliora all'aumentare delle ore di funzionamento dei motori. Si osserva inoltre come gli indicatori migliorino per motori di taglia più piccola, a causa della maggiore differenza di rendimento esistente tra la classe IE3 e IE1 (vedi figura 4.1). Ipotizzando un prezzo medio di riferimento

dell'energia elettrica pari a 0,13 €/kWh, si vede come la convenienza economica in senso assoluto si raggiunga già sotto le 3000 ore/anno per i motori più piccoli e in corrispondenza delle 4000 ore/anno per le taglia maggiori. Per quanto riguarda invece la fattibilità economica mediante EPC da parte di una ESCo, il PB calcolato con uno share dei risparmi al 50% si avvicina a valori accettabili solo in condizioni di elevatissime ore di funzionamento annuali. Anche ipotizzando di applicare percentuali di share dei risparmi dell'ordine del 80-100%, si raggiungono valori accettabili di PB solo al di sopra delle 6000-7000 ore/anno a seconda della taglia. In linea con la letteratura di settore, emerge una situazione in cui l'installazione di motori elettrici ad elevata efficienza effettuata dall'azienda stessa con investimento diretto rappresenta un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo ma che richiede un tempo abbastanza lungo per essere ripagato. Nell'ipotesi di realizzazione mediante EPC da parte di una ESCo si raggiunge la sostenibilità economica solo in presenza di condizioni particolarmente favorevoli quali efficienza molto bassa dei motori esistenti (motori molto datati) ed elevato numero di ore di funzionamento annue. Risulta inoltre fondamentale l'incentivazione mediante TEE ottenibile solo previo raggiungimento della soglia minima di risparmio energetico e pertanto installando un certo numero di motori elettrici.

## CAPITOLO 5

### Variatori elettronici di velocità

#### 5.1 I variatori elettronici di frequenza su motori elettrici

##### 5.1.2 L'impiego dei regolatori elettronici di frequenza sui motori elettrici industriali

Il mercato dei motori elettrici è oggi dominato prevalentemente dal motore asincrono trifase, in quanto molto semplice, robusto ed economico. Questo motore negli anni ha guadagnato una fetta di mercato sempre maggiore occupando, grazie all'elettronica di controllo, anche settori che un tempo erano ad uso esclusivo dei motori in corrente continua. In generale, la velocità di un motore elettrico asincrono ( $n$ ) in funzione del carico risulta fissa (in realtà esistono variazioni molto limitate), e dipende dal numero di coppie polari del motore ( $p$ ) e dalla frequenza di alimentazione ( $f$ ) tipicamente pari a 50 o 60 Hz, secondo la relazione:

$$n = \frac{60 \times f}{p} \quad [rpm] \quad (5.1)$$

Tradizionalmente, se le esigenze del processo produttivo richiedono che una macchina operatrice azionata da un motore elettrico vari la sua velocità (ad esempio se occorre rallentare la movimentazione di un carico o ridurre la portata di un fluido) si adottano varie soluzioni, ad esempio introducendo perdite di carico per variare la portata o introducendo il ricircolo di materiale per modificare la quantità trasportata. Molto spesso le tecniche classiche impiegate sono fonte di spreco di energia elettrica. In tal caso, la soluzione migliore per risolvere questo problema consiste nel variare la velocità della macchina in relazione alle esigenze produttive, agendo sulla velocità del motore elettrico. Un variatore elettronico di frequenza (semplicisticamente indicato come *inverter*) è un dispositivo che modula la frequenza di alimentazione del motore elettrico permettendo di regolarne la velocità. Noto che, in generale, la potenza meccanica trasmessa dall'albero motore dipende direttamente dalla velocità di rotazione, poter variare la velocità vuol dire poter controllare la potenza elettrica assorbita dal motore, ottenendo importanti vantaggi in termini di risparmio di energia elettrica. Considerando le diverse applicazioni dei motori elettrici nel settore industriale, l'utilizzo di inverter risulta avere un'elevata applicabilità e permette di ottenere ingenti risparmi di energia elettrica, secondo le stime di uno studio su scala europea riassunte nella tabella sottostante.

Tabella 5.1 - Grado di applicabilità dell'azionamento a frequenza variabile e percentuale di risparmio energetico ottenibile (A. De Almeida, P. Fonseca, F. Ferreira - ISR, 2000).

Applicazioni del motore elettrico	Grado di applicabilità di variatore elettronico di velocità	Risparmio medio di energia elettrica
Pompe	60%	35%
Ventilatori	60%	35%
Compressori d'aria	30%	15%
Compressori frigoriferi	40%	15%
Trasportatori	60%	15%
Altro	60%	15%

Per quanto riguarda l'applicazione di *inverter* su pompe e ventilatori, gli operatori italiani del settore indicano un risparmio medio di energia pari al 30-35%. Valori minori, ma sempre interessanti, si hanno per l'applicazione di inverter su compressori per cui è indicato un risparmio medio del 10-15%

sul consumo di energia elettrica (*Energy and Strategy Group*-Politecnico di Milano, 2012). C'è poi un'ampia varietà di possibili apparecchi su cui può essere applicato *inverter*, quali trasportatori, sollevatori, ecc. che vanno di volta in volta esaminati, ma che si rivelano vantaggiosi nella maggioranza dei casi. Bisogna inoltre sottolineare che l'adozione di regolatori elettronici di frequenza sui motori elettrici comporta una serie di possibili vantaggi tecnologici-operativi oltre a quello del risparmio energetico (vedi par. 5.2.1). Effettuando un'approssimata analisi economica dell'investimento di installazione di regolatori elettronici di velocità su pompe, ventilatori e compressori azionati da motori di efficienza standard (classe IE2), ipotizzando i valori sopra-citati di risparmio sui consumi elettrici e profili di carico tipici, si possono fare le seguenti osservazioni. Per quanto riguarda l'installazione su pompe e ventilatori, il tempo di *Pay-Back* dell'investimento, che ovviamente cala all'aumentare delle ore di funzionamento, si colloca sempre al di sotto della soglia di 2-3 anni, riconosciuta come limite di accettabilità dalla maggior parte delle imprese. In virtù del fatto che il costo specifico di acquisto dell'*inverter* risente in misura rilevante del fattore scala, si ha che le applicazioni di taglia maggiore risultano le più convenienti. Nel caso di applicazione a compressore, il minore risparmio energetico conseguibile, innalza mediamente i tempi di ritorno facendo sì che siano mediamente inferiori a 3 anni solo se le ore di funzionamento annue sono superiori alle 4000. Osservando come indicatore economico il costo del kWh risparmiato, si osserva che risulta in tutti i casi nettamente inferiore al prezzo medio dell'energia elettrica (assumibile pari a 13 c€/kWh). Si può concludere, quindi, che l'installazione di regolatori elettronici di frequenza è un investimento che, nonostante possa presentare tempo di ritorno non brevissimo, assicura un ritorno economico positivo anche in assenza di incentivazioni o agevolazioni.

### 5.1.2 Potenziale di diffusione

Secondo stime dell' *Energy and Strategy Group* del Politecnico di Milano, considerando le diverse applicazioni dei motori elettrici e l'attuale tasso di diffusione degli *inverter* (stimato nell'ordine del 7-10% variabile in base alle applicazioni), se tutti i motori elettrici per cui l'*inverter* risulta tecnicamente applicabile ne fossero effettivamente dotati, si otterrebbe un risparmio annuo di energia elettrica di circa 10,2 TWh, con l'adozione di circa 7 milioni di *inverter* e un giro d'affari complessivo di circa 27 miliardi di euro. Se si considerano anche le nuove installazioni di motori elettrici, si ottiene un risparmio annuo teorico di circa 1 TWh elettrico. L'impiego di questa tecnologia ha un potenziale teorico di riduzione di circa il 9% del consumo elettrico industriale nazionale. Considerando il livello di convenienza economica associato alle diverse applicazioni dell'*inverter* e gli obblighi normativi in merito alle classi minime di efficienza dei nuovi motori elettrici immessi sul mercato, è ragionevole pensare a una realizzazione del solo 25-30% del potenziale teorico entro il 2020. Questo corrisponderebbe a un risparmio annuo di circa 2,5-3 TWh elettrici e un giro d'affari dell'ordine di 7 miliardi di euro. Per le nuove installazioni, considerando un tasso di penetrazione in linea con l'installato attuale, è stimato un risparmio annuo di circa 0,3 TWh elettrici e un giro d'affari di 87 milioni di euro da qui al 2020.

## 5.2 La tecnologia dei regolatori elettronici di frequenza

### 5.2.1 Principi di funzionamento e vantaggi della regolazione di velocità a frequenza variabile

In un motore asincrono trifase, la velocità del campo magnetico rotante, detta anche "velocità di sincronismo" ( $n_o$ ), è calcolabile con la formula 5.1:

$$n_o = \frac{60 \times f}{p} \quad [rpm] \quad (5.1)$$

Considerando che le coppie polari ( $p$ ) sono una caratteristica costruttiva, l'unico parametro elettrico che può influire sulla velocità di sincronismo è la frequenza di alimentazione. In generale la velocità del rotore di una macchina asincrona ( $n$ ) assume valore diverso da quello della velocità di sincronismo

nei vari regimi di funzionamento; per descrivere la differenza tra  $n$  e  $n_0$ , si utilizza il parametro scorrimento definito come:

$$s = \frac{n_0 - n}{n_0} \quad (5.2)$$

La curva caratteristica coppia-velocità della macchina asincrona per il funzionamento da motore ha la forma riportata in figura 5.1.

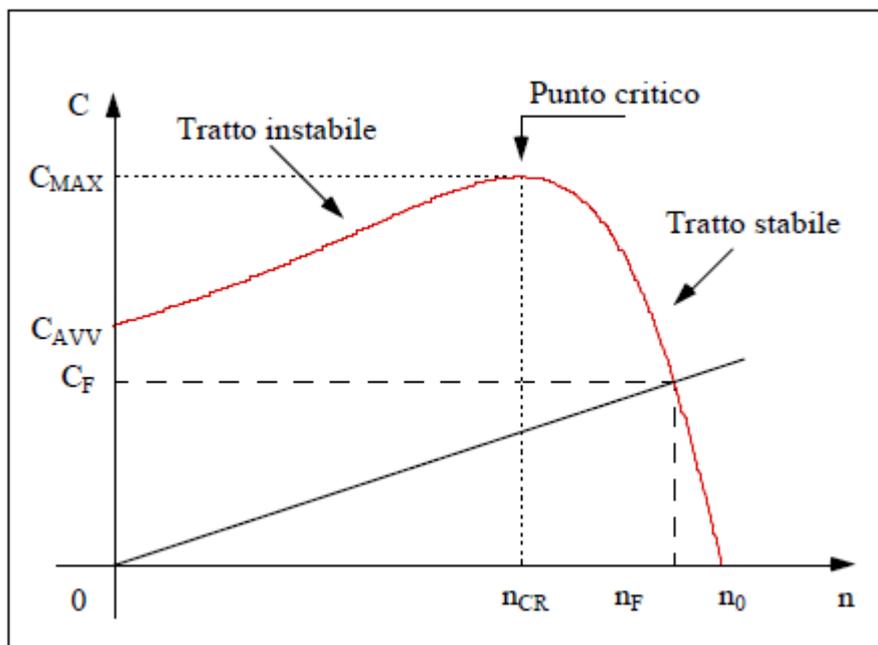


Fig. 5.1 - Curva caratteristica coppia-velocità del motore asincrono.

La zona stabile della curva caratteristica è solamente quella che va dalla velocità di sincronismo alla velocità  $n_{CR}$  a cui corrisponde il valore di coppia massima. Poiché il tratto stabile della curva caratteristica è tipicamente molto ripido, il punto di funzionamento dei motori asincroni è caratterizzato da valori di scorrimento che variano tra 0,1 e 0,03. In funzione di queste considerazioni, la velocità di un motore asincrono in assenza di sistemi di regolazione risulta essere praticamente costante al variare del carico. Tralasciando i sistemi utilizzati per gestire senza inconvenienti l'avviamento del motore, esistono vari metodi per regolare la velocità di un motore asincrono trifase; i principali sono:

- Inserzione di resistenze rotoriche addizionali;
- Variazione del numero di coppie polari;
- Variazione della frequenza di alimentazione.

L'utilizzo di resistenze variabili in serie agli avvolgimenti di rotore può essere impiegato esclusivamente per i motori a rotore avvolto in quanto è necessaria la presenza di anelli e spazzole che rendano accessibile il circuito di rotore. La variazione delle coppie polari invece è applicabile solo nei motori con rotore a gabbia di scoiattolo, e si ottiene costruendo l'avvolgimento statorico in modo da rendere possibile il raddoppio dei poli tramite semplice scambio di poche connessioni sulla morsettiera (il rotore assume automaticamente lo stesso numero di poli imposti dal campo di statore). Il principale limite di questo sistema è che consente di ottenere solamente pochi livelli discreti di velocità; a ciò si aggiunge che aumentando il numero di poli cala il fattore di potenza ( $\cos\phi$ ) e il rendimento. In conseguenza di queste osservazioni, il metodo di regolazione della velocità più

semplice e applicabile a tutte le tipologie di motori asincroni è la variazione della frequenza di alimentazione. Essendo la rete di distribuzione a frequenza fissa, per alimentare il motore a frequenza variabile è necessario un convertitore di frequenza bistadio come quello indicato in figura 5.2.

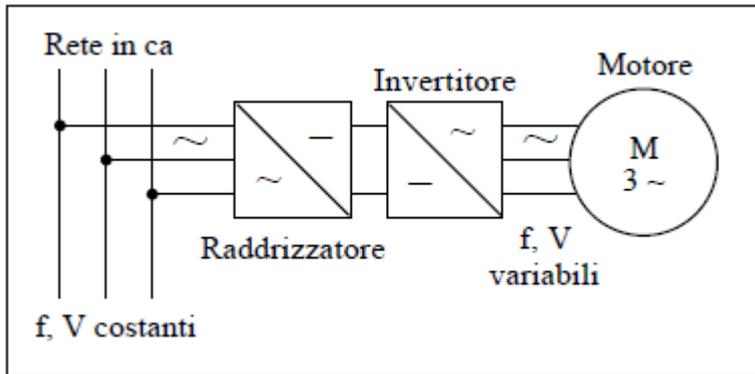


Fig. 5.2 - Schema di alimentazione di un motore asincrono a frequenza e tensione variabili.

Le variazioni di frequenza comportano una corrispondente variazione della velocità di sincronismo e quindi anche della velocità di rotazione del motore. Al calare della frequenza di alimentazione si ha una traslazione della curva caratteristica verso sinistra (vedi figura 5.3), pertanto a parità di coppia si sposta il punto di funzionamento a minore velocità. Per conservare inalterate le caratteristiche meccaniche del motore, cioè mantenere inalterate la coppia massima e la coppia di avviamento (che altrimenti tenderebbero a crescere al calare della frequenza), è necessario garantire che il valore del flusso (flusso medio per polo) rimanga costante. Tenendo conto che la tensione è approssimativamente proporzionale a frequenza e flusso medio per polo, bisogna che durante il controllo di frequenza venga mantenuto il più possibile costante il rapporto  $V/f$ .

$$V \propto f \times \phi \tag{5.3}$$

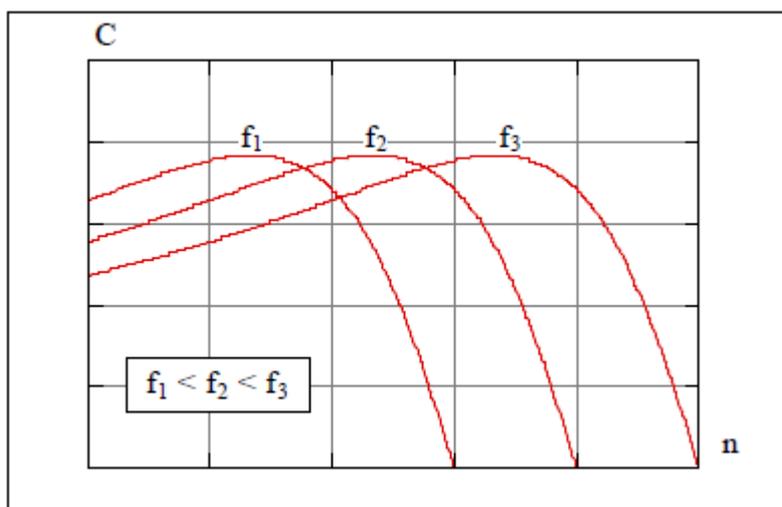


Fig. 5.3 - Traslazione della curva caratteristica della coppia al variare delle frequenza di alimentazione mantenendo costante il rapporto  $V/f$ .

Ridurre la frequenza di alimentazione senza agire sul flusso significherebbe osservare un aumento del flusso con conseguenti problemi di saturazione del nucleo, aumento della corrente magnetizzante, aumento delle perdite del ferro. Dall'altra parte, aumentare la frequenza di alimentazione senza agire sul flusso comporterebbe un aumento delle perdite nel ferro: le perdite per isteresi infatti sono direttamente proporzionali alla frequenza, mentre le perdite per correnti parassite sono proporzionali al quadrato della frequenza. Il convertitore statico di frequenza, comunemente chiamato *inverter*, di fatto è un parzializzatore di tensione a frequenza variabile. Il convertitore regola in modo proporzionale frequenza e tensione sulla base del comando esterno impartito dall'utilizzatore del sistema che è in pratica il comando della velocità richiesta; in questo modo è possibile adattare in modo ottimale il funzionamento del motore alla caratteristica coppia-velocità del carico azionato. Quando l'inverter raggiunge la frequenza nominale, contemporaneamente raggiunge anche la piena tensione (tensione di rete); dopo tale punto è ancora possibile aumentare la frequenza per ottenere velocità maggiori ma non è più possibile aumentare la tensione. Il risultato sarà che, aumentando la frequenza e non la tensione, si farà entrare progressivamente il motore nella zona di indebolimento del flusso magnetico con un progressivo calo della coppia motrice. In ambito industriale, i campi di applicazione in cui sono inseriti gli inverter sono i più svariati e complessi. I sistemi in cui gli azionamenti a frequenza variabile trovano il loro naturale impiego sono caratterizzati dall'esigenza di:

- Controllare la velocità, la coppia, la posizione o l'accelerazione;
- Ottimizzare i consumi di energia e materiali;
- Combinazione di diverse macchine con controllo della velocità in maniera coordinata;
- Facilitare la comunicazione fra differenti tipologie di sistema o differenti livelli gerarchici all'interno dello stesso sistema in cui le macchine e i controlli sono considerati come unità singole in grado di formare all'interno della struttura un processo completo.

Per comprendere il motivo per cui diminuire la velocità di un motore elettrico e della macchina ad esso collegata porta ad una diminuzione dei consumi elettrici, è necessario ricordare che la potenza utile erogata da un motore elettrico è data dal prodotto della coppia resistente ( $C$  [Nm]) per la velocità angolare di rotazione ( $\omega$  [rad/s]):

$$P = C \times \omega \quad [W] \tag{5.4}$$

noto che la velocità in giri/min è uguale a

$$n = \frac{60 \times \omega}{2\pi} \quad [rpm] \tag{5.5}$$

La potenza utile e quindi anche la potenza elettrica assorbita da un motore dipendono dalla coppia applicata e dalla velocità di rotazione. E' possibile effettuare una divisione delle tipologie di carichi azionati da motori elettrici in base all'andamento della coppia richiesta al variare della velocità:

- Carichi a coppia crescente (quadratica o lineare);
- Carichi a coppia costante;
- Carichi a coppia decrescente.

Se la coppia è costante, la potenza decresce linearmente col numero di giri:

$$P \propto n \tag{5.6}$$

Tipici carichi a coppia costante sono i nastri trasportatori, compressori a vite, compressori alternativi, agitatori.

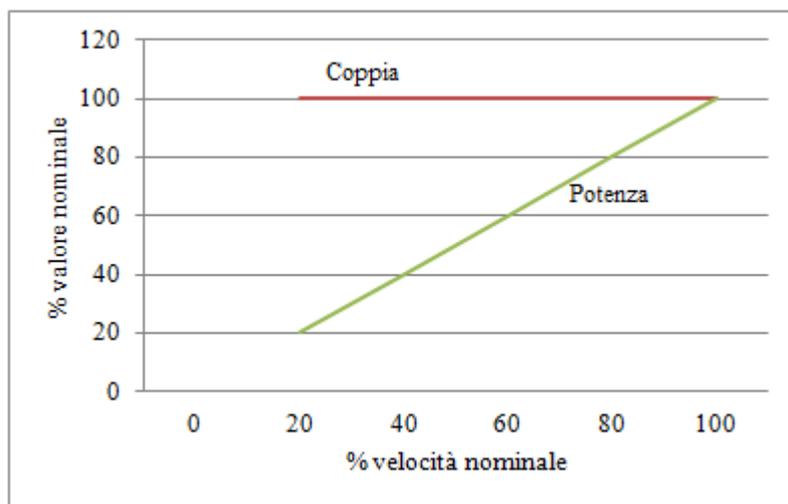


Fig. 5.4 - Andamento della coppia e potenza al variare della velocità per un carico a coppia costante.

Se la coppia decresce al calare della velocità con legge quadratica, la potenza cala con il cubo del numero di giri:

$$P \propto n^3 \quad (5.7)$$

Andamento di coppia di tipo quadratico si ha tipicamente nelle pompe centrifughe e nei ventilatori.

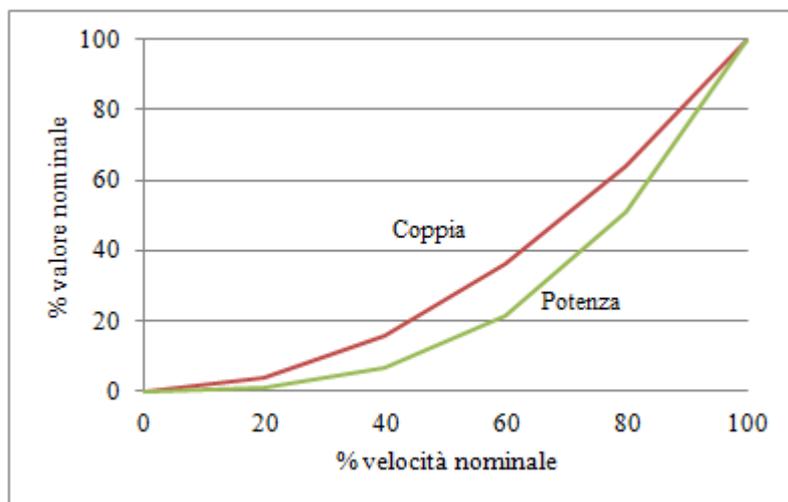


Fig. 5.5 - Andamento della coppia e della potenza al variare della velocità per un carico a coppia quadratica.

In entrambi i casi, coppia costante e coppia quadratica, ci saranno vantaggi energetici dall'applicazione di inverter, ma nel secondo caso sono molto più consistenti. Nel caso di carichi a coppia quadratica, con una diminuzione del 20% di velocità si ottiene una diminuzione del 50% della potenza utile, in pratica si dimezzano i consumi. Dunque i componenti che possono meglio sfruttare i vantaggi energetici dei variatori di frequenza sono quelli che hanno una coppia resistente che varia con legge quadratica al variare della velocità, pertanto principalmente pompe centrifughe e ventilatori.

Riassumendo, i principali vantaggi della regolazione di motori elettrici mediante variatore di frequenza rispetto ad altri tipi di regolazione possono essere riassunti come di seguito:

1. Manutenzione particolarmente semplice, trattandosi di un apparato elettronico privo di parti in movimento. Conseguentemente maggiore durata del dispositivo di regolazione.
2. Spiccata idoneità a regolazioni di tipo remoto e centralizzato di molte apparecchiature.
3. Possibilità di mantenere un elevato fattore di potenza ( $\cos\phi$ ). L'utilizzo di inverter conduce quindi anche a costi evitati per il rifasamento, che invece sarebbero necessari con molti altri tipi di regolazione del carico.
4. Riduzione delle correnti di spunto (all'avviamento del motore) rispetto ad altre soluzioni.
5. Notevole riduzione dei consumi energetici. Oltre al contributo maggioritario della riduzione della potenza meccanica all'albero a seguito della riduzione della velocità, giocano un ruolo di riduzione della potenza elettrica assorbita anche il minore riscaldamento degli avvolgimenti del motore, il minore fabbisogno di raffreddamento per ventilazione e le ridotte perdite fluidodinamiche.

Esistono, comunque, una serie di criticità e svantaggi dovuti all'impiego di convertitori elettronici di frequenza:

1. L'inverter genera armoniche e disturbi ad elevata frequenza, che si propagano ad altri utenti alimentati dalla stessa cabina di media tensione. L'inconveniente non è presente laddove l'utenza industriale sede dell'intervento è servita da una cabina di media tensione dedicata, in quanto il trasformatore media-bassa attenua la propagazione di armoniche.
2. Il convertitore elettronico presenta talvolta una sensibilità elevata ai disturbi, che spesso conduce a un eccesso di ingiustificati fuori-servizio.
3. Esiste una scarsa propensione dei costruttori di inverter al trasferimento di conoscenze e al training sulle loro apparecchiature, che pertanto non vengono adeguatamente conosciute dal personale tecnico dell'impianto dove vengono installate.

Talvolta può anche accadere che la qualità della trasmissione meccanica (elasticità, flessione, torsione, ...) limiti i miglioramenti di performance derivanti dall'utilizzo di regolatori di frequenza. Proprio per tale ragione, gli inverter di ultima generazione sono stati concepiti in modo da lavorare in specifiche applicazioni e condizioni lavorative, senza soffrire degli accoppiamenti meccanici e delle trasmissioni.

### 5.2.2 Cenni ai regolatori elettronici di frequenza

La struttura base di un convertitore elettronico di frequenza è quella riportata in figura 5.2: la tensione di rete trifase a 50 Hz viene prima convertita da un raddrizzatore in tensione continua che alimenta il DC-bus, in cui la tensione viene livellata e filtrata da una batteria di condensatori, per poi essere convertita in alternata da una sezione di inversione (il vero inverter). Ciò che si ottiene in uscita al drive è una forma d'onda che approssima la sinusoidale.

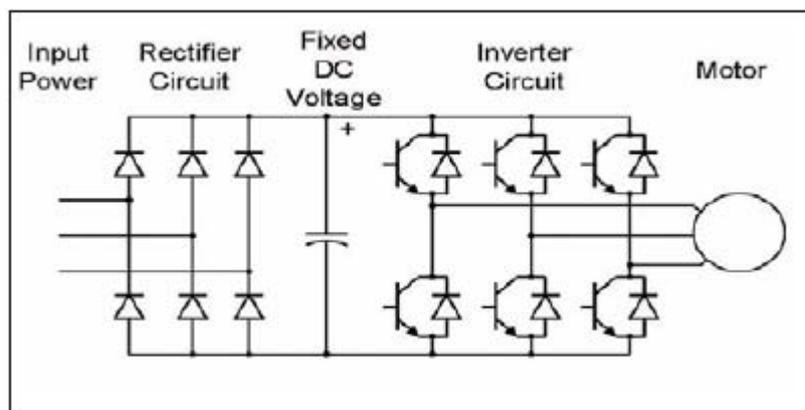


Fig. 5.6 - Esempio di convertitore di frequenza trifase con raddrizzatore a diodi e inverter a IGBT

Per quanto riguarda il primo stadio del convertitore, nelle applicazioni industriali, è comunemente usato un raddrizzatore trifase a ponte di diodi a sei impulsi (rappresentato in Figura 5.6). All'uscita del raddrizzatore è posto un condensatore di filtro a capacità elevata poiché nella maggior parte delle applicazioni industriali è desiderabile avere un basso *ripple* nella tensione di uscita; in tal caso si dice che l'inverter lavora a tensione impressa (*Voltage Source Inverter*). I raddrizzatori a diodi, sia monofase che trifase, immettono in rete una elevata quantità di armoniche di corrente. Con la diffusione dei sistemi elettronici di potenza, devono essere applicati rimedi alla scadente qualità della forma d'onda della corrente di linea. Il secondo stadio del convertitore è un inverter a commutazione, nel quale il flusso di potenza è reversibile. Tuttavia, per la maggior parte del tempo la potenza fluisce dal lato DC al motore collegato sul lato AC, richiedendo un funzionamento come inverter. Nella fase di frenatura, invece, l'energia cinetica associata all'inerzia del motore e del carico viene recuperata e il motore funziona come un generatore: in questi casi la potenza fluisce dal lato AC a quello DC e il convertitore a commutazione funziona da raddrizzatore. L'energia recuperata durante la frenatura del motore può essere dissipata su un resistore inserito in parallelo al condensatore di filtro. Nelle applicazioni in cui la frenatura avviene di frequente, un'alternativa migliore consiste nel restituire alla linea l'energia recuperata dall'inerzia del carico del motore. In questo caso, però, è necessario che anche il primo stadio del convertitore sia a commutazione (o in alternativa un raddrizzatore a tiristori a due quadranti) e non un semplice raddrizzatore a diodi. Come detto, gli inverter adottati negli azionamenti industriali sono a tensione impressa; questi possono essere suddivisi in tre classi generali: inverter con modulazione a larghezza di impulso (o con regolazione PWM), inverter a onda quadra, inverter monofase con cancellazione della tensione (non interessanti in questo ambito perché ristretti alle applicazioni monofase). Tipicamente, per le applicazioni qui considerate, vengono impiegati inverter costituiti da interruttori IGBT regolati con tecnica PWM. In questi inverter, l'ampiezza della tensione DC in ingresso è essenzialmente costante quindi l'inverter deve controllare l'ampiezza e la frequenza della tensione in uscita. Il segnale in uscita è formato da una spezzata con rampe di salita e discesa dipendenti dal segnale PWM (portante) che ha il compito di comandare l'apertura e la chiusura dei transistori di inversione; approssimando il più possibile una sinusoidale. La frequenza del segnale PWM indica la velocità con cui gli interruttori elettronici commutano, si parla quindi di frequenza di *switching*. All'aumentare della frequenza di *switching* migliora la risoluzione dell'inverter e quindi la forma d'onda in uscita, ma aumenta anche la dissipazione di energia negli interruttori. Questa tecnica di modulazione produce armoniche di tensione intorno alla frequenza di commutazione e ai suoi multipli che possono essere facilmente filtrate. Come conseguenza delle armoniche nella tensione di uscita dall'inverter, il *ripple* della corrente d'uscita non dipende dal valore della potenza trasferita alla frequenza fondamentale, ma è invece inversamente proporzionale all'induttanza del carico la cui influenza è maggiore per le frequenze più elevate. In generale, per avere un funzionamento efficiente dell'inverter bisogna realizzare un buon dimensionamento dell'inverter rispetto al carico. La scelta del tipo di inverter da inserire all'interno del sistema dipende dalla corrente nominale assorbita dal carico, quindi in base al dato di targa della corrente del motore si sceglierà l'inverter.

### 5.3 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti pompe

Come già accennato al paragrafo 5.2.1, il motivo principale che porta all'adozione di inverter nel controllo di pompe centrifughe sta nella possibilità di ottenere una consistente riduzione dei consumi energetici. La variazione del numero di giri di una pompa, conoscendo le leggi di proporzionalità tra velocità di rotazione e flusso, permette di mantenerla nelle migliori condizioni operative al variare del carico. Per conoscere qual è la zona di utilizzo ottimale di una pompa centrifuga bisogna considerare il diagramma collinare della stessa che riporta le caratteristiche portata-prevalenza e le curve iso-rendimento. Con riferimento alla figura 5.7, le curve in blu rappresentano le caratteristiche della pompa per diversi valori di velocità, le curve in verde rappresentano la caratteristica resistente dell'ipotetico circuito alimentato dalla macchina per diverse percentuali di prevalenza statica sulla prevalenza totale<sup>13</sup>, le curve in giallo sono curve a rendimento costante. Il punto di funzionamento nominale (punto N) corrisponde al punto di intersezione tra curva caratteristica della pompa alla velocità nominale e curva del carico. E' evidente che la regolazione di portata ottimale è idealmente quella che permette di mantenere i punti di funzionamento sulla curva di rendimento massimo, o comunque non troppo distanti da essa. Ad ogni valore di velocità di rotazione corrisponde una diversa curva caratteristica della macchina; in particolare al calare della velocità si assiste approssimativamente a una traslazione verso il basso della curva. Indipendentemente dal rendimento della macchina, secondo la teoria della similitudine valgono le seguenti leggi di dipendenza dalla velocità di rotazione ( $n$ ) (N.Rossi, 2007):

- Lineare per la portata

$$Q/Q_n = n/n_n \quad (5.8)$$

- Quadratica per la prevalenza

$$H/H_n = (n/n_n)^2 \quad (5.9)$$

- Cubica per la potenza

$$P/P_n = (n/n_n)^3 \quad (5.10)$$

La variazione di giri ottenuta con il convertitore elettronico di frequenza sul motore consente di modulare la portata e la pressione in funzione delle condizioni operative procurando notevole risparmio energetico.

---

<sup>13</sup> La prevalenza totale impartita dalla pompa è uguale alla somma di prevalenza statica (differenza di livello) e dinamica (perdite di carico lungo il circuito).

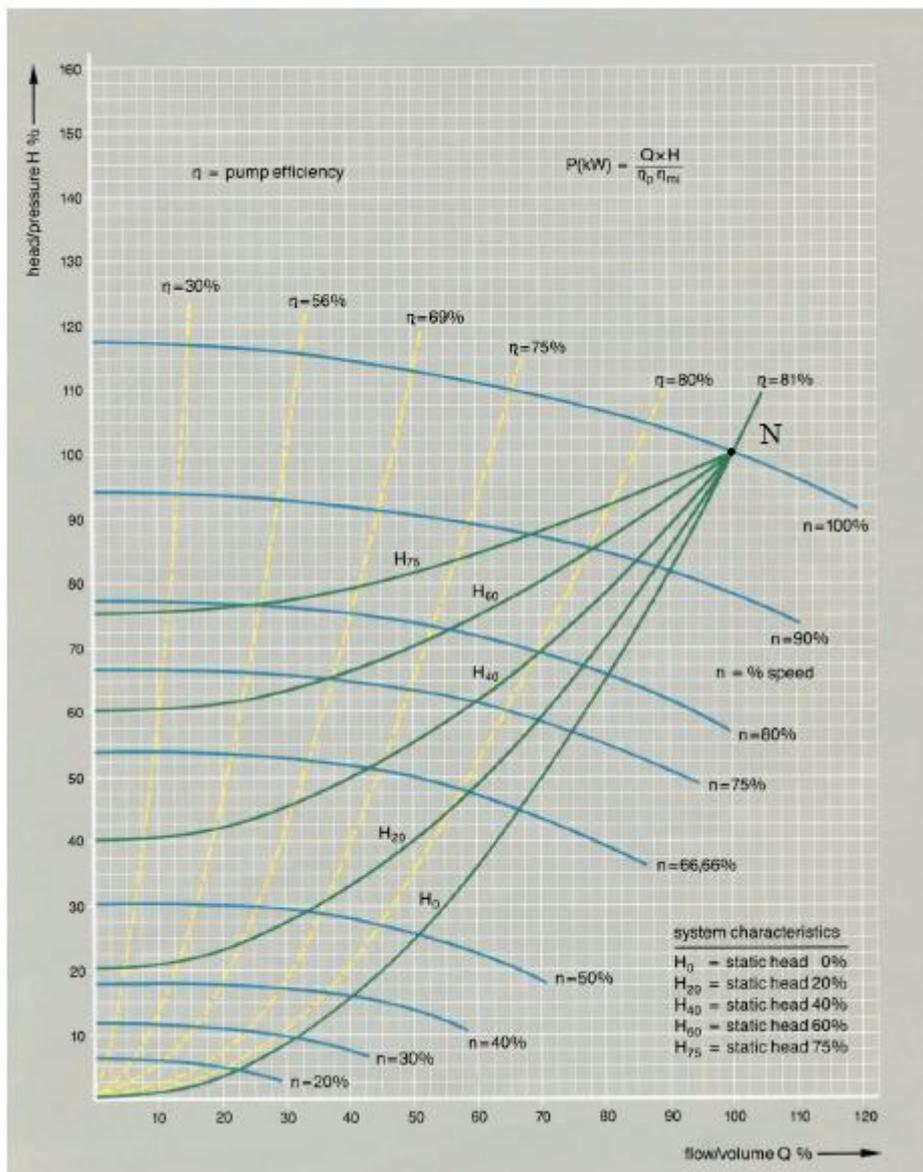


Fig. 5.7 - Diagramma collinare di pompa centrifuga (CESI, 2003).

Esistono varie tecniche di regolazione della portata di una pompa centrifuga:

1. Regolazione mediante valvola di strozzamento;
2. Regolazione "on-off";
3. Regolazione con bypass/ricircolo;
4. Regolazione a velocità variabile.

Prima di prendere in considerazione le diverse metodologie, è opportuno ricordare che la potenza meccanica assorbita all'albero dalla pompa è data dalla formula:

$$P_m = \frac{\rho \times Q \times g \times H}{\eta_{id}} [W] \quad (5.11)$$

dove  $\rho$  è la densità del fluido (in  $\text{kg/m}^3$ ),  $Q$  è la portata volumica (in  $\text{m}^3/\text{s}$ ),  $g$  è l'accelerazione di gravità (in  $\text{N/kg}$ ),  $H$  è la prevalenza (in m),  $\eta_{id}$  è il rendimento idraulico della pompa. Un metodo

tradizionale ed economico adottato per la regolazione della portata consiste nell'impiego di una valvola di strozzamento posta a valle della pompa. Riducendo il grado di apertura della valvola si introduce un aumento della resistenza idraulica del circuito: la caratteristica resistente del circuito diventa più "ripida" portando il punto di funzionamento della pompa a minore portata, maggiore prevalenza e minore rendimento (vedi caso 1 in figura 5.8). In riferimento alla figura 5.9, per ridurre la portata al 80% del valore nominale agendo con valvola di strozzamento, si porta la pompa a lavorare dal punto nominale N al punto A. La pompa deve fornire un salto di pressione maggiore per vincere per perdite introdotte dalla valvola e si trova quindi a lavorare in condizioni non ottimali di rendimento. Con questo metodo di regolazione al calare della portata si ha un'irrisoria riduzione della potenza assorbita, in quanto aumenta la prevalenza e cala il rendimento idraulico (vedi formula 5.11). Una seconda metodologia di regolazione è quella di tipo "on-off", che può essere implementata utilizzando un serbatoio di accumulo tra pompa e circuito oppure gestendo più pompe in parallelo. La pompa può solamente funzionare in condizioni nominali o essere spenta. Nel caso del serbatoio, la pompa funziona sempre in condizioni nominali ma solo per il tempo necessario a mantenere adeguato il riempimento del serbatoio, per il resto del tempo rimane invece inattiva. Questo metodo di funzionamento è energeticamente più efficiente del precedente, in quanto il consumo energetico è equivalente a quello calcolato considerando che la pompa eroghi esclusivamente la portata richiesta in ogni istante a prevalenza costante. L'Area1 evidenziata nella figura 5.9 è proporzionale al risparmio energetico ottenibile con regolazione "on-off" rispetto a regolazione con valvola.

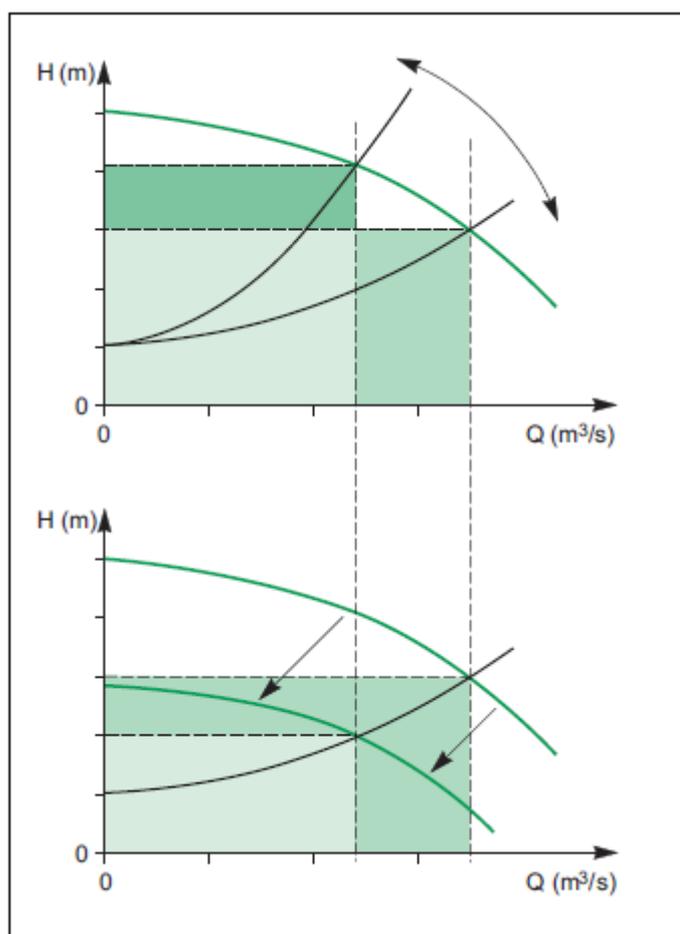


Fig. 5.8 - Confronto riduzione portata mediante valvola di strozzamento (caso 1) e mediante riduzione del numero di giri (caso 2)

Il metodo di regolazione sicuramente più dispendioso energeticamente è quello che consiste nella variazione della portata erogata mediante bypass/ricircolo. In questo modo la pompa assorbe sempre la potenza corrispondente al punto nominale (piena portata) indipendentemente dalla portata richiesta istante per istante. Il metodo di regolazione energeticamente più efficiente è sicuramente il controllo della pompa a velocità variabile (inverter sul motore). In questo modo è possibile far lavorare la pompa in condizioni di similitudine idraulica con quelle nominali, per cui vale la legge di proporzionalità 5.10 ed è possibile mantenere rendimento prossimo a quello nominale. Potendo variare la velocità di rotazione è possibile traslare in basso la caratteristica della pompa, in modo da erogare la portata richiesta mantenendo il punto di funzionamento più vicino possibile alla curva di massimo rendimento.

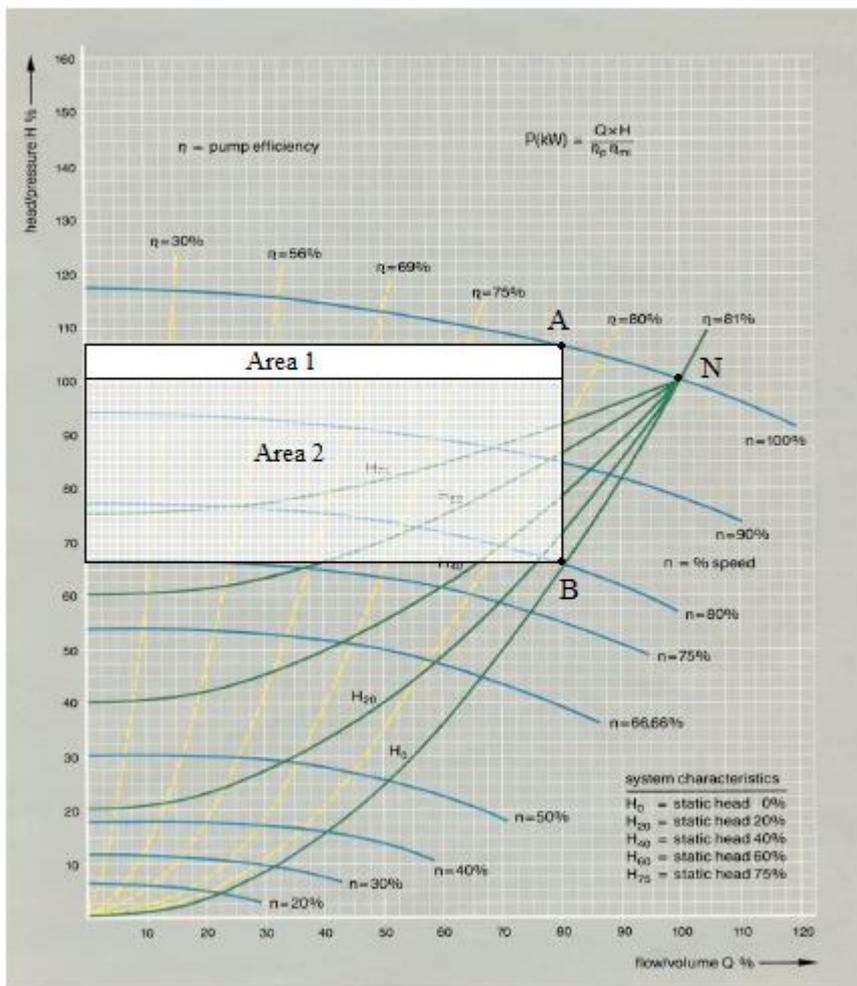


Fig. 5.9 - Confronto dei diversi metodi di regolazione di una pompa centrifuga (CESI, 2003).

Il punto B in figura 5.9 è il punto di funzionamento a cui si porta la macchina chiamata a erogare l'80% della portata nominale: nel caso in cui il carico resistente presenti prevalenza statica nulla, portando la velocità al 80% di quella nominale si riesce a mantenere rendimento pari a quello massimo. La somma dell'Area 1 e dell'Area 2 rappresenta il risparmio energetico ottenibile con regolazione tramite inverter rispetto a regolazione con valvola, mentre l'Area 2 rappresenta il risparmio rispetto alla regolazione "on-off". Per una descrizione dettagliata del calcolo di stima dei risparmi energetici conseguibili si rimanda al paragrafo 5.7; ad ogni modo, vale la pena sottolineare i principali

fattori che influiscono sull'entità dell'energia risparmiata grazie alla regolazione di una pompa mediante inverter:

- Forma della caratteristica portata-prevalenza della pompa;
- Percentuale di prevalenza statica sulla prevalenza totale del circuito idraulico resistente (più è alta è minore è il risparmio conseguibile);
- Campo di variazione della portata (più è ampio e maggiore sarà il risparmio conseguibile);
- Efficienza del motore elettrico;
- Forma della caratteristica resistente del circuito idraulico;
- Punto di lavoro nominale della pompa;
- Ore di funzionamento annue;
- Variabilità della richiesta di portata

#### 5.4 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti ventilatori

I ventilatori sono macchine progettate per elaborare una certa portata di fluido gassoso imprimendogli un basso rapporto di compressione. I ventilatori presentano molte analogie con le pompe e sono governati dalle stesse leggi di similitudine. In ambito industriale i ventilatori maggiormente utilizzati sono di tipo centrifugo e di tipo assiale. Tra i ventilatori di tipo centrifugo, si può distinguere tra ventilatori a pale avanti, a pale indietro, a pale radiali. Le diverse tipologie di macchina presentano diversa forma delle curve caratteristiche di pressione in funzione della portata ma, in generale, tutti presentano una zona instabile al di sotto di una certa portata. In normale funzionamento, per evitare eccessivo rumore e stress meccanici, è bene che ogni ventilatore lavori nella zona in cui presenta comportamento stabile e in questa zona la curva caratteristica che presenta è molto simile a quella di una pompa. Analogamente alle pompe, il punto di funzionamento nominale è il risultato dell'intersezione tra caratteristica della macchina e caratteristica resistente del circuito, e presenta il valore massimo di efficienza.

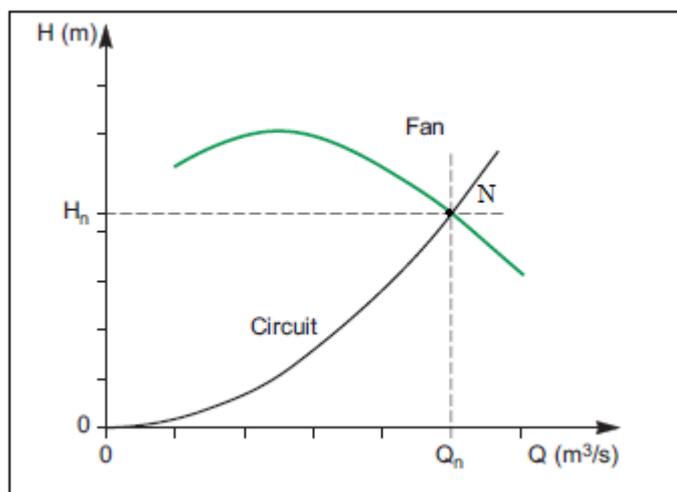


Fig. 5.10 - Curva caratteristica di un ventilatore

Le tecniche di controllo della portata maggiormente impiegate nei ventilatori sono:

1. Regolazione mediante serranda a valle;
2. Regolazione mediante pale a calettamento variabile o serrande all'ingresso;
3. Regolazione con pale a geometria variabile;
4. Regolazione con bypass/ricircolo;

5. Regolazione a velocità variabile.

Prima di esaminare le diverse metodologie di regolazione, è opportuno ricordare che la potenza meccanica assorbita all'albero da un ventilatore è data dalla formula:

$$P = \frac{\Delta p \times Q}{\eta} [W] \quad (5.12)$$

dove  $\Delta p$  è il salto di pressione (in Pa),  $Q$  è la portata volumica (in  $m^3/s$ ),  $\eta$  è il rendimento della macchina. Il metodo di regolazione più semplice, anche se decisamente inefficiente, consiste nell'impiego di serrande a valle del ventilatore. La chiusura della serranda corrisponde a un aumento della resistenza opposta dal circuito sul ventilatore, portando la macchina a lavorare con minore portata, maggiore salto di pressione e minore rendimento. Nell'esempio in figura 5.11, si porta il ventilatore dal punto nominale  $N$  al punto di funzionamento  $A$ . Come si evince dalla figura, si ha un calo della portata ma anche un aumento del salto di pressione e una riduzione del rendimento, pertanto la potenza assorbita dalla macchina (rappresentata dalla differenza tra Area 2 e Area 1) si riduce molto lievemente al calare della portata.

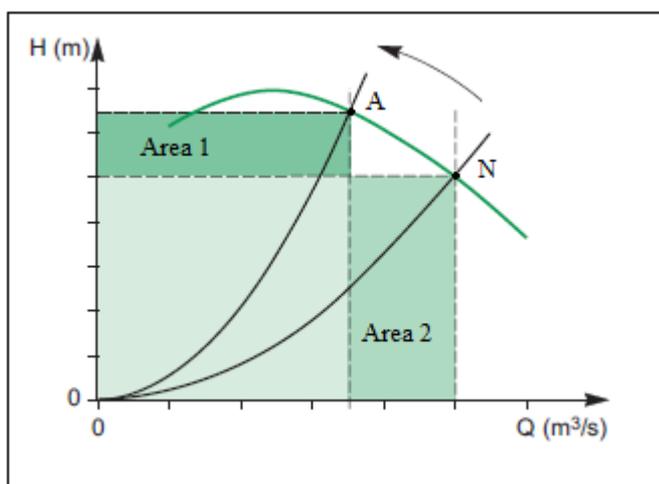


Fig. 5.11 - Riduzione della portata con serranda a valle

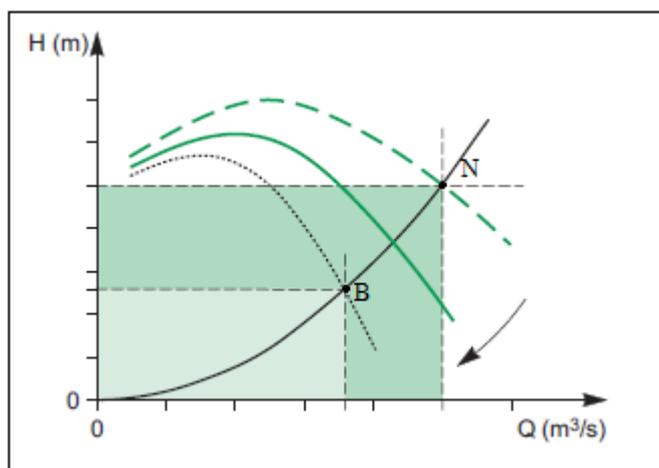


Fig. 5.12 - Riduzione della portata con dispositivo all'ingresso del ventilatore

La regolazione di portata mediante serrande o palette a calettamento variabile all'ingresso del ventilatore, al contrario di quanto appena visto, va ad alterare la forma della curva caratteristica della macchina lasciando invariata quella del circuito. In figura 5.12 è possibile osservare come varia la forma della curva caratteristica al calare della portata, portando il punto di funzionamento da N a B. L'efficienza energetica di questo sistema è decisamente buona, in quanto al calare della portata si assiste a una consistente riduzione della potenza assorbita che in figura 5.12 è rappresentata dalla differenza tra le due aree rettangolari. Un'altra metodologia di regolazione dei ventilatori è l'impiego di giranti con pale a geometria variabile: variando l'angolo di incidenza tra flusso d'aria e pale, i vortici d'aria creati dalla girante variano la loro intensità andando a generare una riduzione del carico e della pressione del fluido. L'efficienza energetica di tale controllo è elevata quando la portata rimane sopra l'80% della nominale, mentre si riduce molto per le basse portate. Il metodo di regolazione sicuramente peggiore dal punto di vista energetico è quello per bypass/ricircolo della portata: in questo caso la macchina assorbe la potenza nominale in ogni condizione di portata richiesta dall'utenza. Come per il caso delle pompe, il metodo di controllo più efficiente per i ventilatori risulta essere quello a velocità variabile. L'impiego di inverter sul motore elettrico permette di far lavorare la macchina in condizioni molto vicine a quelle ottimali in tutte le condizioni di carico, mantenendo elevato il rendimento. Analogamente alle pompe, riducendo il numero di giri si "trasla" la curva caratteristica della macchina verso il basso ottenendo punti di funzionamento in similitudine con quello nominale. Secondo le leggi di similitudine (già descritte per le pompe), la portata cala linearmente con la velocità e il salto di pressione (prevalenza) cala col quadrato della velocità; pertanto la potenza assorbita si riduce proporzionalmente al cubo della velocità. In figura 5.13 si osserva come, riducendo il numero di giri, si passa dal punto di funzionamento N al punto F, ottenendo una consistente riduzione della potenza assorbita che è rappresentata dalla differenza delle due aree rettangolari.

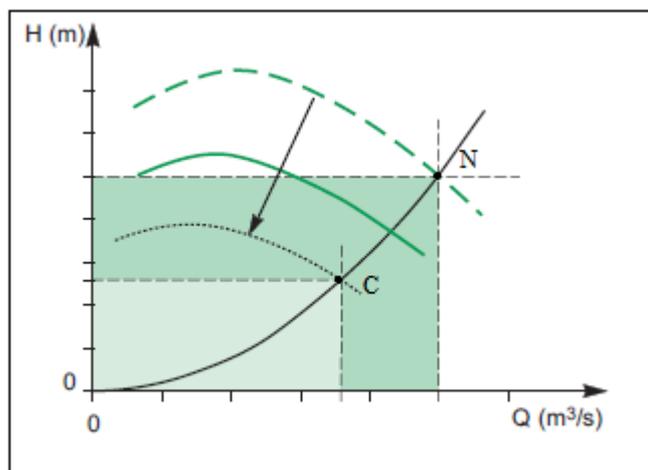


Fig. 5.13 - Riduzione della portata mediante riduzione della velocità

Per una descrizione dettagliata del calcolo di stima dei risparmi energetici conseguibili si rimanda al paragrafo 5.8; ad ogni modo vale la pena sottolineare i principali fattori che influiscono sull'entità dell'energia risparmiata grazie alla regolazione di un ventilatore mediante inverter:

- Tipologia di ventilatore (che determina la forma della curva caratteristica della macchina);
- Campo di variazione della portata (più è ampio e maggiore sarà il risparmio conseguibile);
- Efficienza del motore elettrico;
- Forma della caratteristica resistente del circuito;
- Punto di lavoro nominale del ventilatore;

- Ore di funzionamento annue;
- Variabilità della richiesta di portata.

Essendo il risparmio energetico percentuale rispetto agli tipi di regolazione tanto maggiore quanto maggiore è la variabilità della portata richiesta, l'impiego di inverter su ventilatori trova naturale applicazione in quei processi produttivi che presentano una domanda d'aria molto incostante nel tempo. Esempi di questo tipo di richiesta si hanno nell'industria metallurgica, tessile, ceramica, farmaceutica, chimica e in generale dove sono presenti forni di cottura e di essiccazione e impianti di abbattimento degli inquinanti .

### **5.5 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti compressori**

I compressori sono macchine che hanno il compito di comprimere una portata di fluido gassoso portandolo alla pressione desiderata. Essi si dividono in due grandi famiglie: i turbocompressori e i compressori volumetrici. All'interno del primo gruppo si distinguono le macchine assiali, quelle centrifughe e quelle a flusso misto, mentre nel secondo si trovano i compressori alternativi (a pistoni) e quelli rotativi ( a vite, a lobi, ecc.). In ambito industriale i compressori rotativi (soprattutto di tipo *scroll* e *screw*) sono i più utilizzati in particolare negli impianti di refrigerazione. La categoria dei compressori volumetrici lavora a coppia costante, il che implica, per i motivi esposti al paragrafo 5.2, che la regolazione a velocità variabile permette di ottenere un buon risparmio energetico ma in misura nettamente minore rispetto a pompe e ventilatori. Le tre tipologie di controllo più classiche sono:

1. Regolazione con valvola;
2. Regolazione "on-off";
3. Regolazione a velocità variabile.

La prima metodologia consiste nell'apertura e chiusura di una valvola di regolazione posta all'aspirazione del compressore in base alla pressione di uscita: quando il controllo rileva un aumento di pressione allo scarico la valvola viene chiusa. La chiusura della valvola però fa sì che all'ingresso del compressore si possa creare una situazione di vuoto; in tale condizione si riduce l'efficienza del controllo stesso. La regolazione con valvola risulta pertanto un metodo efficace ma poco efficiente. Per quanto riguarda la regolazione di tipo "on-off", l'estrema semplicità rispecchia le basse prestazioni del controllo che comporta un grosso spreco energetico. Con questo metodo, infatti, se la pressione a valle della macchina scende sotto una certa soglia il compressore si accende alla potenza massima, anche in condizioni intermedie. Nel controllo a velocità variabile, invece, i compressori sono utilizzati efficientemente per qualsiasi richiesta di carico.

### **5.6 La regolazione elettronica di velocità mediante inverter su motori elettrici azionanti altri apparecchi**

In generale esistono una serie di applicazioni tecniche che si prestano all'impiego di un motore elettrico alimentato con convertitore di frequenza; tra queste si ricordano: nastri trasportatori, sollevatori di carichi , ascensori, agitatori. Tipicamente si tratta di applicazioni che richiedono velocità variabile lavorando in condizioni di coppia costante, pertanto anche in questi casi esiste un risparmio energetico rispetto ad altri metodi di controllo ma l'entità è ben minore rispetto al applicazione su pompe e ventilatori. La convenienza economica dipenderà dal profilo del carico durante il ciclo operativo e dalle esigenze tecniche dell'applicazione. In generale, comunque l'impiego di azionamenti elettrici con inverter comporta una serie di vantaggi operativi:

- Controllo di coppia pronto ed accurato, che permette di limitare molto i picchi di corrente di spunto in fase di avviamento con conseguente risparmio energetico;
- Possibilità di evitare l'impiego di resistenze di frenatura;

- Maggiore precisione durante la movimentazione;
- Mantenimento di un elevato fattore di potenza.

### 5.7 L'installazione di sistemi elettronici di regolazione della frequenza su motori elettrici azionanti pompe e l'ottenimento di TEE

Come già ampiamente sottolineato l'impiego di convertitori di frequenza su motori elettrici azionanti pompe permette di ottenere elevate riduzioni percentuali dei consumi elettrici. Proprio per questo motivo, questa pratica è stata da molto tempo riconosciuta come intervento utile al fine del riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica, al punto di essere oggetto di due schede tecniche:

1. La scheda tecnica n.9T - "Installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza (inverter) in motori elettrici operanti su sistemi di pompaggio con potenza inferiore a 22 kW";
2. La scheda tecnica n.16T - "Installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza (inverter) in motori elettrici operanti su sistemi di pompaggio con potenza superiore o uguale a 22 kW".

La scheda tecnica n.9T è stata emessa in allegato alla Direttiva AEEG n. 111/04 e permette la valutazione con metodo standard dei risparmi conseguiti con l'installazione di inverter su pompe di potenza inferiore a 22kW. La scheda tecnica fornisce direttamente in tabella (tabella 5.2) il Risparmio Specifico Lordo (RSL) conseguibile per ogni Unità Fisica di Riferimento (UFR) che in questo caso è rappresentata da 1kW di potenza nominale della pompa stessa. RSL viene fornito in [tep/anno\*kW] in funzione della percentuale di prevalenza statica del circuito sulla prevalenza totale e alla tipologia di attività. La tipologia di attività è un parametro che racchiude in sé sia il numero di ore di funzionamento annue, sia un profilo di carico "tipico" per la pompa. Analogamente ad altre schede tecniche di tipo standard, questo parametro può essere uguale a "1 turno" (attività che si svolgono 8 ore al giorno per 5 o 6 giorni a settimana, corrispondenti a un numero di ore di funzionamento annuali compreso tra 1760 e 2200) , "2 turni" (attività che si svolgono in due turni giornalieri di 8 ore ciascuno per 5 o 6 giorni a settimana, corrispondenti a un numero di ore di funzionamento annuali compreso tra 3520 e 4400), "3 turni" (attività che si svolgono in 3 turni giornalieri per 7 giorni a settimana, corrispondenti a un numero di ore di funzionamento annuali pari a 7680), "stagionale" (attività che si svolgono per 3 mesi di lavoro continuato 24 ore al giorno, corrispondenti a 2160 ore di funzionamento annue).

Tabella 5.2 - Tabella del RSL riportata nella scheda tecnica n.9T

	RSL [ 10 <sup>-3</sup> tep/anno*kW]			
	Prevalenza statica (% della prevalenza nominale)			
Tipologia di attività	0	20	40	60
1 turno di lavoro	83,16	63,64	44,12	24,61
2 turni di lavoro	166,3	127,28	88,25	49,22
3turni di lavoro	319,3	244,38	169,44	94,5
stagionale	89,8	68,73	47,65	26,58

Come in tutte le schede di valutazione standardizzate, una volta noto RSL, si calcola il Risparmio Netto Contestuale (RNC) moltiplicandolo per il coefficiente di addizionalità e per il numero di Unità fisiche di riferimento (UFR), secondo la formula 5.13. Il coefficiente di addizionalità (a) è considerato pari a 1. Moltiplicando RNC per il coefficiente di durabilità (τ), che in questo caso è pari a 2,65, si ottiene il Risparmio Netto Integrale (RNI).

$$RNC = a \times RSL \times UFR \quad [tep/anno] \quad (5.13)$$

$$RNI = RNC \times \tau \quad [tep/anno] \quad (5.14)$$

La metodologia di calcolo del risparmio riportata in questa scheda tecnica risulta evidentemente approssimata; le principali fonti di errore rispetto al reale risparmio conseguibile sono le seguenti:

- Viene considerata un'unica forma "tipica" di curva caratteristica della pompa;
- Viene considerato un unico profilo di carico tipico;
- Le ore di funzionamento sono discretizzate in soli 4 range attraverso il parametro "Tipologia di attività";
- La *baseline* di riferimento utilizzata è l'assorbimento di energia elettrica nel caso di regolazione con valvola di strozzamento.

La scheda tecnica n. 16T è stata emessa in allegato alla Delibera AEEG n. 70/05 e riguarda l'installazione di inverter su pompe di potenza superiore o uguale a 22 kW. Si tratta in questo caso di una scheda di valutazione analitica dei risparmi, pertanto essa fornisce solamente l'algoritmo che verrà utilizzato per il calcolo dei risparmi e che richiede una serie di valori misurati che dovranno essere trasmessi al GSE mediante le RVC. In particolare nella scheda viene descritta la formula per il calcolo del Risparmio Netto (RN):

$$RN = 0,187 \times 10^{-3} \times \left( \sum_{i=1}^N P_{V,i} \times NH_i - \sum_{i=1}^N P_{I,i} \times NH_i \right) [tep] \quad (5.15)$$

dove:

- $P_{V,i}$  è la potenza elettrica assorbita dal motore in corrispondenza del regime parziale di portata  $q_i$  con regolazione fatta mediante valvola di strozzamento;
- $P_{I,i}$  è la potenza elettrica assorbita dal motore in corrispondenza del regime parziale di portata  $q_i$  con regolazione fatta mediante inverter;
- $NH_i$  sono le ore di funzionamento al regime di portata  $q_i$  nel periodo di riferimento.

Il Risparmio Netto Integrale (RNI) viene calcolato come sempre applicando il coefficiente tau pari a 2,65, come in formula 5.14. I TEE riconosciuti per questo tipo di interventi sono ovviamente di tipo I. La metodologia analitica assicura sicuramente una valutazione veritiera del risparmio energetico effettivamente conseguito. Va osservato come sia nella scheda tecnica n.9T che nella n.16T viene assunta come *baseline* di riferimento la situazione in cui la pompa è regolata mediante valvola di strozzamento; nella pratica operativa spesso le pompe sono regolate con metodi peggiori dal punto di vista dell'efficienza energetica (vedi paragrafo 5.3) pertanto il risparmio reale derivante dall'impiego di inverter risulta superiore.

## 5.8 L'installazione di sistemi elettronici di regolazione della frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori e l'ottenimento di TEE

Anche l'installazione di inverter su ventilatori è oggetto di scheda tecnica di valutazione dei risparmi per l'ottenimento dei TEE: si tratta della scheda n. 32E - "Installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza (inverter) in motori elettrici operanti su sistemi di ventilazione" che è una delle 18 nuove schede tecniche introdotte dal D.M. 28 dicembre 2012. Il metodo di calcolo dei risparmi è di tipo analitico, ed assume come *baseline* di riferimento la situazione in cui la regolazione di portata d'aria erogata all'utenza venga fatta mediante serranda a valle del ventilatore, condizione che effettivamente ben rispecchia la "pratica corrente". Nella scheda viene fornita la formula per il calcolo del Risparmio Netto di energia primaria (RN) conseguito dal singolo ventilatore per il periodo di riferimento:

$$RN = 0,187 \times 10^{-3} \times \left( \sum_{i=1}^N P_{A,i} \times NH_i - \sum_{i=1}^N P_{P,i} \times NH_i \right) [tep] \quad (5.15)$$

dove:

- $P_{A,i}$  è la potenza elettrica assorbita dal motore in corrispondenza del regime parziale di portata  $q_i$  con regolazione fatta mediante serranda;

- $P_{P,i}$  è la potenza elettrica assorbita dal motore in corrispondenza del regime parziale di portata  $q_i$  con regolazione fatta mediante inverter;
- $N_{Hi}$  sono le ore di funzionamento al regime di portata  $q_i$  nel periodo di riferimento;
- $N$  è il numero dei livelli di portata considerati (deve essere maggiore o uguale a 4).

Il Risparmio Netto Integrale (RNI) viene calcolato come sempre applicando il coefficiente tau pari a 2,65, come in formula 5.14. I TEE riconosciuti sono ovviamente di tipo I. In Allegato alla scheda tecnica viene illustrato come devono essere trovati i valori di  $P_{A,i}$ , distinguendo il caso in cui la situazione ante-intervento sia caratterizzata da presenza di serranda di regolazione o meno. Se prima dell'intervento il ventilatore viene regolato con metodo diverso dalla serranda le potenze  $P_{A,i}$  corrispondono ai valori di potenza assorbita dal ventilatore alle portate  $q_i$  così come indicati dal costruttore diviso il rendimento del motore elettrico (considerando il rendimento di un motore IE2 di quella potenza). Se prima dell'intervento è presente la serranda di regolazione, le potenze  $P_{A,i}$  corrispondono ai valori di potenza elettrica assorbita alle varie portate  $q_i$  così come vengono misurati. Le misure sin possono effettuare prima dell'installazione dell'inverter o anche successivamente; in quest'ultimo caso la potenza elettrica alle varie portate va misurata impostando la frequenza costante a 50 Hz e agendo sulla serranda, e poi moltiplicata per il rendimento dell'inverter. Nell'allegato della scheda tecnica viene riportata una tabella con i rendimenti da adottare per gli inverter.

Tabella 5.3 - Rendimento dell'inverter (a 50Hz) in base alla taglia

Potenza [kW]	>0,1	>1	>10	>100	>1000
Rendimento inverter	88,0%	92,5%	97,0%	98,0%	98,0%

## 5.9 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su motori elettrici azionanti pompe

### 5.9.1 Dati in input

All'interno del software per l'Audit Energetico, l'inserimento dei dati relativi ai sistemi di pompaggio presenti avviene in una finestra (Fig. 5.15) che si apre automaticamente quando, durante l'inserimento dei dati relativi a un motore elettrico, viene scelta "pompa" come dispositivo azionato. Prima di tutto vengono richieste prevalenza nominale, portata nominale e rendimento nominale. Per questa ultima grandezza è previsto un valore di default di 0,8 nel caso in cui non fosse noto. Nel campo successivo viene richiesta la densità del fluido trattato, che è inizialmente impostata su 1000 kg/m<sup>3</sup>. Il meccanismo di regolazione esistente può essere scelto fra: valvola di strozzamento, regolazione di tipo "on-off", regolazione tramite bypass, convertitore elettronico di frequenza. Viene poi chiesto di precisare la percentuale di prevalenza statica sulla prevalenza totale che deve vincere la pompa, con la possibilità di considerare il caso in cui si tratti di sola prevalenza dinamica (circolatori). Nel caso in cui sia disponibile la curva caratteristica propria della pompa è possibile inserire due punti di funzionamento (al 50% e 80% della portata nominale) che, uniti al punto di funzionamento nominale, permettono al software di definire in maniera univoca la funzione. Se invece non è nota la curva caratteristica, è possibile scegliere tra due tipologie di curva standard implementate nel software che vengono "scalate" in base a portata e prevalenza. In particolare sono state previste una "curva di default piatta" e una "curva di default ripida" tipicamente associate rispettivamente a impianti che lavorano a prevalenza circa costante e impianti che invece presentano limitate variazioni di portata. Per quanto riguarda il profilo operativo della pompa, viene fornito inserendo i numeri di ore annue di lavoro ai diversi livelli di portata.

Fig. 5.15 - Finestra di input dei dati relativi alle pompe .

### 5.9.2 Dati in output

Il software per l'Audit Energetico esegue una valutazione dell'intervento di installazione di regolatori di frequenza sui motori elettrici azionanti pompe considerando sia il caso della singola pompa che l'installazione su tutte le pompe presenti. Per la singola pompa vengono calcolati l'investimento necessario, la taglia del convertitore di frequenza, il risparmio di energia elettrica annuo ottenibile, il numero di Titoli di Efficienza Energetica annui conseguibili, il tempo di *Pay-Back* e il VAN dell'investimento. Il software fornisce, inoltre, i risultati dello studio dell'intervento complessivo di installazione di inverter su tutte le pompe presenti escludendo automaticamente quelle per cui ciò non comporterebbe risparmio energetico. Per l'intervento complessivo in output vengono forniti: numero di dispositivi installati, risparmio di energia elettrica annuo conseguibile, numero di TEE ottenibili, tipologia di intervento per la pratica di riconoscimento dei TEE, Tempo di Pay Back, VAN e TIR dell'investimento calcolati su 5 anni e considerando uno share dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%, CEC dell'intervento considerando l'intero risparmio energetico. In ultimo viene fornito il valore del parametro "share ottimo" così come definito al paragrafo 3.3.

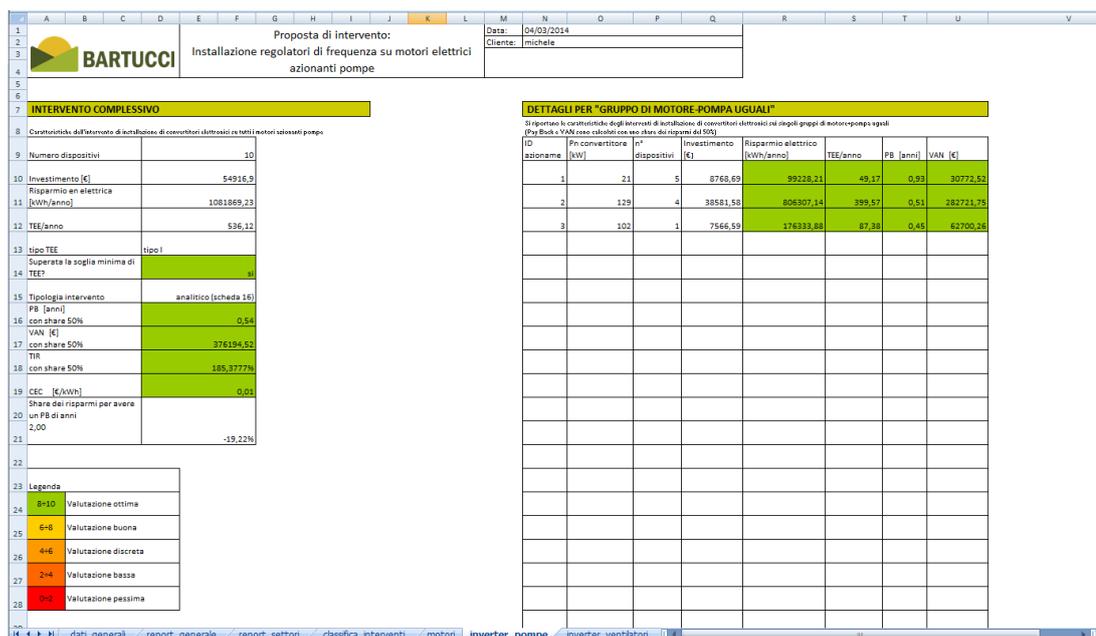


Fig. 5.16 - Esempio di foglio di output relativo all'intervento di installazione di inverter su sistemi di pompaggio.

### 5.9.3 Calcolo del risparmio di energia elettrica

Il modulo del programma relativo all'analisi dell'intervento di installazione di inverter su sistemi di pompaggio inizia estraendo dal file "audit" tutte le grandezze prese in input relative alle pompe presenti e ai motori elettrici ad esse accoppiati. Mediante un ciclo iterativo vengono analizzati singolarmente gli interventi di installazione di inverter su ogni singola pompa; successivamente viene analizzato l'intervento globale su tutte le pompe presenti. Come prima cosa viene calcolato il rendimento del motore elettrico ( $\eta_{mot}$ ) secondo le stesse modalità descritte al paragrafo 4.3.3. Successivamente vengono individuate le funzioni che descrivono le curve caratteristiche della pompa e la curva caratteristica resistente del circuito idraulico.

#### Curva caratteristica della pompa

Come già accennato al paragrafo 5.9.1, l'individuazione della curva caratteristica della pompa centrifuga può avvenire secondo due modalità:

1. Se è disponibile la curva caratteristica reale della macchina, sono stati forniti in input due punti portata-prevalenza in aggiunta al punto nominale. La curva caratteristica viene quindi identificata con la parabola passante per i tre punti noti, risolvendo il sistema di 3 equazioni a tre incognite.
2. Se non è disponibile la curva caratteristica reale, il programma utilizza due curve caratteristiche di default che sono state implementate in forma adimensionale nelle variabili  $q$  e  $h$  e che vengono scalate in modo da soddisfare il punto di funzionamento nominale che è sempre noto. In fase di input dei dati è possibile scegliere tra una curva caratteristica "piatta" e una caratteristica "ripida", che sono relative rispettivamente ad impianti soggetti a variazioni di portata molto ampie e impianti con variazioni di portata contenute. Le curve implementate sono state ricavate dalle curve tipiche riportate nel rapporto "Linee guida per la valutazione di interventi di risparmio energetico: installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza in motori elettrici operanti su sistemi di pompaggio" pubblicato dal Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI), ipotizzando forma parabolica. Le funzioni rispettivamente di curva "piatta" e curva "ripida" sono riportate di seguito:

$$h = -0,00178 \times q^2 + 0,000405 \times q + 117,5 \quad (5.16)$$

$$h = -0,00212 \times q^2 - 0,33788 \times q + 155 \quad (5.17)$$

dove q e h rappresentano portata e prevalenza normalizzate rispetto ai valori nominali:

$$q = \frac{Q}{Q_n} \times 100 \quad (5.18)$$

$$h = \frac{H}{H_n} \times 100 \quad (5.19)$$

Le funzioni 5.16 e 5.17 vengono poi "scalate" inserendo i valori nominali di portata e prevalenza ( $Q_n$  e  $H_n$ ) della singola pompa considerata.

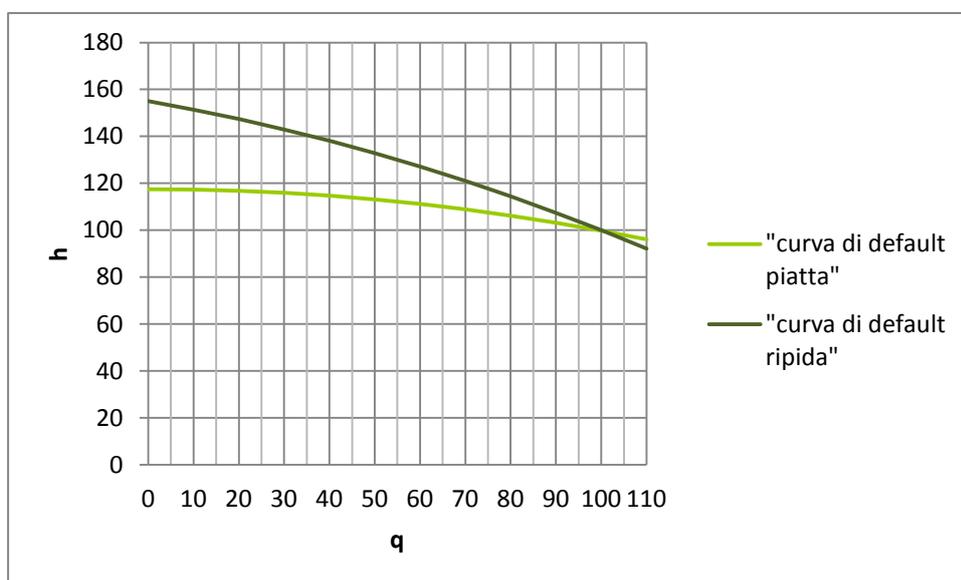


Fig. 5.17 - Curve caratteristiche di pompe centrifughe (adimensionali) implementate nel software.

Per poter utilizzare la curva caratteristica della pompa più volte all'interno dei calcoli, si è utilizzata una *function*, di seguito verrà indicata come  $H(Q)$ , che in funzione della portata fornisce la prevalenza corrispondente.

#### Curva di rendimento della pompa

Noto che nel punto di funzionamento nominale ( $Q_n$ ) la pompa presenta il massimo di rendimento pari al valore nominale inserito come dato di input, è necessario tener conto del calo di efficienza della macchina ai carichi parziali. Per fare ciò sono state implementate nel software due diverse curve che descrivono la riduzione di rendimento relativa in percentuale del valore nominale in funzione della portata relativa ( $q$ ), distinguendo il caso di curva caratteristica "piatta" e "ripida". Come è ovvio, il calo di rendimento allontanandosi dalla portata nominale sarà più consistente nel caso di curva caratteristica "ripida". Nel caso sia stata inserita la curva caratteristica propria della macchina si utilizza l'andamento di rendimento relativo alla curva "piatta", mantenendo una posizione cautelativa in merito alla stima del risparmio elettrico ottenibile con inverter. Le equazioni di queste curve sono state ricavate dagli andamenti tipici di rendimento riportati nel rapporto "Linee guida per la valutazione di interventi di risparmio energetico: installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza in motori elettrici operanti su sistemi di pompaggio" pubblicato dal Centro Elettrotecnico

Sperimentale Italiano (CESI). Di seguito sono riportate le funzioni che descrivono il calo relativo di rendimento nel caso rispettivamente di curva caratteristica "piatta" e "ripida":

$$\Delta\eta = 0,01318 \times q^2 - 2,196 \times q + 91,55 \quad [\%] \quad (5.20)$$

$$\Delta\eta = 0,0001339 \times q^3 - 0,1533 \times q^2 - 0,5818 \times q + 79,24 \quad [\%] \quad (5.21)$$

Pertanto, il rendimento della pompa ad una certa portata relativa (q) si ottiene come:

$$\eta = \eta_n \times \left(1 - \frac{\Delta\eta \times \eta_n}{100}\right) \quad (5.22)$$

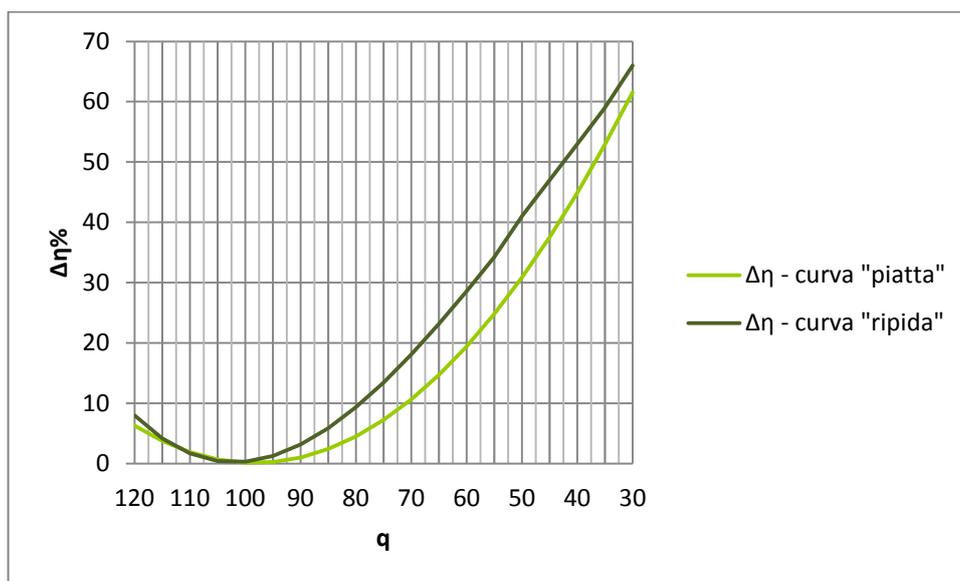


Fig. 5.18 - Curve di riduzione percentuale del rendimento implementate nel software.

Per poter utilizzare direttamente il rendimento della pompa all'interno dei calcoli, si è costruita una *function*, di seguito indicata come  $\eta(Q)$ , che in base al tipo di curva caratteristica, alla portata nominale, al rendimento nominale e alla portata relativa (q) fornisce il valore di efficienza della macchina ottenuto con le modalità sopra descritte.

#### Curva caratteristica resistente del circuito

In generale la prevalenza totale fornita da una pompa è composta da una frazione di prevalenza statica (eventuale differenza di livello di liquido tra serbatoio di ingresso e serbatoio di uscita del circuito) che è indipendente dalla portata e dalla restante prevalenza dinamica (perdite di carico nel circuito stesso) che aumenta con la portata. Noto che le perdite di carico crescono col quadrato della portata, la curva caratteristica resistente di un circuito idraulico assume tipicamente la forma di un ramo di parabola ad asse verticale che passa per l'origine nel caso di prevalenza statica nulla mentre intercetta l'asse verticale alla quota pari alla prevalenza statica qualora questa non sia nulla. Pertanto, all'interno del software la curva resistente del circuito viene rappresentata come una parabola di equazione:

$$H_r(Q) = a \times Q^2 + c \quad (5.23)$$

Il coefficiente c è pari alla prevalenza statica del circuito, che viene fornita direttamente in input come percentuale della prevalenza totale. Il coefficiente a viene calcolato inserendo nell'equazione 5.23 i valori di portata e prevalenza nominali ( $Q_n$ ,  $H_n$ ). Per poter utilizzare la curva resistente del circuito all'interno dei calcoli, essa è stata implementata con una *function*, indicata di seguito con  $H_r(Q)$ , che in

base a portata nominale, prevalenza nominale, percentuale di prevalenza statica, fornisce il valore di prevalenza richiesto dal circuito ad una determinata portata Q.

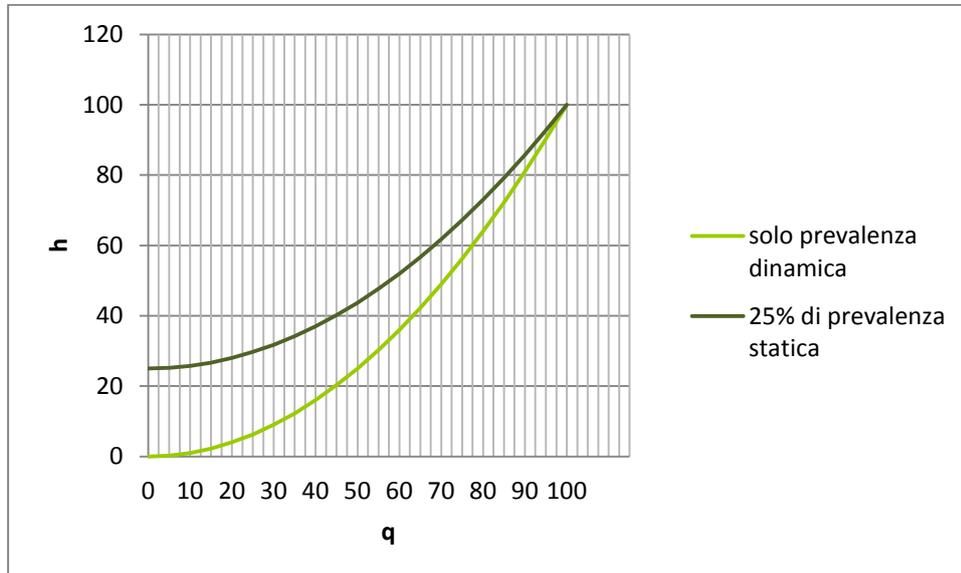


Fig. 5.19 - Curve resistenti del circuito normalizzate nel caso di prevalenza puramente dinamica e nel caso di prevalenza statica pari al 25% della prevalenza totale.

Una volta individuate le funzioni caratteristiche della pompa e del circuito, si procede alla stima del risparmio annuo di energia elettrica ottenibile con l'installazione di inverter in base al sistema di regolazione presente che può essere: regolazione on-off, regolazione con bypass, regolazione con valvola di strozzamento, regolazione mediante inverter. Nel caso in cui il motore sia già regolato con inverter il risparmio sarà ovviamente nullo, pertanto esso viene scartato e non verrà considerato nell'intervento complessivo. Per le altre tipologie di regolazione si procede al calcolo del consumo elettrico annuo ante-intervento secondo le seguenti modalità:

*Regolazione di tipo "on-off"*

Con una regolazione di tipo on-off, l'impiego di un serbatoio di accumulo correttamente dimensionato permette di annullare le variazioni di domanda e far funzionare la pompa ad una certa portata costante che sarà pari alla portata media pesata delle portate richieste secondo il profilo di carico. Noto il profilo operativo di portata in ore/anno ( $ore_{10\%}$ ,  $ore_{20\%}$ , ...,  $ore_{90\%}$ ,  $ore_{100\%}$ ), si calcolano le ore totali di funzionamento ( $ore_{tot}$ ) e la portata media a cui opera la pompa ( $Q_{media}$ ) come:

$$Q_{media} = \frac{Q_n \times ore_{100\%} + 0,9 \times Q_n \times ore_{90\%} + \dots + 0,2 \times Q_n \times ore_{20\%} + 0,1 \times Q_n \times ore_{10\%}}{ore_{tot}} \quad (5.24)$$

A questo punto è possibile calcolare la potenza elettrica che assorbe la pompa che opera alla portata costante  $Q_{media}$ :

$$P_{el} = \frac{\rho \times 9,81 \times Q_{media} \times H(Q_{media}) \times 10^{-3}}{3600 \times \eta(Q_{media}) \times \eta_{mot}} \quad [kW] \quad (5.25)$$

dove la  $Q_{media}$  è la portata in  $m^3/h$ ,  $\rho$  è la densità in  $kg/m^3$ , 9,81 è l'accelerazione di gravità in  $N/kg$ . Per ottenere il consumo elettrico annuo è sufficiente moltiplicare per le ore totali di funzionamento:

$$EN_{att} = P_{el} \times ore_{tot} \quad [kWh/anno] \quad (5.26)$$

Confrontando la potenza meccanica assorbita dalla pompa (ottenuta moltiplicando  $P_{el}$  per il rendimento del motore elettrico) con la potenza nominale del motore, viene ricavata la curva di carico

del motore elettrico che verrà utilizzata per la valutazione dell'intervento di sostituzione del motore stesso.

*Regolazione mediante bypass/ricircolo*

Con questo tipo di regolazione la pompa lavora a portata nominale qualsiasi sia la richiesta dell'utenza, pertanto la potenza elettrica assorbita dalla pompa è costante e pari a:

$$P_{el} = \frac{\rho \times 9,81 \times Q_n \times H_n \times 10^{-3}}{3600 \times \eta_n \times \eta_{mot}} \quad [kW] \quad (5.27)$$

con le stesse unità di misura utilizzate nella 5.25. L'energia elettrica annua assorbita nelle condizioni "attuali" è quindi pari a:

$$EN_{att} = P_{el} \times ore_{tot} \quad [kWh/anno] \quad (5.28)$$

dove  $ore_{tot}$  sono le totali ore annue di funzionamento ottenute come somma di tutte le ore del profilo di carico a portata non nulla. Analogamente a quanto descritto per la regolazione "on-off", anche in questo caso viene ricavata la curva di carico del motore elettrico.

*Regolazione mediante valvola di strozzamento*

Nel caso di regolazione mediante valvola di strozzamento, è la modifica della caratteristica resistente del circuito (aumento delle perdite di carico) che sposta il punto di funzionamento a una portata minore e prevalenza maggiore secondo quanto descritto in figura 5.8(a). La prevalenza fornita dalla pompa in ogni condizione di carico è quella descritta dalla sua curva caratteristica a velocità nominale, il rendimento è quello descritto dalla caratteristica di efficienza a velocità nominale. Pertanto, la potenza elettrica assorbita nella condizione di carico generica  $i$  in cui la pompa eroga portata pari a  $Q=i \cdot Q_n$  è data dalla formula:

$$P_{el,i} = \frac{\rho \times 9,81 \times Q \times H(Q) \times 10^{-3}}{3600 \times \eta(Q) \times \eta_{mot}} \quad [kW] \quad (5.29)$$

dove  $\rho$  è la densità in  $kg/m^3$ , 9,81 è l'accelerazione di gravità in  $N/kg$ ,  $H(Q)$  è la prevalenza relativa alla portata  $Q$  secondo la curva caratteristica in  $m$ ,  $\eta(Q)$  è il rendimento della pompa alla portata  $Q$  secondo la curva caratteristica di rendimento. L'energia elettrica assorbita nella condizione di carico  $i$  è quindi pari a:

$$EN_i = P_{el,i} \times ore_i \quad [kWh/anno] \quad (5.30)$$

In questo modo vengono calcolati i contributi di consumo elettrico relativi alle diverse condizioni operative secondo il profilo di carico: 100%  $Q_n$ , 90%  $Q_n$ , 80%  $Q_n$ , 70%  $Q_n$ , 60%  $Q_n$ , 50%  $Q_n$ , 40%  $Q_n$ , 30%  $Q_n$ , 20%  $Q_n$ , 10%  $Q_n$ . L'energia elettrica annua assorbita nelle condizioni "attuali" risulta pertanto dalla sommatoria:

$$EN_{att} = \sum_{i=0,1}^1 EN_i \quad [kWh/anno] \quad (5.31)$$

Anche in questo caso viene ricavata la curva di carico del motore elettrico, confrontando la potenza meccanica assorbita dalla pompa con la potenza nominale del motore nelle diverse condizioni operative.

Una volta calcolato il consumo elettrico annuo nelle condizioni "ante-intervento" ( $EN_{att}$ ) si procede al calcolo del consumo elettrico che si avrebbe nel caso di regolazione mediante inverter ( $EN_{post}$ ). Secondo quanto descritto al paragrafo 5.3, l'inverter agisce riducendo la velocità di rotazione della pompa che quindi lavora secondo una diversa curva caratteristica: al calare della velocità la curva caratteristica della pompa "trasla" verso il basso, mentre la caratteristica di rendimento si sposta verso sinistra. Riducendo la velocità di rotazione il punto di funzionamento si sposta a portata e prevalenza minori, secondo la relazione descritta dalla curva resistente del circuito che rimane invariata. Grazie alla modifica delle curve caratteristiche della pompa, in prima approssimazione, è possibile pensare di muoversi lungo una curva di iso-rendimento al calare del numero di giri e quindi considerare

l'efficienza della pompa costante pari al valore nominale. Secondo quanto detto, la potenza elettrica assorbita nella condizione di carico generica  $i$  in cui la pompa eroga portata pari a  $Q=i \cdot Q_n$  è data dalla formula:

$$P_{el,i} = \frac{\rho \times 9,81 \times Q \times H_r(Q) \times 10^{-3}}{3600 \times \eta_n \times \eta_{mot} \times \eta_{inverter}} \quad [kW] \quad (5.32)$$

dove  $H_r(Q)$  è la prevalenza relativa alla portata  $Q$  secondo la curva caratteristica del circuito in m,  $\eta_n$  è il rendimento nominale della pompa. Il rendimento dell'inverter ( $\eta_{inverter}$ ) viene calcolato in funzione della potenza nominale dell'inverter (calcolata con la 5.34), secondo l'andamento proposto nell'Allegato alla Scheda tecnica n°32E (vedi tabella 5.3) che è stato implementato con le funzioni riportate nella tabella e grafico seguenti.

Tabella 5.5 - Funzioni adottate per il rendimento del regolatore elettronico di frequenza.

Potenza nominale	Rendimento dell'inverter $\eta_{inverter}[\%]$
< 1 kW	$\eta = 87,5 + 5 \cdot P_n$
1 - 10 kW	$\eta = 92 + 0,5 \cdot P_n$
10 - 50 kW	$\eta = 97$
50 - 100 kW	$\eta = 97,5$
> 100 kW	$\eta = 98$

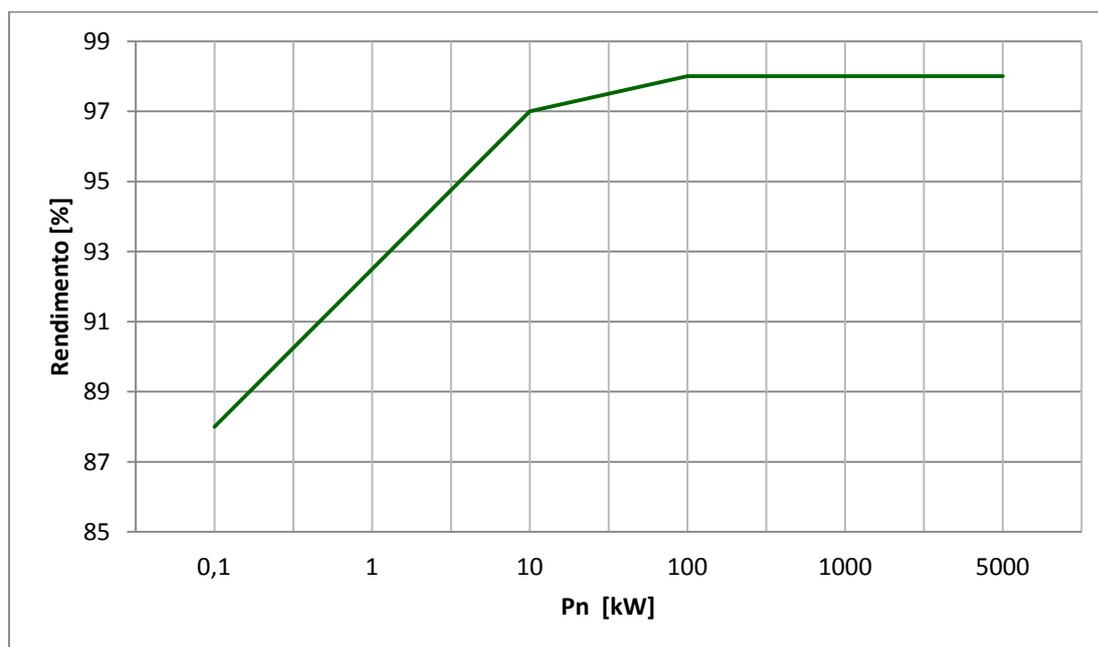


Fig. 5.20 - Rendimento dell'inverter in funzione della potenza nominale.

L'energia elettrica assorbita nella generica condizione di carico  $i$  viene quindi pari a:

$$EN_i = P_{el,i} \times ore_i \quad [kWh/anno] \quad (5.30)$$

In questo modo vengono calcolati i contributi di consumo elettrico relativi alle diverse condizioni operative secondo il profilo di carico: 100%  $Q_n$ , 90%  $Q_n$ , 80%  $Q_n$ , 70%  $Q_n$ , 60%  $Q_n$ , 50%  $Q_n$ , 40%  $Q_n$ , 30%  $Q_n$ , 20%  $Q_n$ , 10%  $Q_n$ . L'energia elettrica annua assorbita nelle condizioni "post-intervento" risulta pertanto dalla sommatoria:

$$EN_{post} = \sum_{i=0,1}^1 EN_i \quad [kWh/anno] \quad (5.31)$$

Il risparmio di energia elettrica annuo conseguibile per ciascuna pompa risulta quindi dalla differenza:

$$RISP_{el} = EN_{att} - EN_{post} \quad [kWh/anno] \quad (5.32)$$

Il risparmio di energia elettrica complessivo ( $RISP_{el-tot}$ ) si ottiene sommando i contributi relativi ad ogni pompa presente per cui effettivamente l'installazione di inverter determina un minor consumo.

#### 5.9.4 Stima dei TEE ottenibili

Come descritto nel paragrafo 5.7, l'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su sistemi di pompaggio è contemplato in due diverse schede tecniche: in particolare la scheda di tipo standardizzato n°9T relativa a inverter di potenza nominale inferiore a 22kW e la scheda di tipo analitico n°16T relativa a dispositivi di taglia superiore o uguale a 22kW. Pertanto anche la stima dei TEE ottenibili all'interno del software viene eseguita distinguendo due diverse modalità a seconda della taglia dell'inverter che si ipotizza di installare. Per valutare in prima approssimazione la taglia del regolatore di frequenza relativo a una certa pompa ( $P_{n-inverter}$ ), si considera la potenza meccanica assorbita dalla pompa a piena portata calcolata come:

$$P_{mecc-100\%} = \frac{\rho \times 9,81 \times Q_n \times H_n \times 10^{-3}}{3600 \times \eta_n} \quad [kW] \quad (5.33)$$

che viene maggiorata del 15% e successivamente approssimata all'intero più vicino:

$$P_{n-inverter} = Int(1,15 \times P_{mecc-100\%}) \quad [kW] \quad (5.34)$$

A questo punto, se la potenza nominale dell'inverter risulta superiore o uguale a 22kW la stima dei TEE ottenibili viene fatta secondo la metodologia indicata nella scheda tecnica analitica n°16T. Il calcolo del Risparmio Netto (RN) secondo la formula 5.15 coincide con il prodotto del risparmio di energia elettrica ( $RISP_{el}$ ) calcolato con la 5.32 per il coefficiente  $0,187 \times 10^{-3}$ . Pertanto il numero di TEE si ottiene come:

$$TEE = RISP_{el} \times 0,187 \times 10^{-3} \times 2,65 \quad [TEE/anno] \quad (5.35)$$

dove 2,65 è il coefficiente  $\tau$  per gli interventi di tipologia IND-E e  $0,187 \times 10^{-3}$  tep/kWh è il coefficiente di conversione da energia elettrica a energia primaria definito dai DD.MM. 20 luglio 2004. Nel caso in cui la potenza nominale dell'inverter risulti inferiore a 22kW, la stima dei TEE ottenibili viene eseguita implementando la metodologia descritta nella scheda tecnica n°9T. In funzione del numero di ore di funzionamento viene determinata la "tipologia di attività" (1 turno, 2 turni, 3 turni, stagionale); grazie all'implementazione della tabella 5.2, dalla tipologia di attività e prevalenza statica della pompa (in percentuale sulla prevalenza nominale) si risale direttamente al Risparmio Specifico Lordo (RSL). Noto che il numero di Unità Fische di Riferimento (UFR) in questo caso è rappresentato da ogni kW di potenza nominale di macchina installata, che il coefficiente  $\tau$  è pari a 2,65 per la categoria di intervento IND-E e che il coefficiente di addizionalità è uguale a 1, il numero di TEE si calcola come:

$$TEE = RSL \times P_n \times 2,65 \quad [TEE/anno] \quad (5.36)$$

Per l'intervento relativo alla singola pompa, si verifica il superamento della dimensione minima fissata pari a 40 TEE nel caso di intervento analitico (taglia inverter superiore a 22kW) e a 20 TEE nel caso di intervento di tipo standard (taglia inverter inferiore a 22 kW). Se tale soglia non è superata, nell'analisi economica non verrà conteggiato il contributo dei TEE.

Una volta calcolato il numero di titoli ottenibili dagli interventi sul singolo gruppo di pompaggio, ne viene eseguita la somma per ottenere il numero di TEE ottenibili dall'intervento complessivo di installazione di inverter su tutte le pompe presenti (escluse quelle per cui l'adozione di inverter non

porta a risparmio energetico). Viene quindi verificato il superamento della dimensione minima per l'intervento complessivo.

### 5.9.5 Analisi economica

L'analisi economica dell'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su un sistema di pompaggio inizia con la stima del costo d'investimento che viene eseguita mediante una funzione che calcola il costo medio di un inverter in funzione della sua potenza nominale. Tale funzione è stata ottenuta interpolando una serie di dati reali di prezzo contenuti in offerte presentate dai costruttori a Studio Bartucci e da cataloghi; la curva così ottenuta è la seguente:

$$I = 514 + 43,54 \times P_{n-inverter}^{1,1} \quad [€] \quad (5.37)$$

dove la potenza nominale dell'inverter (calcolata secondo la 5.34) è misurata in kW. I valori forniti dalla funzione 5.37 concordano con le indicazioni di prezzo riportate nella più recente letteratura in merito (*Energy and Strategy Group*-Politecnico di Milano, 2013).

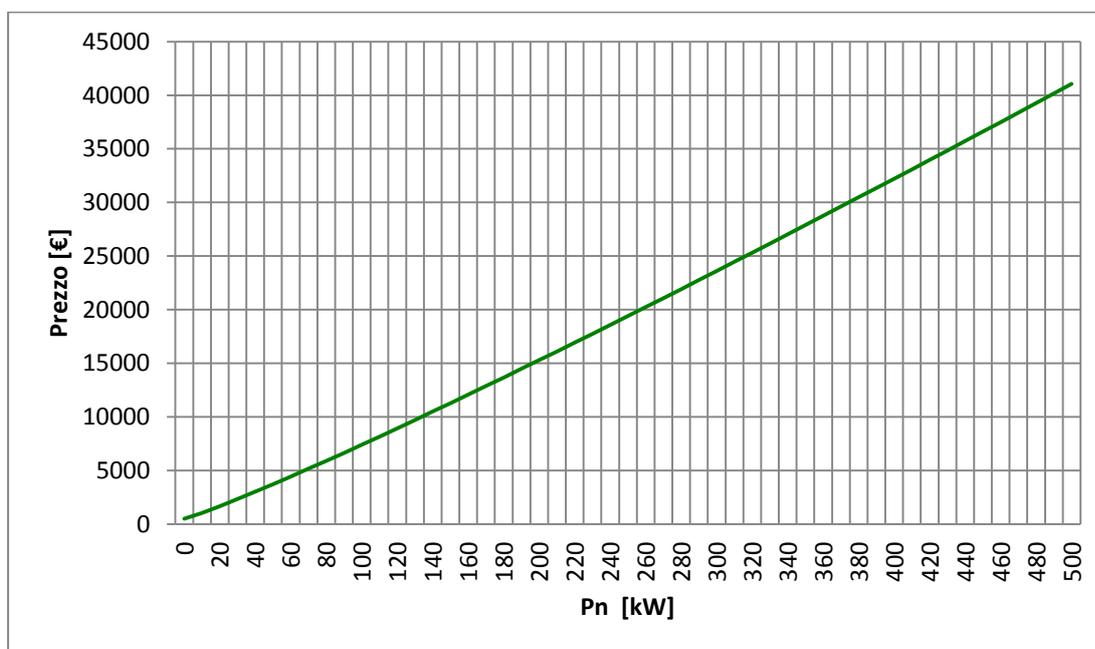


Fig. 5.21 - Curva di prezzo dei regolatori di frequenza.

L'analisi economica relativa all'investimento di installazione di inverter sul singolo motore viene eseguita secondo le modalità descritte al paragrafo 3.3 calcolando Tempo di Pay-Back e VAN adottando una percentuale di share dei risparmi del 50%. Poiché per i regolatori elettronici di velocità i costi di manutenzione sono estremamente limitati (specialmente su un breve arco di tempo come i 5 anni considerati) e tenuto conto del grado di incertezza presente sulla stima del prezzo di acquisto stesso, si è scelto di trascurare questa voce di spesa nell'analisi economica. Pertanto, nel caso in cui l'intervento di sostituzione di un motore superi la dimensione minima di TEE, il flusso di cassa entrante annuo è pari a:

$$E = RISP_{el} \times p_{el} \times 0,5 + TEE \times p_{TEE} \quad [€/anno] \quad (5.38)$$

mentre nel caso in cui la dimensione minima non sia raggiunta è pari a:

$$E = RISP_{el} \times p_{el} \times 0,5 \quad [€/anno] \quad (5.39)$$

dove il risparmio di energia elettrica ( $RISP_{el}$ ) è espresso in kWh, il prezzo dell'energia elettrica ( $p_{el}$ ) è espresso in €/kWh, il valore assunto per i TEE ( $p_{TEE}$ ) è espresso in €/TEE. Si procede quindi al calcolo di Pay-Back (PB) e VAN:

$$PB = \frac{I}{E} \quad [anni] \quad (5.40)$$

$$VAN = I - E \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (5.41)$$

dove  $a$  è il tasso di interesse e 5 sono gli anni di durata del contratto di EPC considerati dal software.

La valutazione economica dell'investimento complessivo di installazione di inverter su tutte le pompe presenti considera l'investimento iniziale ( $I_{tot}$ ), il risparmio di energia elettrica totale  $RISP_{el-tot}$ , il numero di TEE totali ottenibili ( $TEE_{tot}$ ) ottenuti come somma dei contributi delle singole pompe:

$$\begin{aligned} I_{tot} &= \sum I \\ RISP_{el-tot} &= \sum RISP_{el} \\ TEE_{tot} &= \sum TEE \end{aligned} \quad (5.42)$$

Pertanto il flusso di cassa entrante totale ( $E_{tot}$ ), nel caso in cui sia superata la dimensione minima di TEE è pari a :

$$E_{tot} = RISP_{el-tot} \times p_{el} \times 0,5 + TEE_{tot} \times p_{TEE} \quad [€/anno] \quad (5.43)$$

mentre se la dimensione minima non è raggiunta è pari a:

$$E_{tot} = RISP_{el-tot} \times p_{el} \times 0,5 \quad [€/anno] \quad (5.44)$$

Si calcolano quindi i parametri economici dell'investimento complessivo:

$$PB_{tot} = \frac{I_{tot}}{E_{tot}} \quad [anni] \quad (5.45)$$

$$VAN_{tot} = I_{tot} - E_{tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (5.46)$$

$$CEC_{tot} = \frac{I_{tot}}{RISP_{el-tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a}} \quad [€/kWh] \quad (5.47)$$

Viene calcolato il TIR dell'investimento complessivo mediante la funzione iterativa implementata già nel linguaggio Visual Basic, inserendo un flusso di cassa negativo all'anno zero l'investimento  $I_{tot}$  e cinque flussi di cassa annui positivi pari a  $E_{tot}$ . Il calcolo dello "Share ottimo" viene effettuato secondo le modalità descritte al paragrafo 3.3.

## 5.10 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori

### 5.10.1 Dati in input

All'interno del software per l'Audit Energetico, come per le pompe, anche l'inserimento dei dati relativi ai ventilatori presenti avviene in una finestra (Fig. 5.22) che si apre automaticamente quando viene

scelto "ventilatore" come dispositivo azionato da un motore elettrico. Vengono anzitutto richiesti i valori nominali di portata, salto di pressione e rendimento. Viene poi richiesta la densità del fluido trattato a 15° e 1 atm (che è impostata inizialmente sul valore tipico di densità dell'aria in condizioni ambiente di 1,225 kg/m<sup>3</sup>) e la temperatura del fluido (impostata per default a 15°C). Deve essere specificata la tipologia di ventilatore per cui sono previste 4 alternative: centrifugo "a pale avanti", centrifugo "a pale radiali", centrifugo "a pale indietro", assiale. In base al tipo di ventilatore scelto, viene proposto dal software un rendimento tipico di default pari a 65% per quelli a pale avanti, 85% per quelli a pale indietro, 75% per quelli a pale radiali e quelli assiali. Il sistema di regolazione attualmente presente può essere scelto tra: serranda di regolazione, pale statoriche a calettamento variabile all'aspirazione (*Variable Inlet Guide Vanes - VIGVs*), pale a geometria variabile, regolazione mediante bypass, convertitore elettronico di frequenza di alimentazione. Viene poi richiesto il profilo operativo della macchina come numero di ore annue ai diversi livelli di portata.

**Caratteristiche del Ventilatore**

Salto di pressione nominale [Pa]

Portata [mc/s]

Rendimento nominale [%]

Densità gas a 15°C e 1 atm [kg/mc]

Temperatura gas [°C]

Tipologia di ventilatore

Meccanismo di regolazione attuale

Curva di carico in portata:

ore/anno al 100%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 90%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 80%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 70%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 60%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 50%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 40%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 30%	<input type="text" value="0"/>
ore/anno al 20%	<input type="text" value="0"/>

Fig. 5.22 - Finestra di input dei dati relativi ai ventilatori.

### 5.10.2 Dati in output

Come per le altre tecnologie considerate, il software esegue una valutazione sia dell'intervento di installazione di inverter sul singolo ventilatore che dell'intervento globale su tutti i ventilatori presenti (escludendo quelli per cui l'installazione di un regolatore di frequenza non porterebbe risparmio energetico). Per il singolo dispositivo vengono calcolati l'investimento necessario, la taglia del convertitore di frequenza, il risparmio di energia annuo conseguibile, il numero di TEE ottenibili, il tempo di *Pay-Back* e il VAN dell'investimento. Per l'intervento complessivo su tutti i ventilatori

vengono restituiti in output: il numero di dispositivi installati, risparmio di energia elettrica annuo conseguibile, numero di TEE ottenibili, tipologia di intervento per la pratica di riconoscimento dei TEE, Tempo di Pay Back, VAN e TIR dell'investimento calcolati su 5 anni e considerando uno share dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%, CEC dell'intervento considerando l'intero risparmio energetico. Inoltre, viene fornito il valore del parametro "share ottimo" così come definito al paragrafo 3.3.

**BARTUCCI** Proposta di intervento: Installazione regolatori di frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori

Data: 04/03/2014  
Cliente: test

**INTERVENTO COMPLESSIVO**

9	Numero dispositivi	3
10	Investimento (K)	2044,1
11	Risparmio in elettrica (kWh/anno)	50623,85
12	TEE/anno	25,09
13	tipo TEE	tipo I
14	Superata la soglia minima di TEE?	
15	Tipologia intervento	analitico (scheda 324)
16	FB [anni]	2,14
17	VAN (K)	7717,81
18	TIR	61,6222%
19	CEC (K/kWh)	0,03
20	Share dei risparmi per avere un FB di anni 2,00	29,08%

**DETTAGLI PER "GRUPPO DI MOTORE-VENTILATORE USUALE"**

Dispositivi in considerazione: 483 dispositivi di fornitura di motorio alimentati nei singoli gruppi di motorioventilatori eguali (Pay Back e VAN sono calcolati con uno share di risparmio del 50%)

ID	Se convertito (sì/no)	n° dispositivi	Investimento (K)	Risparmio elettrico (kWh/anno)	TEE/anno	FB [anni]	VAN (K)
1	19	3	1624,50	40762,17	20,20	0,80	6960,97
2	3	3	659,79	2919,21	1,94	1,21	315,69
3	3	1	659,79	999,97	1,94	2,22	991,15

Legenda:  
 B-10 Valutazione ottima  
 B-6 Valutazione buona  
 H-6 Valutazione discreta  
 H-4 Valutazione bassa  
 H-2 Valutazione pessima

Fig. 5.23 - Esempio di foglio di output relativo all'intervento di installazione di inverter su motori elettrici azionanti ventilatori.

### 5.10.3 Calcolo del risparmio di energia elettrica

Il modulo del programma relativo all'analisi dell'intervento di installazione di inverter su motori elettrici azionanti ventilatori, inizia estraendo dal file "audit" tutte le grandezze prese in input relative ai ventilatori presenti e ai motori ad essi accoppiati. Mediante un ciclo iterativo vengono analizzati singolarmente gli interventi di installazione di inverter su ogni singolo ventilatore; successivamente viene analizzato l'intervento globale su tutte le macchine presenti. Come prima cosa viene calcolato il rendimento del motore elettrico ( $\eta_{mot}$ ) secondo le stesse modalità descritte al paragrafo 4.3.3. Si procede quindi alla stima del risparmio annuo di energia elettrica ottenibile con l'installazione di inverter in base al sistema di regolazione attualmente presente che può essere: mediante serranda, mediante VIGVs, con pale a geometria variabile, con bypass, con inverter. Le curve caratteristiche (pressione-portata) dei ventilatori presentano andamenti molto diversi tra le diverse tipologie di macchine con la presenza di una zona instabile la cui ampiezza è difficilmente prevedibile a priori. A ciò si aggiunge il fatto che, talvolta, tali curve possono presentare andamenti difficilmente riproducibili con funzioni analitiche semplici. Per questi motivi risulta estremamente difficile adottare delle forme "tipiche" di curva caratteristica che permettano di calcolare analiticamente l'assorbimento energetico nelle diverse condizioni di carico in base al tipo di regolazione, così come è stato fatto per le pompe. Per fare ciò sarebbe necessario disporre della curva caratteristica specifica della macchina fornita dal costruttore. Per questi motivi, il calcolo del risparmio di energia elettrica conseguibile con l'installazione di inverter viene eseguito secondo la metodologia "semi-empirica" proposta da ABB e implementata nel software "FanSave" costruito dalla stessa ABB e disponibile in rete. Si calcola anzitutto la potenza elettrica assorbita in condizioni di pieno carico ( $P_{el-100\%}$ ):

$$P_{el-100\%} = \frac{\rho(T)/\rho_0 \times Q_n \times \Delta P_n \times 10^{-3}}{\eta \times \eta_{mot}} \quad [kW] \quad (5.48)$$

dove  $Q_n$  è la portata nominale in  $m^3/s$ ,  $\Delta P_n$  è il salto di pressione in Pa,  $\eta$  è il rendimento del ventilatore,  $\eta_{mot}$  è il rendimento del motore elettrico,  $\rho_0$  è la densità dell'aria a 15°C e 1 atm in  $kg/m^3$ . La densità del fluido alla temperatura operativa  $\rho(T)$  viene calcolata in ipotesi di gas ideale come:

$$\rho(T) = \rho_0 \times T/T_0 \quad [kg/m^3] \quad (5.49)$$

dove  $T$  è la temperatura operativa del fluido in K,  $T_0$  è pari alla temperatura di riferimento di 288,15 K. La metodologia proposta da ABB prevede anche una correzione della densità in base al salto di pressione imposto dal ventilatore mediante un fattore correttivo  $K_p$  calcolato come:

$$K_p = 1 - \frac{0,0035 \times \Delta P \times \eta}{P_{atm}} \quad (5.50)$$

Poiché nelle normali condizioni operative il valore  $K_p$  assume valori molto prossimi a 1 e visto il grado di approssimazione delle valutazioni che vengono qui eseguite, si è scelto di trascurare tale fattore correttivo. Nota la potenza elettrica assorbita a pieno carico ( $P_{el-100\%}$ ), la potenza elettrica assorbita in una generica condizione di portata parziale pari a una frazione  $i$  della portata nominale si calcola come:

$$P_{el-i} = K_{r,i} \times P_{el-100\%} \quad [kW] \quad (5.51)$$

Il coefficiente  $K_{r,i}$  è il coefficiente di riduzione della potenza per la portata  $Q=i \times Q_n$  estrapolato dalla tabella 5.6 in base alla tipologia di ventilatore e di regolazione. Tali coefficienti di riduzione della potenza sono stati ottenuti sperimentalmente da ABB e descrivono le curve di potenza "tipiche" che si riscontrano per i diversi sistemi di regolazione del carico.

Tabella 5.6 - Coefficienti di riduzione della potenza per i diversi sistemi di regolazione e tipi di ventilatori considerati (ABB, 2012).

i=Q/Qn	Variable Speed	serranda all'uscita				VIGV	Pale a geometria variabile	bypass
		centrifughi			assiali			
		pale avanti	pale indietro	pale radiali				
1	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
0,9	0,740	0,840	0,960	0,960	1,140	0,763	0,710	1,000
0,8	0,515	0,715	0,910	0,910	1,170	0,636	0,508	1,000
0,7	0,370	0,615	0,855	0,855	1,125	0,559	0,356	1,000
0,6	0,240	0,525	0,790	0,790	0,958	0,483	0,246	1,000
0,5	0,155	0,450	0,723	0,723	1,000	0,436	0,169	1,000
0,4	0,095	0,395	0,655	0,655	1,125	0,394	0,127	1,000
0,3	0,055	0,380	0,570	0,570	1,150	0,360	0,085	1,000
0,2	0,035	0,380	0,490	0,490	1,154	0,339	0,059	1,000

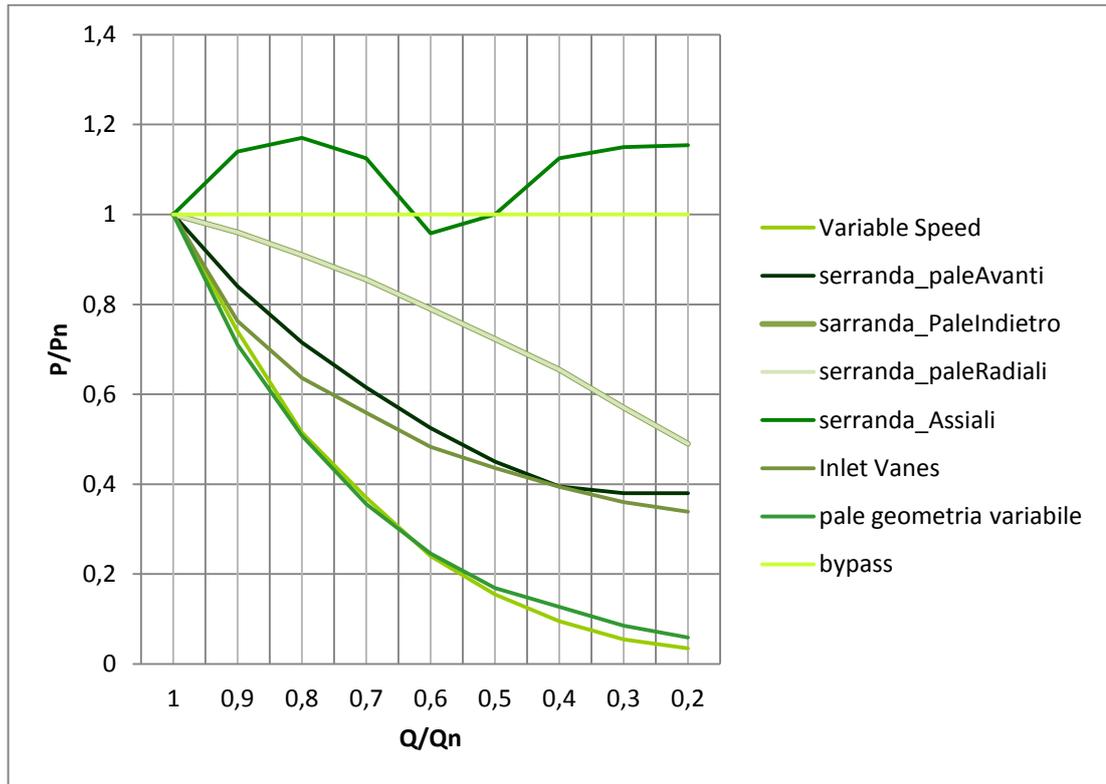


Fig. 5.24 - Curve di potenza utilizzate per i ventilatori.

Nel caso di regolazione a velocità variabile (inverter) si tiene conto anche del rendimento del convertitore di frequenza ( $\eta_{inverter}$ ) calcolato secondo la tabella 5.5 in funzione della potenza nominale dell'inverter. Pertanto la potenza elettrica assorbita a pieno carico con inverter sarà:

$$P_{el-100\%} = \frac{\rho(T)/\rho_0 \times Q_n \times \Delta P_n \times 10^{-3}}{\eta \times \eta_{mot} \times \eta_{inverter}} \quad [kW] \quad (5.52)$$

La potenza nominale dell'inverter viene stimata, analogamente a quanto fatto per le pompe, maggiorando del 15% la potenza meccanica assorbita dal ventilatore a piena portata e approssimando all'intero più vicino:

$$P_{mecc-100\%} = \frac{\rho(T)/\rho_0 \times Q_n \times \Delta P_n \times 10^{-3}}{\eta} \quad [kW] \quad (5.53)$$

$$P_{n-inverter} = Int(1,15 \times P_{mecc-100\%}) \quad [kW] \quad (5.54)$$

Noto il profilo operativo della macchina, l'energia elettrica annua assorbita nella condizione di carico  $i$  è quindi pari a:

$$EN_i = P_{el,i} \times ore_i \quad [kWh/anno] \quad (5.53)$$

Sommano i contributi relativi a ciascuna condizione di carico, si ottiene il consumo elettrico annuo della macchina:

$$EN = \sum_{i=0,1}^1 EN_i \quad [kWh/anno] \quad (5.54)$$

Con le modalità appena descritte è possibile calcolare il consumo elettrico annuo con l'attuale sistema di regolazione ( $EN_{att}$ ) e il consumo elettrico annuo con regolazione mediante inverter ( $EN_{post}$ ); la differenza tra questi due valori fornisce il risparmio elettrico annuo ottenibile:

$$RISP_{el} = EN_{att} - EN_{post} \quad [kWh/anno] \quad (5.55)$$

Il risparmio di energia elettrica complessivo ( $RISP_{el-tot}$ ) si ottiene sommando i contributi relativi ad ogni ventilatore per cui l'installazione di inverter determina un minor consumo elettrico.

#### 5.10.4 Stima dei TEE ottenibili

Come descritto al paragrafo 5.8, l'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza in motori elettrici operanti su ventilatori è contemplato nella scheda tecnica n°32E di tipo analitico. In accordo con la metodologia descritta dalla scheda, il numero di TEE annui ottenibili si ottiene come:

$$TEE = RISP_{el} \times 0,187 \times 10^{-3} \times 2,65 \quad [TEE/anno] \quad (5.56)$$

dove  $0,187 \times 10^{-3}$  è il coefficiente di conversione da energia elettrica a energia primaria (tep/kWh) definito dai DD.MM. 20 luglio 2004 e 2,65 è il coefficiente  $\tau$  per la categoria di intervento IND-E. Se il numero di titoli è inferiore alla dimensione minima di 40, nell'analisi economica non verrà conteggiato il contributo dei TEE. Una volta calcolato il numero di titoli ottenibili dagli interventi sul singolo ventilatore, ne viene eseguita la somma per ottenere il numero di TEE ottenibili dall'intervento complessivo di installazione di inverter su tutte le macchine presenti (escluse quelle per cui l'adozione di inverter non porta a risparmio energetico). Viene quindi verificato il superamento della dimensione minima per l'intervento complessivo.

#### 5.10.5 Analisi economica

L'analisi economica dell'intervento di installazione di regolatori elettronici di frequenza su motori accoppiati a ventilatori viene eseguita secondo le stesse modalità adottate per le pompe e descritte al paragrafo 5.9.5. Il costo dell'inverter viene stimato in funzione della sua potenza nominale (calcolata con la 5.54) con la medesima curva di prezzo adottata per le pompe (formula 5.37). Anche in questo caso, per l'intervento singolo vengono calcolati solo tempo di Pay-Back e VAN, mentre per l'intervento complessivo di installazione su tutti i ventilatori presenti vengono calcolati anche Tasso Interno di Redditività (TIR) e Costo del kWh risparmiato (CEC).

### 5.11 Un caso reale di installazione su pompe

#### 5.11.1 Descrizione dell'intervento

Come caso di studio in merito all'intervento di installazione di inverter su sistemi di pompaggio è stata considerata una pompa di grossa taglia le cui caratteristiche tecniche sono riassunte in tabella 5.7.

Tabella 5.7 - Caratteristiche della pompa considerata.

Motore elettrico	
Pn [kW]	250
numero di poli - velocità	4 poli - 1500 rpm
classe di efficienza	IE2
Pompa	
Portata nominale [m <sup>3</sup> /h]	1260
Prevalenza nominale [m]	50
Prevalenza statica [m]	10
Rendimento nominale	80%
Tipo di curva caratteristica	"piatta"
Sistema di regolazione	valvola di strozzamento

Per la pompa in oggetto si è considerata una classica regolazione tramite valvola di strozzamento e un profilo operativo tipico come quello riportato in Figura 5.25.

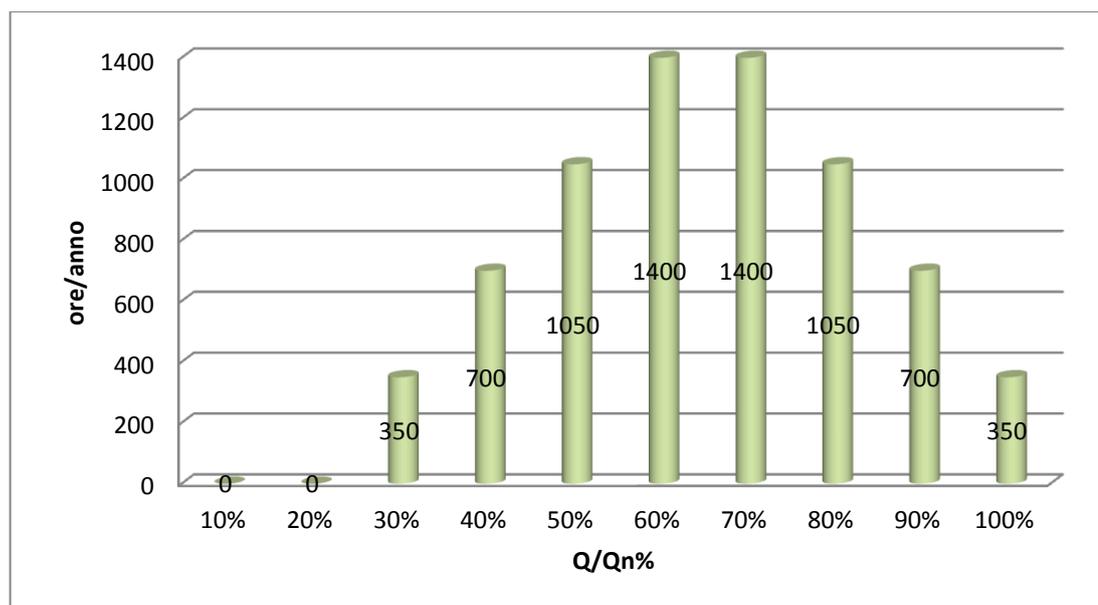


Fig. 5.25 - Profilo di carico della pompa considerata

#### 5.11.2 Risultati dell'analisi eseguita mediante il software "PumpSave"

Al fine di valutare la bontà dei risultati forniti dal software per l'audit energetico, è stata condotta un'analisi del caso appena descritto mediante il software "PumpSave" di ABB: applicazione liberamente disponibile sulla rete e utilizzata dal costruttore ABB per valutare la convenienza dell'installazione di controlli ad inverter su sistemi di pompaggio. I risultati così ottenuti per il caso considerato sono riassunti nella tabella seguente. Le modalità di calcolo dei risparmi utilizzate da Pumpsave non sono note in dettaglio ma vale la pena sottolineare il fatto che non tiene conto della presenza dell'incentivazione tramite TEE e che nella valutazione economica conteggia gli interi

risparmi energetici, nell'ipotesi classica in cui il soggetto che gode del risparmio è lo stesso che si fa carico dell'investimento. Come prezzo dell'energia elettrica si è considerato un valore di 0,10 €/kWh.

Tabella 5.8 - Risultati dell'analisi condotta mediante software "PumpSave".

Investimento [€]	14.552
Risparmio en elettrica [kWh/anno]	538.000
Risparmio %	44%
PB [anni]	0,3

### 5.11.3 Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico

Inserendo nel software per l'audit energetico le caratteristiche e i dati di funzionamento della pompa considerata, si sono ottenuti i risultati riportati nella tabella 5.9 per la proposta di intervento "Installazione di regolatori di frequenza su motori elettrici azionanti pompe". Si sono considerati un prezzo dell'energia elettrica di 0,10 €/kWh e un valore dei Certificati Bianchi di 0,90 €/tep.

Tabella 5.9 - Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico.

Numero dispositivi	1
Taglia inverter stimata [kW]	247
Investimento [€]	19.171,6
Risparmio en elettrica [kWh/anno]	550.721,85
TEE/anno	272,91
tipo TEE	tipo I
Superata la soglia minima di TEE?	si
Tipologia intervento	Analitico (scheda n.16)
PB [anni] (con share 50%)	0,37
VAN [€] (con share 50%)	200.284,21
TIR (con share 50%)	271,36%
CEC [€/kWh]	0,008264
Share dei risparmi per avere un PB di 2 anni	-27,19%

Come già descritto in precedenza, il software effettua l'analisi economica ipotizzando una durata del contratto di EPC di 5 anni e una percentuale di *share* dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%. E' stata eseguita anche una simulazione impostando un valore nullo dei TEE in modo da indagare la sostenibilità dell'investimento nel caso di assenza di incentivazioni. I risultati ottenuti con queste ipotesi sono riassunti nella tabella seguente.

Tabella 5.10 - Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico, ipotizzando assenza di incentivazione mediante TEE.

PB [anni] (con share 50%)	0,70
VAN [€] (con share 50%)	96.820,47
TIR (con share 50%)	141,89%
CEC [€/kWh]	0,008264
Share dei risparmi per avere un PB di 2 anni	17,41%

#### 5.12.4 Osservazioni

Dai risultati ottenuti si evince innanzitutto come l'investimento di installazione di inverter su motori elettrici azionanti pompe presenti tempi di *Pay-Back* decisamente ridotti. Con una percentuale di share dei risparmi tra ESCo e cliente del 50% il PB risulta ben inferiore a 1 anno, addirittura ipotizzando assenza di incentivazione mediante TEE. Pertanto, sarebbe possibile pensare a un contratto EPC di durata inferiore ai 5 anni o che adotti percentuali di share minori del 50%. Va sottolineato che il risparmio energetico ottenibile mediante inverter aumenta al crescere della potenza della pompa e della variabilità del profilo di carico, e in questo senso il caso considerato è decisamente vantaggioso. Al contrario, il risparmio energetico cala al crescere del rendimento del motore elettrico; pertanto l'ipotesi di un motore di classe di efficienza IE2 è cautelativa rispetto alla "media" dei motori elettrici che attualmente si trovano negli stabilimenti industriali italiani. Confrontando i risultati ottenuti con il software per l'audit energetico con quelli forniti dal software PumpSave si osserva che:

- Il risparmio annuo di energia elettrica è molto vicino a quello stimato da PumpSave, con uno scarto del 3,3%.
- Il *Pay-Back* (PB) stimato dal software (0,37 anni) risulta leggermente superiore a quello fornito da PumpSave (0,3 anni). La differenza è comunque limitata grazie al fatto che la condivisione dei risparmi al 50% tra ESCo e cliente viene parzialmente bilanciata dal contributo economico dei TEE.

Nel caso analizzato, la grossa taglia della pompa e il profilo di carico molto variabile fanno sì che già con l'installazione di un solo inverter sia possibile superare ampiamente la dimensione minima necessaria per l'ottenimento di Certificati Bianchi (fissata a 40 TEE per gli interventi a consuntivo). Questo permette di ottenere degli indicatori economici dell'investimento decisamente ottimi: PB inferiori a 1 anno, TIR molto più alti del tasso di interesse considerato, CEC molto minori del prezzo dell'energia. Nel caso di macchine di taglia ridotta, è possibile che con l'installazione di inverter su una sola pompa non venga raggiunta la dimensione minima (che per potenze nominali inferiori a 22 kW si riduce a 20 TEE previsti per intervento di tipo standardizzato) ottenendo valori di PB leggermente più alti anche se non oltre la soglia di accettabilità di 2-3 anni. Va anche sottolineato che l'intervento di installazione di inverter su motori elettrici, visto la limitata spesa iniziale, si presta alla realizzazione mediante contratti EPC unicamente nel caso di macchine di grossa taglia o di un elevato numero di dispositivi. L'installazione di poche unità di piccola taglia rappresenta infatti un ottimo investimento che, in ambito industriale, può essere facilmente realizzato dalla stessa azienda. In considerazione di quanto sopra esposto, è possibile affermare che il software per l'audit energetico fornisce risultati in accordo con quelli del software PumpSave e comunque in linea con le indicazioni presenti in letteratura sull'attuale fattibilità economica dell'installazione di inverter su sistemi di pompaggio. Emerge una situazione in cui l'adozione di regolatori di frequenza su motori elettrici azionanti pompe rappresenta in generale un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo e rapido, e che in molti casi è sostenibile anche in assenza di incentivazione mediante TEE.

## 5.12 Un caso reale di installazione su ventilatori

### 5.12.1 Descrizione dell'intervento

Come caso di studio in merito all'intervento di installazione di inverter su ventilatori è stato considerato quello di un ventilatore centrifugo di grossa taglia destinato all'aspirazione di trucioli in una segheria che funziona a velocità fissa con portata parzializzata sempre al 60% mediante una serranda di regolazione. L'impianto ha un funzionamento di 5000 ore l'anno. Le caratteristiche tecniche e operative del ventilatore sono riassunte di seguito.

Tabella 5.11 - Caratteristiche del ventilatore considerato.

Motore elettrico	
Pn [kW]	200
numero di poli - velocità	4 poli - 1500 rpm
classe di efficienza	IE3
Ventilatore	
Portata nominale [m <sup>3</sup> /s]	560
Salto di pressione nominale [Pa]	182
Tipo di macchina	centrifugo a pale radiali
Rendimento nominale	75%
Sistema di regolazione	Serranda

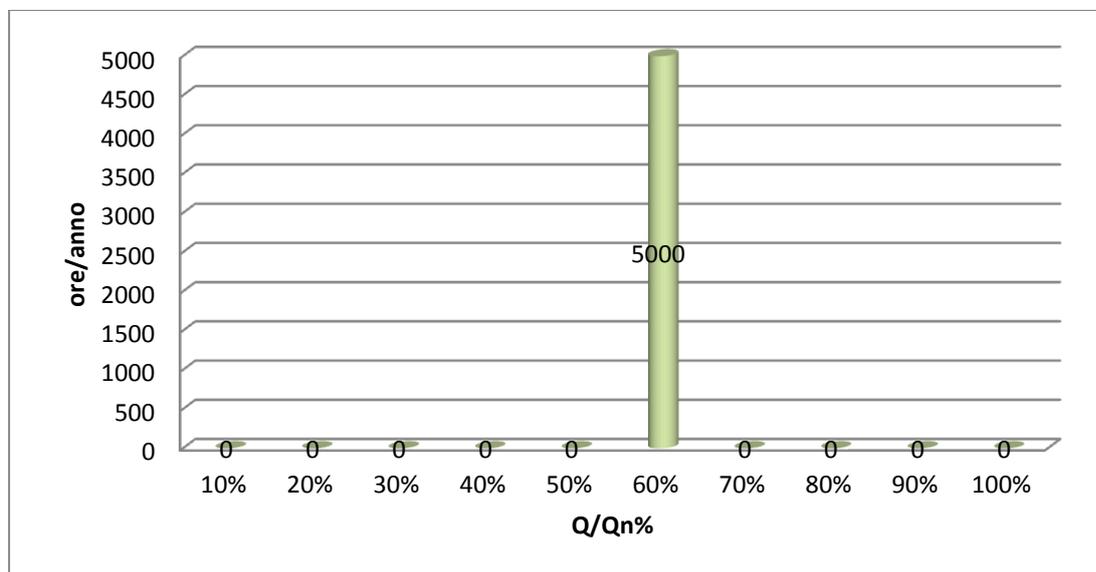


Fig. 5.26 - Profilo di carico del ventilatore considerato.

### 5.12.2 Risultati dell'analisi eseguita mediante il software "FanSave" e risultati reali dell'intervento

Effettuando l'analisi del caso appena descritto mediante il software "FanSave" costruito e utilizzato da ABB al fine di valutare la convenienza dell'installazione di inverter su ventilatore (liberamente

disponibile in rete), si sono ottenuti i risultati riassunti nella tabella 5.12. Va sottolineato che il programma "FanSave" non tiene conto dell'incentivazione tramite TEE e esegue la valutazione economica conteggiando gli interi risparmi energetici, nell'ipotesi classica in cui il soggetto che gode del risparmio è lo stesso che si fa carico dell'investimento. Come prezzo dell'energia elettrica si è considerato 0,10 €/kWh.

Tabella 5.12 - Risultati dell'analisi condotta mediante software "FanSave"

Investimento [€]	10.000
Risparmio in elettrica [kWh/anno]	384.000
Risparmio %	68,7%
PB [anni]	0,2

Per il caso analizzato è disponibile anche l'effettivo risparmio che è stato conseguito effettivamente nell'anno successivo all'installazione dell'inverter che si è attestato su un valore di 393 MWh/anno che è pari al 76% del consumo annuo ante-intervento. Da notare che il grado di parzializzazione realmente applicato è stato del 55%.

#### 5.12.4 Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico

Inserendo nel software per l'Audit Energetico le caratteristiche e i dati di funzionamento del ventilatore considerato si sono ottenuti i risultati riportati nella tabella 5.13 per la proposta di intervento "Installazione di regolatori di frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori". Si sono considerati un prezzo dell'energia elettrica di di 0,10 €/kWh e un valore dei Certificati Bianchi di 0,90 €/tep. Come già descritto in precedenza, il software effettua l'analisi economica ipotizzando una durata del contratto di EPC di 5 anni e una percentuale di *share* dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%. E' stata eseguita anche una simulazione impostando un valore nullo dei TEE in modo da indagare la sostenibilità dell'investimento nel caso di assenza di incentivazioni. I risultati ottenuti con queste ipotesi sono riassunti nella tabella seguente.

Tabella 5.13 - Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico.

Numero dispositivi	1
Taglia inverter stimata [kW]	156
Investimento [€]	8937,7
Risparmio in elettrica [kWh/anno]	385.722,7
TEE/anno	191,14
tipo TEE	tipo I
Superata la soglia minima di TEE?	si
Tipologia intervento	Analitico (scheda n.32E)
PB [anni] (con share 50%)	0,32
VAN [€] (con share 50%)	141.937,22
TIR (con share 50%)	309,79%
CEC [€/kWh]	0,00724
Share per avere un PB di 2 anni	-29,34%

Tabella 5.14 - Risultati dell'analisi condotta mediante il software per l'audit energetico, ipotizzando assenza di incentivazione mediante TEE.

PB [anni] (con share 50%)	0,61
VAN [€] (con share 50%)	69.471,75
TIR (con share 50%)	162,56%
CEC [€/kWh]	0,00724
Share dei risparmi per avere un PB di 2 anni	15,26%

### 5.13.5 Osservazioni

Dall'analisi effettuata si osserva anzitutto come l'investimento di installazione di inverter su motori azionanti ventilatori presenti tempi di Pay-Back decisamente ridotti. Nell'ipotesi di trattenimento del 50% dei risparmi da parte della ESCo il PB risulta ben inferiore a 1 anno, addirittura trascurando il contributo dei TEE. Sarebbe pertanto possibile pensare a un contratto EPC di durata inferiore ai 5 anni o che contempli percentuali di share minori del 50%. Il risparmio energetico ottenibile con l'installazione di inverter aumenta al crescere della potenza del ventilatore e del grado di parzializzazione della portata a cui viene esercito, in questo senso il caso considerato è decisamente favorevole. A favore della vantaggiosità dell'intervento considerato va anche la presenza di regolazione tramite serranda nella situazione "ex-ante" che è uno tra i peggiori metodi di parzializzazione dal punto di vista energetico nonostante esso sia largamente diffuso nella "pratica corrente". La presenza di un motore elettrico di classe IE3 rappresenta invece una condizione decisamente cautelativa per quanto riguarda il risparmio ottenibile (che cala all'aumentare del rendimento del motore elettrico) in quanto decisamente migliore rispetto alla attuale "media di mercato" dei motori presenti presso gli stabilimenti industriali. Confrontando i risultati ottenuti con il software per l'Audit Energetico con quelli forniti dal software FanSave e con i risultati reali si osserva che:

- Il risparmio di energia elettrica è molto vicino a quello stimato da FanSave (scarto del -0,4%) e addirittura si avvicina di più al risparmio reale che si è verificato. La stima del risparmio è comunque cautelativa rispetto al risparmio reale e presenta uno scarto contenuto (+1,8%). Gran parte dell'errore è dovuta al fatto che il grado di parzializzazione realmente adottato è del 55% mentre nel software è stato considerato pari al 60%, in quanto l'inserimento della curva di carico avviene con un grado di dettaglio del 10% (vedi Fig. 5.22).
- Il Pay-Back stimato dal software (0,32 anni) risulta poco superiore a quello fornito da FanSave (0,2) nonostante le diverse ipotesi utilizzate nella valutazione economica. Infatti l'effetto del contributo positivo dovuto ai TEE viene bilanciato dalla divisione al 50% dei risparmi tra ESCo e cliente.

Nel caso considerato, la grossa taglia del ventilatore e l'elevato numero di ore di funzionamento annue fanno sì che venga ampiamente superata la dimensione minima necessaria all'ottenimento dei TEE fissata a 40 per gli interventi di tipo analitico. Questo permette di ottenere indicatori economici dell'investimento decisamente ottimi: PB inferiori a 1 anno, TIR molto più alti del tasso di interesse considerato, CEC molto minori del prezzo dell'energia. Nel caso si tratti di ventilatori di taglia più ridotta e con un profilo operativo meno favorevole (livelli di carico più vicini a quello nominale e minori ore di funzionamento annue) il risparmio elettrico sarà minore sia in percentuale che in valore assoluto, con la possibilità di non raggiungimento della dimensione minima per l'ottenimento di TEE. Anche in queste ipotesi più sfavorevoli, si ottengono generalmente valori di PB comunque accettabili grazie soprattutto al ridotto costo di investimento che comporta l'installazione di inverter. Va sottolineato che, visto il contenuto costo di acquisto e installazione, l'installazione di inverter di piccola taglia si presta alla realizzazione mediante EPC solamente nel caso di un numero elevato di apparecchi. Alla luce di quanto esposto, è possibile affermare che il software per l'Audit Energetico fornisce risultati affidabili vicini ai risultati reali e in accordo con quelli del software FanSave. Dal

punto di vista della bontà economica dell'investimento, i risultati del software sono in linea con le indicazioni presenti in letteratura: in generale, l'adozione di regolatori di frequenza su motori elettrici azionanti ventilatori rappresenta un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo e rapido, e che in molti casi è sostenibile anche in assenza di incentivazione mediante TEE.

### 5.13 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico

Al fine di valutare in linea generale la sostenibilità economica degli interventi di installazione di regolatori elettronici di frequenza su motori elettrici azionanti pompe e ventilatori si è analizzato, mediante il modello implementato nel software, un caso significativo nell'ottica di realizzazione da parte di una ESCo. Poiché l'installazione di inverter su pompe e ventilatori porta a risparmi energetici percentuali analoghi a parità di taglia e profilo operativo, le seguenti considerazioni ricavate in merito a un sistema di pompaggio valgono ugualmente per l'installazione su ventilatori. Ponendosi in condizioni "medie" rispetto all'attuale panorama industriale italiano, si sono considerate 10 pompe regolate mediante valvola di strozzamento ed azionate da motori elettrici di classe di efficienza IE1. Si è ipotizzato cautelativamente un rendimento delle pompe pari al 75% e una curva caratteristica "piatta" (vedi paragrafo 5.9.3). Si è adottato un profilo operativo tipico come quello descritto in figura 5.27.

Tabella 5.15 - Caratteristiche del sistema di pompaggio considerato.

Numero pompe	10
Metodo di regolazione	Valvola di strozzamento
Rendimento pompe	75%
% prevalenza statica sulla totale	25%
Classe di efficienza motori elettrici	IE1
Velocità nominale motori elettrici	1500 rpm - 4 poli

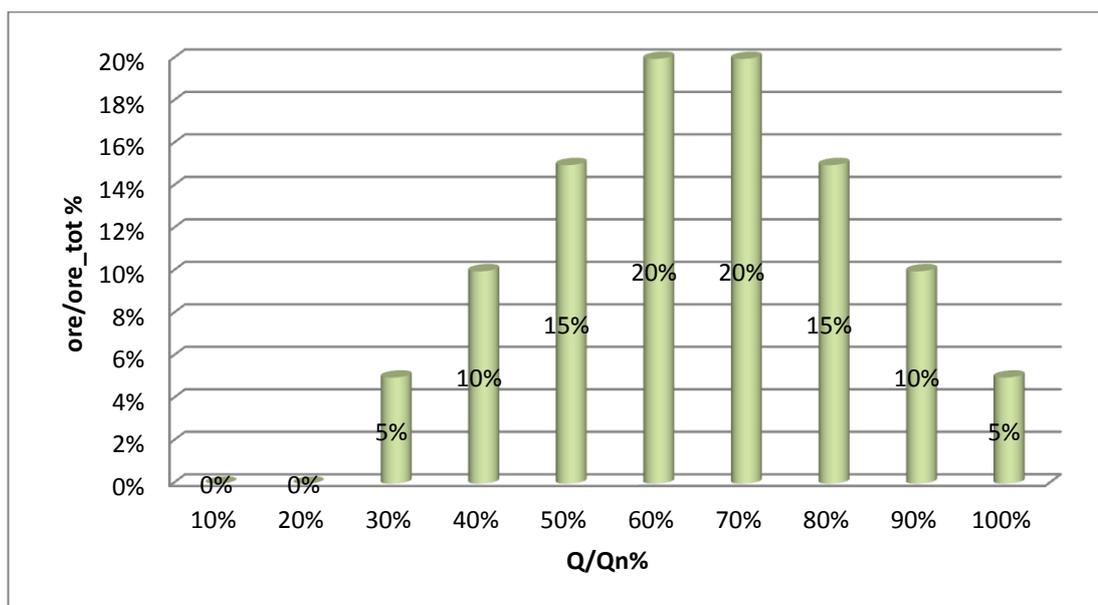


Fig. 5.27 - Profilo operativo considerato.

Per l'intervento sopra descritto sono state realizzate numerose simulazioni mediante il modello implementato nel software per l'audit energetico evidenziando l'impatto della variazione di due parametri significativi quali la taglia dell'inverter (e quindi delle pompe) e il numero di ore di funzionamento annuo. Come indice rappresentativo della fattibilità economica dell'investimento da parte di una ESCo mediante EPC è stato considerato il Pay-Back calcolato in ipotesi di share dei risparmi al 50% (PB). Come parametro di valutazione della convenienza economica dell'intervento realizzato dalla stessa azienda mediante investimento diretto è stato adottato il Costo del kWh conservato (CEC). I risultati ottenuti sono riassunti nei due grafici seguenti.

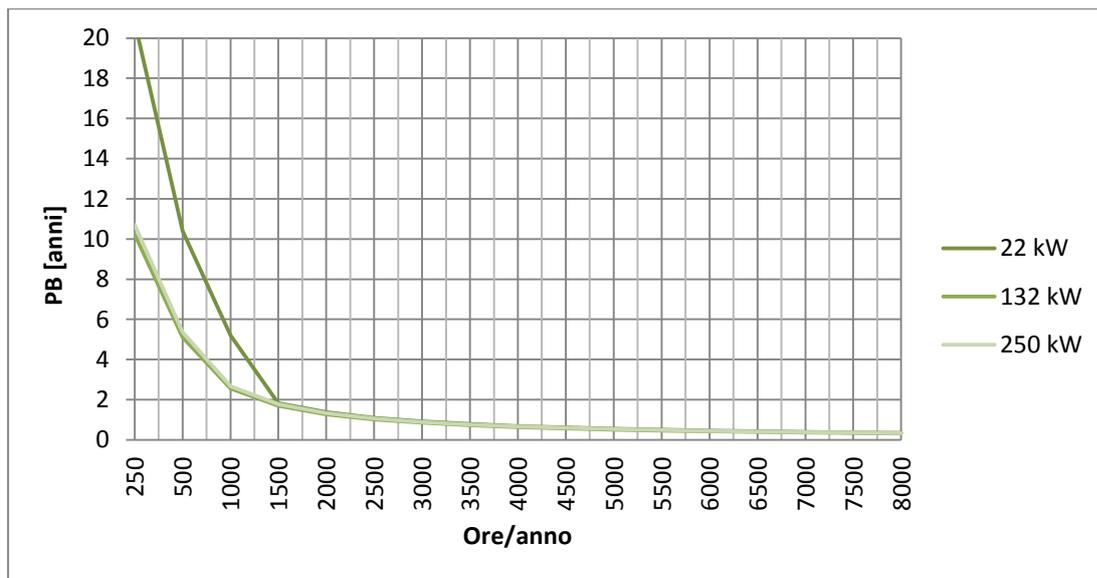


Fig. 5.28 - Pay-Back dell'investimento realizzato mediante contratto EPC con share al 50%, al variare della taglia degli inverter installati e del numero di ore di funzionamento.

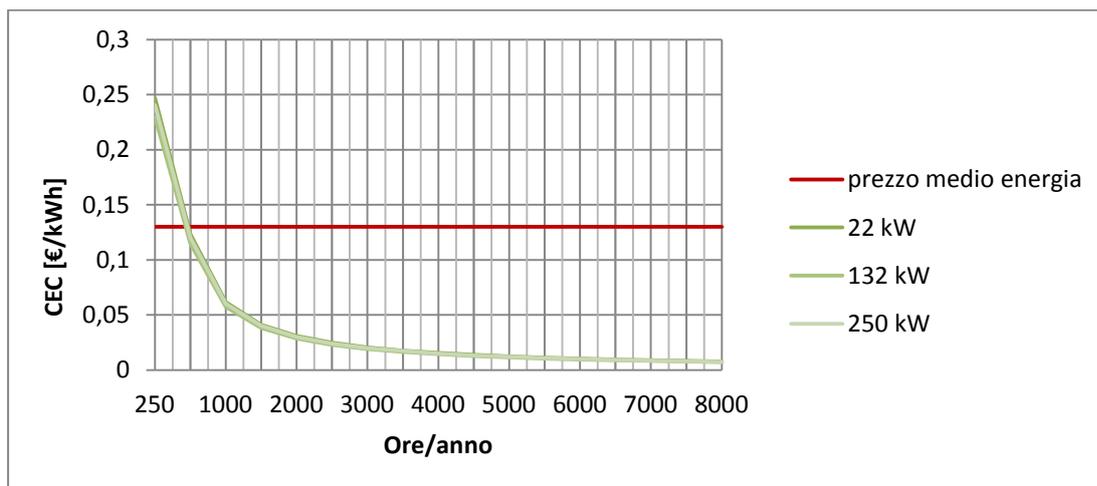


Fig. 5.29 - Costo del kWh risparmiato nel caso di investimento diretto dell'azienda, al variare della taglia degli inverter installati e del numero di ore di funzionamento.

Dai risultati ottenuti si evince, come previsto, che la convenienza economica dell'intervento cresce all'aumentare della taglia dei dispositivi regolati e all'aumentare delle ore di funzionamento annue. Ipotizzando un prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica pari a 0,13 €/kWh, la convenienza economica in senso assoluto si raggiunge già per un ridottissimo numero di ore di funzionamento. Anche nell'ottica di un investimento mediante EPC, si raggiungono valori ottimi di PB già per 1500 ore/anno. In linea con le indicazioni fornite dalla letteratura di settore, emerge una situazione in cui l'adozione di regolatori elettronici di frequenza su pompe e ventilatori rappresenta in generale un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo e rapido, e che in molti casi è sostenibile anche in assenza di incentivazione mediante TEE.



## CAPITOLO 6

### Il recupero termico per usi termici civili

#### 6.1 Il recupero termico da fumi di scarico

##### 6.1.1 Il recupero di calore di scarto da processi industriali

Il recupero di calore rappresenta una delle maggiori possibilità di applicazione della pratica dell'efficienza energetica nel settore industriale. I cicli produttivi di molti settori industriali energivori sono intrinsecamente caratterizzati da notevoli quantità di energia termica di scarto contenuta nei fumi di processo o nei reflui liquidi. Sistemi di combustione, motori endotermici, compressori frigoriferi, compressori d'aria sono tipici esempi di potenziali sorgenti di calore di scarto utilizzabile ampiamente diffuse nell'industria. Molti impianti industriali richiedono il mantenimento di prefissate temperature per assicurare la qualità produttiva, esigenza che spesso determina la dissipazione di energia termica anche a temperatura elevata. Praticamente tutti i settori industriali (siderurgico, cementiero, petrolchimico, chimico, farmaceutico, vetrario, cartario, alimentare, della generazione elettrica) sono potenzialmente idonei all'applicazione di sistemi di recupero di calore. Il principale vincolo tecnico legato alla possibilità di sfruttamento di tale risorsa è rappresentato dal livello di temperatura del calore disponibile e dei possibili utilizzatori del calore stesso. I principali vincoli "economici" sono la quantità di energia termica disponibile e la distanza degli utilizzatori. Quando il calore è disponibile a temperatura medio-bassa deve necessariamente essere impiegato a breve distanza dalla sorgente all'interno dello stabilimento, tipicamente per riscaldamento ambientale, produzione di acqua calda sanitaria, preriscaldamento di prodotti destinati a trasformazioni a caldo, preriscaldamento o produzione di fluidi di servizio. Nell'industria alimentare gli impianti su cui è possibile operare per attuare recuperi di calore sono principalmente i forni di cottura ed essiccazione. Solitamente viene installato uno scambiatore aria/acqua sui fumi caldi espulsi dalle cappe di estrazione che produce acqua calda destinata al riscaldamento ambientale, al preriscaldamento dell'aria comburente, al preriscaldamento dei prodotti. Meno frequente è il preriscaldamento dell'aria comburente con uno scambiatore aria/aria. Nel settore tessile una tecnologia ormai consolidata è il recupero termico sulle macchine asciugatrici per il preriscaldamento di acqua calda destinata al lavaggio. In alcuni casi è possibile riqualificare del calore disponibile a bassa temperatura mediante una pompa di calore che permette di innalzarne la temperatura a seguito di una spesa di energia elettrica (ciò accade tipicamente nel settore lattiero-caseario). Laddove non siano presenti richieste di calore, un'altra possibile soluzione è la produzione di energia frigorifera mediante impianti ad assorbimento che richiedono una temperatura disponibile superiore agli 80°C e una consistente spesa di investimento. I casi più interessanti in termini di grosse entità di calore recuperabile ed elevate temperature sono caratterizzati per la maggior parte da flussi gassosi derivanti da combustioni e processi produttivi ad alta intensità energetica; questi possono essere sfruttati tipicamente per alimentare una rete di teleriscaldamento, per utilizzi interni ai processi produttivi stessi, per la produzione di energia elettrica mediante ORC. In generale gli aspetti che favoriscono lo sfruttamento di sistemi di recupero di calore nel settore industriale sono principalmente: la facilità di installazione dei sistemi, il basso impatto sul processo produttivo su cui si poggiano, la vicinanza tra sorgente di calore e utilizzazioni, l'elevato numero di ore di funzionamento, l'elevato livello di temperatura del fluido riscaldato.

##### 6.1.2 Il recupero termico da fumi di scarico e il problema della condensa acida

I fumi di scarico rappresentano la fonte che più frequentemente risulta essere interessante ai fini di un recupero termico in termini di livello termico e entità di energia disponibile. Un tipico sistema di recupero termico su fumi di scarico è composto essenzialmente da uno scambiatore di calore fumi/acqua cui si aggiungono il circuito di trasporto dell'acqua calda prodotta, eventuali accumuli, le pompe di circolazione, i sistemi di controllo e misura. Solitamente i sistemi di recupero devono poter essere bypassati in caso di emergenza o necessità, riportando l'impianto nell'assetto originario. Lo scambiatore fumi/acqua è sicuramente responsabile della maggior parte del costo complessivo del

sistema e risulta anche la parte più delicata dal punto di vista realizzativo e tecnico; i principali problemi tecnologici di cui bisogna tener conto in fase di scelta dello scambiatore di recupero sono lo sporco e la possibile condensazione di composti acidi contenuti nei fumi. Entrambi questi fenomeni dipendono dalla composizione del flusso gassoso e quindi dal tipo di combustibile impiegato, nel caso si tratti di fumi da combustione. A seconda della composizione dei fumi si potranno avere diversi coefficienti di sporco da considerare nel dimensionamento ed è importante che lo scambiatore sia dimensionato in maniera non sovrabbondante. Questo perché un sovradimensionamento dello scambiatore determinerebbe un aumento inutile della spesa ma soprattutto un raffreddamento troppo spinto dei gas che potrebbe portare alla formazione di condensate acide con il conseguente rischio di corrosione. Per quanto riguarda la tipologia di scambiatore impiegato per lo scambio fumi-acqua, la soluzione più classica è uno scambiatore a fascio tubiero a tubi scovolabili diritti e testate smontabili che garantisce facilità di pulizia dei tubi in cui scorrono i fumi e pertanto affidabilità nel tempo. Gli scambiatori a piastre, nonostante presentino maggiori coefficienti di scambio, minori ingombri e maggiore flessibilità, non si prestano al recupero termico su fumi o aria a bassa pressione a causa delle elevate perdite di carico e di velocità. Un altro svantaggio degli scambiatori a piastre è che il materiale meno nobile stampabile a freddo è comunque l'acciaio inox, mentre uno scambiatore a fascio tubiero può essere realizzato in rame o acciaio al carbonio con notevole vantaggio di costo. Il dimensionamento dello scambiatore deve essere fatto in modo da raffreddare il più possibile il flusso gassoso ma mantenendolo al di sopra del "Punto di condensa acida" (*Acid Dew Point*), la temperatura al di sotto della quale alcuni composti presenti nella miscela gassosa iniziano a condensare in liquidi acidi che possono dar luogo a gravi fenomeni di corrosione delle superfici di scambio e dei successivi condotti di scarico. In generale i fumi di combustione sono composti principalmente di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), vapore acqueo (H<sub>2</sub>O), azoto (N<sub>2</sub>) e ossigeno (O<sub>2</sub>). I gas combustibili possono contenere inoltre piccole quantità di altre sostanze quali monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e triossido di zolfo (SO<sub>3</sub>). Il triossido di zolfo è presente poiché una parte del biossido di zolfo viene ulteriormente ossidata; la previsione teorica della concentrazione di SO<sub>3</sub> nei fumi di combustione risulta complessa e imprecisa, ma generalmente la frazione molare di SO<sub>3</sub> nella miscela risulta essere compresa tra l'1% e il 5% della frazione molare di SO<sub>2</sub> e viene comunemente assunta pari al 3% di quest'ultima (B. Toole, 1998). Il triossido di zolfo gassoso si combina con il vapore acqueo per formare acido solforico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>); il punto di rugiada dell'acido solforico in fumi di combustione dipende dalla composizione della miscela di gas e quindi dal combustibile usato, ed è ben più alto della temperatura di condensa del vapore acqueo. Nota la composizione della miscela gassosa in termini di frazioni molari dei componenti (e quindi di pressione parziale) la temperatura di rugiada dell'acido solforico può essere prevista in maniera piuttosto precisa mediante equazioni semiempiriche e per i tipici fumi di combustione si attesta tra 120 e 150°C. Altri acidi che possono formarsi tipicamente nei fumi di combustione sono l'acido solforoso (H<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>) che deriva dalla combinazione di biossido di zolfo e vapore acqueo, l'acido nitrico (HNO<sub>3</sub>) che si forma da azoto e vapore acqueo, l'acido cloridrico (HCl) e fluoridrico (HF) che si generano da eventuali composti clorati e fluorurati presenti nel combustibile. Le seguenti equazioni semiempiriche possono essere utilizzate per la previsione dei punti di condensa acida dei diversi composti presenti (le temperature sono espresse in K, per p si intende la pressione parziale dei vari composti calcolata in atm per l'equazione 6.1 e in mmHg per le altre) :

$$\frac{1000}{T_{dp}} = 1,7842 - 0,0269 \times \log P_{H_2O} - 0,1029 \times \log P_{SO_3} + 0,0329 \times \log P_{H_2O} \times \log P_{SO_3} \quad (6.1)$$

(Pierce, 1977)

$$\frac{1000}{T_{dp}} = 3,9526 - 0,1863 \times \ln P_{H_2O} + 0,000867 \times \ln P_{SO_2} + 0,000913 \times \ln P_{H_2O} \times \ln P_{SO_2} \quad (6.2)$$

(Kiang, 1981)

$$\frac{1000}{T_{dp}} = 3,6614 - 0,1446 \times \ln P_{H_2O} - 0,0827 \times \ln P_{NO_2} + 0,00756 \times \ln P_{H_2O} \times \ln P_{NO_2} \quad (6.3)$$

(Perry, 1973)

$$\frac{1000}{T_{dp}} = 3,7368 - 0,1591 \times \ln P_{H_2O} - 0,0326 \times \ln P_{HCl} + 0,00269 \times \ln P_{H_2O} \times \ln P_{HCl} \quad (6.4)$$

(Kiang, 1981)

$$\frac{1000}{T_{dp}} = 2,8723 + 0,0386 \times \ln P_{H_2O} - 0,0686 \times \ln P_{HF} + 0,00099 \times \ln P_{H_2O} \times \ln P_{HF} \quad (6.5)$$

(Niessen, 2002).

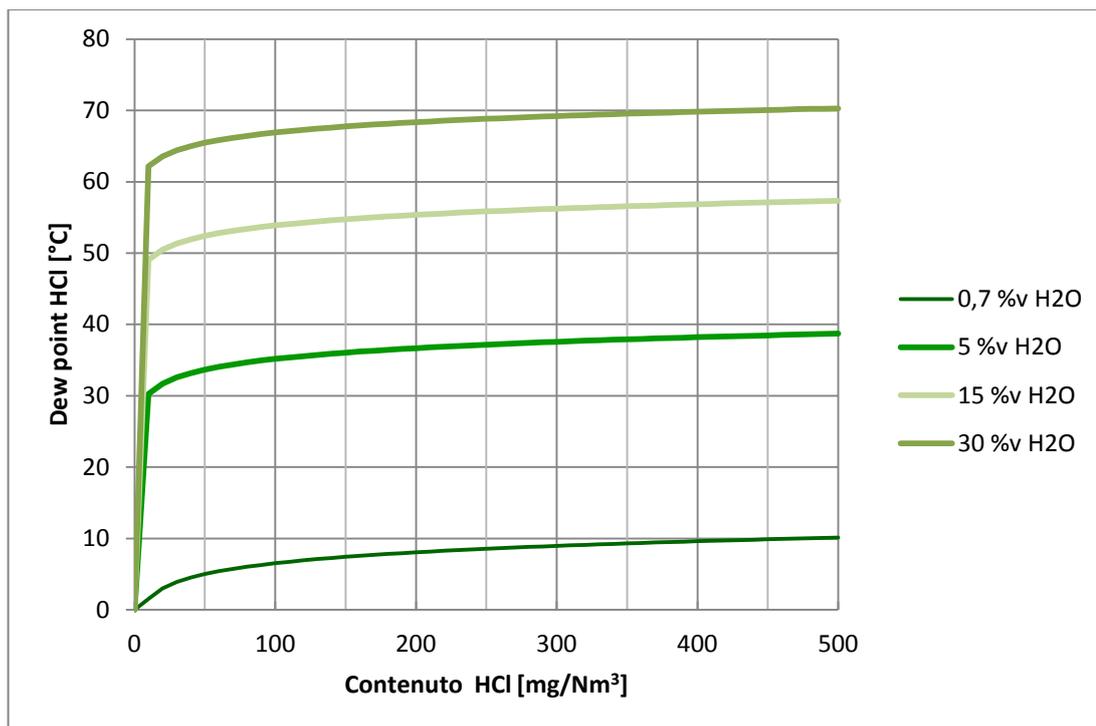


Fig. 6.1 - Andamento del punto di condensa dell'acido cloridrico al variare della sua concentrazione e della concentrazione di vapore acqueo in una miscela di gas.

In fase di progettazione di un sistema di recupero termico è necessario tener conto del fatto che i fumi non potranno essere raffreddati al di sotto della temperatura di rugiada più alta fra quelle dei composti acidi che si potrebbero formare in base alla loro composizione, per non avere problemi di corrosione. Solitamente, in ambito industriale, si preferisce anche mantenere i fumi di scarico al di sopra della temperatura di saturazione del vapore acqueo al fine di evitare di avere "pennacchi" al camino visibili dall'esterno.

## 6.2 Il teleriscaldamento

### 6.2.1 I vantaggi del teleriscaldamento e l'attuale diffusione

Un sistema di teleriscaldamento consiste essenzialmente in una centrale di produzione di calore e in una rete di trasporto che permette di servire più edifici. Le dimensioni di un sistema di teleriscaldamento possono essere molto variabili, dal piccolo quartiere a una intera città. Il concetto alla base di questo tipo di tecnologia è l'aggregazione della domanda termica che consente di

impiegare tecnologie più efficienti nella produzione del calore e quindi raggiungere un utilizzo più razionale dell'energia, un contenimento della spesa energetica, una riduzione delle emissioni di gas serra e un maggiore controllo dell'inquinamento locale. Le centrali di teleriscaldamento possono impiegare fonti fossili e/o rinnovabili ma in ogni caso devono conseguire una riduzione del consumo di fonti fossili di energia rispetto alla generazione distribuita del calore. La riduzione del consumo di fonti fossili comporta chiari vantaggi ambientali in particolare in termini di emissioni di anidride carbonica, ossidi di zolfo, ossidi di azoto, particolato; inoltre l'eliminazione delle caldaie distribuite con un'unica centrale permette l'adozione delle migliori tecnologie di abbattimento degli inquinanti. Considerando che la maggior parte dei sistemi di teleriscaldamento sono alimentati da centrali cogenerative, la diffusione di questo tipo di impianti determina anche un cambiamento del sistema elettrico in direzione di una generazione diffusa vicina ai centri di consumo. In questo senso, le centrali cogenerative, dovendo essere localizzate vicino ai centri urbani, diminuiscono il fabbisogno di nuove linee elettriche di trasmissione ad alta tensione. Un altro vantaggio di un sistema elettrico basato sulla cogenerazione è la diminuzione della cessione di calore all'ambiente che nelle centrali tradizionali comporta il problema dell'inquinamento termico dei corpi idrici. Per quanto riguarda i centri urbani in generale, lo spegnimento delle caldaie presso i singoli edifici e appartamenti porta all'eliminazione di una fonte di rischi per la pubblica sicurezza come esplosioni e incendi; inoltre i sistemi di teleriscaldamento comportano una razionalizzazione di un settore quale quello dei consumi termici degli edifici contraddistinto da basse efficienze nell'utilizzo dell'energia. I singoli utenti conseguono, dal canto loro, una serie di vantaggi economici e pratici:

- Le tariffe calore sono posizionate dalla società distributrice in modo da offrire all'utenza un risparmio economico rispetto alle soluzioni tradizionali, al fine di incentivare gli allacciamenti alla rete;
- L'eliminazione delle caldaie domestiche comporta i costi evitati di acquisto e manutenzione;
- Maggiore disponibilità di spazi utili in quanto le sottostazioni d'utenza sono ben più compatte delle classiche caldaie;
- Possibilità di regolazione della durata del riscaldamento secondo le proprie esigenze.

Il teleriscaldamento è una pratica molto comune nei paesi del centro-nord Europa (fatta alcune eccezioni come per la Norvegia in cui è preponderante il riscaldamento elettrico) mentre in Italia la diffusione è minore con una volumetria totale teleriscaldata di 279 milioni di metri cubi nel 2012 (AIRU<sup>14</sup>, 2013).

---

<sup>14</sup> Associazione Italiana Riscaldamento Urbano.

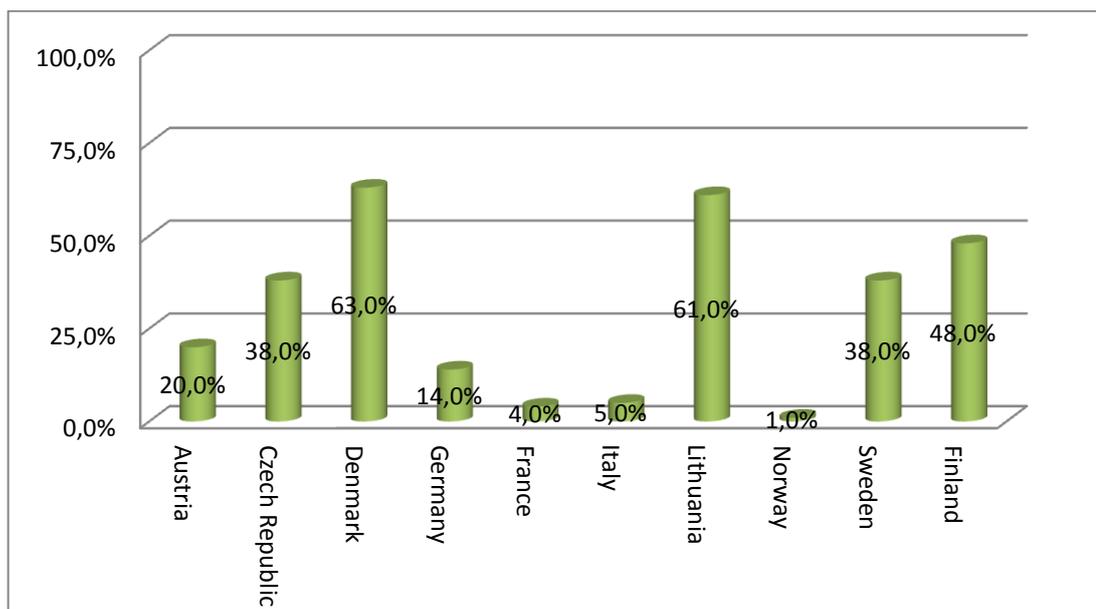


Fig. 6.2 - Percentuale di cittadini serviti da teleriscaldamento in alcuni stati europei nel 2011 (Euroheat and Power, 2013).

Tale differenza non è pienamente giustificabile secondo fattori tecnico-economici (tenendo conto che la maggiore voce di spesa è rappresentata dalla realizzazione della rete di distribuzione) in quanto la situazione climatica e urbanistica italiana, se da un lato presenta un clima più mite rispetto al centro-nord Europa, dall'altro presenta maggiori densità abitative. Attualmente, i centri italiani che vantano questo servizio sono più di cinquanta, concentrati soprattutto in Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto e Trentino Alto Adige, con una volumetria riscaldata pari al 97% della totale nazionale (AIRU, 2013). Nonostante i significativi sviluppi, esistono ancora grandi potenzialità di crescita, sia perché la volumetria edilizia tecnicamente allacciabile è ancora notevole, ma anche in conseguenza delle più recenti evoluzioni normative e tecnologiche. Dal punto di vista tecnologico l'esperienza acquisita, l'aumento di efficienza degli impianti di produzione, il miglioramento dei materiali e della strumentazione di controllo contribuiscono a ridurre i costi di gestione, aumentare l'affidabilità e l'accettabilità sociale degli impianti. Altra importante opportunità di sviluppo del teleriscaldamento è rappresentata dal servizio di teleraffrescamento estivo mediante gruppi frigoriferi ad assorbimento, che consente di utilizzare le reti in maniera più uniforme nell'arco dell'anno e aumentare quindi l'efficienza economica degli investimenti. I fattori critici per lo sviluppo del teleriscaldamento riguardano principalmente i grossi investimenti necessari per la realizzazione delle reti, la complessità dell'iter autorizzativo, la concorrenza con i sistemi autonomi di riscaldamento e raffrescamento e l'accettabilità sociale (come conseguenza dei disagi per i lavori stradali di installazione e manutenzione e dei timori di inefficienza funzionale del sistema). Nelle regioni del centro-sud Italia invece il principale ostacolo allo sviluppo del teleriscaldamento è rappresentato dalle condizioni climatiche che rendono molto difficile l'utilizzazione economicamente efficiente degli impianti, con la sola eccezione dei grandissimi agglomerati urbani in cui l'effetto della densità abitativa può compensare in parte la bassa utilizzazione degli impianti.

### 6.2.2 Le tecnologie di produzione del calore

Il calore distribuito dalle reti di teleriscaldamento urbano può provenire da combustibili fossili (prodotti petroliferi, gas naturale, carbone utilizzati di norma in maniera cogenerativa), da fonti rinnovabili (solare, geotermia, biomasse, frazione combustibile dei rifiuti solidi urbani) o da reflui industriali. Una rete di teleriscaldamento è alimentata da una o più centrali termiche dove viene

prodotto il calore; in esse sono collocati anche tutti gli impianti per il trattamento e la movimentazione del fluido termovettore (tipicamente acqua surriscaldata). Ogni centrale è normalmente composta da più unità produttive, per ragioni di modularità di costruzione e di esercizio e per funzioni di riserva. Il sistema di produzione del calore utilizza generalmente un'integrazione tra alcuni di questi sistemi:

- Centrali termoelettriche di cogenerazione;
- Impianti di incenerimento di rifiuti solidi urbani;
- Recupero di calore da cascami energetici di provenienza industriale;
- Recupero di calore da pozzi geotermici;
- Caldaie alimentate a biomassa;
- Caldaie di integrazione e riserva.

In tabella 6.1 è riassunto il mix di fonti energetiche (in termini di energia primaria) utilizzato dai sistemi di teleriscaldamento urbano italiani nel 2012. Mentre carbone e prodotti petroliferi forniscono una fetta sempre più ridotta dell'energia primaria utilizzata per teleriscaldamento (circa il 3%), il gas naturale rappresenta la principale fonte energetica per il teleriscaldamento con un contributo prossimo al 79%. Attualmente il calore recuperato da processi industriali contribuisce per circa lo 0,1% al fabbisogno energetico per teleriscaldamento urbano in Italia.

Tabella 6.1 - Contributo delle diverse fonti di energia primaria utilizzate dai sistemi di teleriscaldamento urbano italiani nel 2012 (AIRU, 2013).

Fonte energetica	energia primaria fornita [tep]	contributo percentuale
Gas naturale	1.288.738	78,50%
RSU	159.278	9,70%
Biomassa	105.918	6,40%
Carbone	43.131	2,60%
Olio combustibile	12.317	0,70%
Geotermia	14.684	0,90%
Recupero da processo industriale	858	0,10%
Totale fossili	1.361.595	83%
Totale rinnovabili	280.737	17%

Le centrali di produzione del calore a servizio delle reti di teleriscaldamento possono utilizzare impianti semplici o combinati. Al primo tipo di impianti appartengono le caldaie che possono essere ad acqua calda, acqua surriscaldata, vapore o olio diatermico. Il secondo tipo costituisce gli impianti di cogenerazione, che nella pratica attuale possono essere: cicli a vapore d'acqua a spillamento o contropressione, cicli combinati, turbine a gas, motori a combustione interna, impianti ORC. Per quanto riguarda l'immissione di calore di scarto da processi industriali in una rete di teleriscaldamento, le tipiche attività produttive utilizzabili in questo senso sono le industrie di processo quali le chimiche, raffinerie, siderurgiche, ceramiche, cartarie, vetrarie. Anche se il valore intrinseco del calore refluo è certamente inferiore rispetto a qualsiasi combustibile, la convenienza economica della utilizzazione dipende da una serie di elementi quali:

1. Consistenza e dislocazione territoriale degli stabilimenti;
2. Andamento temporale della produzione;
3. Bilancio energetico del processo produttivo;
4. Caratteristiche chimiche e fisiche dei fluidi da cui recuperare calore.

### 6.2.3 Le tecnologie di distribuzione del calore

La rete di distribuzione è la parte più costosa dell'impianto di teleriscaldamento: si stima che incida sull'investimento complessivo per una frazione compresa tra il 50 e l'80%. Il sistema di distribuzione può utilizzare diversi fluidi: vapore, acqua calda, acqua surriscaldata, olii diatermici. La tendenza prevalente in Italia è di utilizzare acqua calda (80-90°C) o leggermente surriscaldata (110-120°C), e di impiegare un sistema di distribuzione indiretto in cui il circuito della rete è separato dai circuiti dei singoli impianti di riscaldamento presso le utenze. Il sistema indiretto comporta maggiori costi di investimento rispetto a quello diretto ma comporta una serie di vantaggi quali la possibilità di utilizzare componenti a bassa pressione presso l'utente, la semplificazione della manutenzione, una più efficiente regolazione e contabilizzazione del calore. Il sistema di distribuzione del calore comprende la rete di distribuzione, la stazione di pompaggio, le sottostazioni di scambio termico presso l'utenza. La rete è composta da tubazioni principali e diramazioni; le principali topologie di rete sono quella ramificata, quella ad anello e quella magliata. Le sottostazioni d'utenza hanno il compito di trasferire l'energia termica dalla rete di distribuzione all'utenza, vengono installate in un qualsiasi locale all'interno dell'edificio utilizzatore dove spesso prendono il posto della preesistente caldaia. I principali componenti di una sottostazione sono: uno scambiatore di calore, le valvole di regolazione, le valvole di intercettazione, la strumentazione di controllo e misura.

### 6.3 Il recupero termico per teleriscaldamento e l'ottenimento di TEE

L'intervento di sfruttamento di calore di scarto per teleriscaldamento, come tutti gli interventi di recupero termico, è pienamente incentivabile con Certificati Bianchi in quanto perfettamente in linea con i principi del meccanismo enunciati nei DD.MM. 20 luglio 2004. Si tratta infatti di valorizzare energia termica che altrimenti andrebbe dispersa in ambiente. L'applicazione del teleriscaldamento nel settore civile è oggetto della scheda tecnica n°22T che riguarda, in generale, la costruzione di nuovi impianti di teleriscaldamento e l'estensione a nuove utenze di reti già esistenti. Questa scheda tecnica di tipo analitico considera il caso di una centrale di produzione che può produrre energia termica, energia frigorifera ed energia elettrica che vengono distribuite a una serie di utenze mediante una rete di teleriscaldamento-teleraffrescamento e la rete elettrica locale. L'algoritmo proposto prevede il calcolo del risparmio di energia primaria che si ottiene con tale sistema rispetto alla produzione separata di calore e "freddo" presso la singola utenza e l'assorbimento di tutta l'energia elettrica dalla rete nazionale. Poiché la scheda tecnica n°22T non contempla il recupero termico industriale tra le fonti di energia che possono alimentare la rete, non è possibile pensare di utilizzarla per il tipo di intervento considerato. Per il riconoscimento dei TEE per l'intervento di recupero di calore di scarto industriale da immettere in una rete di teleriscaldamento sarà necessario presentare una proposta di intervento a consuntivo con un algoritmo di calcolo del risparmio di energia primaria comunque in linea con i principi alla base della scheda tecnica 22T. Si valuta quindi il risparmio di energia primaria conseguito fornendo alla rete di teleriscaldamento il calore recuperato come acqua calda rispetto alla produzione dello stesso calore con la tecnologia standard di riferimento (caldaia a gas naturale con rendimento 0,9 secondo quanto indicato nella Delibera AEEG 42/02) . Di fatto, si va a confrontare l'immissione in rete del calore recuperato in un certo impianto industriale con la produzione dello stesso calore con una caldaia a gas nella centrale termica della rete stessa; per questo non è necessario tener conto delle perdite energetiche sulla rete di teleriscaldamento (poiché queste si hanno ugualmente anche con la generazione in centrale) ma solamente delle perdite sul sistema di recupero e sulle condotte che portano il calore recuperato dallo stabilimento alla rete. Al fine di quantificare il risparmio netto di energia primaria è inoltre necessario tener conto dei consumi elettrici addizionali ( $\Delta E_{el}$ ) quali l'aumento di consumo del ventilatore sui fumi dovuto alla presenza dello scambiatore di recupero, il consumo elettrico delle pompe di circolazione sul circuito intermedio del sistema di recupero e sull'eventuale ramo di connessione dello stabilimento alla rete di teleriscaldamento. Per quanto detto, il numero di TEE ottenuti in un anno si va a calcolare con la seguente formula:

$$TEE = \left( \frac{EN_{th} \times 0,086 \times 10^{-3}}{0,9} - \Delta E_{el} \times 0,187 \right) \times 3,36 \quad [TEE/anno] \quad (6.6)$$

Dove  $EN_{th}$  è l'energia termica netta immessa nella rete espresso in kWh,  $0,086 \cdot 10^{-3}$  è il coefficiente di conversione da kWh a tep, 0,9 è il rendimento di riferimento per la produzione di calore come acqua calda con caldaia a gas naturale,  $\Delta E_{el}$  è il consumo elettrico addizionale dovuto al sistema di recupero espresso in kWh,  $0,187 \cdot 10^{-3}$  è il coefficiente di conversione da energia elettrica a energia primaria in tep/kWh, 3,36 è il coefficiente  $\tau$  per interventi di categoria IND-T. Trattandosi di intervento a consuntivo, la dimensione minima da raggiungere è di 60 TEE/anno.

### **6.4 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di recupero termico da fumi per alimentare una rete di teleriscaldamento**

#### 6.4.1 Dati in input

L'interfaccia del software per l'audit energetico, all'interno della sezione "termica", prevede la richiesta dei dati in merito a eventuali sorgenti di calore di scarto. Nel caso in cui siano presenti flussi di calore di scarto (e in particolare portate di fumi reflui), come dati di input necessari alla valutazione di eventuali possibilità di una loro valorizzazione energetica vengono richiesti:

- Presenza o meno di una rete di teleriscaldamento nelle vicinanze ed eventualmente la sua distanza dallo stabilimento;
- Portata volumica del flusso di fumi ;
- Pressione e temperatura del flusso;
- Percentuale in volume dei principali componenti (Ossigeno, Azoto, Anidride Carbonica, Acqua);
- Concentrazione dei principali inquinanti in mg/Nm<sup>3</sup>;
- Profilo operativo di portata.

Fig. 6.2 - Schermata di input relativa ai flussi caldi di scarto.

#### 6.4.2 Dati in output

Come per gli altri interventi considerati, in presenza di più flussi di calore di scarto, il software valuta sia l'intervento di sfruttamento del singolo flusso per alimentare una rete di teleriscaldamento che l'utilizzo di tutti i flussi disponibili tecnicamente sfruttabili. Per il singolo flusso vengono riportati in output la temperatura disponibile, la potenza termica netta ottenibile come acqua calda immessa nella rete di teleriscaldamento, l'investimento necessario, l'energia termica utile annua producibile, il numero di TEE annui ottenibili, il tempo di Pay-Back e il VAN dell'investimento. Per l'intervento complessivo, che prevede lo sfruttamento per teleriscaldamento di tutti i flussi tecnicamente utilizzabili, vengono forniti in output: il numero di flussi sfruttati, l'investimento, la potenza termica utile netta, la producibilità annua in termini di calore utile immesso nella rete, il numero di TEE annui, il tipo di TEE e il tipo di intervento, gli indicatori economici dell'investimento (PB, VAN, TIR, CEC). La valutazione economica viene al solito eseguita su 5 anni considerando uno share dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%. Viene inoltre fornito il parametro "Share ottimo" cos come definito al capitolo 3.3.

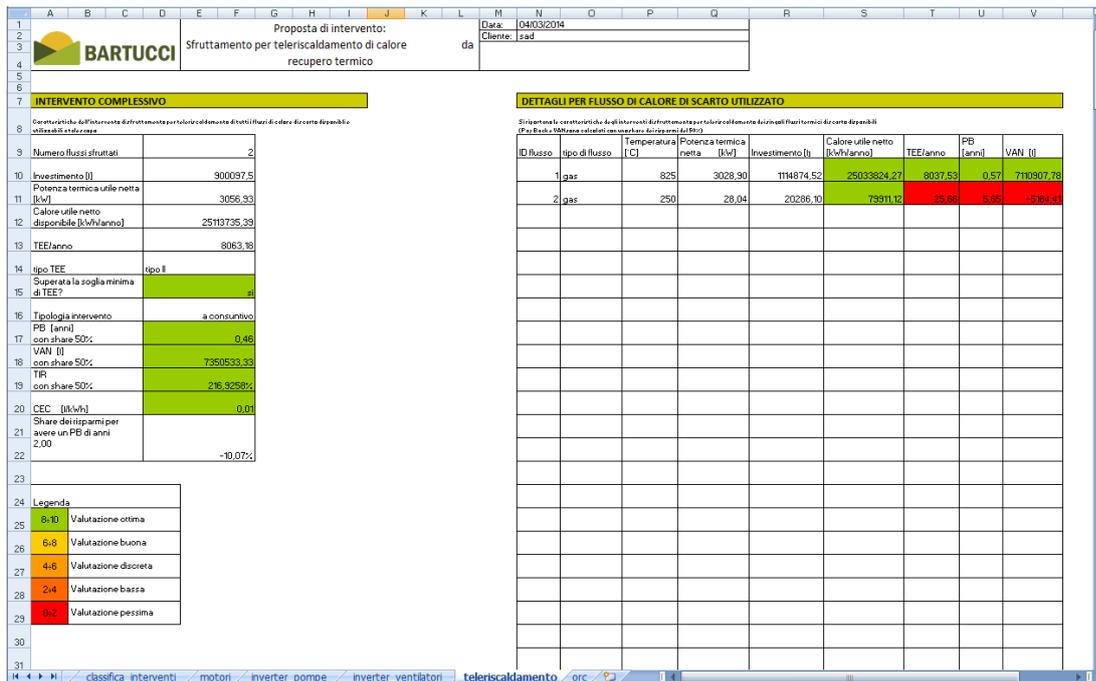


Fig. 6.3 - Foglio di output relativo all'intervento di recupero termico per teleriscaldamento.

### 6.4.3 Calcolo del contenuto energetico sfruttabile dei fumi

L'analisi della possibile valorizzazione di eventuali portate di fumi caldi di scarto, sia per produzione elettrica mediante ORC (vedi cap. 7) che per alimentazione di una rete di teleriscaldamento, parte con il calcolo del contenuto energetico disponibile nei flussi stessi. All'interno del software per l'audit energetico, questa prima analisi è stata implementata in un apposito modulo denominato "Flussi\_Calore" che partendo dalle caratteristiche di ciascun flusso inserite in input fornisce la temperatura minima a cui il flusso può essere raffreddato prima di essere espulso ( $T_{out-min}$ ), la potenza termica disponibile nei fumi alla portata massima ( $P_{th-av}$ ), l'energia termica annua disponibile nel flusso ( $EN_{th-av}$ ). Questi tre valori vengono memorizzati nel file "output" per poter essere utilizzati dai moduli "Teleriscaldamento" e "ORC" che dovranno rispettivamente valutare la valorizzazione termica ed elettrica dei flussi termici di scarto. L'analisi del contenuto energetico di ciascuna portata di fumi caldi viene eseguita assumendone il comportamento da "miscela ideale di gas ideali" e considerando che essa abbia sempre come componenti principali ossigeno, azoto, anidride carbonica e vapore acqueo. Nella realtà infatti, i fumi derivanti dalla combustione dei "fuels" tipicamente impiegati (gas naturale, carbone, derivati del petrolio, biomassa) sono composti per la quasi totalità da queste quattro sostanze a cui si aggiungono, in piccolissime quantità, altri composti gassosi e le eventuali polveri. Tra le sostanze inquinanti vengono contemplate quelle che possono dar luogo a problemi di condensa acida e che, tipicamente, vengono monitorate dalle analisi sui fumi industriali: il monossido di carbonio (CO), gli ossidi di azoto e in particolare il biossido ( $NO_2$ ), gli ossidi di zolfo ( $SO_x$ ), l'acido cloridrico (HCl) e l'acido fluoridrico (HF). Trattandosi di sostanze presenti in piccolissime quantità, le loro concentrazioni vengono tipicamente espresse in  $mg/Nm^3$  di fumi in quanto i valori delle frazioni volumiche sono numeri molto piccoli. Il contenuto di ciascuno di questi composti viene richiesto come dato di input, ad eccezione della concentrazione di triossido di zolfo che si può sempre assumere in prima approssimazione pari al 3% della concentrazione volumica (o molare) di biossido per quanto esposto al paragrafo 6.1.2.

#### Calcolo del limite di raffreddamento

Poiché, come già esposto, il limite tecnologico principale che si pone al raffreddamento di una portata di fumi è la possibile formazione di condense acide, è necessario procedere al calcolo del punto di

rugiada di ciascuno dei composti condensabili presenti per individuare la temperatura minima raggiungibile. Vale la pena ricordare che, in ipotesi di miscela ideale di gas ideali, vale la Legge di *Amagat-Leduc*, pertanto la frazione molare di ciascun componente ( $x_i$ ) coincide con la sua frazione volumica ( $v_i$ ):

$$x_i = v_i \quad (6.7)$$

Vale anche la Legge di *Dalton* per cui la pressione totale della miscela ( $p_{tot}$ ) è pari alla somma delle pressioni parziali dei componenti ( $p_i$ ); pertanto vale la relazione:

$$p_i = x_i \times p_{tot} \quad (6.8)$$

Il primo gas condensabile che viene considerato è il vapore acqueo: nonostante esso non sia responsabile in sé per sé di problemi di corrosione, molto spesso si vuole mantenere la temperatura dei fumi allo scarico al di sopra di tale limite per evitare l'impatto visivo del "pennacchio". Si calcola quindi la sua pressione parziale come:

$$p_{H2O} = x_{H2O} \times p_{tot} \quad [Pa] \quad (6.9)$$

Dove la pressione totale della miscela  $p_{tot}$  e la frazione molare (frazione volumica) sono entrambi dati di input. La temperatura di rugiada del vapore acqueo nella miscela si calcola come la temperatura di saturazione dell'acqua calcolata alla pressione parziale  $P_{H2O}$ :

$$T_{dew-H2O} = T_{sat}(p_{H2O}) \quad (6.10)$$

Il calcolo della temperatura di saturazione del vapore acqueo viene fatto grazie all'implementazione nel software della libreria "X Steam Tables" che contiene tutte le proprietà termodinamiche dell'acqua e del vapore secondo lo standard IAPWS IF-97<sup>15</sup> valido nel range di pressione 0-1000 bar e temperatura 0-2000°C.

Per tutti gli altri gas condensabili ( $NO_2$ ,  $SO_2$ ,  $HCl$ ,  $HF$ ) di cui è nota la concentrazione ( $C_i$ ) in  $mg/Nm^3$  si procede anzitutto al calcolo della frazione molare ( $x_i$ ):

$$x_i = \frac{C_i \times 22,41}{10^6 \times MM_i} \quad (6.11)$$

dove 22,41 l/mol è il volume molare dei gas ideali in condizioni normali (0°C e 1 atm) e  $MM_i$  è la massa molare del composto  $i$  (vedi tabella 6.1). Fa eccezione il triossido di azoto, per cui la frazione molare si assume uguale al 3% di quella del biossido di azoto per quanto esposto al paragrafo 6.1.2.

Tabella 6.2 - Massa molare delle sostanze condensabili considerate (NIST-JANAF,2000).

Composto	MM [kg/kmol]
$NO_2$	46,01
$SO_2$	64,066
$SO_3$	80,064
$HCl$	36,46
$HF$	20,01

Nota la frazione molare di ogni sostanza condensabile è possibile calcolarne la pressione parziale nella miscela con la formula 6.7. A questo punto è possibile stimare la temperatura di condensa ( $T_{dew-i}$ ) di ognuno dei composti implementando le rispettive equazioni semiempiriche 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5. Il

<sup>15</sup> "International Association for Properties of Water and Steam Industrial Formulation" - 1997

limite minimo a cui è possibile raffreddare la portata fumi è pari alla massima tra le temperature di rugiada dei condensabili presenti maggiorata di un margine di sicurezza assunto pari a 15°:

$$T_{out-min} = \max\{T_{dew-NO2}, T_{dew-SO2}, T_{dew-SO3}, T_{dew-HCl}, T_{dew-HF}, T_{dew-H2O}\} + 15 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (6.12)$$

*Calcolo della potenza termica disponibile*

Una volta trovato il limite massimo a cui può essere raffreddata la portata di fumi, il calcolo della potenza termica disponibile richiede di conoscere densità e calore specifico a pressione costante della miscela. Il calcolo di queste grandezze viene eseguito considerando solo i componenti principali (N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O), in quanto il contributo delle sostanze inquinanti presenti in piccolissime quantità è assolutamente trascurabile. Mantenendo l'ipotesi di miscela ideale di gas ideali, si calcola la massa molare della miscela:

$$MM_{mix} = x_{O2} \times MM_{O2} + x_{N2} \times MM_{N2} + x_{CO2} \times MM_{CO2} + x_{H2O} \times MM_{H2O} \text{ [kg/kmol]} \quad (6.13)$$

Tabella 6.3 - Massa molare delle componenti della miscela (NIST-JANAF,2000).

Composto	MM [kg/kmol]
O <sub>2</sub>	32
N <sub>2</sub>	28,01
CO <sub>2</sub>	44,01
H <sub>2</sub> O	18,01

Si calcola quindi la Costante Specifica della miscela di gas:

$$R_{mix} = \frac{8314,472}{MM_{mix}} \left[ \frac{J}{kmol \times K} \right] \quad (6.14)$$

Essendo nota la portata volumica in Nm<sup>3</sup>/h (Q), si calcola la densità della miscela in condizioni normali (1atm=10<sup>5</sup> Pa e 0°C=273,15K) applicando l'equazione di stato per una miscela di gas ideali:

$$\rho_n = \frac{10^5}{(R_{mix} \times 273,15)} \text{ [kg/Nm}^3\text{]} \quad (6.15)$$

La portata massica di fumi si ottiene quindi semplicemente come:

$$m = \frac{Q \times \rho_n}{3600} \text{ [kg/s]} \quad (6.16)$$

Per calcolare il calore specifico della miscela a pressione costante alla temperatura media dei fumi durante il processo di raffreddamento (dalla temperatura massima T<sub>in</sub> alla temperatura minima T<sub>out-min</sub>), è necessario trovare i calori specifici di ciascun componente alla temperatura media :

$$T_m = \frac{T_{in} - T_{out-min}}{2} \quad (6.17)$$

Il calore specifico del vapore acqueo (C<sub>p-H2O</sub>) si ottiene direttamente con una funzione apposita della libreria "X Steam Tables" in base alla pressione parziale del vapore e alla T<sub>m</sub>:

$$C_{p-H2O} = f(p_{H2O}, T_m) \text{ [} \frac{kJ}{kg \times K} \text{]} \quad (6.18)$$

Per il calcolo del calore specifico a pressione costante di azoto, ossigeno e anidride carbonica sono state implementate le formule indicate nel database delle tabelle termodinamiche JANAF-NIST. Le formule forniscono il C<sub>p</sub> su base molare e sono sempre nella forma:

$$\hat{C}_{p-i} = A + B \times T + C \times T^2 + D \times T^3 + E/T^2 \quad \left[ \frac{kJ}{kmol \times K} \right] \quad (6.19)$$

dove T in questo caso è la temperatura media  $T_m$  in K e i coefficienti A,B,C,D,E sono propri di ogni specie chimica e variano in base al campo di temperature. Per risalire al calore specifico su base massica è sufficiente dividere per la massa molecolare della specie i:

$$C_{p-i} = \frac{\hat{C}_{p-i}}{MM_i} \quad \left[ \frac{kJ}{kg \times K} \right] \quad (6.20)$$

Tabella 6.4 - Coefficienti di calcolo del Cp dell'Ossigeno (NIST-JANAF,2000).

Temperatura [K]	100 - 700	700 - 2000	2000 - 6000
<b>A</b>	31,322340	30,032350	20,911110
<b>B</b>	-20,235310	8,772972	10,720710
<b>C</b>	57,866440	-3,988133	-2,020498
<b>D</b>	-36,506240	0,788313	0,146449
<b>E</b>	-0,007374	-0,741599	9,245722
<b>Riferimento</b>	Chase,1998	Chase,1999	Chase,2000

Tabella 6.5 - Coefficienti di calcolo del Cp dell'Azoto (NIST-JANAF,2000).

Temperatura [K]	100 - 500	500 - 2000	2000 - 6000
<b>A</b>	28,986410	19,505830	35,518720
<b>B</b>	1,853978	19,887050	1,128728
<b>C</b>	-9,647459	-8,598535	-0,196103
<b>D</b>	16,635370	1,369784	0,014662
<b>E</b>	0,000117	0,527601	-4,553760
<b>Riferimento</b>	Chase,1998	Chase,1998	Chase,1998

Tabella 6.6 - Coefficienti di calcolo del Cp dell'Anidride Carbonica (NIST-JANAF,2000).

Temperatura [K]	298 - 1200	1200 - 6000
<b>A</b>	24,997350	58,166390
<b>B</b>	55,186960	2,720074
<b>C</b>	-33,691370	-0,492289
<b>D</b>	7,948387	0,038844
<b>E</b>	-0,136638	-6,447293
<b>Riferimento</b>	Chase,1998	Chase,1998

Il calore specifico a pressione costante di una miscela di gas ideali si ottiene come:

$$C_{p-mix} = \sum (y_i \times C_{p-i}) \quad \left[ \frac{kJ}{kg \times K} \right] \quad (6.21)$$

dove  $C_{p-i}$  sono i calori specifici dei singoli componenti calcolati come descritto e  $y_i$  sono le frazioni massive di ciascun componente nella miscela che vengono calcolate come:

$$y_i = x_i \times \frac{MM_i}{MM_{mix}} \quad (6.22)$$

La potenza termica disponibile nei fumi a piena portata risulta quindi:

$$P_{th-av} = m \times C_{p-mix} \times (T_{in} - T_{out-min}) \quad [kW] \quad (6.23)$$

*Calcolo dell'energia termica disponibile annuale*

Noto il profilo operativo di portata dei fumi nell'arco dell'anno e nota la potenza termica disponibile nei fumi a portata nominale ( $P_{th-av}$ ), l'energia termica annuale disponibile si calcola integrando nel tempo la potenza tenendo conto delle variazioni di portata:

$$EN_{th-av} = \sum_{j=0,1}^1 (j \times P_{th-av} \times ore_j) \quad [kWh] \quad (6.24)$$

dove  $ore_j$  sono le ore annuali a cui la portata di fumi assume valore pari alla frazione  $j$  della portata nominale.

#### 6.4.4 Calcolo della producibilità di energia termica

Il modulo del software relativo allo sfruttamento del calore di scarto per teleriscaldamento riceve in ingresso i valori di temperatura minima di raffreddamento ( $T_{out-min}$ ), potenza termica disponibile ( $P_{th-av}$ ) e energia termica annua disponibile ( $EN_{th-av}$ ) relativi a ciascun flusso di fumi presente, calcolati dall'apposito modulo "Flussi\_Calore" secondo quanto descritto al paragrafo precedente. Si procede quindi al calcolo della producibilità di ogni flusso in termini di energia termica utile netta disponibile in una rete di teleriscaldamento.

*Verifica della possibilità tecnica di sfruttamento del flusso di gas caldi*

Poiché le temperature dei fumi da cui recuperare calore potrebbero essere anche molto elevate, e si vuole mantenersi in condizioni cautelative in termini di costo, si ipotizza l'adozione di un sistema binario di recupero termico dai fumi che sfrutti un fluido termovettore intermedio (acqua surriscaldata o olio diatermico) tra fumi e acqua calda interna alla rete di teleriscaldamento. Il sistema di recupero è quindi composto da uno scambiatore fumi-olio (o acqua surriscaldata), uno scambiatore olio (o acqua surriscaldata)-acqua calda e dal circuito intermedio di collegamento. Si considera, inoltre, che entrambi gli scambiatori lavorino in controcorrente e che la rete di teleriscaldamento lavori ad acqua calda con valori tipici di temperatura di mandata e ritorno pari rispettivamente a 90°C e 65°C. In queste condizioni operative si ipotizzano due valori tipici di  $\Delta T$  di *Pinch Point*<sup>16</sup> pari a 15° per lo scambiatore olio-acqua e 20° per lo scambiatore fumi-olio. Si sono scelti volutamente valori non troppo spinti in quanto ridurre molto i  $\Delta T$  di *Pinch Point* significa aumentare le superfici di scambio e quindi crescere nei costi. Coerentemente con i valori di *Pinch Point* appena imposti, si assume come limite minimo un  $\Delta T$  di *Approach Point*<sup>17</sup> di 20° sullo scambio liquido-liquido e di 40° sullo scambio gas-liquido. In base alle considerazioni appena descritte, per la possibilità di recupero di calore da una portata di fumi per teleriscaldamento si impone come vincolo tecnologico la disponibilità di una temperatura di ingresso al recuperatore ( $T_{in}$ ) maggiore o uguale a 150°C:

$$T_{in} \geq 150^\circ C \quad (6.25)$$

Considerando i valori ipotizzati di  $\Delta T$  di *Pinch Point* per i due scambiatori, sarà possibile arrivare a raffreddare i fumi fino a una temperatura minima di scarico ( $T_{out}$ ) pari a:

<sup>16</sup> Per  $\Delta T$  di *Pinch Point* si intende la minima differenza di temperatura tra i due fluidi all'interno di uno scambiatore.

<sup>17</sup> Per  $\Delta T$  di *Approach Point* si intende la massima differenza di temperatura tra i due fluidi all'interno di uno scambiatore.

$$T_{out} = 65 + 15 + 20 = 100^{\circ}C \quad (6.26)$$

Nel caso in cui questa temperatura sia inferiore alla temperatura minima imposta dai vincoli tecnologici in merito ai problemi di condense acide ( $T_{out-min}$ ) si impone che il raffreddamento rispetti tale limite:

$$T_{out} = T_{out-min} \quad (6.27)$$

*Ipotesi di esistenza di una rete di teleriscaldamento nelle vicinanze dello stabilimento*

Nel caso in cui nelle vicinanze dello stabilimento sia già presente una rete di teleriscaldamento, il calore recuperato verrà ceduto alla rete stessa e valorizzato a un prezzo di vendita concordato con il gestore. In questa situazione, per calore utile producibile dall'intervento di recupero termico si intende il calore netto ceduto alla rete come acqua calda. Pertanto, la potenza termica utile e l'energia termica utile nette si ottengono direttamente dal contenuto energetico "teorico" dei fumi ipotizzando un 5% di perdite relative ai due scambiatori, al circuito intermedio di recupero e alla condotta di connessione alla rete stessa:

$$P_{th} = (1 - 0,05) \times P_{th-av} \quad (6.28)$$

$$EN_{th} = (1 - 0,05) \times EN_{th-av} \quad (6.29)$$

*Ipotesi di assenza di una rete di teleriscaldamento esistente*

Nel caso in cui non sia già esistente una rete di teleriscaldamento, si ipotizza la realizzazione di una nuova rete; pertanto per calore utile si intende l'energia termica netta disponibile alle utenze della rete stessa. Oltre alle perdite sul sistema di recupero che si assumo sempre dell'ordine del 5%, si tiene conto di un ulteriore 5% di perdite sulla rete stessa:

$$P_{th} = (1 - 0,1) \times P_{th-av} \quad (6.30)$$

$$EN_{th} = (1 - 0,1) \times EN_{th-av} \quad (6.31)$$

Sia in ipotesi di allacciamento a rete esistente che di realizzazione di una nuova rete, è necessario tener conto che, anche ipotizzando di trovarsi in zona climatica E, la richiesta termica sulla rete di teleriscaldamento è soggetta ad una variabilità stagionale. Poiché prodotto senza consumo di combustibile, il calore da recupero termico godrà sicuramente di una priorità di prelievo da parte del gestore della rete e pertanto è plausibile assumere una valorizzazione del 100% dell'energia termica recuperata durante tutti i mesi invernali, autunnali e primaverili. Nonostante ciò, nei mesi estivi la richiesta da parte dell'utenza scende a valori talmente bassi da non rendere possibile l'assorbimento da parte della rete di tutto il calore recuperato da processi industriali che tipicamente rimangono attivi tutto l'anno. Per tener conto del probabile non utilizzo dell'energia termica nei mesi estivi, si riduce del 5% la producibilità annua stimata:

$$EN_{th} = (1 - 0,05) \times EN_{th} \quad (6.32)$$

#### 6.4.5 Stima dei TEE ottenibili

Come spiegato al paragrafo 6.3, poiché l'oggetto dell'intervento esaminato è il recupero termico da fumi di scarto di processi industriali, ai fini dell'ottenimento dei Titoli di Efficienza Energetica si tratta di un progetto a consuntivo appartenente alla categoria IND-T. Il calcolo dei TEE ottenibili dovrebbe

seguire la formula 6.6 e quindi tener conto dei consumi elettrici aggiuntivi associati al sistema di recupero del calore (ventilatore sui fumi, pompe di circolazione del fluido termovettore). Poiché questi consumi elettrici non sono calcolabili con precisione a priori, si tiene conto della loro presenza applicando una riduzione del 3% del risparmio di energia primaria "termica". Questa ipotesi risulta comunque cautelativa visto che la riduzione riscontrata in alcuni casi reali si attesta su valori del 2-2,5%.

$$TEE = \frac{EN_{th} \times 0,086 \times 10^{-3}}{0,9} \times (1 - 0,03) \times 3,36 \quad [TEE/anno] \quad (6.33)$$

Trattandosi di intervento a consuntivo, la dimensione minima da raggiungere è di 60 TEE/anno.

#### 6.4.6 Analisi economica

L'analisi economica dell'intervento di recupero termico da fumi di scarico per l'alimentazione di una rete di teleriscaldamento inizia con la stima del costo d'investimento, che è stato scomposto nelle seguenti voci di spesa.

##### *Costo dello scambiatore di recupero*

Per la stima del costo dello scambiatore di recupero fumi-olio (o acqua surriscaldata) si utilizza una funzione di costo valida per scambiatori a fascio tubiero in acciaio inox (tipicamente impiegati per il recupero termico da fumi) ottenuta mediando dati reali relativi a offerte di costruttori con curve di costo proposte in letteratura:

$$C_1 = 2.240 \times A_1^{0,75} \quad [€] \quad (6.34)$$

Dove  $A_1$  è la superficie di scambio in  $m^2$  dello scambiatore sui fumi stimata applicando il metodo "K-Delta T medio logaritmico" come di seguito. Per le considerazioni fatte in precedenza in merito agli scambi termici, ipotizzando un  $\Delta T$  di *Pinch Point* di  $15^\circ$  per lo scambio olio diatermico-acqua ed essendo nota la temperatura di ritorno dell'acqua ( $65^\circ C$ ), risulta univocamente determinata la temperatura di ingresso dell'olio al recuperatore ( $T_{min}$ ).

$$T_{min} = 65 + 15 = 80^\circ C \quad (6.35)$$

Nel caso in cui i fumi in ingresso si trovino alla minima temperatura sfruttabile di  $150^\circ C$ , si ipotizza che anche il  $\Delta T$  di *Approach Point* tra olio e acqua assuma il valore minimo di  $20^\circ C$  e che quindi la temperatura massima dell'olio diatermico nel circuito sia:

$$T_{max} = 90 + 20 = 110^\circ C \quad (6.36)$$

Se invece i fumi entrano al recuperatore oltre i  $150^\circ C$ , si assume che il rapporto tra  $\Delta T$  di *Approach Point* fumi-olio e  $\Delta T$  di *Approach Point* olio-acqua sia pari a  $4/5$  e che quindi la temperatura di uscita dell'olio diatermico dal recuperatore sui fumi si stimi come:

$$T_{max} = 90 + \frac{1}{5} \times (T_{in} - 90) \quad (6.37)$$

Si calcola quindi il  $\Delta T$  medio logaritmico sullo scambiatore fumi-olio in ipotesi di controcorrente:

$$\Delta T_{ml1} = \frac{(T_{in} - T_{max}) - (T_{out} - T_{min})}{\ln\left(\frac{T_{in} - T_{max}}{T_{out} - T_{min}}\right)} \quad (6.38)$$

Si stima l'area di scambio fumi-olio diatermico:

$$A_1 = \frac{P_{th-av} \times 1000}{K_1 \times \Delta T_{ml}} \quad [m^2] \quad (6.39)$$

Dove  $K_1$  è il coefficiente globale di scambio fumi-olio diatermico che si assume pari a  $100 \text{ W/m}^2\text{K}$ , valore tipico per scambi termici tra un gas e un liquido.

*Costo dello scambiatore di interfaccia alla rete*

Per la stima del costo dello scambiatore di calore tra olio diatermico e acqua di rete si procede con la stessa logica utilizzata per il recuperatore sui fumi. In questo caso si utilizza una curva di costo valida per scambiatori a piastre saldo-brasati; lo scambio tra due liquidi non aggressivi richiede infatti tecnologie molto meno impegnative e più economiche degli scambiatori utilizzati per raffreddare fumi ad alta temperatura. Anche in questo caso, la curva è il risultato di una media tra curve di costo proposte in letteratura e dati reali relativi a offerte e cataloghi di costruttori.

$$C_2 = 250 \times A_2^{-1} \text{ [€]} \quad (6.40)$$

Dove  $A_2$  è la superficie di scambio in  $\text{m}^2$  dello scambiatore sui stimata applicando il metodo "K-Delta T medio logaritmico" con le temperature di ingresso e uscita dei due fluidi determinate secondo quanto sopra esposto. L'area di scambio risulta pari a :

$$A_2 = \frac{P_{th-av} \times 1000}{K_2 \times \Delta T_{ml2}} \text{ [m}^2\text{]} \quad (6.41)$$

Dove  $K_2$  è il coefficiente globale di scambio olio-acqua che si assume pari a  $600 \text{ W/m}^2\text{K}$  (valore tipico per scambi termici acqua-olio diatermico) e il  $\Delta T$  medio logaritmico si calcola come di seguito.

$$\Delta T_{ml2} = \frac{(T_{max-90}) - (T_{min-65})}{\ln\left(\frac{T_{max-90}}{T_{min-65}}\right)} \quad (6.42)$$

*Costo dell'installazione del sistema di recupero*

In base ad alcune offerte di costruttori presentate a Bartucci SpA, si stima che l'installazione del sistema di recupero termico da fumi presenti una spesa aggiuntiva pari a quella dei due scambiatori:

$$C_{inst} = (C_1 + C_2) \text{ [€]} \quad (6.43)$$

Si considera che tale quota comprende le spese relative agli elementi impiantistici del sistema di recupero (quali *piping*, pompe, vaso di espansione, sistema di regolazione) e al montaggio degli stessi.

*Costo della connessione alla rete esistente*

Nel caso in cui sia già presente una rete di teleriscaldamento nelle vicinanze dello stabilimento è necessario effettuare una stima della spesa necessaria alla realizzazione delle condotte di connessione alla rete stessa. Il costo di un ramo di rete di teleriscaldamento dipende principalmente dalla lunghezza del percorso e dal diametro delle tubazioni. Al fine di eseguire una stima approssimativa del diametro delle condotte necessarie si calcola anzitutto la portata d'acqua necessaria alla cessione della potenza termica utile ( $P_{th}$ ) con un salto termico  $65^\circ\text{-}90^\circ$ :

$$m_w = \frac{P_{th}}{C_{pw} \times (90-65)} \text{ [kg/s]} \quad (6.44)$$

dove la potenza termica è espressa in kW e il  $C_{pw}$  è il calore specifico dell'acqua ( $4,186 \text{ kJ/kgK}$ ). Assumendo un valore tipico per la velocità ( $v$ ) dell'acqua pari a  $1,5 \text{ m/s}$ , si è in grado di stimare in prima approssimazione il diametro delle tubazioni di collegamento:

$$D = \sqrt{\frac{m_w \times 4}{\pi \times \rho \times v}} \times 1000 \text{ [mm]} \quad (6.45)$$

dove  $\rho$  è la densità dell'acqua ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ). Il costo specifico per unità di lunghezza di realizzazione un ramo di rete si calcola con la seguente funzione ottenuta interpolando dati presenti in letteratura relativi al costo di materiale, scavo e ricoprimento di un doppio tubo (mandata e ritorno) coibentato per acqua calda (Cavagnari, Verderio, 2010):

$$c_{spec} = 190 + 2,05 \times D \text{ [€/m]} \quad (6.46)$$

La voce di spesa relativa alla connessione alla rete esistente è data quindi da:

$$C_{connect} = c_{spec} \times dist \times 1000 \text{ [€]} \quad (6.47)$$

dove  $dist$  è la distanza in km dello stabilimento dalla rete. A questa voce di spesa viene aggiunta una quota fissa di 500.000 € che comprende le spese di ingegneria e le spese per opere civili e impiantistiche aggiuntive necessarie alla realizzazione dell'allacciamento alla rete.

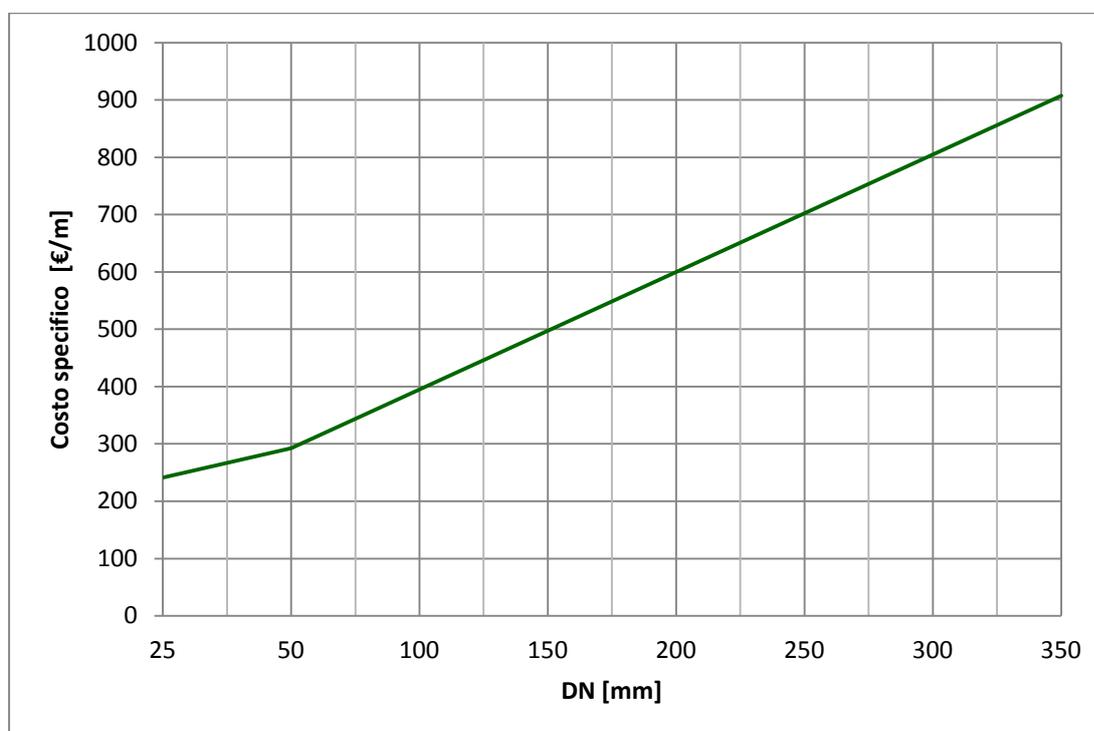


Fig. 6.4 - Curva di costo specifico di un ramo di connessione alla rete di teleriscaldamento.

#### *Costo di realizzazione di una nuova rete di teleriscaldamento*

Nel caso in cui non sia già esistente una rete di teleriscaldamento, si valuta la possibilità di realizzarne una ex-novo. Ovviamente l'impegno tecnico ed economico necessario renderà giustificabile una scelta come questa solo in presenza di un'elevatissima potenza termica sfruttabile e di una sufficiente utenza nelle immediate vicinanze dello stabilimento. Nascendo dalla volontà di sfruttamento del calore di scarto disponibile, la rete sarà dimensionata in modo che l'intera utenza possa essere soddisfatta con la potenza termica recuperata; nonostante ciò, la rete dovrà essere dotata anche di generatori di calore di tipo tradizionale in grado di garantire la continuità del servizio anche in assenza del calore di recupero. In base a queste considerazioni, nella valutazione economica è necessario introdurre una stima

(ovviamente estremamente approssimativa) del costo di realizzazione di una nuova rete di teleriscaldamento compresa del sistema di generazione. Per fare ciò si utilizza una funzione di costo lineare che ha come unica variabile la potenza termica di centrale in kW, ottenuta dall'interpolazione di una serie di dati presenti in letteratura relativi a casi reali:

$$C_{new-rete} = 265 \times P_{th-av} \quad [€] \quad (6.48)$$

Una volta calcolate le singole voci di spesa, si vanno a sommare per ottenere l'intero investimento iniziale da considerare nell'analisi economica. Nel caso di presenza di cessione del calore recuperato a rete già esistente:

$$I = C_1 + C_2 + C_{inst} + C_{connect} \quad [€] \quad (6.49)$$

Mentre nel caso di realizzazione di una rete ex-novo:

$$I = C_1 + C_2 + C_{inst} + C_{new-rete} \quad [€] \quad (6.50)$$

#### *Spese di manutenzione*

Nel caso di cessione del calore recuperato a una rete di teleriscaldamento già esistente, si assume un costo di gestione annuale di 3 €/MWh secondo un valore di letteratura relativo a caldaie industriali di grossa taglia (Cavagnari, Verderio, 2010):

$$C_{OeM} = 0,003 \times EN_{th} \quad [€/anno] \quad (6.51)$$

Per i costi annuali di gestione e manutenzione di un'intera rete di teleriscaldamento si considera un valore pari al 2% dell'investimento iniziale:

$$C_{OeM} = 0,02 \times I \quad [€/anno] \quad (6.52)$$

#### *Valorizzazione dell'energia termica*

Nel caso di cessione del calore recuperato a una rete di teleriscaldamento esistente, l'energia termica viene remunerata secondo una tariffa concordata col gestore della rete che generalmente è ben inferiore alla tariffa di vendita del calore alle utenze. Basandosi su un caso reale recentemente trattato da Bartucci SpA, si adotta un prezzo dell'energia termica ceduta alla rete pari a 0,02 €/kWh.

$$p_Q = 0,02 \quad [€/kWh] \quad (6.53)$$

Nel caso in cui invece si consideri la realizzazione di una rete ex-novo, l'energia termica deve essere valorizzata al prezzo di vendita all'utenza. Secondo le linee guida dell'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU) il prezzo del calore erogato da teleriscaldamento deve essere determinato secondo la logica seguente:

$$p_Q = K \times \frac{p_{gas}}{PCI_{gas} \times 0,8} \quad (6.54)$$

Dove  $p_{gas}$  è il prezzo del gas naturale di riferimento, 0,8 è il rendimento medio stagionale degli impianti a gas metano,  $PCI_{gas}$  è il potere calorifico inferiore del gas assunto pari a 9,593 kWh/Sm<sup>3</sup>, K è un coefficiente che tiene conto di sconti commerciali e eventuali aliquote differenziate tra prestazione di fornitura combustibile e di fornitura calore. In generale, le attuali tariffe di vendita del calore variano tra 0,07 e 0,13 €/kWh in funzione della fascia di consumo annuale e del tipo di utenza (commerciale o civile). All'interno del software, si assume un valore cautelativo di :

$$p_Q = 0,1 \quad [€/kWh] \quad (6.55)$$

Una volta definite tutte le voci di costo si procede al calcolo del flusso di cassa entrante annuale che, nel caso in cui venga raggiunta la dimensione minima di TEE, risulta pari a:

$$E = EN_{th} \times p_Q \times 0,5 + TEE \times p_{TEE} - C_{OeM} \quad [€/anno] \quad (6.56)$$

mentre in caso contrario:

$$E = EN_{th} \times p_Q \times 0,5 - C_{OeM} \quad [€/anno] \quad (6.57)$$

Si calcolano quindi Pay-Back e VAN dell'investimento in ipotesi di 50% di share dei risparmi tra ESCo e cliente:

$$PB = \frac{I}{E} \quad [anni] \quad (6.58)$$

$$VAN = I - E \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (6.59)$$

Nel caso in cui i flussi di calore di scarto sfruttabili siano più di uno, il software esegue anche l'analisi economica dell'intervento complessivo che ne prevede la totale valorizzazione. Il costo d'investimento complessivo si ottiene sommando le spesa relative allo scambiatore primario, allo scambiatore secondario e all'installazione del sistema di recupero per ogni flusso di fumi. Il costo di realizzazione della connessione all'eventuale rete esistente o di realizzazione di una nuova rete si calcolano invece separatamente in base alla totale potenza termica recuperata. La potenza e l'energia termica utile totale, il numero di TEE totali si ottengono semplicemente come somma dei contributi relativi ai singoli flussi sfruttati:

$$\begin{aligned} P_{th-tot} &= \sum P_{th} \\ EN_{th-tot} &= \sum EN_{th} \\ TEE_{tot} &= \sum TEE \end{aligned} \quad (6.60)$$

Pertanto il flusso di cassa entrante annuo, nel caso in cui sia raggiunta la dimensione minima, è pari a:

$$E_{tot} = EN_{th-tot} \times p_Q \times 0,5 + TEE_{tot} \times p_{TEE} - C_{OeM-tot} \quad [€/anno] \quad (6.61)$$

mentre in caso contrario:

$$E_{tot} = EN_{th-tot} \times p_Q \times 0,5 - C_{OeM-tot} \quad [€/anno] \quad (6.62)$$

Si calcolano quindi i parametri economici dell'investimento complessivo:

$$PB_{tot} = \frac{I_{tot}}{E_{tot}} \quad [anni] \quad (6.63)$$

$$VAN_{tot} = I_{tot} - E_{tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (6.64)$$

$$CEC_{tot} = \frac{I_{tot}}{RISP_{el-tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a}} \quad [€/kWh] \quad (6.65)$$

Viene calcolato il TIR dell'investimento complessivo mediante la funzione iterativa implementata già nel linguaggio Visual Basic, inserendo un flusso di cassa negativo all'anno zero l'investimento  $I_{tot}$  e cinque flussi di cassa annui positivi pari a  $E_{tot}$ . Il calcolo dello "Share ottimo" viene effettuato secondo le modalità descritte al par. 3.3. In questo caso, il CEC viene confrontato con il costo di produzione di un kWh termico immesso in rete di teleriscaldamento con la tecnologia tradizionale (caldaia a gas

naturale con rendimento 0,9) che può essere identificato con un valore medio di 0,046 €/kWh (ipotizzando un prezzo medio del gas naturale per una grossa utenza pari a 0,4 €/Sm<sup>3</sup>, un potere calorifico di 9,593 kWh/Sm<sup>3</sup> e un rendimento di produzione pari a 0,9).

## 6.5 Un caso reale

### 6.5.1 Descrizione dell'intervento

Come caso di studio per gli interventi di recupero termico da fumi di scarto per alimentazione di una rete di teleriscaldamento si è analizzato l'intervento in fase di valutazione da parte di Bartucci SpA presso un'importante stabilimento produttore di bottiglie speciali in vetro. Il progetto prevede il recupero di calore dai fumi in uscita da due forni fusori a ossicombustione funzionanti a gas metano, le cui caratteristiche sono riassunte nella tabella seguente.

Tabella 6.7 - Caratteristiche dei fumi disponibili.

Portata fumi [Nm <sup>3</sup> /h]	13.384,23
Percentuale di carico	80%
Pressione fumi [atm]	1,2
Temperatura [°C]	825
Ore di funzionamento annue	8.700
<b>Composizione fumi [%v/v]</b>	
O <sub>2</sub>	10,16%
CO <sub>2</sub>	24,40%
N <sub>2</sub>	30,93%
H <sub>2</sub> O	34,50%
<b>Concentrazioni inquinanti [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>	
NO <sub>2</sub>	602
SO <sub>2</sub>	690
HCl	62,5
HF	18,9

Nelle condizioni attuali la portata di fumi esausti uscente dai forni viene raffreddata in un sistema di trattamento ad umido (*Quenching*) sotto i 220°C per poter essere inviata ai filtri a maniche e poi al camino. Il progetto prevede l'inserimento di un recuperatore a monte del filtro a maniche in cui entrano i fumi deviati dalla condotta principale. Il recuperatore permette di raffreddare i fumi producendo acqua surriscaldata che viene inviata ad un secondo scambiatore che genera acqua calda da immettere nella già presente rete di teleriscaldamento cittadino distante circa 500m dallo stabilimento.

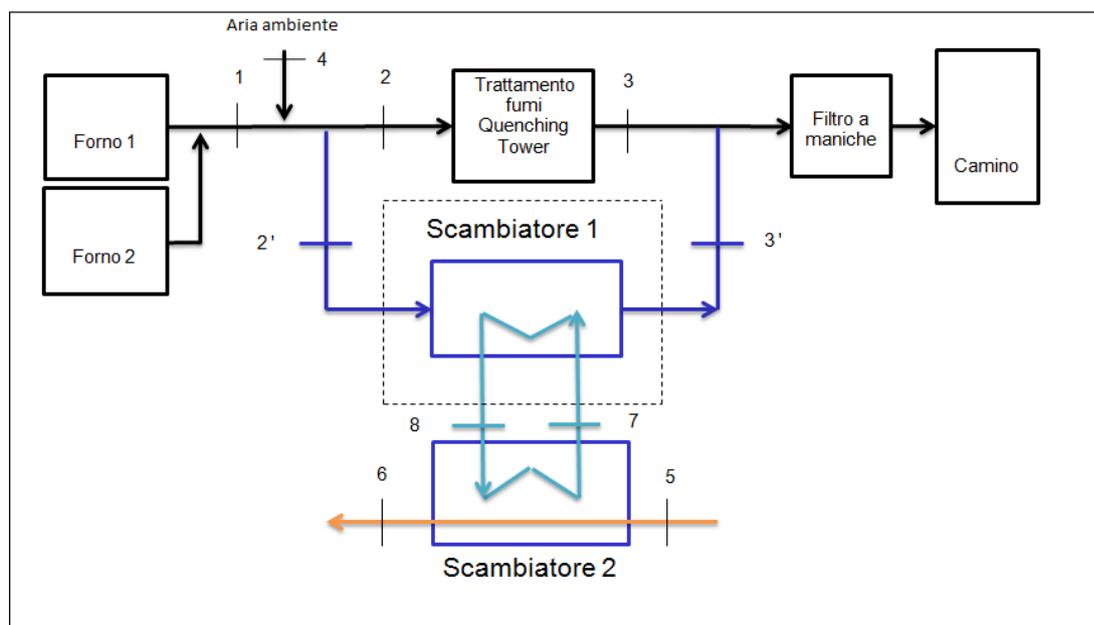


Fig. 6.5 - Schema semplificato dell'intervento.

### 6.5.2 Analisi del progetto condotta da Bartucci SpA

Sulla base delle indicazioni fornite dal costruttore e dal gestore della rete di teleriscaldamento Bartucci SpA ha eseguito un'analisi approfondita del progetto ipotizzandone la realizzazione mediante un contratto EPC della durata di 10 anni. Nella tabella sottostante sono riassunti i risultati principali dello studio.

Tabella 6.8 - Risultati dell'analisi condotta da Bartucci SpA.

Investimento [€]	1.778.000
Calore immesso in rete [kWh/anno]	26.162.000
Potenza termica utile netta [kW]	3.160
Temperatura scarico fumi [°C]	200
TEE/anno	8.198
tipo TEE	tipo II
Tipologia intervento	a consuntivo
PB [anni]	1,65
TIR (su 10 anni)	33,4%

L'analisi dell'investimento è stata condotta utilizzando un prezzo dell'energia termica ceduta alla rete pari a 0,20 €/kWh secondo quanto concordato con il gestore della stessa e un valore dei TEE pari a 80 €/tep. Per quanto riguarda il tipo di contratto EPC, è stata considerata una percentuale di share dei risparmi del 80% costante sui 10 anni e un trattenimento totale dei ricavi della vendita dei TEE da parte della ESCo.

6.5.3 Risultati dell'analisi del progetto condotta mediante software

Inserendo nel software per l'audit energetico le caratteristiche del flusso di fumi caldi di scarto disponibile presso lo stabilimento considerato, si sono ottenuti i risultati riportati in tabella 6.7 relativi alla valutazione dell'intervento di recupero termico per teleriscaldamento. Per la simulazione è stato adottato un valore dei TEE pari a 90 €/tep e, come per tutti gli altri interventi trattati, si è considerato un contratto EPC di durata 5 anni con uno share dei risparmi (ricavi della vendita del calore) del 50%.

Tabella 6.9 - Risultati della simulazione condotta mediante software.

Temperatura ingresso fumi [°C]	825
Temperatura scarico fumi [°C]	162
Potenza termica utile netta [kW]	3.190,65
Calore immesso in rete [kWh/anno]	26.370.687,69
Investimento [€]	1.085.376,5
TEE/anno	8.213
tipo TEE	tipo II
Tipologia intervento	a consuntivo
Superata la soglia minima di TEE?	si
PB [anni] (con share 50%)	1,17
VAN [€] (con share 50%)	2.805.760,73
TIR (con share 50%)	80,69%
CEC [€/kWh]	0,00995
Share dei risparmi per avere un PB di 2 anni	-22,25%

6.5.4 Osservazioni

Confrontando i risultati della simulazione tramite software con quelli dell'analisi condotta da Bartucci SpA e basata sulle indicazioni fornite dal costruttore, si può osservare che:

- La temperatura di scarico dei fumi prevista dal software (162°C) è minore di quella prevista dal costruttore (200°C) e di conseguenza la potenza termica disponibile nella portata di fumi stimata dal software (3.358 kW) risulta superiore di quella considerata nell'analisi di Bartucci SpA (3.327 kW). Tale differenza è dovuta alle ipotesi che stanno alla base dell'algoritmo seguito dal software: raffreddamento dei fumi fino alla minima temperatura che garantisca di salvaguardarsi dalla formazione di condense acide e cessione del calore a una rete di teleriscaldamento ad acqua calda (90-65°C). Nel caso specifico, poiché la rete di teleriscaldamento presente opera con acqua surriscaldata (110-70°C) e vista l'elevata temperatura d'ingresso dei fumi al recuperatore, il costruttore ha ritenuto opportuno ipotizzare un raffreddamento dei fumi fino a soli 200°C.
- La potenza termica utile netta prevista dal software (3.190 kW) risulta superiore di quella considerata nell'analisi di Bartucci SpA (3.160kW) e pertanto anche l'energia termica netta annua cedibile alla rete risulta leggermente superiore con uno scarto del 0,8%. Tale differenza è spiegabile con quanto esposto al punto precedente e tenendo conto che Bartucci SpA disponeva della previsione precisa della quantità di calore cedibile alla rete nei vari mesi secondo le indicazioni del gestore. La differenza relativa tra potenza disponibile nei fumi e potenza netta cedibile alla rete risulta comunque del 5% secondo entrambe le analisi.

- L'investimento iniziale stimato dal software è inferiore di circa il 39% rispetto a quello riportato nel *business plan* di Bartucci SpA.
- Il Pay-Back stimato dal software risulta minore di quello calcolato da Bartucci SpA ma entrambi sono ben inferiori ai 2 anni.
- Il TIR, seppur calcolato su un diverso arco temporale, risulta in entrambi i casi molto elevato.
- Il CEC (0,01 €/kWh) che in questo caso rappresenta il costo di produzione di un kWh di energia termica (come acqua calda in rete) mediante recupero dai fumi risulta inferiore al costo di produzione di un kWh termico nella centrale della rete mediante caldaia a gas naturale (tecnologia di riferimento) che può essere considerato attorno a 0,046 €/kWh (ipotizzando un prezzo medio del gas naturale per una grossa utenza pari a 0,4 €/Sm<sup>3</sup>, un potere calorifico di 9,593 kWh/Sm<sup>3</sup> e un rendimento di produzione pari a 0,9).
- Poiché il PB con uno share del 50% risulta già inferiore a 2 anni, lo share "ottimale" per avere un OB di 2 anni calcolato dal programma risulta negativo.

Si può quindi concludere che la valutazione economica dell'investimento fornita dal software concorda con l'analisi condotta da Bartucci SpA nel indicare un'ottima fattibilità dell'intervento di recupero termico. Il progetto di recupero termico sui fumi dello stabilimento considerato con cessione del calore alla rete di teleriscaldamento cittadina è caratterizzato da un rapido tempo di recupero e un'elevata redditività. Valori così ridotti di Pay-Back possono essere raggiunti, nonostante la corposità dell'investimento iniziale, grazie al contributo fondamentale dell'incentivazione mediante TEE. Va sottolineato che il caso considerato risulta essere particolarmente vantaggioso ai fini dello sfruttamento del calore di scarto grazie alle ottime caratteristiche dei fumi disponibili (elevata portata, elevatissima temperatura, disponibilità costante per tutto l'anno) e alla vicinanza di una rete di teleriscaldamento già esistente (fondamentale visto l'elevatissimo costo di realizzazione delle condotte di allacciamento alla rete). Visto che la previsione di producibilità eseguita dal software risulta molto vicina a quella di Bartucci SpA, le differenze nei parametri di valutazione economica sono dovute principalmente alle diverse ipotesi alla base (diversa percentuale di share, diversa durata del contratto EPC, diverso valore dei TEE) e alla sottostima dell'investimento iniziale da parte del software.

## 6.6 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico

Per valutare in linea generale la sostenibilità economica degli interventi di recupero termici per usi termici civili si è applicato il modello tecno-economico implementato nel software limitatamente al caso in cui sia già presente una rete di teleriscaldamento cittadina nelle vicinanze dello stabilimento industriale sede della sorgente di calore. Si è voluta indagare l'influenza sulla convenienza economica dell'investimento di due parametri fondamentali come la potenza termica disponibile nei fumi da sfruttare e il numero di ore annue in cui questi sono disponibili. Senza scendere nel dettaglio della composizione chimica, si è ipotizzato di trattare una portata di fumi relativamente puliti che permettano un raffreddamento massimo fino a 150°C e che siano disponibili a una temperatura massima di 400°C. Come indici di valutazione economica sono stati scelti il Tempo di Pay-Back (PB) e il Costo dell'energia prodotta (CEC), rispettivamente rappresentativi della fattibilità dell'investimento da parte di una ESCo con contratto EPC con share del 50% e da parte dell'azienda stessa mediante investimento diretto. Analogamente a quanto fatto nel paragrafo precedente, il CEC è stato confrontato con un costo medio di generazione dell'energia termica immessa in rete di teleriscaldamento valutato pari a 0,046 €/kWh. In una prima fase si è considerata una distanza "media" di 1 km dello stabilimento dalla rete di teleriscaldamento esistente. I risultati così ottenuti sono riassunti nei grafici in figura 6.6 e 6.7. Analizzandoli è possibile anzitutto osservare come, seppur nelle ipotesi abbastanza favorevoli fatte in termini di distanza dalla rete, non si riesca a raggiungere la convenienza economica nel caso di piccole potenze disponibili. L'"effetto scala" presente sui costi di realizzazione del sistema di recupero termico fa sì che vengano premiati gli impianti di grossa taglia per cui si raggiunge la convenienza economica assoluta, in termini di CEC, già al di sotto delle 400 ore/anno di funzionamento. Analizzando il PB in ipotesi di realizzazione dell'intervento mediante EPC, la soglia di convenienza dal punto di vista della ESCo si sposta a potenze termiche e ore di funzionamento superiori.

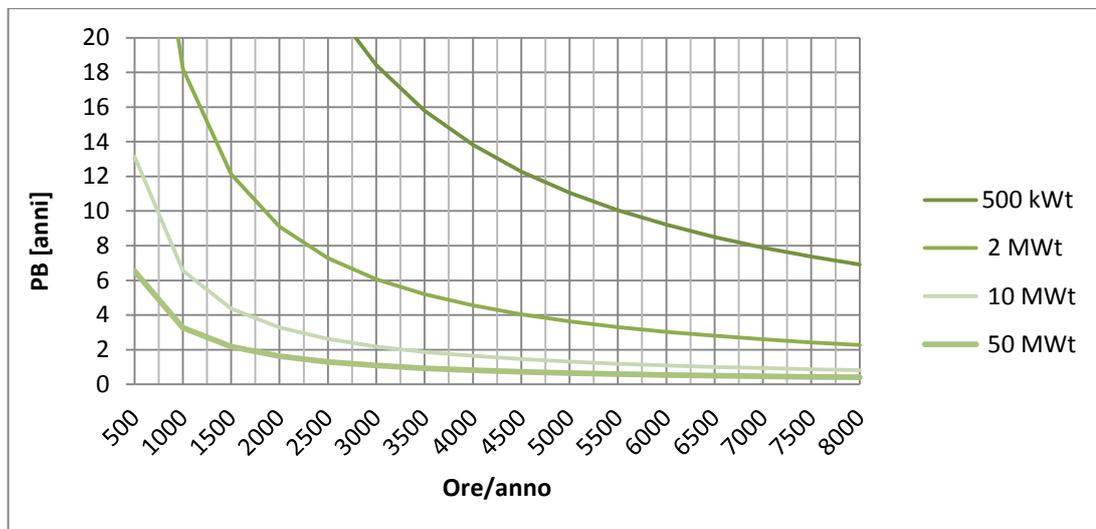


Fig. 6.6 - Pay-Back dell'investimento realizzato mediante EPC con share al 50%, al variare della potenza termica disponibile nei fumi e del numero di ore di funzionamento.

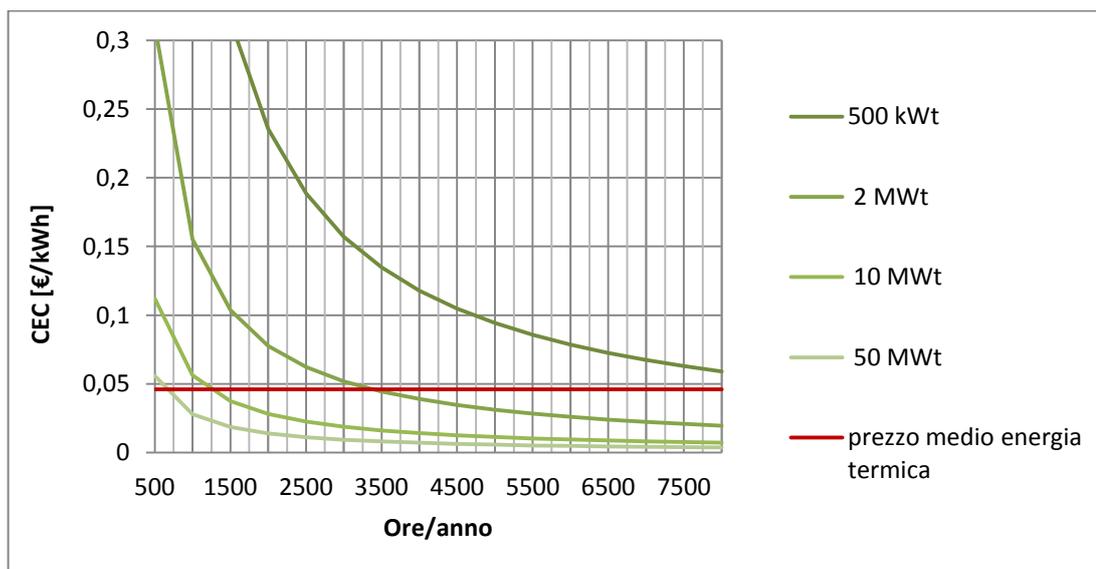


Fig. 6.7 - Costo del kWh prodotto nel caso di investimento diretto dell'azienda, al variare della potenza termica disponibile nei fumi e del numero di ore di funzionamento.

Poiché è noto l'elevato peso in termini di costo associato alla realizzazione di ogni metro di tubazione di connessione alla rete, si è ritenuto interessante analizzare l'effetto della variazione della distanza dalla rete stessa per una situazione intermedia caratterizzata da una potenza termica disponibile nei fumi pari a 10MW e un numero di ore annue di funzionamento pari a 4500. I risultati così ottenuti sono riportati nei grafici in figura 6.8 e 6.9. Mentre la convenienza assoluta in termini di CEC risente meno della variazione della distanza dalla rete, si vede invece che è forte l'impatto sul tempo di rientro dell'investimento che aumenta circa di 0,5 anni ogni 100m aggiuntivi.

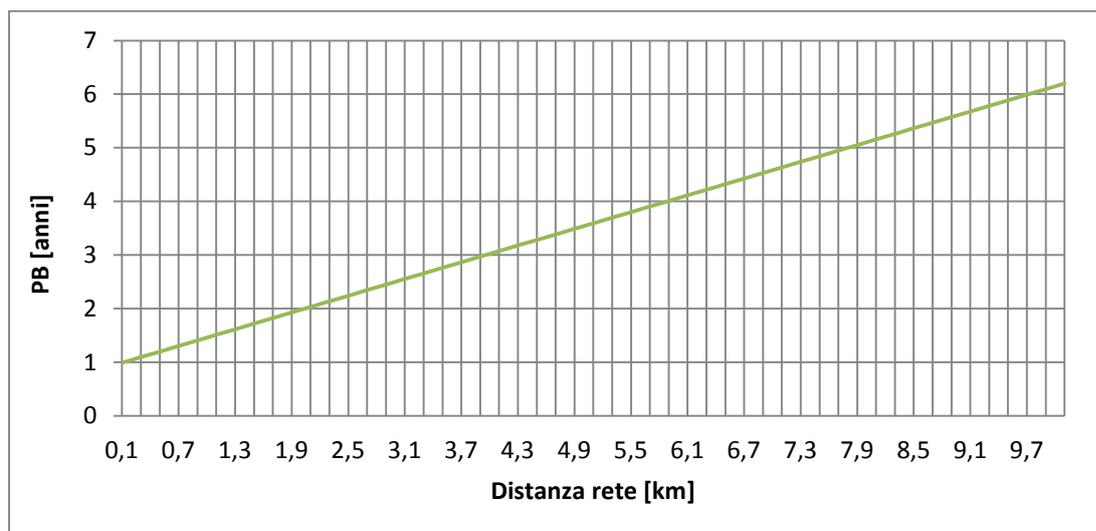


Fig. 6.8 - Influenza della distanza della rete di teleriscaldamento sul Pay-Back nel caso di potenza termica disponibile di 10 MW e 4500 ore/anno di funzionamento.

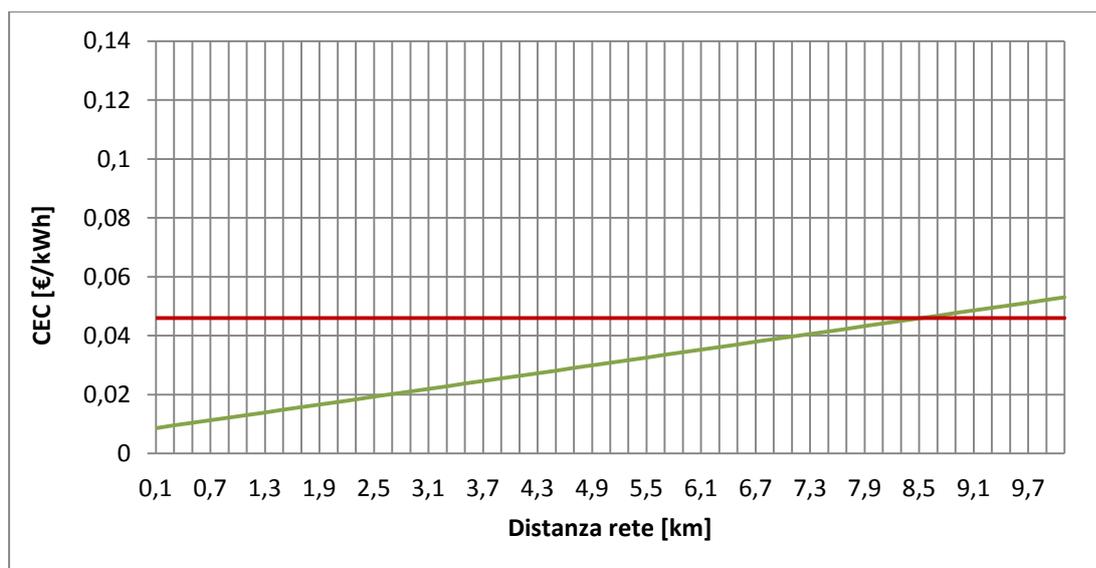


Fig. 6.9 - Influenza della distanza della rete di teleriscaldamento sul Costo del kWh prodotto nel caso di potenza termica disponibile di 10 MW e 4500 ore/anno di funzionamento.

In conclusione, è possibile affermare che l'intervento di recupero termico da fumi di scarto per usi termici civili diventa economicamente sostenibile solo per ingenti quantità di calore disponibile (elevata portata, temperatura e continuità del flusso) e qualora sia già presente una rete di teleriscaldamento nelle immediate vicinanze dello stabilimento. Nell'ottica di realizzazione dell'investimento da parte di una ESCo, risultano fondamentali, al fine di raggiungere tempi di Pay-Back accettabili, una ridotta distanza dello stabilimento dalla rete esistente e il contributo incentivante dei TEE.

## CAPITOLO 7

### Il recupero termico per produzione elettrica

#### 7.1 Il recupero termico di calore di scarto da processi industriali per produzione elettrica mediante impianto ORC

##### 7.1.1 Il recupero termico da processi industriali mediante ORC

I cicli produttivi di molti settori industriali "energivori" sono intrinsecamente caratterizzati da notevoli quantità di energia termica di scarto contenuta nei fumi di processo. Il recupero termico da processo è caratterizzato da una molteplicità di possibili applicazioni, con differenti soluzioni impiantistiche e tecniche, finalizzate al recupero per usi termici, alla valorizzazione elettrica o a entrambe. Infatti, malgrado parte dell'energia contenuta nei fumi di scarto sia riutilizzata per mezzo di ottimizzazioni di processo, difficoltà legate alla loro composizione (ad esempio nel settore siderurgico), alla bassa temperatura (ad esempio nel settore cementiero) o alla ciclicità del processo produttivo possono ridurre l'economicità del recupero della mera energia termica. L'evoluzione del mercato dell'energia negli ultimi anni ha contestualmente posto le basi economiche per l'utilizzo di quei cascami termici per la produzione di energia elettrica mediante impianti denominati WHRS (*Waste Heat Recovery System*). In questo senso, un'opportunità per realizzare efficienza energetica soprattutto per i settori altamente "energivori" (quali il settore cementiero, l'industria del vetro, la siderurgia, la produzione di metalli non ferrosi, il settore *oil & gas*) è rappresentata dall'utilizzo della tecnologia ORC (*Organic Rankine Cycle*) per la produzione elettrica con impianti di taglia tipicamente compresa tra qualche decina di kW e 5-10 MW elettrici. Un sistema di recupero calore è tipicamente composto da uno scambiatore primario, che consente il trasferimento di calore dai gas esausti a un vettore termico (olio diatermico, acqua pressurizzata o vapore saturo), da un impianto ORC e da un sistema per la dissipazione del calore di condensazione scaricato dall'impianto stesso. Il vettore termico caldo, proveniente dallo scambiatore di recupero, alimenta il ciclo di potenza, il quale scarica il calore di condensazione all'ambiente per mezzo di un dissipatore a secco (*aircoolers*) o a umido (torri evaporative, eventuale impianto di raffreddamento acqua già presente nell'impianto). I cicli Rankine a fluido organico sono caratterizzati da prestazioni superiori rispetto ai tradizionali cicli a vapore in presenza di sorgenti termiche a bassa temperatura e/o di bassa entità, oltre che dalla capacità di operare con input termici altamente variabili e dalla bassa richiesta di personale e competenze per la loro gestione (sistemi completamente automatizzati). I cicli ORC utilizzano fluidi di lavoro organici ad elevato peso molecolare. La scelta del fluido, per ottimizzare il rendimento del ciclo termodinamico, è effettuata in funzione della temperatura della sorgente termica a disposizione. Al contrario di quanto accaduto nel settore delle rinnovabili e soprattutto nella generazione elettrica da biomassa in cui la tecnologia ORC ha avuto un'importante diffusione negli ultimi anni, in Italia esistono attualmente solo rare installazioni di questi impianti per il recupero di calore da processi industriali. Questo è dovuto in parte a ragioni legate alla tecnologia in sé (che presenta tempi di Pay-Back piuttosto elevati) ma soprattutto alla scarsa conoscenza e consapevolezza dei vantaggi associati a questi sistemi e alle difficoltà che le imprese italiane trovano nell'autofinanziarsi e nell'accesso al credito (quest'ultimo aspetto risulta fondamentale per un investimento importante come quello richiesto per un impianto ORC). L'analisi economica dell'investimento di installazione di questo tipo di tecnologia mostra che, anche considerando più di 7000 ore l'anno di funzionamento, i tempi di rientro risultano superiori a 5 anni anche per impianti di grossa taglia mentre salgono oltre i 10 anni per impianti di taglia dell'ordine delle decine di kW. Il costo del kWh prodotto risulta essere inferiore al prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (0,13 €/kWh) solo per impianti di grossa taglia che funzionano per almeno 4000 ore l'anno. Si può dunque affermare che, rispetto ad altre soluzioni per l'efficienza energetica, gli impianti ORC per il recupero termico sembrano essere piuttosto distanti dalla convenienza economica in assenza di forme di incentivazione.

### 7.1.2 Potenziale di diffusione

Secondo quanto riportato nel "Energy Efficiency Report 2012" pubblicato dal Politecnico di Milano, considerando la quantità di cascami termici dei principali settori industriali in cui la tecnologia ORC risulta applicabile, si otterrebbe un potenziale teorico pari ad oltre 500MW elettrici, corrispondente a una produzione annua di quasi 4 TWh pari a circa il 3% del fabbisogno elettrico nazionale. A ciò bisogna aggiungere l'incremento atteso di qui al 2020 di disponibilità di calore da recuperare derivante da nuovi processi industriali, che darebbe luogo a un potenziale di 35 MW elettrici con una produzione annua di circa 0,3 TWh. In base alla convenienza economica dell'investimento di installazione di ORC e della propensione attuale delle imprese verso questo tipo di iniziativa, è prevedibile una realizzazione del solo 10-20% del potenziale teorico di diffusione di qui al 2020. A questo livello di diffusione corrisponderebbe una produzione elettrica annua di 0,43-0,86 TWh e un volume complessivo di affari stimabile in 0,2-0,3 miliardi di euro.

## 7.2 La tecnologia ORC

### 7.2.1 Il ciclo Rankine a fluido organico

E' noto che il rendimento del ciclo Rankine è funzione della differenza di temperatura fra la sorgente di calore e il pozzo termico, nonché delle proprietà del fluido di lavoro. Nei cicli a vapor d'acqua degli impianti di potenza si raggiungono normalmente rendimenti termici ideali interni del ciclo di riferimento di poco superiori al 50%, mentre l'efficienza di un ciclo Rankine alimentato da una sorgente termica a temperature medie o basse si aggira solitamente attorno al 20%. Il fluido di lavoro tradizionalmente impiegato nelle centrali termoelettriche è l'acqua, grazie alle sue favorevoli proprietà negli impieghi ad alta temperatura e laddove le potenze in gioco sono considerevoli. Negli impianti per lo sfruttamento del calore a temperature relativamente basse, l'acqua perde gran parte della sua utilità e risultano più adatti altri fluidi organici quali idrocarburi leggeri e clorofluorocarburi (freons). Alle basse temperature un ciclo a vapore d'acqua risulterebbe assai inefficiente a causa degli enormi volumi che si avrebbero alle basse pressioni (e temperature) a cui sarebbe necessario far condensare il fluido (con degli inaccettabili aumenti di volume e di costo degli impianti stessi), e di numerosi altri problemi tecnici quali il basso titolo di fine espansione che porterebbe a forte erosione della palettatura degli ultimi stadi di turbina. Gli impianti ORC risultano quindi essere estremamente vantaggiosi rispetto ai tradizionali sistemi a vapore nel merito di due grandi ambiti operativi:

1. Applicazioni di piccola taglia (range di potenze che va da pochi kW a alcuni MW). In tal senso lo sviluppo è andato verso una standardizzazione delle macchine con il risultato di raggiungere piccole economie di scala che hanno permesso una generale riduzione dei costi di produzione.
2. Applicazioni dedicate allo sfruttamento di sorgenti di calore a bass temperatura (il range di temperature alle quali è possibile abbinare un sistema ORC è approssimativamente compreso tra 70°C e 400°C). In questi casi l'utilizzo di sistemi ORC diventa una scelta obbligata viste le problematiche legate a un eventuale uso di classici cicli a vapore d'acqua.

E' chiaro che nelle situazioni in cui si hanno a disposizione sorgenti a bassa temperatura e con portate termiche limitate i vantaggi legati alle dimensioni si sommano a quelli derivanti dall'utilizzo di fluidi organici di lavoro, portando i sistemi ORC nell'ambito applicativo loro più adatto. Per temperature superiori ai 100°C la disposizione dell'impianto prevede in genere l'utilizzo di cosiddetti "cicli binari" nei quali la sorgente termica scambia calore con un fluido termovettore ad alto punto di ebollizione (olio diatermico); sarà tale fluido termovettore poi a scambiare il calore positivo di ciclo con il fluido di lavoro. Per il resto, l'impianto presenta una struttura molto più semplice di quella degli impianti a vapore d'acqua: non è presente il corpo cilindrico, il generatore di vapore è costituito da un unico scambiatore di calore in cui avvengono preriscaldamento, evaporazione e surriscaldamento. Anche le possibili variazioni del layout di ciclo sono limitate: generalmente non si eseguono risurriscaldamenti né spillamenti dalla turbina; viene solitamente adottata una rigenerazione preriscaldando il condensato a valle della pompa sfruttando il vapore allo scarico della turbina, al fine di ridurre il calore assorbito dalla sorgente all'evaporatore. L'architettura base riportata in figura 7.1 può essere comunque adattata

e ottimizzata in funzione della specifica applicazione. Spesso, negli impianti di taglia medio-alta, si sceglie di sfruttare il calore di condensazione del ciclo per soddisfare un'utenza termica: in base alla temperatura a cui viene richiesto il calore sarà necessario alzare la pressione di condensazione, riducendo il rendimento elettrico del ciclo.

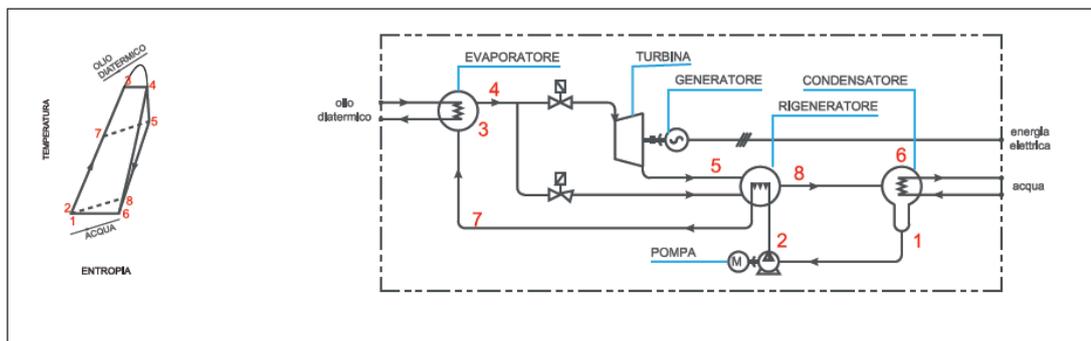


Fig. 7.1 - Ciclo termodinamico e schema di base di un impianto ORC (Fonte: Turboden).

La figura 7.2 riporta il diagramma T-S di alcuni dei più comuni fluidi impiegati in ciclo Rankine. La scelta del fluido di lavoro, deve tener conto dei seguenti obiettivi:

- Prestazione del ciclo termodinamico: il rendimento del ciclo per una data sorgente di calore deve essere più alto possibile. Questo dipende da una serie di proprietà del fluido quali punto critico, calore specifico, densità; pertanto solitamente i possibili fluidi vengono confrontati mediante simulazioni del ciclo con un modello matematico.
- Pendenza della curva del vapore saturo: una curva limite superiore a pendenza negativa, come quella dell'acqua, impone di avere un consistente surriscaldamento del vapore in ingresso alla turbina per non avere titolo di vapore troppo basso agli stadi di bassa pressione con conseguenti problemi di erosione della palettatura. Con una curva del vapore saturo verticale o a pendenza positiva, come accade per molti fluidi organici, si ha la cosiddetta "espansione secca" in quanto anche partendo da vapore saturo secco si arriva con vapore in stato di surriscaldamento a fine espansione. Questo permette di non avere problemi di erosione della palettatura di bassa pressione e di utilizzare uno scambiatore rigenerativo che "desurriscalda" il vapore allo scarico della turbina per preriscaldare il liquido prima che entri nello scambiatore evaporativo, aumentando il rendimento del ciclo.
- Elevata densità del vapore : questo parametro risulta di primaria importanza specialmente per i fluidi che presentano una pressione di condensazione molto bassa (ad esempio gli olii silconici). Bassa densità significa avere elevate portate volumiche. Questo porta a un aumento delle dimensioni degli scambiatori fino al limite imposto dalle perdite di carico, con conseguente incremento del costo del sistema. Una bassa densità di vapore può essere anche un fattore positivo, in quanto semplifica la progettazione e la costruzione del turboespansore nel caso di impianti di piccola taglia.
- Bassa viscosità: una bassa viscosità sia in fase liquida che in fase vapore si traduce in più alti coefficienti di scambio termico e minori perdite di carico negli scambiatori.
- Elevata conducibilità termica: permette di aumentare i coefficienti di scambio negli scambiatori.
- Pressione di evaporazione accettabile: nota la temperatura della sorgente calda, una maggiore pressione di evaporazione del fluido di lavoro determina maggiori costi di investimento e complessità costruttiva.
- Pressione di condensazione maggiore di quella atmosferica: nota la temperatura della "sorgente fredda", riuscire ad avere condensazione del fluido di lavoro a pressione superiore di quella esterna evita problemi di infiltrazione d'aria nel circuito.

- Stabilità ad alta temperatura: a differenza dell'acqua, molti fluidi organici soffrono di deterioramento chimico e decomposizione alle alte temperature. La temperatura della sorgente di calore deve essere inferiore del limite di stabilità del fluido di lavoro.
- Punto di fusione più basso della temperatura esterna minima: per evitare problemi di congelamento.
- Bassa tossicità e infiammabilità: Lo standard ASHRAE definisce 34 classi di sicurezza per i fluidi refrigeranti in base a queste due proprietà.
- Basso ODP (*Ozone Depletion Potential*): potenziale di danneggiamento dell'Ozono atmosferico misurato prendendo come riferimento il fluido R11.
- Basso GWP (*Greenhouse Warming Potential*): potenziale di effetto serra misurato prendendo come riferimento l'Anidride Carbonica.
- Buona disponibilità ed elevato costo: fluidi già utilizzati nella refrigerazione o nell'industria chimica sono più facili da reperire e meno costosi.

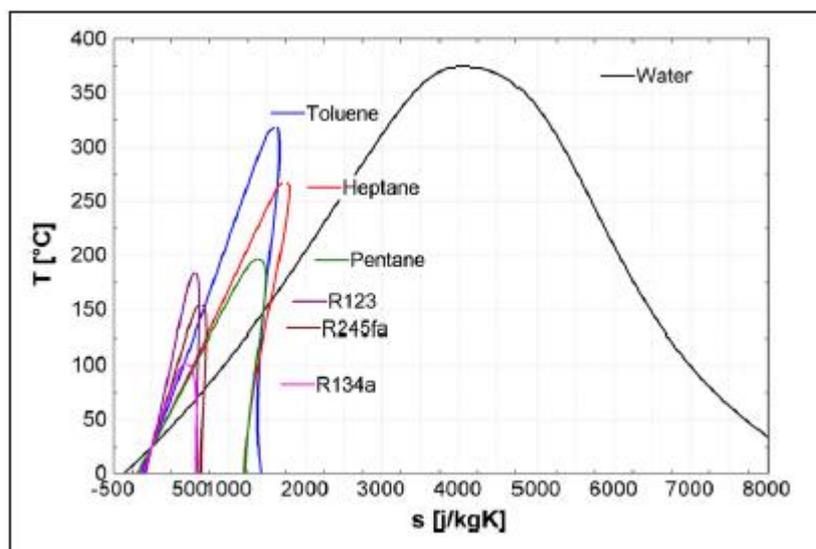


Fig. 7.2 - Diagramma T-S dell'acqua e di tipici fluidi impiegati in ORC (Refprop).

Mentre gli studi presenti in letteratura scientifica coprono un'ampia gamma di fluidi organici, solo pochi di essi sono attualmente impiegati negli impianti ORC presenti sul mercato: HFC-134a (usato per impianti geotermici o recuperi di calore a bassissima temperatura), HFC-245fa (usato soprattutto per impianti di recupero calore a bassa temperatura), n-Pentano (usato nell'unico impianto ORC solare commerciale in Nevada, e in generale per geotermia e recupero termico a media temperatura), Solkatherm, Toluene, OMTS (usato soprattutto per impianti a biomassa). Le principali differenze tra sistemi ORC e sistemi a vapore d'acqua possono essere così riassunte:

- Espansione secca: la pendenza della curva limite superiore fa sì che, anche partendo da vapore saturo, si abbia vapore surriscaldato a fine espansione. L'assenza di condensato in espansione riduce il rischio di corrosione della turbina, aumentandone la durata di vita.
- Sorgente termica a bassa temperatura: grazie alla bassa temperatura di saturazione del fluido.
- Componenti più compatti: in un ciclo ad acqua la densità del vapore nella parte di bassa pressione è estremamente ridotta, costringendo ad incrementare il diametro idraulico delle tubazioni e le dimensioni degli scambiatori.
- Progettazione più semplice dell'evaporatore: negli impianti ORC il generatore di vapore può essere a semplice passaggio, senza la necessità di avere corpo cilindrico e ricircoli. Ciò è dovuto all'elevata massa molecolare del fluido che determina una ridotta variazione di densità da fase liquida a fase vapore.

- Bassa temperatura di ingresso in turbina: permette di ridurre molto gli stress termici sul generatore di vapore e sui primi stadi di turbina, con conseguente risparmio economico rispetto ai cicli a vapore in cui si superano anche i 450°C.
- Minore pressione massima di ciclo: negli ORC generalmente la pressione non supera i 30 bar (contro i 60-70 bar dei cicli a vapore acqueo) riducendo la complessità e il costo del generatore di vapore.
- Pressione di condensazione: nei cicli ad acqua la condensazione avviene ben sotto la pressione atmosferica (0,05 bar) mentre con alcuni fluidi organici (HFC-245fa, HCFC-123, HFC-134a) si riesce a rimanere al di sopra della pressione ambiente, evitando l'infiltrazione di aria nel circuito.
- Caratteristiche del fluido: l'acqua è sicuramente più conveniente dei fluidi organici in termini di costo, disponibilità, non tossicità, non infiammabilità, compatibilità ambientale, stabilità chimica, bassa viscosità. D'altra parte per i cicli ad acqua sono necessari sistemi di deionizzazione dell'acqua stessa, e sistemi di rimozione dell'aria dal ciclo per evitare la corrosione delle parti metalliche.
- Progettazione della turbina: nei cicli ad acqua i salti di pressione ed entalpia attraverso la turbina sono molto elevati, pertanto devono essere impiegate turbomacchine con molti stadi. Negli ORC vengono sfruttati ridotti salti entalpici, pertanto sono sufficienti espansori a singolo o doppio stadio molto più economici.
- Bassa velocità di rotazione: come conseguenza del ridotto salto entalpico, si hanno minore velocità di rotazione e minore velocità periferica della turbina che rendono possibile un collegamento diretto al generatore elettrico e una minore sollecitazione della turbina, riducendo il costo di investimento e il rischio di guasti.
- Rendimento: l'efficienza degli attuali ORC ad alta temperatura non supera il 24%, ben minore di quella di un classico impianto a vapore che supera il 40%.

In conclusione, i vantaggi operativi associati all'utilizzo di impianti ORC sono i seguenti:

- Mancanza di erosione delle palette dovuta all'assenza di formazione di liquido nelle fasi finali dell'espansione con aumento della durata delle stesse;
- Ottimo rendimento della turbina, soprattutto nel caso di impiego di turboespansori;
- Bassa sollecitazione meccanica della turbina dovuta alla modesta velocità periferica;
- Basso numero di giri della turbina, tale da consentire un collegamento diretto con il generatore;
- Elevata affidabilità e minima richiesta di manutenzione, dovute al fatto che il fluido non è corrosivo e mantiene pulite e lubrificate le parti con cui viene a contatto;
- Semplicità delle procedure di fermata e avviamento, senza la necessità di personale patentato per la conduzione dell'impianto;
- Elevata sicurezza degli impianti derivante dall'utilizzo generalizzato di un fluido termovettore ad alto punto di ebollizione;
- Buone prestazioni anche a carico parziale;
- Assenza di surriscaldatori;
- Elevate efficienze di conversione anche per potenze di pochi kWe temperature non elevate (generalmente comprese tra 15 e 20%).

La *performance* di un ORC è fortemente correlata con quella dell'espansore. La scelta della tecnologia dipende dalla taglia dell'impianto e dalle condizioni operative. Possono essere distinte due tipologie principali di macchina: le turbomacchine e gli espansori di tipo volumetrico. Come nel campo della refrigerazione, le macchine volumetriche sono più adatte per unità ORC di piccola taglia in quanto caratterizzate da ridotte portate, elevati rapporti di espansione e minori velocità rispetto alla turbomacchine. Nel campo delle turbomacchine, si distinguono quelle di tipo assiale e di tipo radiale. Come già accennato, le turbine assiali impiegate si distinguono da quelle classiche dei cicli a vapore d'acqua soprattutto per quanto riguarda il minor numero di stadi conseguente al minor salto entalpico elaborato: generalmente si tratta di turbine bistadio o addirittura monostadio nel caso di ORC a bassa temperatura. Un'altra importante caratteristica dei fluidi organici è la bassa velocità del suono. Pertanto nelle turbine si ha una forte limitazione è dovuta al fatto che la velocità del suono viene raggiunta rapidamente, tenendo conto che ad elevati Numeri di Mach sono legate alte irreversibilità e basse efficienze della macchina. Le turbine radiali sono impiegate per elevati rapporti di espansione e limitate portate volumetriche. La loro geometria permette di raggiungere maggiori velocità periferiche e quindi maggiori salti entalpici per singolo stadio. Esse hanno anche il vantaggio di mantenere un

elevato rendimento per un ampio range di carico parziale. Risulta invece più difficoltosa la messa in serie di più stadi, rispetto alle turbine assiali. In generale, le turbomacchine non sono adatte ad applicazioni di taglia molto piccola, in quanto al calare della potenza della turbina stessa aumenta la velocità di rotazione. Questo è dovuto al fatto che, per una certa tecnologia costruttiva, la velocità periferica risulta fissata:

$$U = \omega * D/2 \quad [m/s] \quad (7.1)$$

Al calare della potenza e quindi della portata, cala il diametro della macchina e quindi per forza deve aumentare la velocità di rotazione. Questo è il motivo principale per cui turbomacchine di taglia molto piccola non sono ancora presenti sul mercato. Per quanto riguarda gli espansori volumetrici, essi si dividono principalmente in rotativi (*scroll*, *screw*, a ingranaggi) e alternativi (a pistoni). Gli espansori rotativi presentano il vantaggio di non richiedere l'impiego di valvole, contrariamente a quelli a pistoni, inoltre il fatto che carico e scarico non avvengono sempre nella stessa posizione limita lo scambio termico con un impatto positivo sul rendimento volumetrico della macchina. Gli espansori a pistoni mostrano, invece, minori perdite interne delle macchine *scroll* e *screw*. Mentre sono ormai presenti sul mercato tecnologie mature per quanto riguarda le turbomacchine per ORC di taglia consistente, la maggior parte degli espansori volumetrici usati fin'ora sono prototipi spesso derivati da compressori esistenti. Queste ultime macchine rappresentano un buon sostituto delle turbomacchine per applicazioni di piccola potenza: permettono di mantenere basse velocità di rotazione, sono affidabili, tollerano bene l'eventuale presenza di liquido, presentano un buon rendimento isoentropico. I principali campi di applicazione della tecnologia ORC sono lo sfruttamento di biomassa, lo sfruttamento di risorse geotermiche, l'utilizzo di energia solare, il recupero di calore di scarto. La biomassa utilizzabile come combustibile per impianti ORC è disponibile come rifiuto dall'industria del legno o come scarto agricolo, e il suo costo risulta molto inferiore di quello di un combustibile fossile. L'elevato costo di investimento, però impone che l'impianto ORC funzioni in modo cogenerativo affinché l'investimento sia sostenibile economicamente. Per quanto riguarda la geotermia, ad oggi il limite minimo di temperatura della sorgente al di sopra del quale è possibile lo sfruttamento per produzione elettrica mediante ORC è di circa 80°C: al di sotto di tale soglia il rendimento di conversione diventa troppo basso e l'investimento economicamente non sostenibile (Quolin, Van Den Broek, Declaye, Dewallef, Lemort, 2013). Lo sfruttamento dell'energia solare per la produzione elettrica consiste nella concentrazione della radiazione solare mediante sistemi a inseguimento su collettori lineari o puntuali che trasferiscono l'energia a un fluido termovettore il quale va ad alimentare il ciclo di potenza. La tecnologia ORC rappresenta un'opportunità promettente per ridurre i costi di investimento su piccola scala. L'altro grande ambito di applicazione degli ORC, rappresentato dal recupero di calore di scarto, viene approfondito nel paragrafo seguente.

### 7.2.2 L'applicazione ai recuperi termici

La disponibilità di calore sfruttabile nei recuperi termici consiste tipicamente in un flusso di gas caldi, meno frequentemente sotto forma di liquidi. Nel caso di recupero di calore da effluenti gassosi, la fonte termica primaria non è in genere direttamente accoppiata con il fluido di lavoro; il calore recuperato viene solitamente trasferito al ciclo per mezzo di un vettore termico (olio diatermico, acqua pressurizzata, vapore). Nel caso di recupero di calore da effluenti liquidi invece si ha lo scambio diretto tra sorgente primaria e fluido di lavoro del ciclo ORC. Considerata l'importanza dei processi produttivi ai quali viene applicato il recupero termico, lo schema d'impianto prevede in genere l'inserimento del recuperatore in modo che possa essere bypassato in caso di guasti che rendessero indisponibile il sistema di recupero. Per applicazioni a media-alta temperatura sono disponibili sul mercato moduli di potenza da 300kW a 3MW, con rendimenti tipici compresi nel range 19-25%. Esistono poi moduli realizzati ad hoc per lo sfruttamento di calore a bassa temperatura (90-150°C) con efficienze comprese nel range 6-18% (Palestra, Vescovo, 2013). Questi ultimi impianti solitamente impiegano espansori volumetrici e realizzano lo scambio termico per via diretta tra la sorgente termica e il fluido di ciclo, al fine di sfruttare al massimo la risorsa disponibile e ridurre i costi di costruzione. Il recupero termico per la produzione di energia elettrica può avere un impatto importante in molti settori energivori, contribuendo in modo significativo alla riduzione dei consumi e

all'aumento di efficienza dell'intero processo produttivo. Uno dei settori che più si prestano in questo senso è quello della produzione del cemento: esso è caratterizzato da una notevole disponibilità di calore di scarto a medio/bassa temperatura che, malgrado tutte le soluzioni impiantistiche adottate, non può essere completamente utilizzato nel processo. Le fonti di calore disponibile sono generalmente il gas di combustione del forno (a valle del preriscaldamento delle materie prime) con temperature dell'ordine dei 250-400° e l'aria di raffreddamento del clinker con temperature sotto i 300°. La produttività di energia elettrica da parte degli impianti a recupero è stimata in 10-20 kWh per tonnellata di clinker prodotta (Palestra, Vescovo, 2013), contro un consumo specifico per la produzione di clinker in Italia pari a 3,697 MJ termici e 0,11 MWh elettrici per tonnellata (ENEA, 2014). Altro settore che presenta buone possibilità di intervento in termini di recupero termico è quello siderurgico, in cui l'energia termica può essere estratta da fumi di processo "puliti" (frutto della combustione di gas naturale in forni o trattamenti termici, disponibile a medio-bassa temperatura) o da fumi di acciaieria/fonderia "sporchi" (originati dalla fusione del metallo, disponibili a medio-alta temperatura). I processi produttivi sono meno standardizzati rispetto all'industria del cemento; soluzioni affidabili di recupero sono utilizzate nei più svariati processi (laminatoi, trattamenti termici, etc.). Ciò avviene generalmente per fumi puliti a media temperatura e quando non in conflitto con altri potenziali interventi per l'aumento di efficienza del processo (ad esempio il preriscaldamento dell'aria comburente). Risulta più difficile operare sui fumi sporchi, da acciaieria o fonderia, dove a una maggiore potenzialità dovuta all'alta temperatura si contrappongono problemi legati a: contenuto di polveri, notevoli variazioni di temperatura e portata dei fumi e vincoli ambientali sulle emissioni. L'energia elettrica producibile è stimata nell'ordine dei 30-50 kWh per tonnellata di materiale prodotto/lavorato, contro un consumo specifico pari a circa 1,25 MWh di energia termica e 0,25 MWh di energia elettrica per tonnellata di materiale ferroso prodotta/lavorata (Palestra, Vescovo, 2013). Altra potenziale candidata all'applicazione di sistemi di recupero termico è la produzione del vetro. In questo campo, la disponibilità di gas provenienti dalla fusione del vetro ad alte temperature (400-600°C) può garantire elevate efficienze elettriche nell'ordine del 25%. L'energia primaria mediamente richiesta per la produzione di una tonnellata di vetro è intorno a 1-1,5 MWh (ENEA, 2014) di cui circa il 20% è la frazione che viene persa nei gas di scarico; di qui si stima una possibilità di recupero nell'ordine dei 30-45 MWh di energia elettrica per tonnellata di vetro (Palestra, Vescovo, 2013). Altri settori industriali nei quali il recupero di calore può risultare interessante sono il petrolchimico, la produzione di metalli non-ferrosi, la produzione di ceramiche, l'incenerimento. In generale, per sorgenti a medio-alta temperatura, la tecnologia ORC consente il recupero di calore da qualunque processo industriale dove la potenza termica di scarto disponibile sia superiore ai 3-5 MW, che è traducibile in un consumo annuo nell'ordine di 20 milioni di Sm<sup>3</sup> di gas naturale o di 15 milioni di tonnellate di carbone. Esiste poi la possibilità di sfruttare piccole potenze termiche (<1MW) disponibili a bassa temperatura mediante piccoli moduli ORC che impiegano espansori volumetrici, tuttavia il costo di questa tecnologia risulta ancora elevato rendendo difficile la sostenibilità economica dell'investimento.

### 7.3 Il recupero termico con impianto ORC e l'ottenimento di TEE

L'intervento di sfruttamento di calore di scarto per la produzione elettrica mediante ORC, come qualsiasi altro intervento di recupero termico, è pienamente incentivabile con Certificati Bianchi in quanto in linea con i principi del meccanismo enunciati nei DD.MM. 20 luglio 2004. Si tratta infatti di sfruttare energia termica che altrimenti andrebbe dissipata in ambiente. La tecnologia di recupero termico mediante ORC non è contemplata in alcuna scheda tecnica né analitica né standardizzata, pertanto l'ottenimento dei TEE deve avvenire attraverso la proposta di un intervento a consuntivo che implementi un algoritmo *ad hoc* per il calcolo del risparmio di energia primaria. Al fine di rilevare il risparmio netto di energia primaria tra situazione ante e post-intervento, è necessario depurare la produzione lorda di energia elettrica dall'energia auto-consumata dall'impianto per gli ausiliari (pompa interna del modulo ORC, pompe e ventilatori del sistema di dissipazione del calore di condensazione) e da eventuali altri consumi ulteriori. Ad esempio, nel caso di recupero termico da fumi di scarto, bisogna tener conto dell'aumento del consumo elettrico che subisce il ventilatore sul flusso gas a causa dell'inserimento dello scambiatore di recupero. Essendo l'intervento addizionale al 100%, il risparmio netto integrale (numero di TEE) si ottiene semplicemente come:

$$RNI = (EN_{el} - EN_{aus} - \Delta EN_{vent}) \times 0,187 \times \tau \quad [tep] \quad (7.2)$$

Dove  $EN_{el}$  è l'energia lorda prodotta in MWh,  $EN_{aus}$  è il consumo elettrico degli ausiliari del gruppo ORC in MWh,  $\Delta EN_{vent}$  è l'incremento di consumo elettrico del ventilatore sui fumi rispetto alla situazione ante-intervento in MWh, 0,187 è il coefficiente di conversione da energia elettrica a energia primaria in tep/MWh secondo i DD.MM. 20 luglio 2004. La categoria di intervento sarà IND-GEN ("Processi industriali: generazione di energia elettrica da recuperi o da fonti rinnovabili o cogenerazione") pertanto il coefficiente  $\tau$  sarà pari a 3,36.

## **7.4 Implementazione nel software per l'audit energetico dell'intervento di recupero termico da fumi per produzione di energia elettrica mediante modulo ORC**

### 7.4.1 Dati in input

I dati in input necessari alla valutazione dell'intervento di produzione di energia elettrica da recupero termico mediante ORC sono le caratteristiche dei flussi di calore di scarto presenti, pertanto coincidono con quelli descritti al paragrafo 6.3.1. Per ogni flusso di gas caldi vengono richiesti portata, pressione, temperatura, composizione e profilo operativo di portata.

### 7.4.2 Dati in output

Come per gli altri interventi considerati, in presenza di più flussi di gas caldi di scarto, il software valuta sia l'intervento di sfruttamento del singolo flusso per alimentare un gruppo ORC che l'utilizzo di tutti i flussi presenti che soddisfano i requisiti tecnici. Per il singolo flusso vengono riportati la temperatura disponibile, la potenza elettrica netta ottenibile (taglia stimata del ORC), l'investimento necessario, l'energia elettrica netta producibile annua, il numero di TEE annui ottenibili, il tempo di Pay-Back e il VAN dell'investimento. Viene inoltre specificato se, in base alle temperature e potenze disponibili, potrà essere installato un gruppo ORC classico con turboespansore o un modulo ORC di piccola taglia che impiega espansore volumetrico. Per l'intervento complessivo, che prevede lo sfruttamento per produzione elettrica di tutti i flussi di fumi disponibili che siano tecnicamente utilizzabili, vengono restituiti in output: il numero di flussi sfruttati, l'investimento, la potenza elettrica totale installata, la producibilità elettrica netta annua, il numero di TEE annui, il tipo di TEE e il tipo di intervento, gli indicatori economici dell'investimento (PB, VAN, TIR, CEC). La valutazione economica viene al solito eseguita su 5 anni considerando uno share dei risparmi tra ESCo e cliente del 50%. Inoltre, viene fornito il parametro "share ottimo" così come definito al paragrafo 3.3.

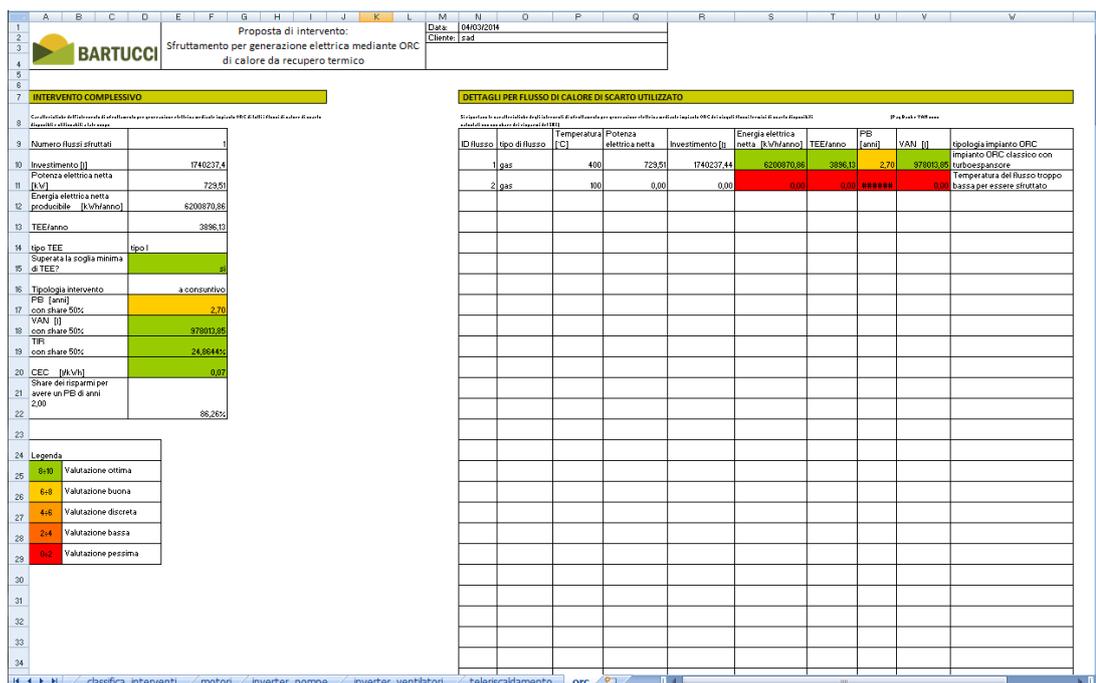


Fig. 7.3 - Esempio di foglio di output relativo all'intervento di sfruttamento per la generazione elettrica mediante ORC di calore di scarto.

### 7.4.3 Calcolo della producibilità di energia elettrica

Il modulo del programma relativo all'intervento di installazione di impianti ORC alimentati da calore di scarto, viene richiamato a valle del modulo di analisi dei flussi di fumi (descritto al paragrafo 6.4.3) che calcola per ogni portata di gas caldi presenti la temperatura minima a cui possono essere raffreddati ( $T_{out-min}$ ), la potenza termica disponibile ( $P_{th-av}$ ) e l'energia termica annua disponibile ( $EN_{th-av}$ ). Questi tre parametri (memorizzati nel file "audit") assieme al valore di temperatura massima dei fumi ( $T_{in}$ ) vengono quindi "letti" dal modulo, per ogni flusso di gas. Si procede poi al calcolo dell'energia elettrica netta producibile da ogni flusso con l'installazione di un modulo ORC.

#### Verifica della possibilità tecnica di sfruttamento del flusso di gas caldi

Come prima cosa si verifica la possibilità tecnica di sfruttare il flusso di gas per alimentare un gruppo ORC: in particolare si valuta se la temperatura e la potenza termica disponibile nei gas raggiungono i livelli minimi richiesti dalla tecnologia attuale. Attualmente, il limite minimo di temperatura della sorgente sfruttabile da un ORC si attesta attorno a 80-90°C: tale limite si raggiunge in moduli di piccola taglia che richiedono di essere alimentati ad acqua calda. Nel caso di recupero termico da effluenti gassosi, la fonte termica primaria non è generalmente direttamente accoppiata con il fluido di lavoro ma il calore recuperato viene trasferito al ciclo per mezzo di un vettore termico quale olio diatermico, acqua pressurizzata o vapore. I calcoli eseguiti dal software si pongono cautelativamente sempre in questa ipotesi, nonostante nella pratica esistano anche applicazioni in cui l'evaporatore dell'impianto ORC è installato direttamente sul flusso di gas caldi. Noto che il calore specifico dei gas è molto inferiore a quello del liquido termovettore (sia esso acqua o olio), ipotizzando uno scambio termico in controcorrente, nel diagramma flusso termico-temperatura la curva relativa ai fumi sarà più ripida di quella del liquido pertanto la differenza minima di temperatura si avrà all'uscita dei fumi (*Pinch Point*) mentre la massima differenza di temperatura all'ingresso dei fumi (*Approach Point*). Visto che ridurre il  $\Delta T$  di Pinch Point significa aumentare l'area di scambio e quindi i costi dello scambiatore di recupero, si suppone di non poter scendere troppo con questo valore che come ordine di grandezza si attesterà attorno ai 20°C. In base a queste considerazioni si ipotizza un valore minimo di  $\Delta T$  di Approach Point attorno ai 40-50°C. Pertanto, come condizione necessaria affinché un flusso

di gas caldi possa essere sfruttato con un ORC è stato posto il superamento del limite minimo di temperatura di ingresso pari a :

$$T_{in} \geq 130^{\circ}C \quad (7.3)$$

Per quanto riguarda il limite minimo di potenza, i più piccoli moduli ORC presenti sul mercato raggiungono taglie attorno 10kW elettrici con macchine che montano espansori volumetrici e presentano rendimenti piuttosto bassi. Ipotizzando cautelativamente un rendimento elettrico del 7% e un'efficienza del sistema di trasmissione del calore dai fumi al liquido termovettore del 95%, come limite minimo di potenza termica disponibile sfruttabile con ORC è stato imposto:

$$P_{th-av} \geq \frac{10}{0,95 \times 0,7} \quad [kW] \quad (7.4)$$

Solo se il flusso di fumi considerato soddisfa i limiti minimi di temperatura e potenza termica appena descritti si procede allo studio dell'intervento di installazione di un ORC, in caso contrario il software dichiara in output che tale flusso non è tecnicamente sfruttabile per la produzione elettrica.

Come già accennato, la configurazione impiantistica considerata dal software prevede lo scambio indiretto di calore tra fumi caldi e ciclo termodinamico, attraverso l'impiego di un fluido intermedio quale l'acqua pressurizzata o un olio diatermico. Per tener conto delle inevitabili perdite di cui sarà sede lo scambiatore fumi-olio (o fumi-acqua) e il circuito che lo collega all'evaporatore dell'ORC, si è ipotizzata un'efficienza complessiva del sistema di recupero termico pari al 95%. Pertanto, nota l'energia termica disponibile nei fumi ( $EN_{th-av}$ ), viene calcolata l'energia termica effettiva in ingresso al ORC come:

$$EN_{th-in} = 0,95 \times EN_{th-av} \quad [kW] \quad (7.5)$$

E analogamente la potenza termica effettiva in ingresso al ORC:

$$P_{th-in} = 0,95 \times P_{th-av} \quad [kW] \quad (7.6)$$

All'interno dell'universo degli impianti ORC è necessario effettuare una netta distinzione tra gli impianti di taglia medio-grande e quelli di piccola taglia: questi differiscono per tipo di tecnologie impiegate, per campo di temperature sfruttabili, per rendimento e inevitabilmente anche per costo. Gli impianti ORC "classici" che utilizzano un turboespansore, che per convenzione chiameremo di tipo B, non scendono sotto la taglia minima di 200 kW<sub>e</sub> e generalmente riescono a sfruttare calore fornito a non meno di 150°C. Esistono però sul mercato, moduli ORC realizzati con tecnologie meno sofisticate che tipicamente utilizzano espansori volumetrici, i quali riescono a sfruttare calore fino a 80-90°C e scendono fino a potenze elettriche di 10 kW. Chiameremo questa seconda tipologia di impianto tipo S. Per questo motivo, anche all'interno del software è necessario effettuare questa discriminazione prima di procedere con il calcolo della producibilità elettrica e con la valutazione economica. Per eseguire la distinzione, vengono poste due condizioni: una sulla temperatura a cui viene fornito il calore (t<sub>max</sub>) e una sulla potenza elettrica erogabile che viene stimata in prima approssimazione con un valore medio di rendimento elettrico del 16%. Pertanto, se sono verificate le due seguenti condizioni:

$$T_{max} \geq 150^{\circ}C \quad e \quad P_{th-in} > \frac{200}{0,16} \quad [kW] \quad (7.7)$$

allora si tratterà di installare un impianto di tipo "big"; se invece non sono soddisfatte l'analisi viene eseguita per un impianto di tipo "small".

A questo punto è necessario stimare la taglia e il rendimento dell'impianto che si ipotizza di installare; è necessario introdurre una descrizione di come avviene il calcolo del rendimento all'interno del software.

*Rendimento dell'impianto ORC*

Il rendimento elettrico di un impianto ORC assume valori molto variabili in base alla taglia e alla differenza di temperatura tra sorgente calda e fredda. Mentre gli impianti ORC di media-grossa taglia di tipo B (>200kW<sub>e</sub>) presentano rendimenti che variano tra il 16% e il 21% , i piccoli moduli (tipo S) presentano tecnologie costruttive totalmente diverse e pertanto evidenziano efficienze che variano tra il 7% e il 10%. Questi valori di rendimento si riferiscono alle condizioni di progetto per quanto riguarda la temperatura della sorgente, pertanto sono soggetti a variazioni del 2-3% in base alla temperatura a cui viene fornito il calore. Per prevedere in maniera veritiera il rendimento del modulo ORC di cui si valuta l'installazione, all'interno del software per l'audit energetico è stata implementata una funzione che fornisce il rendimento tipico di un modulo ORC in base alla potenza elettrica (P<sub>el</sub>) e alla temperatura della sorgente termica di alimentazione (T<sub>max</sub>, temperatura massima dell'acqua/olio diatermico in ingresso all'evaporatore). La funzione, che verrà di seguito indicata con il simbolo η(P<sub>el</sub>,T<sub>max</sub>), esegue il calcolo del rendimento secondo due diverse modalità a seconda che la taglia sia superiore o inferiore a 200kW<sub>e</sub>. Tale funzione è stata ottenuta interpolando dati "di catalogo" forniti da alcuni dei maggiori costruttori presenti sul mercato e confrontandoli con dati di letteratura per ottenere dei valori rappresentativi della "media di mercato" per gli impianti ORC. Se la potenza elettrica del modulo è superiore a 200 kW<sub>e</sub>, si considera di applicare un modulo di media-grossa taglia dotato di turboespansore (tipo B) , per cui è stata individuata la seguente curva di rendimento nominale che è riferita ad una temperatura T<sub>max</sub> pari a 270-300°C:

$$\eta_B = 18,81 + 1,887 \times 10^{-4} \times P_{el} \quad [\%] \quad (7.8)$$

dove P<sub>el</sub> è la taglia del modulo espressa in kW. Visto che gli impianti ORC di questo tipo accettano una temperatura della sorgente termica (T<sub>max</sub>) compresa nel range 150-400°C è necessario tener conto del livello termico disponibile. Pertanto al valore calcolato con la formula 7.8 si applica una correzione Δη secondo la tabella 7.1.

Tabella 7.1 - Correzione al rendimento calcolato in formula 7.5, in base alla temperatura della sorgente.

Tmax [°C]	Δη%
350-400	2%
300-350	1%
270-300	0%
250-270	-1%
200-250	-2%
150-200	-3%

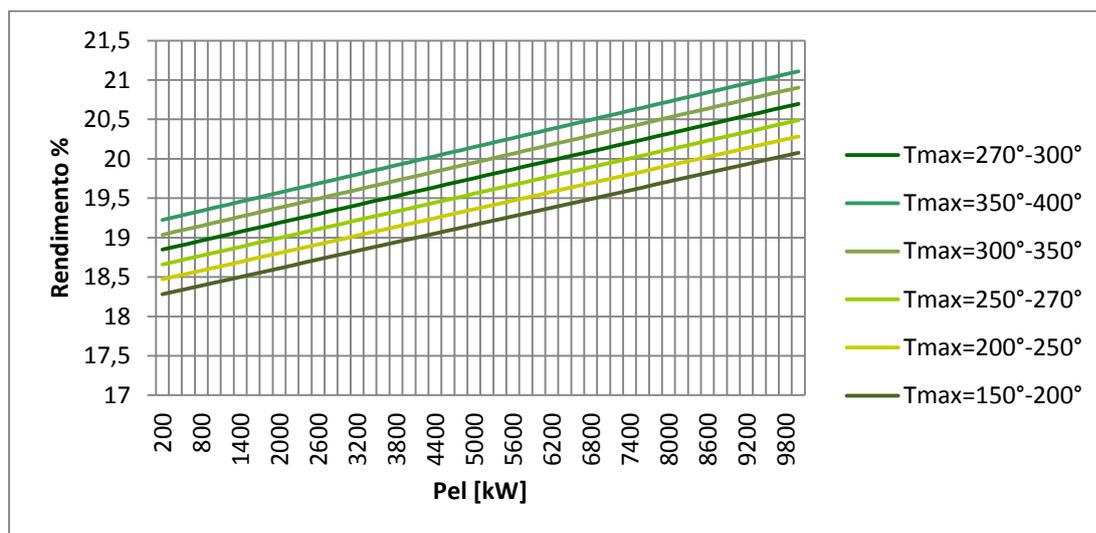


Fig. 7.4 - Curve di rendimento implementate per moduli ORC di potenza superiore a 200kW, al variare della temperatura massima dell'olio diatermico di alimentazione.

Se la potenza elettrica dell'impianto è inferiore a 200kW<sub>e</sub>, si considera di installare un modulo ORC di piccola taglia (tipo S) costruito con tecnologie più economiche che tipicamente monta un espansore di tipo volumetrico. Per questo tipo di macchine è stata individuata la seguente curva di rendimento che si riferisce a condizioni "medie" di temperatura della sorgente (che può essere acqua pressurizzata o olio diatermico) nel range 120-150°C.

$$\eta_s = 6,8421 + 0,015789 \times P_{el} \quad [\%] \quad (7.9)$$

Questo tipo di impianti può ricevere il calore in ingresso a una temperatura che va da 90°C fino a oltre 150°C; per tener conto di questo al rendimento calcolato con la formula 7.9 si applica una correzione secondo la tabella 7.2.

Tabella 7.2 - Correzione al rendimento calcolato in formula 7.6, in base alla temperatura della sorgente.

Tmax [°C]	Δη%
>150	1%
120-150	0%
90-120	-1%

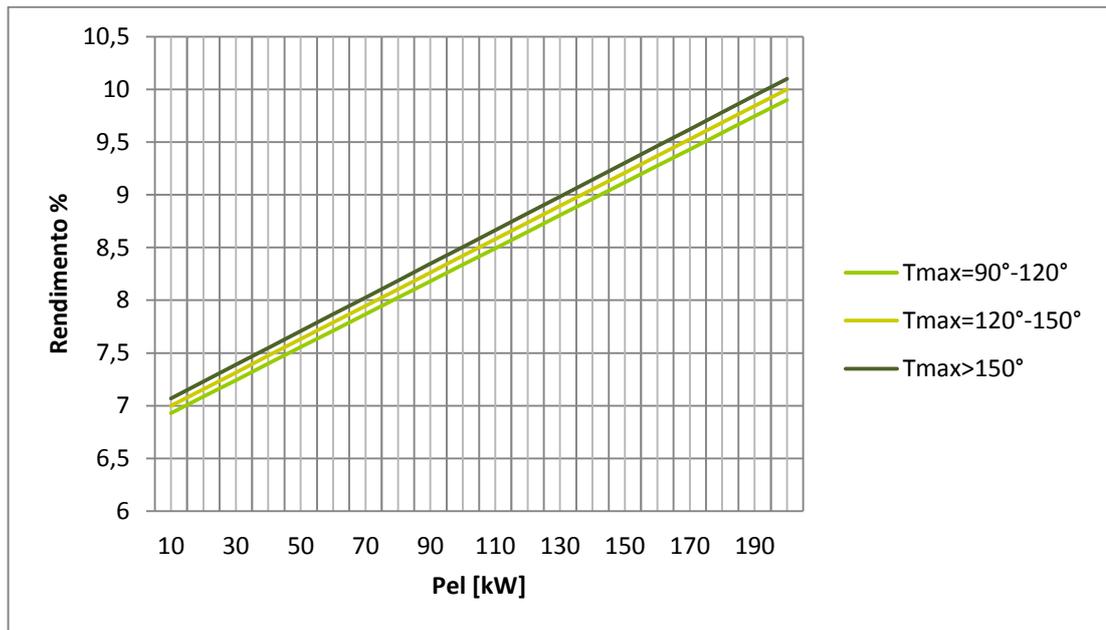


Fig. 7.5 - Curve di rendimento implementate per moduli ORC di potenza inferiore a 200kW, al variare della temperatura massima dell'olio diatermico di alimentazione.

*Installazione di un impianto di tipo "B"*

Noto che il rendimento elettrico viene calcolato in funzione della potenza elettrica del modulo e della temperatura  $t_{max}$ , è necessario effettuare una prima stima della taglia dell'impianto con un rendimento medio "di primo tentativo". Si stima quindi la potenza elettrica ipotizzando un rendimento cautelativo degli impianti di tipo B pari al 16%:

$$P_{el-1} = P_{th-in} \times 0,16 \quad [kW] \tag{7.10}$$

Poiché i moduli commerciali standard di tipo B arrivano generalmente a una taglia massima di 10MW e che anche la curva di rendimento è valida nel campo di potenze elettriche [200kW-10MW], se la potenza elettrica di prima stima ( $P_{el-1}$ ) è inferiore al limite massimo si considera una taglia dell'impianto di primo tentativo pari a:

$$P_{el-rif-1} = P_{el-1} \tag{7.11}$$

in caso contrario si considera la taglia pari al limite massimo di 10 MW:

$$P_{el-rif-1} = 10.000 \quad [kW] \tag{7.12}$$

Si calcola quindi, con l'apposita funzione, un rendimento elettrico di prima stima:

$$\eta_1 = \eta_B(P_{el-rif-1}, T_{max}) \tag{7.13}$$

Si ricalcola la potenza elettrica con il rendimento  $\eta_1$ :

$$P_{el-2} = \frac{P_{th-in}}{\eta_1} \quad [kW] \tag{7.14}$$

E, come prima, si individua la taglia:

$$Se \ P_{el-2} \leq 10.000 \ kW \quad allora \ P_{el-rif} = P_{el-2} \tag{7.15}$$

$$\text{Se } P_{el-2} > 10.000 \text{ kW} \quad \text{allora } P_{el-rif} = 10.000 \text{ kW} \quad (7.16)$$

Si ricalcola il rendimento in funzione della taglia esatta:

$$\eta = \eta_B(P_{el-rif}, T_{\max}) \quad (7.17)$$

A questo punto, noto l'esatto rendimento, si calcola la potenza elettrica lorda disponibile:

$$P_{el} = \frac{P_{th-in}}{\eta} \quad [kW] \quad (7.18)$$

Per il calcolo della producibilità elettrica annua netta dell'impianto è necessario tener conto degli autoconsumi che vengono stimati cautelativamente nell'ordine del 10% della produzione lorda. Questa quota comprende il consumo degli ausiliari interni al modulo ORC quali la pompa a valle del condensatore e il sistema di controllo, il consumo del sistema di dissipazione del calore di condensazione, il consumo della pompa di circolazione dell'olio diatermico/acqua e il maggior consumo del ventilatore posto sui fumi dovuto alla presenza dello scambiatore di recupero (maggiori perdite di carico rispetto alla situazione ante-intervento). In questa sede si ipotizza l'utilizzo di torri evaporative come sistema di raffreddamento del modulo ORC, in quanto energeticamente più efficienti e meno costose dei sistemi di dissipazione ad aria (batterie alettate con ventilatore). Per quanto appena esposto, la produzione elettrica netta annua è pari a:

$$EN_{el} = EN_{th-in} \times \eta \times 0,9 \quad [kWh/anno] \quad (7.19)$$

#### Installazione di un impianto di tipo "S"

Il procedimento che porta alla stima della producibilità per gli impianti di piccola taglia segue la stessa logica utilizzata per gli impianti di tipo B. La potenza elettrica di prima stima viene determinata con un valore cautelativo di rendimento degli impianti di tipo S del 7%:

$$P_{el-1} = P_{th-in} \times 0,07 \quad [kW] \quad (7.20)$$

Considerando come taglia massima di un impianto di tipo S 200 kW<sub>e</sub> e che la curva di rendimento implementata per questi impianti è valida nel range [10kW<sub>e</sub>-200kW<sub>e</sub>], se P<sub>el-1</sub> risulta inferiore a 200kW si adotta come taglia dell'impianto di primo tentativo:

$$P_{el-rif-1} = P_{el-1} \quad (7.21)$$

altrimenti:

$$P_{el-rif-1} = 200 \quad [kW] \quad (7.22)$$

Si calcola quindi, con l'apposita funzione, un rendimento elettrico di prima stima:

$$\eta_1 = \eta_S(P_{el-rif-1}, T_{\max}) \quad (7.23)$$

Si ricalcola la potenza elettrica con il rendimento  $\eta_1$ :

$$P_{el-2} = \frac{P_{th-in}}{\eta_1} \quad [kW] \quad (7.24)$$

E, come prima, si individua la taglia:

$$\text{Se } P_{el-2} \leq 200 \text{ kW} \quad \text{allora } P_{el-rif} = P_{el-2} \quad (7.25)$$

$$\text{Se } P_{el-2} > 200 \text{ kW} \quad \text{allora } P_{el-rif} = 200 \text{ kW} \quad (7.26)$$

A questo punto, noto l'esatto rendimento, si calcola la potenza elettrica lorda disponibile:

$$P_{el} = \frac{P_{th-in}}{\eta} \quad [kW] \quad (7.28)$$

Nelle stesse ipotesi utilizzate per gli impianti di tipo B, si calcola la producibilità elettrica netta come:

$$EN_{el} = EN_{th-in} \times \eta \times 0,9 \quad [kWh/anno] \quad (7.29)$$

#### 7.4.4 Stima dei TEE ottenibili

Avendo calcolato la produzione elettrica  $EN_{el}$  al netto degli autoconsumi dell'impianto e dell'incremento di consumo del ventilatore sui fumi, questo ammontare di energia elettrica è totalmente incentivabile mediante Certificati Bianchi. Il numero di Titoli di Efficienza si calcolano semplicemente convertendo  $EN_{el}$  in energia primaria secondo il coefficiente definito dai DD.MM. 20 luglio 2004 e applicando il coefficiente di durabilità  $\tau$ :

$$TEE = EN_{el} \times 0,187 \times 10^{-3} \times 3,36 \quad [TEE/anno] \quad (7.30)$$

Trattandosi di intervento a consuntivo la dimensione minima da raggiungere è di 60 TEE/anno.

#### 7.4.5 Analisi economica

L'analisi economica dell'intervento di installazione di un modulo ORC alimentato da calore di recupero parte dalla stima del costo di investimento iniziale che, per gli impianti di medio-grossa taglia (tipo B) è stato scomposto nelle seguenti voci di spesa.

##### *Costo dello scambiatore di recupero*

Come già spiegato nei paragrafi precedenti, anche se esistono casi reali di scambio diretto del calore tra fumi e ciclo termodinamico nel caso in cui le temperature siano basse, si ipotizza sempre di utilizzare un fluido termovettore intermedio. Poiché i moduli commerciali così come forniti dai costruttori prevedono di essere alimentati direttamente con acqua o olio diatermico (in base alla temperatura), è necessario tener conto della spesa necessaria al sistema di recupero termico che comprenderà lo scambiatore sui fumi, le tubazioni di collegamento e la pompa di circolazione del fluido termovettore. Ipotizzando, come solitamente accade, di installare l'impianto in posizione molto prossima al condotto dei gas caldi, la maggior voce di spesa è sicuramente rappresentata dall'acquisto dello scambiatore. L'incidenza di tale voce di costo dipende strettamente dalle caratteristiche dei fumi sfruttati quali la temperatura, il contenuto di polveri, la presenza di inquinanti acidi. In funzione di questi parametri è possibile stabilire la tipologia di materiale necessaria, la superficie di scambio, la geometria e, di conseguenza, il costo. Poiché un'analisi completa di questo tipo non è possibile in sede di prima valutazione dell'intervento come quella che si propone di eseguire il software, per la stima del costo del recuperatore è stata adottata la medesima funzione utilizzata nel caso di recupero termico per usi termici (formula 6.34) che presenta come unica variabile l'area di scambio (in  $m^2$ ):

$$C_{HR} = 2.240 \times A_1^{0,75} \quad [€] \quad (7.31)$$

Questa funzione di costo si riferisce alla tecnologia tipicamente impiegata nel campo del recupero termico da fumi di scarico: scambiatore a fascio tubiero in acciaio inox a tubi diritti scovolabili e testate smontabili. La stima dell'area di scambio viene eseguita con il metodo K- $\Delta T$  medio logaritmico in ipotesi di controcorrente perfetta, secondo le seguenti ipotesi. Note la temperatura di ingresso dei fumi ( $T_{in}$ ), la temperatura di uscita dei fumi ( $T_{out}$ ) che si impone pari alla temperatura minima a cui si possono raffreddare i fumi ( $T_{out-min}$ ), la potenza termica disponibile che si estrae dalla portata gassosa ( $P_{th-av}$ ), è necessario riuscire a stimare le temperature di ingresso ( $T_{min}$ ) e uscita ( $T_{max}$ ) del termovettore. Poiché un sovradimensionamento dello scambiatore è assolutamente da evitare sia per non accrescere esageratamente il costo dello stesso sia per non incorrere in un raffreddamento

troppo spinto dei fumi con il rischio di condense acide, si impone un  $\Delta T$  di Pinch Point "medio" di  $20^\circ\text{C}$  che viene raggiunto all'uscita lato fumi. La temperatura di ingresso del liquido ( $T_{l-in}$ ) è quindi fissata come:

$$T_{l-min} = T_{out} - 20 \quad [^\circ\text{C}] \quad (7.32)$$

Dalle schede tecniche dei moduli ORC commerciali adatti al recupero termico emerge come il salto di temperatura dell'olio diatermico che li alimenta possa essere molto variabile ( $70-200^\circ\text{C}$ ). Pertanto, nell'ottica di avere un buon accoppiamento termico fumi-olio (o acqua) e di ridurre le portate di quest'ultimo (e quindi ridurre i costi), si ipotizza un  $\Delta T$  di Approach Point piuttosto limitato pari a  $50^\circ\text{C}$ . Risulta quindi imposta anche la temperatura di uscita del termovettore:

$$T_{l-max} = T_{in} - 50 \quad [^\circ\text{C}] \quad (7.33)$$

Poiché, tipicamente, i moduli ORC presenti sul mercato possono accettare calore in ingresso a temperatura non superiore a  $400^\circ\text{C}$ , se  $T_{l-max}$  supera questo limite viene forzatamente imposta pari a  $400^\circ\text{C}$ . In ipotesi di controcorrente perfetta si calcola il  $\Delta T$  medio logaritmico come:

$$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{in}-T_{l-max})-(T_{out}-T_{l-min})}{\ln\left(\frac{T_{in}-T_{l-max}}{T_{out}-T_{l-min}}\right)} \quad (7.34)$$

L'area di scambio viene quindi calcolata ipotizzando un coefficiente globale di scambio termico  $K$  pari a  $100 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ :

$$A = \frac{P_{th-av} \times 1000}{K \times \Delta T_{ml}} \quad [\text{m}^2] \quad (7.35)$$

#### *Costo di fornitura del modulo ORC*

Il costo di un impianto ORC di potenza superiore ai  $200\text{kW}_e$  viene calcolato in funzione della taglia con la seguente funzione che è stata ottenuta interpolando una serie di dati estratti da offerte di costruttori presentate a Bartucci SpA e da letteratura:

$$C_{ORC} = 620.000 + 780 \times P_{el} - 0,03534 \times P_{el}^2 \quad [\text{kW}] \quad (7.36)$$

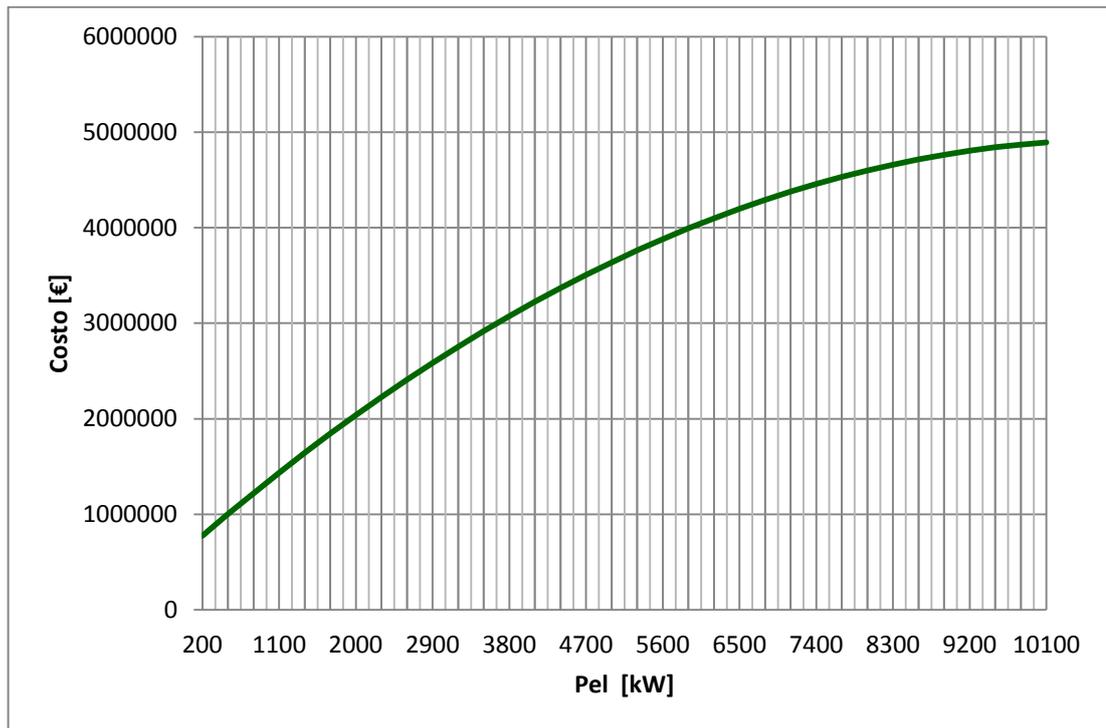


Fig. 7.6 - Curve di costo per moduli ORC di potenza superiore a 200kW.

*Costi di trasporto, montaggio, isolamento, collaudo*

Sulla base di alcune offerte di costruttori in possesso di Studio Bartucci, è stata individuata la seguente funzione che fornisce una stima dei costi necessari al trasporto (in ipotesi di distanza dalla casa costruttrice inferiore a 1000 km), montaggio, collaudo e coibentazione dell'impianto in funzione della taglia dello stesso.

$$C_{inst} = 100.000 + 40 \times P_{el} \quad [€] \tag{7.37}$$

*Costo del sistema di raffreddamento*

Come già accennato, i moduli ORC commerciali vengono forniti privi di sistema di dissipazione del calore di condensazione. Mentre negli impianti ORC alimentati da sorgenti ad alta temperatura risulta spesso conveniente la soluzione cogenerativa che prevede lo sfruttamento del calore di condensazione per soddisfare un'utenza termica a bassa temperatura, negli impianti che sfruttano calore di recupero si opta quasi sempre per la dissipazione. Ciò è dovuto al fatto che, sfruttando calore a temperature medio-basse, è necessario tenere più possibile bassa la pressione di condensazione al fine di ottenere buoni rendimenti elettrici. Poiché i sistemi di dissipazione ad aria (batteria alettata con ventilatore) risultano più costosi e presentano un maggior consumo, si ipotizza di impiegare un sistema di raffreddamento a torri evaporative. In assenza di indicazioni di costo precise, si adotta un'incidenza media del sistema di raffreddamento pari al 10% del costo del modulo stesso, in linea con quanto riscontrato in alcune offerte di costruttori fornite a Studio Bartucci.

$$C_{cooler} = 0,10 \times C_{ORC} \quad [€] \tag{7.38}$$

Il costo d'investimento per un impianto di potenza superiore a 200 kW<sub>e</sub> si ottiene come somma delle singole voci di costo appena illustrate:

$$I = C_{HR} + C_{ORC} + C_{inst} + C_{cooler} \quad [€] \quad (7.39)$$

Il calcolo dell'investimento secondo questo metodo risulta in linea con il costo complessivo specifico degli impianti ORC di medio-grande taglia riportato in letteratura pari a 2.500-3.500 €/kW.

Per i moduli ORC di piccolissima taglia (tipo S), risulta molto più difficile una stima dei costi puntuale come quella sopra descritta a causa di una serie di fattori. Anzitutto le tecnologie sono molto diverse tra loro e quindi anche i costi: talvolta il sistema di raffreddamento è integrato nel modulo ma non sempre, alcuni impianti funzionanti a bassissima temperatura possono prevedere l'accoppiamento diretto coi fumi. In secondo luogo, trattandosi di tecnologie giovani non ancora applicate da Studio Bartucci, non si hanno a disposizione dati reali relativi a offerte di costruttori. Per questi motivi, per calcolare l'investimento relativo agli impianti ORC di taglia inferiore ai 200kW è stato utilizzato un valore complessivo di tutte le voci di spesa che viene indicato in letteratura compreso nel range 3.000-5.000 €/kW. Si assume che il costo specifico decresca linearmente entro questo range all'aumentare della taglia (tra 10 e 200 kW) secondo la seguente funzione:

$$C_{ORC-spec} = 5105,263 - 10,526 \times P_{el} \quad [€] \quad (7.40)$$

Il costo totale di un impianto ORC al di sotto dei 200 kW<sub>e</sub> si calcola quindi come:

$$I = C_{ORC-spec} \times P_{el} \quad [€] \quad (7.41)$$

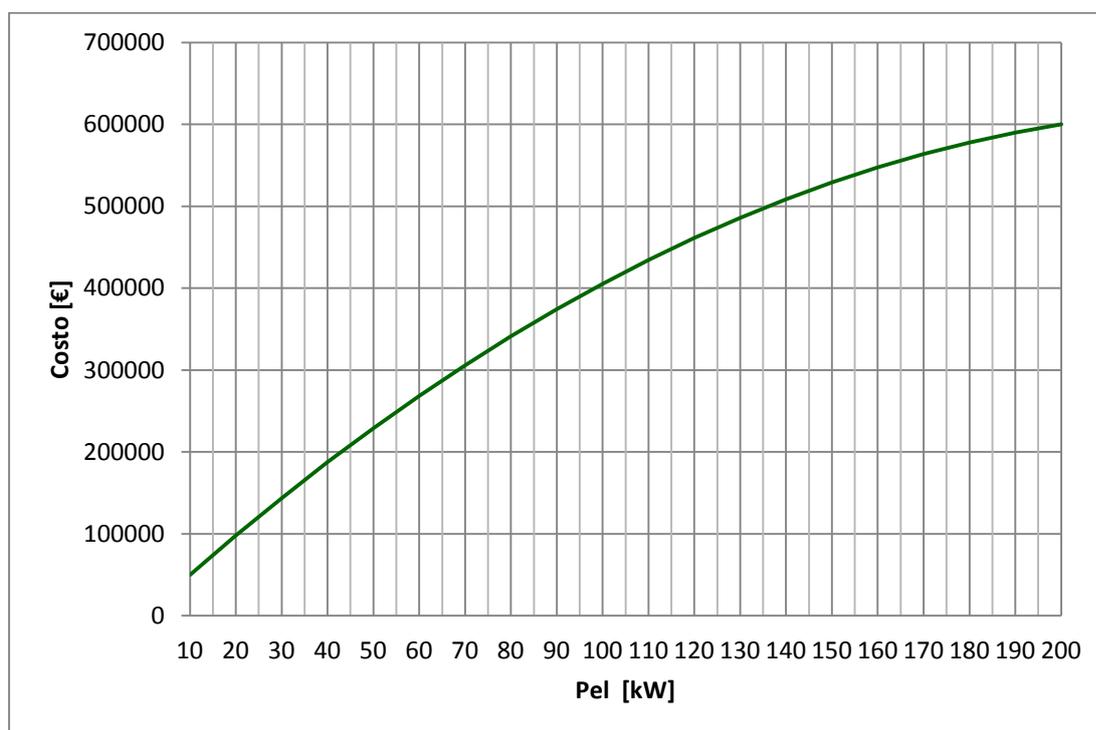


Fig. 7.7 - Curve di costo di investimento per moduli ORC di potenza inferiore a 200kW.

*Spese di manutenzione*

Nell'analisi economica dell'investimento di installazione di un impianto ORC è necessario tener conto anche dei costi di gestione e manutenzione annuali. Per gli impianti ORC commerciali di taglia medio-grande (tipo B) solitamente sono previsti dalle case costruttrici programmi di manutenzione come "pacchetti" a costo fisso annuale che va da 10.000 a 25.000 €/anno. Sulla base di alcune offerte di costruttori fornite a Bartucci SpA, si calcola il costo di manutenzione annuale in funzione della taglia dell'impianto secondo la seguente funzione:

$$C_{OeM} = 1,190476 \times P_{el} + 14.523,8095 \quad [€/anno] \quad (7.42)$$

Per i piccoli moduli ORC al di sotto dei 200 kW<sub>e</sub> si ritengono invece trascurabili i costi di manutenzione che sono stati enormemente limitati grazie ad apposite scelte tecnologiche, in particolare l'impiego di turbine volumetriche (scroll) al posto di turbomacchine. Una volta stimato l'investimento iniziale si calcola il flusso di cassa entrante annuale che, nel caso in cui venga raggiunta la dimensione minima di TEE, è pari a

$$E = EN_{el} \times p_{el} \times 0,5 + TEE \times p_{TEE} - C_{OeM} \quad [€/anno] \quad (7.43)$$

mentre in caso contrario:

$$E = EN_{el} \times p_{el} \times 0,5 - C_{OeM} \quad [€/anno] \quad (7.44)$$

La valorizzazione dell'energia elettrica prodotta viene fatta tutta al prezzo di acquisto della stessa in ipotesi di totale autoconsumo e tenendo conto della non cumulabilità dei TEE con nessun altro incentivo di tipo statale (introdotta a partire da gennaio 2013). Tale ipotesi risulta comunque in linea con quanto si riscontra tipicamente nella realtà, in cui mediamente un'azienda che offre la possibilità di un recupero termico mediante ORC ha anche dei consumi elettrici ben superiori alla producibilità dell'impianto stesso che ne garantiscono l'assorbimento interno all'impianto. Va sottolineato inoltre come, allo stato attuale delle cose, l'installazione di un impianto ORC su recupero termico è economicamente realizzabile solo se l'energia elettrica viene autoconsumata. L'energia elettrica eventualmente venduta non godrebbe infatti di alcuna tariffa incentivante e, secondo la linea attualmente seguita degli enti valutatori, non risulterebbe nemmeno incentivabile mediante TEE. Si calcolano quindi Pay-Back e VAN in ipotesi di trattenimento del 50% dei risparmi da parte della ESCO:

$$PB = \frac{I}{E} \quad [anni] \quad (7.45)$$

$$VAN = I - E \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (7.46)$$

La valutazione economica dell'investimento complessivo considera l'installazione di ORC per il recupero termico su tutte le portate di fumi presenti che siano sfruttabili: si calcola quindi l'investimento iniziale ( $I_{tot}$ ), la produzione elettrica totale  $EN_{el-tot}$ , il numero di TEE totali ottenibili ( $TEE_{tot}$ ) ottenuti come somma dei contributi dei singoli moduli:

$$I_{tot} = \sum I$$

$$RISP_{el-tot} = \sum RISP_{el}$$

$$TEE_{tot} = \sum TEE \quad (7.47)$$

Pertanto il flusso di cassa entrante totale ( $E_{tot}$ ), nel caso in cui sia superata la dimensione minima di TEE è pari a :

$$E_{tot} = RISP_{el-tot} \times p_{el} \times 0,5 + TEE_{tot} \times p_{TEE} - C_{OeM-tot} \quad [€/anno] \quad (7.48)$$

mentre se la dimensione minima non è raggiunta è pari a:

$$E_{tot} = RIS P_{el-tot} \times p_{el} \times 0,5 - C_{OeM-tot} \quad [€/anno] \quad (7.49)$$

Si calcolano quindi i parametri economici dell'investimento complessivo:

$$PB_{tot} = \frac{I_{tot}}{E_{tot}} \quad [anni] \quad (7.50)$$

$$VAN_{tot} = I_{tot} - E_{tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a} \quad [€] \quad (7.51)$$

$$CEC_{tot} = \frac{I_{tot}}{RIS P_{el-tot} \times \frac{1-(1+a)^{-5}}{a}} \quad [€/kWh] \quad (7.52)$$

Viene calcolato il TIR dell'investimento complessivo mediante la funzione iterativa implementata già nel linguaggio Visual Basic, inserendo un flusso di cassa negativo all'anno zero l'investimento  $I_{tot}$  e cinque flussi di cassa annui positivi pari a  $E_{tot}$ . Il calcolo dello "Share ottimo" viene effettuato secondo le modalità descritte al paragrafo 3.3.

## 7.5 Un caso reale

### 7.5.1 Descrizione dell'intervento

Come caso di studio per gli interventi di recupero termico di fumi di scarto mediante ORC si è analizzato l'intervento in fase di valutazione da parte di Bartucci SpA che prevede l'installazione di un modulo ORC presso uno stabilimento vetrario. La sorgente di calore consiste nei fumi di scarto di due forni fusori, le cui caratteristiche sono riassunte nella tabella seguente.

Tabella 7.3 - Caratteristiche dei fumi disponibili.

Portata fumi [Nm <sup>3</sup> /h]	38.318
Pressione fumi [atm]	1
Temperatura [°C]	400
Ore di funzionamento annue	8.500
<b>Composizione fumi [%v/v]</b>	
O <sub>2</sub>	11,93%
CO <sub>2</sub>	2,43%
N <sub>2</sub>	78,23%
H <sub>2</sub> O	7,40%
<b>Concentrazioni inquinanti [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>	
NO <sub>2</sub>	791
SO <sub>2</sub>	52,4
HCl	0,79
HF	0,75

Nelle condizioni attuali, i fumi vengono rilasciati all'ambiente a circa 400°C così come escono dall'elettrofiltro a secco. La possibile soluzione proposta da Bartucci SpA prevede di raffreddare i fumi e alimentare con il loro calore un modulo ORC per la produzione di energia elettrica, secondo lo schema semplificato in figura 7.8.

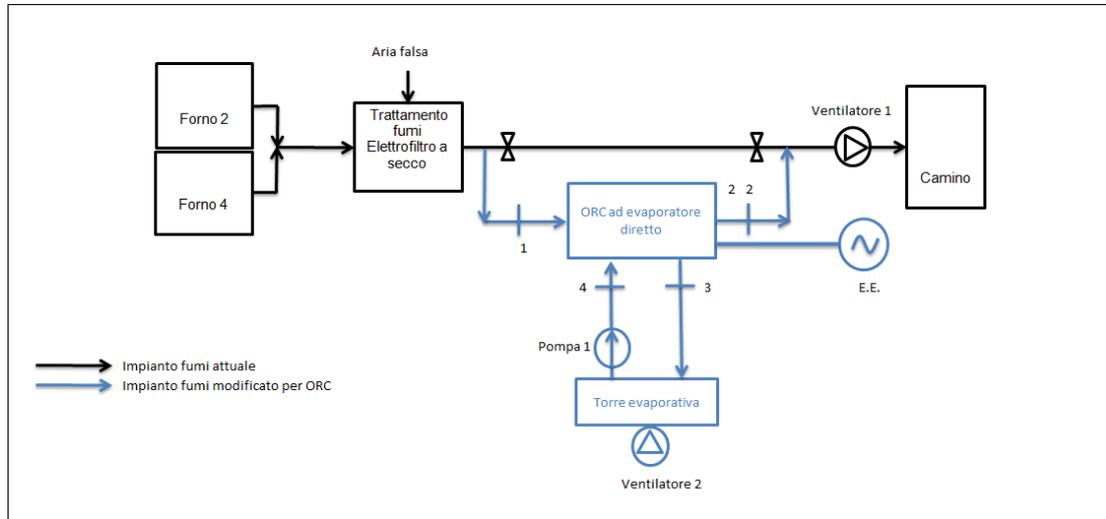


Fig. 7.8 - Schema semplificato dell'intervento.

Il costruttore scelto per l'eventuale installazione ha fornito un dimensionamento preliminare con il tipo di modulo proposto, il layout di massima dell'impianto e una previsione della producibilità annua. Il layout dell'impianto previsto è riportato in figura 7.9: si tratta di un modulo da 500kW elettrici con evaporatore installato direttamente sulla portata di fumi e condensatore alimentato da un circuito ad acqua raffreddata in torri evaporative. Il modulo ORC così come fornito dal costruttore consiste negli elementi contenuti nell'area tratteggiata.

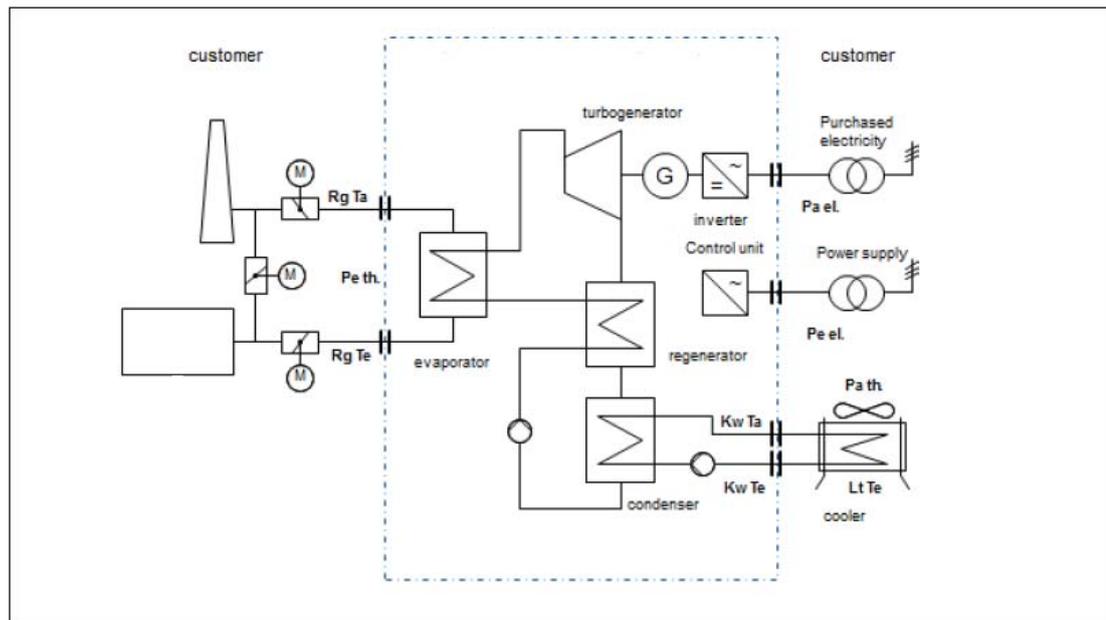


Fig. 7.9 - Schema semplificato dell'impianto ORC.

Secondo l'analisi del costruttore, è possibile raffreddare i fumi fino a 150°C, ottenendo una potenza termica disponibile pari a circa 3700 kW. Complessivamente, la potenza elettrica installata in ausiliari del modulo ORC e nel sistema di dissipazione del calore è pari a 58kW, cioè circa l'11% della potenza elettrica lorda del gruppo. Il rendimento nominale dell'impianto è pari al 13,4%.

Tabella 7.4 - Caratteristiche tecniche del modulo ORC.

Modello	Ecopure ORC 500HT
Potenza termica fumi [kW]	3.722,13
Potenza elettrica lorda [kW]	500
Potenza elettrica ausiliari ORC [kW]	38
Potenza elettrica cooler [kW]	20
Temperatura fumi uscita [°C]	150
Potenza termica cooler ORC [kW]	3.222,13



Fig. 7.10 - Modulo ORC da 500kW (DÜRR, 2014).

#### 7.5.2 Analisi del progetto condotta da Bartucci SpA

Sulla base delle indicazioni fornite dal costruttore Bartucci SpA ha eseguito un'analisi approfondita del progetto ipotizzandone la realizzazione mediante un contratto di tipo EPC della durata di 5 anni. Nella tabella sottostante sono riassunti i principali risultati dello studio.

Tabella 7.5 - Risultati dell'analisi condotta da Bartucci SpA.

Investimento [€]	1.172.000
Energia prodotta [kWh/anno]	4.250.000
Energia autoconsumata [kWh/anno]	425.000
Energia annua netta [kWh/anno]	3.825.000
TEE/anno	2.403
tipo TEE	tipo I
Tipologia intervento	a consuntivo
PB [anni]	1,98
TIR	27,58%
CEC [€/kWh]	0,03736

Il costo d'investimento complessivo sopra riportato è complessivo delle diverse voci di spesa indicate nel preventivo del costruttore: fornitura del modulo vero e proprio (920.000 €), fornitura delle torri evaporative (100.000 €), installazione e collaudo (135.000 €), connessione alla rete (15.000 €). Sempre secondo indicazione del costruttore, i costi annui di manutenzione si attestano attorno ai 20.000 €. Il valore associato ai TEE ottenuti è stato considerato pari a 80 €/tep, mentre l'energia elettrica è stata valorizzata a 0,135 €/kWh secondo l'effettiva tariffa di fornitura dell'azienda. Per quanto riguarda il contratto EPC, la durata prevista è di 5 anni con il ricavato della vendita dei TEE che rimane interamente alla ESCo e una percentuale di risparmio trattenuta dalla ESCo variabile di anno in anno: 80% il primo, 70% il secondo, 60% il terzo, 0% gli ultimi due anni.

### 7.5.3 Risultati dell'analisi del progetto condotta mediante software

Inserendo nel software per l'audit energetico le caratteristiche del flusso di fumi caldi di scarto disponibile presso lo stabilimento considerato, per la proposta di intervento "Sfruttamento per la generazione elettrica mediante ORC di calore da recupero termico" si sono ottenuti i risultati riportati nella tabella 7.6. Per la simulazione si è adottato il prezzo dell'energia elettrica specifico secondo il contratto di fornitura dell'azienda sede dell'intervento, pari a 0,135 €/kWh. Come valore dei TEE si è invece utilizzato quello di default proposto dal software pari a 90 €/tep. Come già sottolineato più volte, il software effettua l'analisi economica ipotizzando una durata del contratto EPC di 5 anni e una percentuale di *share* dei risparmi del 50%.

Tabella 7.6 - Risultati della simulazione condotta mediante software.

Temperatura ingresso fumi [°C]	400
Temperatura scarico fumi [°C]	115
Potenza termica disponibile [kW]	3.845,70
Potenza elettrica [kW]	655,9
Energia producibile annua [kWh/anno]	5.575.113,11
Investimento [€]	1.532.369
TEE/anno	3.502,96
tipo TEE	tipo I
Tipologia intervento	a consuntivo
Superata la soglia minima di TEE?	si
PB [anni] (con share 50%)	2,64
VAN [€] (con share 50%)	905.397,54
TIR (con share 50%)	25,76%
CEC [€/kWh]	0,065
Share dei risparmi per avere un PB di 2 anni	80,88%

#### 7.5.4 Osservazioni

Al fine di valutare la bontà delle indicazioni fornite dal software per l'audit energetico, vale la pena innanzitutto fare un confronto con lo studio preliminare eseguito dal costruttore in merito alle valutazioni tecniche che portano alla stima della producibilità annua.

- La temperatura di scarico dei fumi in presenza di ORC viene stimata attorno ai 115°C, mentre il valore fornito dal costruttore è di 180°C. Tale discordanza è dovuta al fatto che, dovendo il software essere il più generale possibile, considera di poter raffreddare i fumi fino al limite tecnologico considerato pari al punto di condensa acida della miscela di gas maggiorato di 15°C. In questo caso specifico, la disponibilità di una portata consistente di gas a temperatura decisamente elevata (400°C) hanno portato il costruttore a individuare 180° come temperatura di scarico che sia ottimo compromesso tra raffreddamento dei fumi e massimizzazione dell'efficienza dell'impianto ORC.
- A causa della differente temperatura di scarico dei fumi, la potenza termica disponibile stimata dal software risulta superiore a quella calcolata dal costruttore (+3%).
- Anche la potenza elettrica (taglia) del modulo ORC stimata dal software (670 kW) risulta superiore alla taglia scelta dal costruttore (500kW). Ciò è dovuto al fatto che il software esegue un'analisi che punta a stimare in prima approssimazione la producibilità massima ottenibile dal flusso di calore disponibile prescindendo dalle taglie commerciali fornite da ciascun costruttore. Al contrario, la taglia di 500kW cui si riferisce l'offerta del costruttore è il risultato della scelta del modulo commerciale che meglio si adatta al flusso di calore disponibile tra i modelli presenti a catalogo (tra l'altro quello da 500 kW è il modulo di taglia massima tra quelli prodotti dall'azienda fornitrice).
- La producibilità elettrica annua netta stimata dal software risulta superiore a quella prevista dal costruttore (+31%). Questo è dovuto alle differenze appena descritte e al metodo di calcolo del consumo elettrico da parte degli ausiliari. Infatti, mentre il costruttore conosce in modo preciso gli autoconsumi elettrici del proprio impianto, il software considera una riduzione del 10% della produzione lorda che ingloba il consumo elettrico del sistema di dissipazione del calore e della pompa interna al modulo ORC e l'incremento di consumo del ventilatore sui fumi dovuto all'inserimento dello scambiatore di recupero.

Per quanto riguarda invece la valutazione economica dell'intervento, si può osservare che:

- Il costo di investimento previsto dal software è leggermente superiore di quello riportato nel *business plan* di Bartucci SpA. Andando a confrontare le singole voci di spesa, si osserva che tale differenza è dovuta principalmente alla diversa potenza elettrica considerata e quindi al diverso prezzo del modulo vero e proprio; le altre voci di spesa (installazione, trasporto, distema di dissipazione del calore di condensazione) risultano pressoché allineate.
- Il tempo di Pay Back (PB) stimato dal software risulta leggermente superiore a quello previsto da Bartucci SpA. Ciò è dovuto soprattutto alla diversa percentuale di share dei risparmi considerata.
- Il VAN previsto su 5 anni è ampiamente positivo.
- Il Tasso Interno di Redditività (TIR) è molto più elevato del tasso di interesse considerato.
- Il Costo dell'Energia Conservata è nettamente inferiore al prezzo di acquisto dell'energia elettrica.
- Lo share "ottimale" necessario ad avere un Pay Back di 2 anni è pari al 80% secondo la stima del software. Tale valore è in linea con il *business plan* di Bartucci SpA che prevede un PB di 2 anni adottando uno share dei risparmi pari al 80% il primo anno, 70% il secondo, 60% il terzo per poi annullarsi gli ultimi due anni di contratto.

In merito alle considerazioni fatte, è possibile affermare che i risultati forniti dal software concordano con l'analisi eseguita da Bartucci S.p.A.: l'installazione di un impianto ORC che sfrutti il calore di scarto dai forni fusori dell'impianto considerato è un investimento caratterizzato da un ritorno economico considerevole e sufficientemente rapido. L'aspetto negativo, che potrebbe pregiudicare la realizzazione di questo intervento è l'elevato costo d'investimento che rappresenta il principale ostacolo che sta limitando la diffusione di questa tecnologia nel panorama industriale italiano. Anche in situazioni che, come quella qui considerata, presentano le condizioni ottimali per l'applicazione di questi sistemi (elevate portata e temperatura dei fumi, pulizia dei fumi, elevato numero di ore di funzionamento annue), il costo d'investimento elevato rende fondamentale il contributo incentivante dei TEE per avvicinarsi alla fattibilità economica.

## **7.6 Studio dell'applicabilità della tecnologia mediante l'analisi di un caso tipico**

Per valutare in linea generale la sostenibilità economica degli interventi di recupero termico da fumi di scarto mediante impianti ORC si sono analizzati i risultati forniti dal modello implementato nel software al variare della taglia dell'impianto (e quindi della potenza termica disponibile nei fumi) e del numero di ore di funzionamento annue. Senza scendere nel dettaglio della composizione chimica, si è ipotizzato di trattare una portata di fumi relativamente puliti che permettano un raffreddamento massimo fino a 150°C e che siano disponibili a una temperatura massima di 400°C. Come indici di valutazione economica sono stati scelti il Tempo di Pay-Back (PB) e il Costo dell'energia prodotta (CEC), rispettivamente rappresentativi della fattibilità dell'investimento da parte di una ESCo con contratto EPC con share del 50% e da parte dell'azienda stessa mediante investimento diretto. I risultati ottenuti dalle simulazioni sono riassunti nei grafici seguenti.

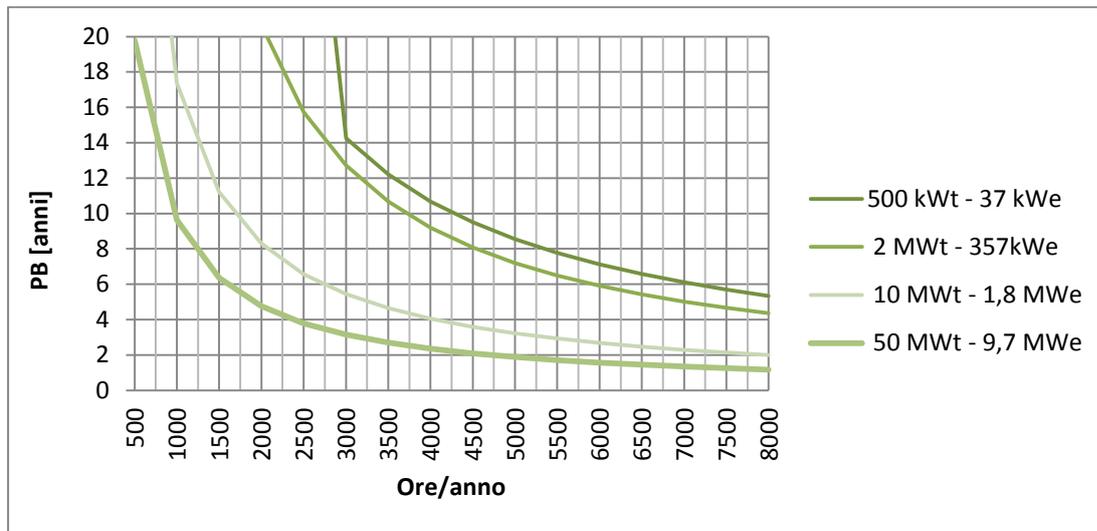


Fig. 7.11 - Pay-Back dell'investimento realizzato mediante EPC con share al 50%, al variare della taglia dell'impianto e delle ore di funzionamento .

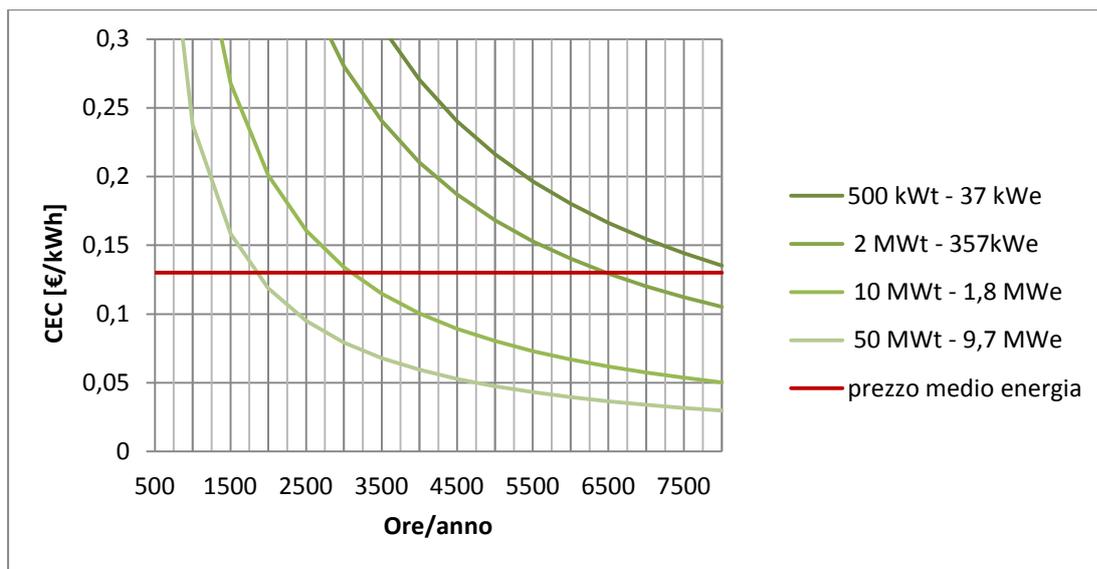


Fig. 7.12 - Costo del kWh risparmiato nel caso di investimento diretto dell'azienda, al variare della taglia dell'impianto e del numero di ore di funzionamento.

Dai risultati ottenuti si evidenzia anzitutto come, a parità di ore di funzionamento annue, vi sia una netta differenza tra impianti di piccola taglia (potenza inferiore a 1 MW elettrico) e impianti di taglia medio-grande. L'elevato costo specifico dei moduli ORC più piccoli (3.000-5.000 €/kW) rende particolarmente gravoso il peso dell'investimento iniziale impedendo, in molti casi, di raggiungere la sostenibilità economica anche per più di 7000 ore di funzionamento annue. Al contrario, i moduli ORC al di sopra di 1 MWe presentano CEC inferiore al prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (assunto pari a 0,13 €/kWh) già per 3000-4000 ore di funzionamento. Anche osservando il PB, sono solo gli impianti medio-grandi a scendere al di sotto dei 4 anni e sempre a condizione di funzionare oltre 4000 ore l'anno. In ogni caso, visti gli elevati investimenti iniziali, una ESCo sarà probabilmente spinta ad esigere tempi di rientro inferiori aumentando la percentuale di share dei risparmi al di sopra

del 50%. Si può quindi concludere che, nonostante l'importante contributo potenziale all'efficienza energetica dell'industria italiana, gli impianti ORC per lo sfruttamento di cascami termici risultano essere ancora poco appetibili dal punto di vista economico nella maggioranza dei casi. La sostenibilità economica si raggiunge solo per impianti di taglia medio-grande che funzionino per oltre 4000 ore l'anno. Inoltre risulta essere fondamentale il contributo incentivante dei TEE.



## CAPITOLO 8

### Conclusioni

In un contesto nazionale e internazionale di crescente attenzione alle tematiche ambientali ed energetiche, lo sviluppo dell'efficienza energetica del settore industriale risulta essere uno strumento strategico per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia ambientale, per la riduzione della dipendenza dalle importazioni e per il miglioramento della competitività delle imprese italiane. Nell'ambito della diffusione di soluzioni tecnologiche ad elevata efficienza in ambito industriale, un ruolo decisivo viene svolto dalle ESCo che rendono possibile la realizzazione di interventi di efficientamento anche nei casi in cui il cliente finale non dispone delle competenze necessarie e/o di risorse finanziarie sufficienti. Per quanto detto e grazie alla collaborazione diretta con un'azienda leader del settore come Bartucci S.p.A., questo lavoro di tesi risulta essere quanto mai attuale e orientato verso la realtà industriale. L'applicazione software realizzata si pone come un utile strumento a supporto dei tecnici durante l'esecuzione di audit energetici presso stabilimenti industriali permettendo una standardizzazione e velocizzazione delle fasi di raccolta dati, analisi dei consumi energetici e individuazione dei possibili interventi applicabili di miglioramento dell'efficienza energetica. Dal punto di vista di una ESCo, risulta essere di grande utilità la possibilità di realizzare in maniera automatica e immediata una prima analisi tecno-economica delle principali soluzioni tecnologiche ad alta efficienza che permetta di individuare le più adatte al singolo caso e fornisca delle prime indicazioni, sia dal punto di vista tecnico che economico, sulle migliori proposte di intervento da sottoporre all'attenzione del cliente. La necessità di implementare modelli tecno-economici delle singole tecnologie che si adattino alla estrema vastità delle situazioni impiantistiche riscontrabili nella realtà industriale fa sì che i risultati forniti dal software debbano essere trattati come indicazioni di prima stima cui farà seguito necessariamente uno studio approfondito e puntuale, concentrato sulle sole soluzioni tecnologiche individuate migliori. Le prove eseguite su casi reali hanno evidenziato, seppur con il dovuto grado di approssimazione, l'affidabilità delle valutazioni fornite dal software sia in termini di stima del risparmio energetico che di analisi economica dell'investimento.

Obiettivo di questo lavoro di tesi è stata anche un'analisi dell'efficienza energetica nel settore industriale e delle principali tecnologie ad alta efficienza presenti sul mercato. Lo studio tecnologico, l'analisi di mercato e i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate per alcune casistiche significative hanno permesso di tracciare un quadro completo delle tecnologie su cui si è concentrata l'attenzione, in termini di attuale diffusione e applicabilità reale nel contesto industriale. La sostituzione di motori elettrici con altri ad elevata efficienza risulta essere generalmente un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo ma che richiede un tempo abbastanza lungo per essere ripagato; pertanto nelle condizioni attuali la sua fattibilità economica nella realtà industriale non può prescindere dall'incentivazione mediante TEE. L'adozione di sistemi di regolazione elettronica della velocità (inverter) su pompe e ventilatori rappresenta un investimento caratterizzato da un ritorno economico positivo e rapido che in molti casi è sostenibile anche in assenza di incentivazioni. Per quanto riguarda il recupero termico da processi industriali per usi termici civili, si tratta di un intervento che presenta maggiori criticità e richiede, per essere economicamente sostenibile, una serie di condizioni favorevoli: elevata entità e continuità della sorgente termica, esistenza di una rete di teleriscaldamento, vicinanza dell'utenza. Nonostante il grosso potenziale contributo all'efficienza energetica dell'industria italiana, anche l'utilizzo di impianti ORC per l'autoproduzione elettrica da recuperi termici industriali risulta essere ancora piuttosto distante dalla convenienza economica in assenza di incentivazione. Questo tipo di intervento, che sconta ancora una scarsa maturità tecnologica, raggiunge la fattibilità solamente per impianti di grossa taglia che possano funzionare per un numero molto elevato di ore l'anno.

Per ovvi motivi, questo lavoro di tesi si è dovuto limitare all'implementazione di un numero di soluzioni tecnologiche ad alta efficienza limitato rispetto all'estrema vastità del mercato attuale. Proprio per questo risulta essere di primaria importanza la struttura modulare con cui è stato costruito il software che ben si presta all'inserimento dei modelli tecno-economici di nuove tecnologie e all'aggiornamento di quelli esistenti. Per poter disporre di uno strumento completo e affidabile nel

tempo, sarà indispensabile un continuo ampliamento e aggiornamento dello stesso in base all'evoluzione tecnologica e di mercato.

## Bibliografia

### Capitolo 1

- IEA, *World Energy Outlook 2013*, Paris, 2013, p.59.
- ENEA, *Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2012*, Roma, 2013, cap.2.
- Energy and Strategy Group - Politecnico di Milano, *Energy Efficiency Report*, Milano, 2012, cap.1.
- Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia, [www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it), febbraio 2014.
- Ministero dello sviluppo economico, *Piano d'azione Italiano per l'Efficienza Energetica 2011*, [www.sviluppoeconomico.gov.it](http://www.sviluppoeconomico.gov.it).
- Ministero dello sviluppo economico, *Strategia Energetica nazionale*, marzo 2013, [www.unmig.sviluppoeconomico.gov.it](http://www.unmig.sviluppoeconomico.gov.it).
- Energy and Strategy Group - Politecnico di Milano, *Energy Efficiency Report*, 2013.
- ENEA, Giampaolo Valentini, *Il ricorso al finanziamento tramite terzi*, Roma, 1997.
- ENEA, *L'efficienza energetica nel settore industria 2011*, [www.enea.it](http://www.enea.it).
- European Commission, *Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency 2009*, [eippcb.jrc.europa.eu](http://eippcb.jrc.europa.eu).
- ENEA, [www.energiaenergetica.enea.it](http://www.energiaenergetica.enea.it), febbraio 2014.

### Capitolo 2

- ENEA, "I Titoli di Efficienza Energetica - Cosa sono e come si ottengono i certificati bianchi alla luce della nuova Delibera EEN 9/11 - Guida Operativa 2", Roma, 2012.
- GME, "Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica - Rapporto di monitoraggio semestrale - I semestre 2013", [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org), 2013.
- GME, "Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica - Rapporto di monitoraggio semestrale - II semestre 2013", [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org), 2014, pp.4-7.
- Dario Di Santo, "Il meccanismo dei Certificati Bianchi e il Conto Termico", Klimaenergy, Bolzano, 19 settembre 2013, p.16.
- FIRE, [www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it), gennaio 2014.
- AEEG, [www.autorita.energia.it/pubblicazioni\\_ee](http://www.autorita.energia.it/pubblicazioni_ee), dicembre 2013.
- ENEA, *Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2012*, [www.energiaenergetica.enea.it](http://www.energiaenergetica.enea.it), dicembre 2013, pp.87-88.
- GME, [www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/CV](http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/CV), gennaio 2013.
- GSE, [www.GSE.it/CertificatiBianchi](http://www.GSE.it/CertificatiBianchi), giugno 2013.

### Capitolo 3

- Petrecca G., *Industrial Energy Management - Principles and Applications*, Kluwer Academic Publishers, London, 1993.
- Wayne C.Turner, Steve Doty, *Energy Management Handbook - Sixth Edition*, The Fairmont Press, 2007.
- Donald R. Wulfinhoff, *Energy Efficiency Manual*, Energy Institute Press, Wheaton, 1999.
- IEA, *Energy Technology transitions for industry. Strategy for the Next Industrial Revolution*, Paris, 2009.
- ENEA, "L'efficienza energetica nel settore industria", [www.enea.it](http://www.enea.it), 2011.
- Walter Cariani, Antonio Disi, "Stato e prospettive dell'efficienza energetica in Italia", *Energia Ambiente e Innovazione*, pp.30-37, gennaio 2012.
- Comitato tecnico energia - Confindustria, *Smart Energy Project. Executive Summary*, Roma, D.effe comunicazione, 2013.

- Enel Foundation, Politecnico di Milano, *Stato e prospettive dell'efficienza energetica in Italia*, Roma, System Graphic, 2013.
- ENEA, "Introduzione all'analisi economica degli investimenti", [www.enea.it](http://www.enea.it), 2007.
- CARE+, Il manuale delle migliori prassi per l'efficienza energetica, 2010.

#### Capitolo 4

- M. Andriollo, G. Martinelli, A. Morini, *Macchine elettriche rotanti*, Padova, Cortina, 2009, cap.3.
- ANIE, Confindustria, SEIPEE SpA, "Motori elettrici ad alto rendimento - Norme e legislazione vigente", 2011.
- Stefano Vignati, Ennio Ferrero, "I motori elettrici ad alta efficienza",.
- CEMEP, "Electric Motors and Variable Speed Drives - Standards and legal requirements for the energy efficiency of low voltage three-phase motors", Frankfurt, 2011.
- Andreas Binder, Keith Bradley, "Three-phase cage induction motors. Efficiency determination methods, economical consequences and application rules", maggio 2005.
- F. Kreith, D. Y. Goswami, *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, CRC Press, Boca Raton, 2007, p.12-9.
- Energy and Strategy Group - Politecnico di Milano, *Energy Efficiency Report*, Milano, 2013, pp.113.

#### Capitolo 5

- A. De Almeida, P. Fonseca, F. Ferreira - ISR , *Improving the penetration of Energy Efficient Motors and Drives*, Coimbra, 2000.
- N.Rossi, *Manuale del Termotecnico*, Milano, Hoepli, 2007, pp. 459-469.
- CESI, "Linee guida per la valutazione di interventi di risparmio energetico: installazione di sistemi elettronici di regolazione di frequenza in motori elettrici operanti su sistemi di pompaggio", Milano, febbraio 2003.
- A. Guadagni, *Prontuario dell'ingegnere*, Milano, Hoepli, 2007, pp. 422-423.
- Ned Mohan, M. Tore Undeland, P. William Robbins, *Elettronica di potenza. Convertitori e applicazioni*, Milano, Hoepli, 2005, cap.5, cap.8.
- ABB, "Guida tecnica agli azionamenti a velocità variabile", [www.abb.com](http://www.abb.com), 2000.
- Diego Danieli, Michele Vio, *Sistemi di condizionamento a portata variabile. Ottimizzazione funzionale ed energetica: utilizzo della tecnologia inverter*, Milano, Delfino, 2007.
- J. Schinak (Schneider Electric), "Energy Efficiency: benefits of variable speed control in pumps, fans and compressors", [www.schneider-electric.com](http://www.schneider-electric.com), maggio 2008.
- ABB, "FanSave User's Manual", [www.abb.com](http://www.abb.com), luglio 2012.

#### Capitolo 6

- Davide Mariani, "I recuperi di calore in ambito industriale", *Gestione Energia*, pp.22-23, febbraio 2012.
- B. Toole, *Dry Scrubbing Technologies for flue gas desulfurization*, Norwell, Kuwler Academic Publishers, 1998.
- R.R. Pierce , "Estimating Acid Dewpoints in Stack Gases", *Chemical Engineering*, Vol. 84, Issue 8, pp. 125 - 128, 1977.
- Yen Hsiung Kiang , "Predicting Dewpoints of Gases", *Chemical Engineering* Vol. 88, Issue 3, p. 127, 1981.
- R.H. Perry, C.H. Chilton, *Chemical Engineers Handbook*, New York, Mac Graw Hill, 1973.
- Walter N. Niessen , *Combustion and Inceneration Processes*, New York, Marcel Dekker Inc. , 2002, p.186.

- P. Andreini, F. Pierini, *La conduzione dei generatori di vapore*, Milano, Hoepli, 2000.
- W.M.M. Huijbregts and R. Leferink , "Latest Advances in the Understanding of Acid Dewpoint: Corrosion and Stress Corrosion Cracking in Combustion Gas Condensates" *Anti-Corrosion Methods and Materials*, Vol. 5, Issue 3, pp. 173 - 188, 2004.
- Ilaria Bottio, Natale Massimo Caminiti, Flavia Gangale, Marco Stefanoni, Tranquillo Magnelli, "Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati. Metodologia di valutazione dei benefici energetici ed ambientali e strumenti di incentivazione", ENEA, Roma, 2008.
- ENEA, "Elementi e linee guida per la promozione dei sistemi di teleriscaldamento", [www.enea.it](http://www.enea.it), marzo 2001.
- Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU), *Il riscaldamento urbano. Annuario AIRU 2013*, [www.airu.it](http://www.airu.it), dicembre 2013.
- Euroheat and Power, [www.euroheat.org](http://www.euroheat.org), dicembre 2013.
- A. Cavallini, L. Mattarolo, *Termodinamica Applicata*, Padova, CLEUP, 1992, pp. 225-229.
- National Institute of Standard Technology (NIST), [www.kinetics.nist.gov/janaf](http://www.kinetics.nist.gov/janaf), 2000.
- C. Bonacina, L. Mattarolo, A. Cavallini, *Trasmissione de calore*, Padova, Cleup, 1992, pp. 376-383.
- G. Bartolo, *Descrizione dello stato dell'arte delle tecnologie più usate per la cogenerazione da 50 kWe a 1 MWe (con motori a combustione interna e microturbine)*, Politecnico di Milano, 2010, pp.83-111.
- Valentina Cavagnari, Omar Verderio, "Studio di fattibilità della conversione in funzionamento cogenerativo del termovalorizzatore Silea di Valmadera (LC) con realizzazione di una rete di teleriscaldamento.", *Facoltà di Ingegneria Energetica Politecnico di Milano*, 2009-2010, p.188.

## Capitolo 7

- Riccardo Vescovo, "Recuperi Termici da processi Industriali per produzione di potenza elettrica: i sistemi ORC Turboden", [www.turboden.eu](http://www.turboden.eu), dicembre 2013.
- Sylvain Quoilin, Martijn Van Den Broek, Sebastien Declaye, Pierre Dewallef, Vincent Lemort, "Techno-Economic Survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems", *Renewable and Sustainable Energy*, Elsevier, 14 gennaio 2013, pp. 168-186.
- Nicola Palestra, Riccardo Vescovo, "Applicazioni di cicli ORC a recuperi termici da processi industriali", [www.turboden.eu](http://www.turboden.eu), dicembre 2013.
- ENEA, *L'ottenimento dei certificati bianchi - settore cemento*, [blogcertificatibianchienea.weebly.com/guide-operative-enea.html](http://blogcertificatibianchienea.weebly.com/guide-operative-enea.html) , febbraio 2014, p. 10.
- ENEA, *L'ottenimento dei certificati bianchi - settore vetro*, [blogcertificatibianchienea.weebly.com/guide-operative-enea.html](http://blogcertificatibianchienea.weebly.com/guide-operative-enea.html) , febbraio 2014, p. 13.
- G. Bonetti, P. Pinamonti, M. Reini, "Analisi delle prestazioni dei gruppi cogenerativi ORC per lo sfruttamento degli scarti industriali del legno", Dipartimento di Ingegneria Meccanica - Università di Trieste.
- Riccardo Vescovo, "ORC recovering industrial heat. Power generation from waste energy stream.", *Cogeneration and On-Site Power Production*, marzo-aprile 2009.
- Eu-HREII, *Recupero calore mediante tecnologia ORC*, [www.hreii.eu](http://www.hreii.eu).
- Z.Q. Wang, N.J. Zhou, J. Guo, X.Y. Wang, "Fluid selection and parametric optimization of organic Rankine cycle using low temperature waste heat", *Energy*, Elsevier, n°40, pp. 107-115, marzo 2012.
- fredy Velez, J.J. Segovia, M.C. Martin, G. Antolin, F. Chejne, A. Quijano, "A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation", *Renewable and sustainable energy Reviews*, Elsevier, n°16, pp. 4175-4189, aprile 2012.
- A. Duvia, A. Guercio, C. Rossi, "Technical and economic aspects of Biomass fuelled CHP plants based on ORC turbogenerators feeding existing district heating networks", [www.turboden.eu](http://www.turboden.eu).
- Turboden Srl, [www.turboden.eu](http://www.turboden.eu), dicembre 2013.
- Dipartimento di Energia Politecnico di Milano, AEEG, *Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, [www.autorità.energia.it](http://www.autorità.energia.it).

- J. Wang, Z. Yan, M. Wang, M. Li, Y. Dai, "Multi objective optimization of an organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery using evolutionary algorithm", *Energy Conversion and Management*, Elsevier, n°71, pp.146-158, aprile 2013.
- J. Wang, Z. Yan, M. Wang, S. Ma, Y. Dai, "Thermodynamic analysis and optimization of an (organic Rankine cycle) ORC using low grade heat source", *Energy*, Elsevier, n°49, pp.356-365, novembre 2012.
- M. Marengo, "valorizzazione del calore di scarto mediante ORC di piccola taglia", Klimaenergy 2011, Bolzano, 22-24 settembre 2011.
- Turboden Srl, [www.turboden.eu](http://www.turboden.eu), dicembre 2013.

## Ringraziamenti

Per questo lavoro di tesi voglio anzitutto ringraziare l'Ing. Giovanni Bartucci per avermi dato la possibilità di sviluppare questo lavoro e di collaborare strettamente con una società dinamica e altamente specializzata quale è Bartucci SpA. Ringrazio tutto il personale di Bartucci SpA per avermi accolto a braccia aperte fin da subito, coinvolgendomi nell'attività e facendomi sentire "uno di loro" nonostante fossi un semplice stagista: è un onore che spetta a pochi. Un grazie particolare va a Matteo per avermi seguito passo-passo nel lavoro con estrema disponibilità e attenzione. La sua competenza e professionalità rappresentano per me un modello da seguire. Un ringraziamento va naturalmente alla prof.ssa Giovanna Cavazzini e all'Ing. Roberto Galvanelli che hanno accettato di seguire il mio lavoro rispettivamente come relatrice e correlatore.

Questo lavoro rappresenta la conclusione di un lungo percorso, un punto di arrivo e di partenza nel mio percorso di formazione e di vita. Per essere arrivato fin qui devo anzitutto ringraziare i miei genitori, che mi hanno sostenuto, consigliato e che mi hanno sempre permesso di dedicarmi allo studio nelle migliori condizioni possibili. Grazie a Giulia, che mi ha costantemente incoraggiato e capito, e che ha rasserenato anche i momenti più impegnativi. Un grazie ad Antonia, per la sua instancabile disponibilità e gentilezza. Ringrazio Enrico e Silvia, che sono stati molto più che semplici coinquilini in questi anni "padovani", e che mi hanno regalato dei ricordi stupendi. Un grazie va a tutti gli altri amici, in particolare gli amici "alpinisti" per gli intensi momenti passati assieme per monti durante le mie veloci "fughe" dallo studio. Ringrazio infine Andrea, Daniele e gli altri compagni di università più "vicini" con cui ho condiviso molte difficoltà ma con cui mi sono anche divertito molto.