ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

AIRU associazione italiana riscaldamento urbano

STUDIO ENERGIA
Ing. T. Magnelli

TELERISCALDAMENTO E SISTEMI ENERGETICI INTEGRATI

Metodologia di valutazione dei benefici energetici ed ambientali e strumenti di incentivazione

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

TELERISCALDAMENTO E SISTEMI ENERGETICI INTEGRATI
Metodologia di valutazione dei benefici energetici ed ambientali e strumenti di incentivazione

2008 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma

ISBN 88-8286-168-6

Autori:
Ilaria Bottio (AIRU)
Natale Massimo Caminiti, Flavia Gangale, Marco Stefanoni (ENEA)
Tranquillo Magnelli (*StudioEnergia*)

con la consulenza del Prof. Evandro Sacchi (Dipartimento di Energetica - Politecnico di Milano)

Si ringrazia per la collaborazione fornita il dott. Mannino Bordet (Direzione generale Energia e Risorse Minerarie - Ministero dello Sviluppo Economico)

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

TELERISCALDAMENTO
E SISTEMI ENERGETICI INTEGRATI

Metodologia di valutazione
dei benefici energetici ed ambientali
e strumenti di incentivazione

Ilaria Bottio AIRU)
Natale Massimo Caminiti, Flavia Gangale, Marco Stefanoni (ENEA)
Tranquillo Magnelli (*StudioEnergia*)

INDICE

Abstract 6

Introduzione 7

1 Il teleriscaldamento in Italia. Situazione attuale e prospettive di sviluppo 9
1.1 Stato attuale del teleriscaldamento in Italia
1.2 Sviluppo delle reti dai primi anni '90 ad oggi
1.3 Quadro delle nuove iniziative in atto o programmate

2 Proposta d'incentivazione economica delle reti di teleriscaldamento 15
2.1 Scopo della proposta
2.2 Definizione di sistema di riscaldamento urbano
2.3 Perché incentivare i sistemi di teleriscaldamento
2.4 Perché è necessario supportare finanziariamente le reti
2.5 Quali reti si propone di incentivare
2.6 Quali modalità di incentivazione economica sono ritenute più efficaci

ANNESSO TECNICO
Metodologia per la valutazione del risparmio di energia primaria e delle emissioni evitate di anidride carbonica attribuibili ad una rete di teleriscaldamento 21

APPENDICE
Risparmio di energia primaria ed emissioni evitate dai sistemi di cogenerazione al servizio di reti di riscaldamento urbano
Analisi critica e confronto fra differenti metodologie proposte
A – Metodo Legge 10/91
B – Metodo Direttiva 2004/8/CE
C – Metodo della "Pari tecnologia di produzione semplice" 87

ALLEGATI all'appendice
Il modello energetico-ambientale
Schemi impiantistici e bilanci energetico-ambientali di dettaglio 117

BIBLIOGRAFIA ESSENZIALE 197

ABSTRACT

This Technical Report issued by AIRU - Italian District Heating Association - and ENEA – Italian National Agency for New Technologies, Energy and the Environment) - is due to underline the important role of District Heating (DH) to contribute to the reduction of climate-alterant emissions and to the energy primary saving. This Report points out the necessity to support DH networks development by public funds for being too expensive.

First of all it analyzes the situation of DH in Italy up to date at 2007: now there is about an hundred of DH systems for 180 millions of cube meters heated, saving 270,000 Tep of primary energy and reducing 725,000 tons of CO_2 emissions.

The foreseen developments of new systems are analyzed by AIRU. The results are very interesting: the forecast is 100 millions of cube meters heated during the next five years, saving 200,000 Tep/y of energy primary and reducing 1 millions of tons/y of CO_2 emissions.

This potential development needs of public funds to be realized.

By this declaration, the Report proposes an economic incentive method due to development of DH systems. The criteria proposed is in according to management account and note to stock account. The aim is to reward the thermal low environment impact energy customer supplied.

The Issue proposes the same settled mechanisms of the Law 448/98 and Law 388/2000, i.e. 25.8 euro/MWh_t to customer as tax credit and 21.00 euro/kW_t installed in house substations to reduce the connection costs.

To do what above AIRU/ENEA/Studio Energia has worked out a method (Technical Annex attached) to value the primary energy saving and CO_2 emission reducing connected to a generic DH system powered by any energy resources.

The Technical Annex is an essential tool to apply the above incentive proposal for governmental institutions putted in charge.

The criteria compare the DH system with the existing energy requirement system substituted (SES). The SES includes: the thermal system substituted by DH supplied; the power substituted by a possible cogeneration plant connected to the DH; the cooling system substituted by a possible DC.

The Technical Annex is harmonized with the DIRECTIVE 2004/8/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 February 2004 "on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market".

The Technical Annex includes several Italian DH plants energetic-environmental balances made by a computer model created for this purpose.

The model has permitted to compare the different benefits with the following different approaches, pointing out the correct value of energy primary saving due to DH systems: the Italian Law 10/91 approach, the European Directive 2004/8/CE approach and the "equal technology of power production" approach.

The result is: the first Approach in some case can overrate the effective DH pipeline benefits. The second Approach assesses rightly the DH benefits and so it allows to estimate rightly the public economical fund. The third Approach is without any scientific basics. In fact it does not distinguish between high efficiency CHP plants and not efficiency plants, because it gives to all technologies the same environmental credit. The results among the above Approaches justify the choice of European Directive Approach as an effective tool to promote the DH system developments.

INTRODUZIONE

Il presente Rapporto Tecnico costituisce la proposta, formulata dall'AIRU – Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, organismo che raggruppa i gestori italiani di reti di teleriscaldamento, e da ENEA – Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, finalizzata, da una parte, ad attirare l'attenzione sui benefici energetici e ambientali conseguibili tramite lo sviluppo delle reti di riscaldamento urbano ovvero teleriscaldamento e, dall'altra, a sollecitare interventi di sostegno pubblico alla diffusione di tali infrastrutture energetiche, anche in coerenza con gli orientamenti Comunitari in tema di riduzione della dipendenza energetica e delle emissioni di gas climalteranti.

Il Rapporto riporta, innanzitutto, una panoramica dello stato attuale del teleriscaldamento in Italia (situazione agli inizi 2007), evidenziando che oggi risultano in esercizio un centinaio di reti che erogano calore ad un parco edilizio di dimensioni complessive attorno ai 180 milioni di metri cubi riscaldati. Le reti esistenti hanno conseguito, nell'esercizio 2006, un risparmio di combustibili fossili dell'ordine di 270.000 tep e minori emissioni di anidride carbonica per circa 725.000 tonnellate rispetto alla produzione di calore con caldaie convenzionali a gas.

Nel documento vengono poi riportati i risultati di una capillare indagine effettuata dall'AIRU presso le aziende di teleriscaldamento, che ha portato alla individuazione delle nuove iniziative in fase di realizzazione o programmate a breve termine.

Il quadro risultante dall'indagine è estremamente interessante: prefigura uno sviluppo potenziale dell'ordine di 100 milioni di metri cubi teleriscaldabili nei prossimi 5 anni, in grado di produrre un risparmio di fonti fossili dell'ordine di 200.000 tep/a e minori emissioni di CO_2 dell'ordine di 1.000.000 di tonnellate/anno. L'indagine AIRU ha evidenziato, poi, che la concretizzazione di tale scenario potenziale potrebbe essere efficacemente supportata da un sistema di incentivazione economica delle reti, tanto più necessario quanto più si intende diffondere questo nuovo servizio nelle realtà urbane di piccole e medie dimensioni.

Partendo da tale constatazione, il documento elabora e propone un criterio di incentivazione economica delle reti di teleriscaldamento. Il criterio proposto, in quanto ritenuto più efficace in ordine al raggiungimento degli obiettivi di diffusione del servizio e di riduzione effettiva dei consumi di fonti fossili primarie, è quello dell'incentivo in "conto esercizio": il sostegno economico è da riconoscere, secondo la proposta avanzata dal documento, <u>all'energia termica a basso impatto ambientale effettivamente erogata all'utenza</u>. Il "pregio ambientale" dell'energia erogata dalla rete, al quale viene commisurato l'incentivo spettante, è costituito dalle minori emissioni di anidride carbonica rispetto alla semplice produzione di calore tramite combustione di gas naturale in caldaie di edificio. Si tratta, peraltro, di un meccanismo già largamente adottato nel settore energetico: Provvedimento CIP-6/92; Certificati Verdi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili; Titoli di Efficienza Energetica.

Quanto alle concrete modalità di applicazione della proposta, si ritiene che si possano applicare, a tale scopo, meccanismi del tutto simili a quelli già previsti dalla Legge 448/98 e dalla Legge 388/2000, che riconoscono, <u>a favore dell'utente finale</u>, un incentivo di 50 £/kWh$_t$ (25,8 €/MWh$_t$) all'energia erogata da reti di teleriscaldamento <u>alimentate da fonte geotermica e/o da biomasse vergini,</u> ed un ulteriore incentivo di circa 21,00 €/kW$_t$ installato nelle sottocentrali d'utenza a parziale copertura dei costi di allacciamento.

La proposta di incentivazione qui avanzata è supportata da un corposo Annesso Tecnico, ripor-

tante la metodologia elaborata da AIRU-ENEA-*StudioEnergia* per la valutazione del risparmio di energia primaria fossile e delle emissioni evitate di anidride carbonica (CO_2) attribuibili ad una rete di teleriscaldamento alimentata da un qualsivoglia mix di fonti energetiche. L'Annesso Tecnico costituisce, è evidente, uno strumento indispensabile ai fini della pratica applicazione della proposta di incentivazione delle reti, che presuppone modalità di calcolo dei benefici energetico/ambientali codificate.

Il principio posto a base della metodologia riportata nell'Annesso è quello del confronto del sistema di teleriscaldamento con il Sistema Energetico convenzionale Sostituito (SES), che a sua volta comprende: il sistema termico sostituito dal calore erogato alla rete (TS); il sistema elettrico sostituito dall'eventuale energia elettrica prodotta in cogenerazione nella centrale che alimenta la rete di teleriscaldamento (ES); il sistema frigorifero sostituito dall'energia frigorifera eventualmente distribuita dallo stesso sistema (FS).

La Metodologia è stata sviluppata in coerenza con gli indirizzi comunitari, in particolare recependo, per quanto applicabile al caso del teleriscaldamento, la "*Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia*".

L'Annesso Tecnico è corredato da vari allegati riportanti i bilanci energetico-ambientali delle tipologie di impianti più diffuse nei sistemi di teleriscaldamento in esercizio in Italia. In particolare, ricorrendo all'ausilio di un modello di simulazione informatizzato, sviluppato ad hoc per l'applicazione della Metodologia, vengono riportate le analisi energetico-ambientali dei differenti sistemi cogenerativi al servizio di reti di teleriscaldamento: cicli combinati ad uno o più livelli di pressione; turbine a gas in ciclo semplice; motori alternativi a gas.

L'uso del modello ha consentito, fra l'altro, di confrontare i benefici energetico-ambientali risultanti da differenti approcci metodologici, consentendo, una volta per tutte, di fare chiarezza su un tema di cruciale importanza ai fini dello sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento: quello, appunto, della corretta valutazione dei risparmi di energia fossile conseguibili da tali sistemi.

L'Appendice all'Annesso Tecnico, in particolare, confronta i risultati conseguiti con i seguenti approcci metodologici: metodo ex Lege-10/91 (l'approccio "tradizionale" introdotto prima con la legge di incentivazione n. 308/82 e poi meglio codificato con la legge-10/91); metodo Direttiva (quello proposto nel presente documento); metodo "della pari tecnologia di produzione elettrica semplice".

Le analisi svolte portano alle seguenti conclusioni. L'approccio ex Lege-10/91, quando applicato ai sistemi cogenerativi non dedicati esclusivamente alle reti di teleriscaldamento, può sovrastimare gli effettivi benefici energetico-ambientali di tali sistemi. Il metodo Direttiva, pur non esente del tutto da critiche, consente effettivamente di stimare correttamente i benefici energetici e ambientali dei sistemi di teleriscaldamento e, quindi, di indirizzare efficacemente il sostegno economico pubblico. Il metodo della Pari Tecnologia, non distinguendo fra impianti cogenerativi ad elevato rendimento e impianti "scadenti" (attribuisce il medesimo merito ambientale a tutte le tecnologie), mostra di non basarsi su alcun fondamento scientifico e, in sostanza, produce risultati non coerenti con l'esigenza, imprescindibile, di destinare risorse pubbliche alle iniziative che realmente producono benefici energetici e ambientali. I risultati del confronto, pertanto, giustificano la preferenza accordata, nel presente Rapporto Tecnico, al Metodo Direttiva quale strumento per la pratica applicazione della proposta di incentivazione delle reti di teleriscaldamento.

1 IL TELERISCALDAMENTO IN ITALIA. SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVE DI SVILUPPO

1.1 Stato attuale del teleriscaldamento in Italia

Con riferimento all'ultimo *Annuario statistico AIRU*, si riportano alcuni dati che sintetizzano la situazione attuale del teleriscaldamento in Italia (dicembre 2006).
In tabella 1 è riportata la distribuzione territoriale degli impianti di teleriscaldamento in Italia, con aggregazione a livello regionale. Le novità intervenute negli ultimi anni non hanno modificato, ma anzi confermato, una situazione ormai consolidata: le reti sono concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (circa 172 milioni di m^3, pari al 97% della volumetria totale) è localizzata in sole cinque regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto e Trentino Alto Adige.
Il mix di fonti di energia primaria utilizzato nei sistemi di riscaldamento urbano in Italia nel 2006 è sintetizzato nella successiva tabella 2.

Tab. 1 – Distribuzione territoriale degli impianti di teleriscaldamento in Italia

	REGIONE	Volumetria teleriscaldata		
		Anno 2005	Ano 2006	
		Mm^3	Mm^3	%
1	Lombardia	69,2	76,3	43,0%
2	Piemonte	34,6	47,6	26,8%
3	Emila Romagna	27,2	28,3	15,9%
4	Veneto	11,6	12,1	6,8%
5	Trentino A. A.	7,2	7,2	4,1%
6	Lazio	2,2	2,3	1,3%
7	Liguria	2,1	2,2	1,2%
8	Toscana	0,9	0,9	0,5%
9	Marche	0,5	0,6	0,3%
	TOTALE	155,6	177,3	100%
	TOTALE 1-5	149,8	171,5	
		96%	97%	

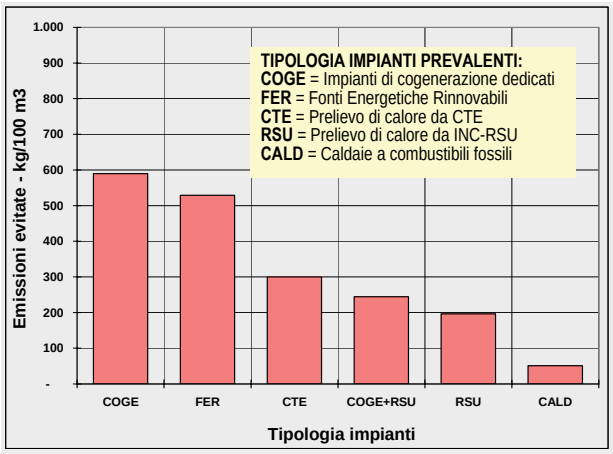
Tab. 2 – Mix di fonti di energia primaria utilizzato nei sistemi di riscaldamento urbano in Italia

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	Anno 2006		Anno 1995	
	tep	%	tep	%
Gas naturale [1]	600.362	65,5%	383.521	69,9%
Carbone [1]	110.714	12,1%	69.810	12,7%
Biomasse	88.520	9,7%	-	0,0%
Olio Combustibile [1]	57.354	6,3%	79.726	14,5%
Incenerimento RSU	45.051	4,9%	6.708	1,2%
Geotermia	9.948	1,1%	4.472	0,8%
recupero da processo industriale	4.747	0,5%	4.644	0,8%
Totale fossili	768.430	84%	533.057	97%
Totale rinnovabili	148.265	16%	15.824	3%
Totale generale	916.695	100%	548.881	100%

[1] Compresi i consumi del sistema elettrico nazionale per prelievo di calore da centrali termoelettriche

Dal confronto con i dati relativi al 1995 si rileva che il gas naturale costituisce ancora di gran lunga la fonte principale, anche se negli ultimi anni si è registrata una crescita dell'utilizzo di altre fonti, in particolare il recupero energetico da termovalorizzazione degli RSU, che contribuisce a perseguire l'obiettivo di riduzione della dipendenza dal gas naturale. Si rimarca poi l'accresciuta importanza delle fonti rinnovabili, passate dal 3% nel 1995 (geotermia, recupero industriale e RSU) al 16% nel 2006 (alle prime si sono aggiunte le biomasse e, come già evidenziato, un consistente incremento del recupero termico da incenerimento RSU).
L'entrata in funzione (già dal 2005) della terza linea del termovalorizzatore di Brescia ha comportato un incremento significativo dell'utilizzo di biomassa, che costituisce oggi il terzo combustibile impiegato nei sistemi di teleriscaldamento in esercizio in Italia.
Le altre fonti rinnovabili (geotermia e recuperi industriali) rimangono ancora marginali, attestate complessivamente attorno all'1,6%. Il peso di tali fonti è tuttavia meno marginale se riferito all'energia netta immessa nelle reti.
Di recente sono state avviate iniziative volte a sviluppare reti di teleriscaldamento alimentate da pompe di calore di grandi dimensioni, utilizzanti sia acque superficiali che acque della prima falda o, ancora, fonti geotermiche a "bassa entalpia".
L'energia termica prodotta in cogenerazione costituisce il 56% dell'energia totale immessa nelle reti; l'energia di integrazione prodotta a mezzo di caldaie semplici costituisce il 26%, mentre il restante 18% circa è costituito da "fonti rinnovabili" (fra queste si annovera la pompa di calore). Complessivamente, quindi, ben il 74% dell'energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento italiane è prodotta tramite tecnologie a basso impatto ambientale.
Nel 2006 i sistemi di riscaldamento urbano operanti in Italia hanno conseguito un risparmio di energia primaria di circa 270.000 tep, corrispondente al 25% dell'energia consumata dai "*sistemi convenzionali sostituiti*" (caldaie di edificio e sistema termoelettrico nazionale).
Il bilancio emissivo degli impianti di teleriscaldamento in esercizio nell'anno 2006 evidenzia minori emissioni di CO_2 pari a -726.000 t rispetto ai *"sistemi convenzionali sostituiti"*.
Di estremo interesse risultano i dati sintetizzati in figura 1, che riporta le emissioni annue evitate dalle diverse tecnologie riferite a 100 m^3 di volumetria teleriscaldata (corrispondente al cosiddetto "abitante equivalente" allacciato).

Fig. 1 – Emissioni specifiche evitate dai sistemi di riscaldamento urbano in funzione della tecnologia prevalente del sistema di produzione dell'energia (anno 2006)



I valori delle emissioni evitate vanno dai circa 600 kg CO_2/100 m^3 per le reti alimentate prevalentemente da sistemi cogenerativi dedicati ai circa 50 kg CO_2/100 m^3 per le reti alimentate unicamente da caldaie di produzione semplice a gas.
L'estensione delle reti di riscaldamento urbano ha raggiunto nel 2006 i 1.953 km (stacchi esclusi) e queste alimentano 33.315 sottocentrali d'utenza.
La tipologia impiantistica che consente fornitura di riscaldamento e acqua calda sanitaria è ormai prevalente, sintomo evidente che l'impiantistica delle nuove edificazioni meglio si presta ad essere allacciata a reti di teleriscaldamento.

1.2 Sviluppo delle reti dai primi anni '90 ad oggi

Per quanto riguarda lo sviluppo storico del teleriscaldamento in Italia, la figura 2 evidenzia che alla fine degli anni '80 è stata avviata la realizzazione di un consistente numero di nuove reti che ha dato un notevole impulso alla diffusione dei questo nuovo servizio.
Si evidenzia peraltro un diverso trend evolutivo tra "reti storiche" (quelle avviate negli anni '70 e nei primi anni '80 sulla scia dell'iniziativa di Brescia) e quelle avviate negli anni '80-'90 (reti del 3° gruppo nella figura 3).
Fino alla fine degli anni '90 le reti storiche presentano un trend di crescita superiore alle reti di nuova generazione; a partire dal 2000, invece, la curva mostra una evidente inversione di tendenza: segno evidente che le reti storiche si avviano verso la saturazione dell'utenza teleriscaldabile nei rispettivi centri urbani.
La figura 2 mostra comunque un trend complessivo di crescita dell'utenza teleriscaldata molto interessante, variabile fra il 5 e il 10% annuo. I valori assoluti, tuttavia, sono ancora lontani dal resto d'Europa.

Fig. 2 – Andamento della volumetria totale teleriscaldata in Italia

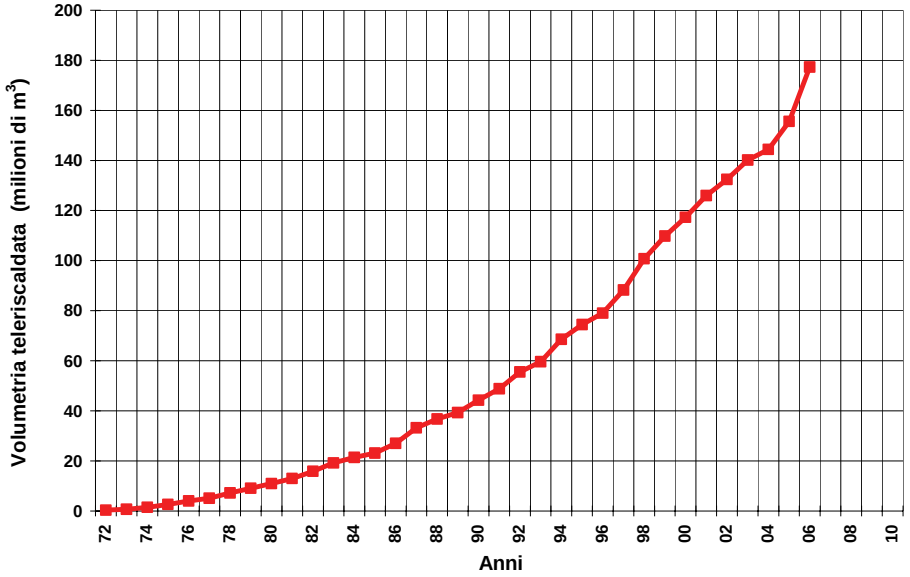
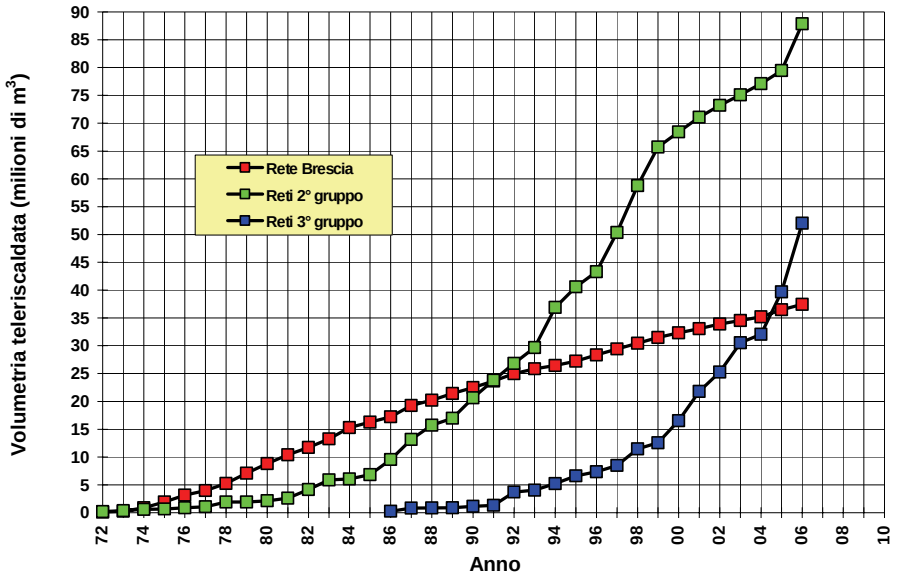


Fig. 3 – Andamento della volumetria teleriscaldata. Disaggregazione tra "Rete Brescia" e "Reti altri sistemi"



Circostanza molto positiva è il fatto che tutte le reti aventi natura di "sistema aperto" crescono costantemente negli anni, seppure con ritmi diversi dettati dalle scelte aziendali e/o dalle difficoltà di posa nei rispettivi centri urbani.
Laddove viene realizzata una rete di teleriscaldamento si è quasi sempre evidenziata una buona propensione dei cittadini ad allacciarsi al nuovo servizio. Non pochi sono i casi in cui le richieste di allacciamento provenienti dalle utenze di un bacino teleriscaldato sono soddisfatte con difficoltà dall'Azienda distributrice.

1.3 Quadro delle nuove iniziative in atto o programmate

L'AIRU ha di recente svolto una capillare indagine presso le aziende di teleriscaldamento volta alla individuazione delle nuove iniziative in fase di realizzazione o programmate a breve termine.
Il quadro risultante dall'indagine è estremamente interessante: prefigura uno sviluppo potenziale dell'ordine di 100 Mm^3 nei prossimi 5 anni, in grado di produrre un risparmio di fonti fossili dell'ordine di 200.000 tep/a e minori emissioni di CO_2 dell'ordine di 500.000 tonnellate/anno.
La concretizzazione di tale scenario potrebbe essere efficacemente supportata da un sistema di incentivazione che premi adeguatamente i risultati ambientali delle iniziative.
In tabella 3 è riportato l'elenco delle iniziative censite nell'ambito dell'indagine e la stima di massima dei benefici energetici e ambientali da queste conseguibili nella situazione a saturazione.

Tab. 3 – Nuove iniziative di teleriscaldamento. Scenario al 2012

UBICAZIONE - TIPOLOGIA - STATO DI AVANZAMENTO DELL'INIZIATIVA					Volumetria	Energia termica	SISTEMI DI PRODUZIONE	Risparmio	Emissioni	Incentivo	
Comune	**Tipologia**	**Stato avanzamento**	**Inizio erogazione**	**Anno a**	**teleriscaldabile**	**erogabile**	**E RELATIVA POTENZIALITA'**	**energia primaria**	**evitate**	**stimato**	
		(a giugno 2007)	**calore**	**regime**	m3 **[1]**	MWh/a **[1]**		Tep/a **[1] [2]**	**t CO2/a [1]**	€/a	€/MWh$_t$
Mirandola	espansione di rete esistente			**2012**	350.000	13.602	Motori endotermici alternativi	**608**	**1.428**	**155.675**	**11,4**
Carpi	espansione di rete esistente			**2012**	508.105	18.712	Motori endotermici alternativi	**837**	**1.965**	**214.159**	**11,4**
Soliera	espansione di rete esistente			**2012**	200.000	6.714	Motori endotermici alternativi	**300**	**705**	**76.842**	**11,4**
Bomporto	espansione di rete esistente			**2012**	318.182	10.173	Motori endotermici alternativi	**455**	**1.068**	**116.430**	**11,4**
Prov. di Modena	I° lotto nuovo			**2012**	100.000	3.045	Motori endotermici alternativi	**136**	**320**	**34.850**	**11,4**
Prov. di Bologna	I° lotto nuovo			**2012**	685.000	22.765	Motori endotermici alternativi	**1.018**	**2.390**	**260.545**	**11,4**
Torino Nord	espansione di rete esistente			**2012**	15.000.000	604.000	Ciclo combinato 400 MWe e 220 MWt 3 caldaie da 85 MWt cad.	**33.764**	**78.520**	**8.558.680**	**14,2**
Roma	espansione di rete esistente		**2008**	**2010**	1.300.000	47.450	Ciclo combinato 120 MWe 60 MWt 3 caldaie 14 MWt cad.	**2.652**	**6.169**	**672.367**	**14,2**
Rosignano (LI)	nuova rete		**2007**	**2010**	600.000	20.800	Ciclo combinato 400 MWe 10 MWt	**1.163**	**2.704**	**294.736**	**14,2**
Settimo torinese Leinì	espansione di rete esistente		**2007**	**2012**	14.000.000	360.000	Ciclo combinato 400 MWe 170 MWt	**20.124**	**46.800**	**5.101.200**	**14,2**
Settimo torinese	espansione di rete esistente	2.000.000 m3	**2002**	**2012**	3.700.000	140.000	Ciclo combinato 400 MWe 80 MWt caldaie 80 MWt	**7.826**	**18.200**	**1.983.800**	**14,2**
Rivoli Collegno Grugliasco	espansione di rete esistente	4.600.000 m3	**2002**	**2012**	7.500.000	285.000	CC 18 MWe 24 MWt caldaie 90 MWt + RSU 40 MWe 100 MWt	**10.172**	**19.380**	**2.112.420**	**7,4**
Chivasso	nuova rete		**2008**	**2012**	1.600.000	60.000	ciclo combinato 1200 MWe 60 MWt caldaie 60 MWt	**3.354**	**7.800**	**850.200**	**14,2**
San Giuliano M.se	nuova rete		**2008**	**2012**	1.400.000	50.000	motori endotermici alt. 2,2 MWe 2,2 MWt caldaie 15 MW	**2.236**	**5.250**	**572.250**	**11,4**
Abbiategrasso	nuova rete		**2008**	**2012**	1.500.000	55.000	motori endotermici alt. 2,2 MWe 2,2 MWt caldaie 18 MW	**2.460**	**5.775**	**629.475**	**11,4**
Borgaro	nuova rete		**2008**	**2012**	500.000	20.000	motori endotermici alt. 7 MWe 7 MWt caldaie 11 MW	**894**	**2.100**	**228.900**	**11,4**
Venaria Reale	nuova rete		**2009**	**2012**	1.200.000	45.000	motori endotermici alt. 7 MWe 7 MWt caldaie 30 MW	**2.012**	**4.725**	**515.025**	**11,4**
Nichelino	nuova rete		**2008**	**2012**	2.500.000	100.000	Calore di recupero industriale (fonte rinnovabile)	**10.062**	**22.000**	**2.398.000**	**24,0**
Orbassano/Beinasco	nuova rete		**2009**	**2012**	1.000.000	40.000	RSU 40 MWe 100 MWt + calore recupero ind.ustriale	**1.479**	**2.240**	**244.160**	**6,1**
Mantova	espansione di rete esistente	4.200.000 m3		**2012**	2.845.000	107.000	Ciclo combinato 100 MWt +calore recupero 8 Wt	**8.374**	**18.725**	**2.041.025**	**19,1**
Reggio Emilia	espansione di rete esistente	sviluppo come da programma		**2012**	1.000.000	36.000	Ciclo combinato	**2.012**	**4.680**	**510.120**	**14,2**
Parma	espansione di rete esistente	sviluppo come da programma		**2012**	1.300.000	45.000	Motori endotermici alternativi	**2.012**	**4.725**	**515.025**	**11,4**
Piacenza	nuova rete	sviluppo come da programma		**2012**	1.300.000	45.000	Ciclo combinato	**2.516**	**5.850**	**637.650**	**14,2**
Vicenza	espansione di rete esistente			**2012**	1.600.000	34.000	Motori alternativi da 3,4 MWe. Ccaldaie da 24,6 MWt	**1.520**	**3.570**	**389.130**	**11,4**
Verona	espansione di rete esistente	progetto definitivo	**2009**	**2012**	940.000	32.000	Motori endotermici alternativi	**1.431**	**3.360**	**366.240**	**11,4**
Pinerolo	espansione di rete esistente			**2012**	449.000	18.000	Motori a biogas	**805**	**1.890**	**206.010**	**11,4**
Cremona	espansione di rete esistente		**2009**	**2012**	1.350.000	40.500	CC non dedicato da 49 MWe 70 MWt 10 MWt di postcombustione	**2.264**	**5.265**	**573.885**	**14,2**

continua alla pagina successiva

Tab. 3 – Nuove iniziative di teleriscaldamento. Scenario al 2012 *(segue da pagina precedente)*

UBICAZIONE - TIPOLOGIA - STATO DI AVANZAMENTO DELL'INIZIATIVA					Volumetria teleriscaldabile	Energia termica erogabile	SISTEMI DI PRODUZIONE E RELATIVA POTENZIALITA'	Risparmio energia primaria	Emissioni evitate	Incentivo stimato	
Comune	**Tipologia**	**Stato avanzamento** (a giugno 2007)	**Inizio erogazione calore**	**Anno a regime**	m3 **[1]**	MWh/a **[1]**		Tep/a **[1] [2]**	**t CO2/a [1]**	€/a	€/MWh$_t$
Brescia	espansione di rete esistente			**2012**	5.000.000	180.000	Ciclo combinato 330 MWe e 250 MWt	**10.062**	**23.400**	**2.550.600**	**14,2**
Bergamo	espansione di rete esistente			**2012**	4.500.000	160.000	Motori endotermici alternativi	**7.155**	**16.800**	**1.831.200**	**11,4**
Novara	nuova rete			**2012**	4.000.000	140.000	Motori endotermici alternativi	**6.261**	**14.700**	**1.602.300**	**11,4**
Montichiari	nuova rete			**2012**	1.600.000	56.000	Motori endotermici alternativi	**2.504**	**5.880**	**640.920**	**11,4**
Varese	espansione di rete esistente			**2012**	450.000	28.700	N. 3 caldaie per 24 MWt e motore alternativo da 1 MWe	**1.283**	**3.014**	**328.472**	**11,4**
Fossano (CN)	nuova rete			**2012**	2.100.000	68.000	Motori endotermici alternativi	**3.041**	**7.140**	**778.260**	**11,4**
Acqui Terme (AL)	espansione di rete esistente			**2012**	1.078.000	30.000	Motori endotermici alternativi	**1.342**	**3.150**	**343.350**	**11,4**
Piossasco (TO)	nuova rete			**2012**	453.000	15.400	Motori endotermici alternativi	**689**	**1.617**	**176.253**	**11,4**
Prov. Cuneo	nuova rete			**2012**	2.150.000	60.000	Motori endotermici alternativi	**2.683**	**6.300**	**686.700**	**11,4**
Prov. Torino	nuova rete			**2012**	2.360.000	73.300	Motori endotermici alternativi	**3.278**	**7.697**	**838.919**	**11,4**
Bologna	espansione di rete esistente			**2012**	1.700.000	72.000	Motori endotermici alternativi + Rinnovabili a biogas	**4.025**	**12.600**	**1.373.400**	**19,1**
Ferrara	espansione di rete esistente			**2012**	1.400.000	62.000	C.C. + RSU 29 MWt+ geotermia 14 MWt	**3.572**	**6.200**	**675.800**	**10,9**
Forlì/Cesena	espansione di rete esistente			**2012**	1.800.000	62.000	RSU da 20 MWt	**2.293**	**3.472**	**378.448**	**6,1**
Imola	espansione di rete esistente			**2012**	1.500.000	48.000	Ciclo combinato 70 MWe e 65 MWt	**2.683**	**6.240**	**680.160**	**14,2**
Ravenna	espansione di rete esistente			**2012**	400.000	14.000	Motori endotermici alternativi	**626**	**1.470**	**160.230**	**11,4**
Casale	nuova rete			**2012**	1.100.000	38.200	Motori endotermici alternativi	**1.708**	**4.011**	**437.199**	**11,4**
San Donato Milanese	espansione di rete esistente		**2007**	**2012**	1.624.800	56.870	N. 4 TG da 10 MWe + 4 caldaie da 35 MWt	**489**	**853**	**92.982**	**1,6**
Milano "Canavese"	nuova rete			**2012**	3.600.000	140.000	Pompe di calore MWt 15 + motori alt. MWt 15 + caldaie MWt45	**4.816**	**15.400**	**1.678.600**	**12,0**
Milano "Bovisa"	nuova rete			**2012**	5.200.000	200.000	Pompe di calore MWt 15 + motori alt. MWt 10 + caldaie MWt 75	**6.880**	**22.000**	**2.398.000**	**12,0**
Milnao "Ricevitrice Nord"	nuova rete			**2012**	5.200.000	200.000	Pompe di calore MWt 15 + motori alt. MWt 10 + caldaie MWt 75	**6.880**	**22.000**	**2.398.000**	**12,0**
Milano "Santa Giulia"	nuova rete			**2012**	2.800.000	110.000	Pompe di calore MWt 15 + motori alt. MWt 10 + caldaie MWt 30	**3.784**	**12.100**	**1.318.900**	**12,0**
Milano "Comasina"	nuova rete			**2012**	2.000.000	80.000	Motori endotermici alt. MWt 6,4 + caldaie MWt 30	**3.578**	**8.400**	**915.600**	**11,4**
Milano "Sesto Marelli"	nuova rete			**2012**	2.000.000	80.000	Motori endotermici alt. MWt 6,4 + caldaie MWt 30	**3.578**	**8.400**	**915.600**	**11,4**
Milano "Sesto Marx"	nuova rete			**2012**	2.000.000	80.000	Motori endotermici alt. MWt 6,4 + caldaie MWt 30	**3.578**	**8.400**	**915.600**	**11,4**
Milano "Gonin"	nuova rete			**2012**	5.200.000	200.000	Pompe di calore MWt 15 + Motori alt. MWt 10 + caldaie MWt 75	**6.880**	**22.000**	**2.398.000**	**12,0**
Rovereto	espansione di rete esistente			**2012**	520.000	17.000	Motori alternativi 2,4 MWe	**760**	**1.785**	**194.565**	**11,4**
Trento	nuova rete			**2012**	1.269.304	43.275	Motori alternativi 5,48 MWe	**1.935**	**4.544**	**495.282**	**11,4**
					127.750.391	**4.574.506**		**218.850**	**527.176**	**7.462.138**	**12,6**

2 PROPOSTA D'INCENTIVAZIONE ECONOMICA DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO

2.1 Scopo della proposta

Il presente documento è teso ad individuare criteri di incentivazione economica alle reti di riscaldamento urbano, cercando di identificare quei criteri oggettivi che ne sostengono le ragioni ambientali in coerenza con le Direttive Comunitarie, e, più in generale, con le attuali problematiche nazionali e internazionali in tema del rapporto energia/ambiente (crisi dell'approvvigionamento dell'energia primaria; eccessiva dipendenza dalle fonti fossili; perseguimento degli accordi di Kyoto; ecc.).
Si è inoltre tenuto conto, nel formulare la proposta di incentivazione economica, del fatto che l'Unione Europea imposta le sue Direttive quasi esclusivamente sul "Primary Energy Factor" (PEF), parametro che in sé esprime e persegue le seguenti esigenze:

a) efficienza energetica globale;
b) miglioramento ambientale;
c) riduzione fonti fossili;
d) congruità costi/benefici.

La proposta di seguito sviluppata si pone l'obiettivo di individuare un "parametro di merito" sintetico che qualifichi un sistema di teleriscaldamento, che inglobi in sé i concetti sopra elencati, al quale commisurare l'incentivazione economica da erogare alla rete.
Il suddetto parametro dovrà poi possedere i seguenti requisiti:

- dovrà costituire un indicatore di benefici energetico-ambientali effettivamente conseguiti, e non solo potenzialmente conseguibili, dalla rete cui sono destinati gli incentivi;
- dovrà essere di agevole e univoca determinazione, basato su dati certi e verificabili dall'Ente Erogatore e/o di Controllo.

Nel presente documento si propone, pertanto, sia il parametro di merito cui commisurare l'incentivazione, che la procedura di calcolo del parametro medesimo.
Preoccupazione della presente proposta è altresì che dell'incentivazione fruiscano le reti di riscaldamento urbano propriamente dette, e non impianti che, ancorché deputati al trasporto a distanza di calore, svolgono funzioni diverse dal "District Heating".
Stante l'importanza che assume la distinzione fra le due categorie d'impianti, alla definizione di "sistema di riscaldamento urbano" è dedicato il paragrafo che segue.

2.2 Definizione di sistema di riscaldamento urbano

Per sistema di riscaldamento urbano (o anche teleriscaldamento: termine improprio ma ormai di uso corrente anche nella normativa tecnica e di legge) si intende, nel presente documento, quello che nella letteratura anglosassone è chiamato "District Heating" e che possiamo definire come di seguito: *per Riscaldamento Urbano è da intendere un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, al servizio di un comparto urbano esistente o programmato, destinato alla fornitura di energia termica (nella duplice valenza di "caldo" e "freddo"), prodotta in una o più centrali, ad una pluralità di edifici appartenenti a soggetti*

diversi, ai fini di climatizzazione di ambienti e di produzione di acqua calda ad uso igienico-sanitario, sulla base di contratti di somministrazione da concludersi nel rispetto del principio di non discriminazione e nei limiti di capacità del sistema, per tutti i clienti che richiedano l'accesso al sistema medesimo.

In sintesi, è la natura della rete di distribuzione del calore, e non tanto quella delle fonti di calore, che costituisce elemento discriminante affinché un sistema possa essere considerato Riscaldamento Urbano (oggetto del presente documento) o semplicemente produzione centralizzata di calore.

A titolo di esempio, non rientrano nella definizione di rete di riscaldamento urbano le seguenti fattispecie impiantistiche, ancorché deputate al trasporto di calore a distanza:

a) una rete interna di stabilimento industriale, quant'anche destinata al trasporto di calore parzialmente o totalmente destinato alla climatizzazione degli edifici di esso facenti parte;
b) una rete interna ad un complesso edilizio privato (supercondominio);
c) una rete interna ad un complesso terziario-commerciale;
d) una rete a "sviluppo verticale";
e) una rete al servizio esclusivo di un complesso ospedaliero.

Il sistema di produzione dell'energia è generalmente costituito dall'insieme dei generatori che immettono calore nella rete. Esso può comprendere una pluralità di tipologie impiantistiche, sovente dislocate in siti differenti, ma tutte finalizzate al soddisfacimento del carico termico richiesto dalla rete, a sua volta conseguenza delle richieste provenienti dalle utenze allacciate alla rete medesima.

A differenza della rete, non si ritiene debbano sussistere vincoli riguardo alla tipologia e/o taglia dei generatori affinché questi siano considerati facenti parte di un sistema di Riscaldamento Urbano.

2.3 Perché incentivare i sistemi di teleriscaldamento

La rete di trasporto e distribuzione dell'energia termica è il mezzo necessario (ancorché non sufficiente) per consentire al settore della climatizzazione degli ambienti l'accesso all'energia termica a basso impatto ambientale.

La rete è necessaria: in assenza di essa è di fatto impossibile, allo stato attuale della tecnologia, accedere alla utilizzazione di energia a basso impatto ambientale. Non è pensabile, infatti, di poter conseguire significativi benefici ambientali ricorrendo a sistemi diffusi localizzati presso le singole utenze (ad esempio, tramite impianti di micro-cogenerazione).

La rete tuttavia, di per sé, svolge unicamente la funzione di trasferimento dell'energia e, di conseguenza, da sola, non è sufficiente a produrre benefici ambientali di ordine superiore a quelli propri degli impianti diffusi: alla rete deve accompagnarsi un sistema di produzione dell'energia termica che faccia ricorso a tecnologie e/o apparati a basso impatto ambientale (uso di biomasse; sistemi di produzione combinata elettricità-calore; recupero di energie disperse; utilizzo di fluidi geotermici; ecc.). Ne è testimonianza il fatto che quelle reti alimentate unicamente da centrali che ricorrono alla combustione semplice di fonti fossili, ancorché in grado di realizzare rendimenti di produzione superiori a quelli delle caldaie di edificio, producono benefici energetici, e quindi ambientali, trascurabili, spesso inesistenti se

non di segno opposto (la rete, infatti, può “perdere” più di quanto “guadagna” la combustione centralizzata).

2.4 Perché è necessario supportare finanziariamente le reti

Le reti sono infrastrutture urbane molto onerose, che richiedono investimenti iniziali consistenti, e lo sono tanto più, in termini relativi (investimento per unità di energia termica erogata), quanto più è limitato il bacino d’utenza e bassa la densità edilizia.
A parità di densità edilizia, si rileva ad esempio che il costo specifico (€/m^3 di edificio allacciato) di una rete al servizio di un bacino d’utenza da 500.000 m^3 riscaldati è di circa il 20÷25% superiore a quello di una rete al servizio di un bacino da 2.000.000 di m^3.
Un incentivo economico alle reti potrà costituire, di conseguenza, una efficace azione di promozione dello sviluppo del riscaldamento urbano di medie dimensioni.

2.5 Quali reti si propone di incentivare

La proposta di incentivazione economica qui avanzata ha per oggetto:
a) le nuove reti, intendendo con ciò quelle la cui realizzazione è avviata a partire da una data prefissata (ad esempio, dal 1° gennaio 2008);
b) le estensioni di reti esistenti realizzate a partire dalla stessa data;
c) gli allacciamenti d’utenza, anche su rete esistente, realizzati a partire sempre dalla stessa data.

2.6 Quali modalità di incentivazione economica sono ritenute più efficaci

Sono possibili differenti modi di fornire sostegno economico allo sviluppo di reti di teleriscaldamento, tutti già sperimentati sia a livello nazionale che europeo. In sintesi possono aversi:
a) incentivi in Conto Capitale (**I**cc): contributi a fondo perduto proporzionali all’investimento necessario per la realizzazione delle reti;
b) Incentivi in Conto Interessi (**I**ci): concessione di finanziamenti a tasso agevolato;
c) incentivi in Conto Esercizio (**I**ce): erogazione dell’incentivo per più anni, in base alla effettiva erogazione all’utenza di energia a basso impatto ambientale effettuata tramite la rete che si intende sostenere.

Una analisi approfondita dei pregi e delle controindicazioni di ciascuna modalità di incentivazione esula dagli scopi del presente documento.
Qui si vuole solamente rimarcare che gli incentivi in conto capitale finora erogati al settore del teleriscaldamento (Legge 308/82; Legge 10/91; varie leggi regionali tutt’ora in fase di applicazione), pur avendo assorbito ingenti risorse pubbliche, non hanno prodotto effetti commisurati all’entità delle risorse stesse.
Il rapporto risorse impiegate/benefici conseguiti si è generalmente rivelato deludente, e ciò per

diversi motivi fra cui i principali:

- risorse drenate in buona parte dai soggetti economici "forti", ciò che ha impedito la diffusione di iniziative di medie dimensioni (proprio quelle, come si diceva prima, che abbisognano maggiormente di incentivi!);
- difficili e scarsi controlli sui risultati conseguiti (risparmio di combustibili fossili effettivamente conseguito);
- nessuna seria garanzia del regolare e duraturo esercizio degli impianti incentivati, secondo il principio di sostenibilità ambientale che ne era il presupposto.

Per tali ragioni, con il presente documento si propone una forma di incentivazione in "conto esercizio", da erogare per un numero di anni da definirsi.

Si tratta, peraltro, di un meccanismo già largamente adottato nel settore energetico: Provvedimento CIP-6/92; Certificati Verdi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili; Titoli di Efficienza Energetica. L'incentivazione economica è dunque da riconoscersi, secondo la proposta qui avanzata, all'energia a basso impatto ambientale effettivamente erogata all'utenza, documentata dalle fatturazioni emesse, con un effetto di presa diretta tra l'incentivazione e gli effetti che ne sono causa.

Quanto alle concrete modalità di applicazione della proposta, si ritiene che si possano applicare, a tale scopo, meccanismi del tutto simili a quelli già previsti dalla Legge 448/98 e dalla Legge 388/2000, che riconoscono, a favore dell'utente finale, un incentivo di 50 £/kWh$_t$ (25,8 €/MWh$_t$) all'energia erogata da reti di teleriscaldamento alimentate da fonte geotermica e/o da biomasse vergini, ed un ulteriore incentivo di circa 21,00 €/kW$_t$ installato nelle sottocentrali d'utenza a parziale copertura dei costi di allacciamento.

La proposta avanzata è dunque in estensione del suddetto preesistente meccanismo di incentivazione all'energia erogata dalle reti di teleriscaldamento, incentivo da commisurare al "pregio ambientale" attribuibile all'energia erogata dalle reti stesse e determinato per semplice proporzione con l'incentivo già oggi corrisposto all'energia geotermica e da biomassa.

Il "pregio ambientale" attribuibile all'energia termica erogata da una rete è, nella proposta qui avanzata, costituito dalle minori emissioni di anidride carbonica (CO_2) rispetto a quelle connesse con la produzione semplice e decentrata di energia tramite un combustibile fossile di riferimento. Si assume, a render forte la proposta, il gas naturale quale combustibile di confronto, essendo quello meno inquinante fra tutti quelli impiegati nel settore della climatizzazione ambiente.

In base a tale assunto, indicato con:

- EM_{gas} le emissioni di CO_2 connesse alla produzione di 1 kWh$_t$ tramite combustione semplice di gas naturale presso l'utenza;
- EM_{TLR} le emissioni di CO_2 connesse ad 1 kWh$_t$ erogato all'utente dalla rete che si intende incentivare;
- EM_{geo} le emissioni di CO_2 connesse ad 1 kWh$_t$ erogato all'utenza da una rete geotermica o a biomassa,

l'incentivazione in conto esercizio (**Ice**) all'energia erogata dalla rete in questione dovrebbe assumere la formulazione:

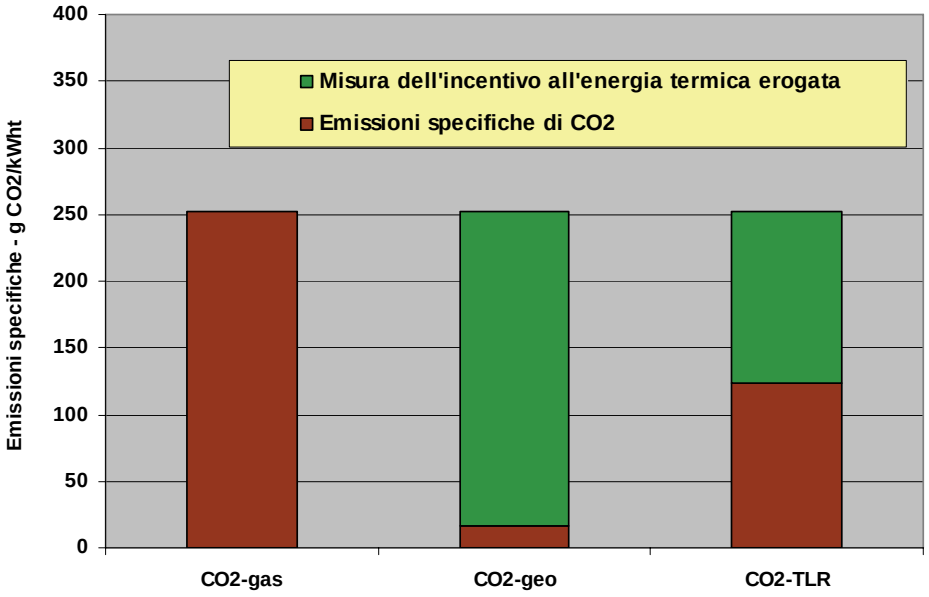
$$\text{Ice} = K \cdot \left(EM_{gas} - EM_{TLR}\right) / \left(EM_{gas} - EM_{geo}\right) \qquad \text{€/MWh}_t$$

Il criterio è espresso graficamente con molta chiarezza nella figura 4.
Le aree in colore bruno rappresentano le emissioni specifiche di CO_2 dei sistemi a confronto:

- emissioni delle caldaie a gas presso gli edifici (*CO_2-gas = 252 g/kWh$_t$*);
- emissioni connesse ad 1 kWh$_t$ erogato all'utenza da una rete alimentata da fonte geotermica o da biomassa (*CO_2-geo = 16 g/kWh$_t$*);
- emissioni connesse ad 1 kWh$_t$ erogato all'utenza da una rete alimentata da altre fonti energetiche. Nel caso-esempio riportato in figura si tratta di un sistema cogenerativo e caldaie di integrazione a gas: *CO_2-TLR = 124 g/kWh$_t$*).

Le aree in colore verde rappresentano le minori emissioni di CO_2 di ciascuna tecnologia rispetto alla produzione di calore tramite caldaie a gas presso gli edifici, quindi queste rappresentano il "pregio ambientale" inglobato nell'energia erogata da ciascun sistema e, di conseguenza, esse determinano la misura dell'incentivazione economica da riconoscere alla stessa energia.
Assunto K pari a 25,8 €/MWh$_t$ (incentivazione oggi riconosciuta all'energia geotermica e/o da biomasse), l'incentivazione spettante all'energia erogata dalla rete presa ad esempio dovrebbe essere, secondo la proposta qui formulata, pari a 14,0 €/MWh$_t$.
Con lo stesso meccanismo andrebbe determinato il contributo di allacciamento che, nel caso assunto ad esempio, assume il valore di 11,0 €/kW$_t$ installato.

Fig. 4 – Emissioni evitate di CO_2 e incentivo all'energia erogata



ANNESSO TECNICO

Metodologia per la valutazione del risparmio di energia primaria e delle emissioni evitate di anidride carbonica attribuibili ad una rete di teleriscaldamento

INDICE ANNESSO TECNICO

Cap. 1 Il principio proposto 27

Cap. 2 Consumi di energia primaria ed emissioni di un sistema di teleriscaldamento 28

2.1 Sistemi di cogenerazione "dedicati" alimentati a combustibili fossili 34
2.2 Sistemi di cogenerazione "non dedicati" alimentati a combustibili fossili 44
2.3 Impianti di incenerimento RSU in assetto cogenerativo 46
2.4 Caldaie di integrazione a combustibili fossili 49
2.5 Sistemi di cogenerazione a fonti rinnovabili 50
2.6 Caldaie alimentate a biomassa 52
2.7 Prelievo di calore da pozzo geotermico 53
2.8 Recupero di calore da processo industriale 54
2.9 Pompe di calore 55
2.10 Altri impianti a FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) 60
2.11 Sistemi di produzione di energia frigorifera (teleraffrescamento) 61
2.12 Il sistema elettrico nazionale 71

Cap. 3 Consumi di energia primaria ed emissioni del sistema termico sostituito 77

Cap. 4 Consumi di energia primaria ed emissioni del sistema frigorifero sostituito 79

Cap. 5 Consumi di energia primaria ed emissioni del sistema elettrico sostituito 82

APPENDICE
Risparmio di energia primaria ed emissioni evitate dai sistemi di cogenerazione al servizio di reti di riscaldamento urbano
Analisi critica e confronto fra differenti metodologie proposte
A – Metodo Legge 10/91
B – Metodo Direttiva 2004/8/CE
C – Metodo della "Pari tecnologia di produzione semplice" 87

ELENCO TABELLE, FIGURE, ALLEGATI

MODELLO GENERALE

Fig. 1.1 Modello energetico-ambientale generale di un sistema di riscaldamento urbano e del sistema convenzionale sostituito. Flussi energetici e fonti di emissione. Schema di principio

Fig. 2.1 Modello energetico-ambientale generale di un sistema di riscaldamento urbano e del sistema convenzionale sostituito. Flussi energetici e fonti di emissione. Schema di dettaglio

SISTEMI DI COGENERAZIONE

Fig. 2.2 Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo con motori a gas - Caso reale (anno 2003)

Fig. 2.3 Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo con motori a gas – Caso reale (anno 2007)

Fig. 2.4 Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo con ciclo combinato di grandi dimensioni – Caso reale (anno 2007)

Fig. 2.5 Bilancio energetico-ambientale secondo “Metodo Direttiva” di un sistema cogenerativo con motori a gas – Caso reale (anno 2007)

Fig. 2.6 Bilancio energetico-ambientale secondo “Metodo Direttiva” di un sistema cogenerativo con ciclo combinati di grandi dimensioni – Caso reale (anno 2007)

IMPIANTI DI INCENERIMENTO RSU

Fig. 2.7 Bilancio energetico-ambientale di un impianto di incenerimento RSU – Caso reale (anno 2007)

Fig. 2.8 Bilancio energetico-ambientale con “Metodo Direttiva” di un sistema di incenerimento RSU – Caso reale (anno 2007)

IMPIANTI CON POMPA DI CALORE

Fig. 2.9 Sistema di teleriscaldamento con pompa di calore utilizzante acque superficiali

Fig. 2.10 Sistema di teleriscaldamento con pompa di calore utilizzante acqua di falda

Fig. 2.11 Teleriscaldamento utilizzante una fonte geotermica diretta

Fig. 2.12 Teleriscaldamento utilizzante una fonte geotermica diretta e una pompa di calore

Fig. 2.13 Bilancio energetico di una pompa di calore alimentata dal sistema elettrico nazionale

Fig. 2.14 Bilancio energetico di una pompa di calore alimentata da energia elettrica cogenerata

TELERAFFRESCAMENTO

Fig. 2.15 Schema di principio di un sistema di teleraffrescamento con produzione centralizzata dell'energia frigorifera

Fig. 2.16 Schema di principio di un sistema di teleraffrescamento con produzione dell'energia frigorifera presso le utenze tramite gruppi ad assorbimento

Fig. 2.17 Gruppo frigorifero ad assorbimento utilizzante acqua calda e gas di combustione prodotti da un motore alternativo a gas

Fig. 2.18 Gruppo frigorifero ad assorbimento utilizzante gas di combustione prodotti da una turbina a gas

Fig. 2.19 Bilancio energetico di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione alimentati dalla rete elettrica nazionale

Fig. 2.20 Sistema di teleraffrescamento con gruppi frigo a compressione: andamento dei consumi di energia primaria in funzione del COP

Fig. 2.21 Sistema di teleraffrescamento con gruppi frigo a compressione: andamento delle emissioni di CO_2 in funzione del COP

Fig. 2.22 Bilancio energetico di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione alimentati da energia elettrica cogenerata

Fig. 2.23 Bilancio energetico di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione e con gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati da un sistema cogenerativo

Fig. 2.24 Sistema di teleraffrescamento con gruppi frigo ad assorbimento presso le utenze alimentati da calore prodotto da caldaie di integrazione

Fig. 2.25 Sistema di teleraffrescamento con gruppi frigo ad assorbimento presso le utenze alimentati da calore prodotto tramite un mix di fonti

IL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Fig. 2.26 Il Sistema Elettrico Nazionale – Escluso importazioni. Parametri energetici e ambientali

IL SISTEMA TERMICO CONVENZIONALE SOSTITUITO

Fig. 3.1 Bilancio energetico-ambientale del Sistema Termico Sostituito dal calore erogato da una rete di teleriscaldamento

IL SISTEMA FRIGORIFERO CONVENZIONALE SOSTITUITO

Fig. 4.1 Bilancio energetico-ambientale del Sistema Frigorifero Sostituito dall'energia erogata da una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento

IL SISTEMA ELETTRICO CONVENZIONALE SOSTITUITO

Fig. 5.1 Diagramma di durata del carico elettrico richiesto sulla rete nazionale – Anno 2005

Fig. 5.2 Diagramma di durata del carico elettrico richiesto sulla rete nazionale – Anno 2002

Fig. 5.3 Bilancio energetico-ambientale del Sistema Elettrico Sostituito dall'energia elettrica immessa in rete da un impianto cogenerativo che alimenta una rete teleriscaldamento

TABELLE

Tab. 2.1 Emissioni specifiche di anidride carbonica dei principali combustibili fossili

Tab. 2.2 Evoluzione delle fasce orarie nelle tariffe di fornitura dell'energia elettrica

Tab. 2.3 Produzione termica ed elettrica dei sistemi di teleriscaldamento in Italia

Tab. 2.4 Parametri della Direttiva 2004/8/CE

Tab. 2.5 Il Sistema Elettrico Nazionale: produzione netta e consumi specifici per categoria di impianto – Anno 2006

Tab. 2.6 Il Sistema Elettrico Nazionale: fonti primarie ed emissioni di CO_2 per categoria di impianto – Anno 2006

Tab. 2.7 Bilancio energetico e ambientale del Sistema Elettrico Nazionale – Solo sistema di generazione

Tab. 2.8 Bilancio energetico e ambientale del Sistema elettrico Nazionale – Compresa rete di trasmissione e di distribuzione

Tab. 4.1 Parametri energetici e ambientali del Sistema Frigorifero Sostituito

Tab. 5.1 Valori dei rendimenti di riferimento per la produzione separata di elettricità previsti dalla Direttiva-2004/8/CE

Tab. 5.2 Parametri energetici ad ambientali del Sistema Elettrico Sostituito

Cap. 1 Il principio proposto

Il presente documento illustra la metodologia elaborata da AIRU-ENEA-*StudioEnergia* per la valutazione del risparmio di energia primaria fossile e delle emissioni evitate di anidride carbonica (CO_2) attribuibili ad una rete di teleriscaldamento alimentata da un qualsivoglia mix di fonti energetiche.*

Il documento costituisce, pertanto, il necessario complemento alla proposta di incentivazione delle reti, che presuppone modalità di calcolo dei benefici energetico/ambientali codificate.

Il principio posto a base della metodologia qui proposta è quello del "confronto del sistema di teleriscaldamento con il Sistema Energetico Convenzionale Sostituito (SES)".

Il sistema energetico sostituito comprende a sua volta:

- *il sistema termico sostituito (TS)*
- *il sistema elettrico sostituito (ES)*
- *il sistema frigorifero sostituito (FS)*

Ciascuno di detti sistemi sarà analizzato e caratterizzato in dettaglio nel Cap. 2. In termini generali si anticipano i seguenti concetti.

Il sistema termico sostituito

Una rete di teleriscaldamento, erogando calore ad un dato comparto urbano, sostituisce in tale comparto urbano l'utilizzo (totale o parziale) delle caldaie poste negli edifici (caldaie "convenzionali") che avrebbero prodotto la medesima quantità di calore tramite l'utilizzo di combustibili fossili, quali: gas, gasolio, olio combustibile fluido, GPL (Gas di Petrolio Liquefatto).

Il sistema elettrico sostituito

Una rete di teleriscaldamento, se alimentata anche da impianti di produzione combinata elettricità-calore (i cosiddetti impianti di cogenerazione), comporta l'immissione di una certa quantità di energia elettrica sulla rete nazionale. Un siffatto sistema di teleriscaldamento sostituisce il Sistema Elettrico Nazionale nella produzione di un eguale quantitativo di energia elettrica.

Il sistema frigorifero sostituito

Una rete di teleriscaldamento può alimentare gruppi frigoriferi ad assorbimento (GFA) localizzati presso edifici che abbisognano di energia frigorifera per raffrescamento estivo.

In talune situazioni, poi, possono essere realizzate vere e proprie reti di "teleraffrescamento", cioè reti interrate convoglianti acqua refrigerata (prodotta un una unica centrale frigorifera) destinata alla climatizzazione estiva di un dato comparto urbano.

In entrambi i casi, l'energia frigorifera netta erogata alle utenze sostituisce una pari quantità di energia frigorifera che sarebbe stata prodotta tramite gruppi frigoriferi a compressione (GFC) alimentati dalla rete elettrica nazionale.

---

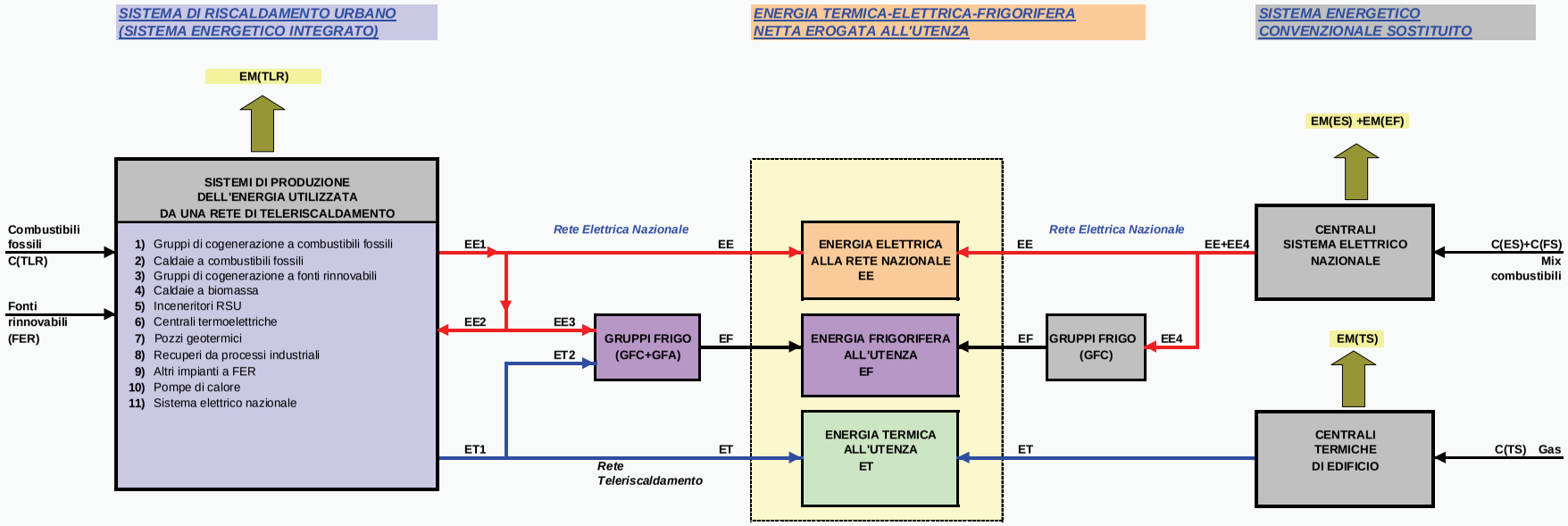
* Questo documento è stato concepito e redatto precedentemente al Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 che attua in pieno la Direttiva Europea 2004/8/CE presa a riferimento nel testo.

Quanto sopra espresso è illustrato nello schema di principio generale riportato nella figura 1.1.
Lo schema e i bilanci energetici e ambientali riportati nella suddetta figura sono volutamente espressi in maniera semplificata ed hanno unicamente lo scopo di illustrare visivamente il concetto di "Sistema Energetico Convenzionale Sostituito" (ad esempio: non sono evidenziate le perdite termiche della rete di teleriscaldamento e neanche le perdite della rete di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, entrambe considerate nei bilanci di seguito elaborati). Maggiori dettagli sulla effettiva configurazione dei due sistemi posti a confronto saranno evidenziati nel seguito della trattazione.
Nel Capitolo 2 del presente Annesso vengono riportati i principi posti a base del calcolo dei consumi di energia primaria e delle emissioni di anidride carbonica attribuibili ad un sistema di teleriscaldamento (le fonti poste nel blocco a sinistra nello schema di figura 1.1); nei successivi Capitoli 3, 4 e 5 vengono infine riportati i principi posti a base per il calcolo dei consumi di energia primaria e delle emissioni attribuibili al sistema convenzionale sostituito (le fonti poste nel blocco a destra nello schema di figura 1.1).

Cap. 2 Consumi di energia primaria ed emissioni di un sistema di teleriscaldamento

Si vuole innanzitutto rimarcare che un sistema di teleriscaldamento è, per sua natura, un "Sistema Energetico Integrato", intendendo con ciò che esso può comprendere (come sovente comprende) una pluralità di fonti energetiche: alcune utilizzanti combustibili fossili; altre fonti rinnovabili; alcune producono calore tramite combustione semplice e altre tramite sistemi di cogenerazione; sono presenti poi recuperi di energie disperse provenienti da processi industriali, utilizzo di energia geotermica, pompe di calore. Una rete di teleriscaldamento, poi, è compatibile con il potenziale utilizzo di impianti solari e con le fonti che si prevede disponibili entro il medio-lungo termine (celle a combustibile, idrogeno).
La natura di sistema energetico integrato emerge chiaramente dallo schema di figura 2.1 che, da una parte, dettaglia le fonti energetiche indicate nello schema di sintesi di figura 1.1 e, dall'altra, riporta la effettiva situazione italiana (nonché europea).
Si badi, per ora, unicamente allo schema di principio e si trascurino i valori numerici del bilancio energetico-ambientale che compare in figura 2.1. Questi saranno illustrati e giustificati nel corso della trattazione.
La metodologia di valutazione qui proposta, peraltro in fase di implementazione su uno strumento informatico di facile utilizzo e disponibile sul sito AIRU (www.airu.it), tiene giusto conto di tale pluralità di fonti e tecnologie.
Di seguito si illustrano i criteri di valutazione dei consumi di energia primaria e delle emissioni di ciascuno dei sistemi, presenti in figura 2.1, che immettono energia termica nelle reti di teleriscaldamento.

Fig. 1.1 – Modello energetico-ambientale generale di un sistema di riscaldamento urbano e del sistema convenzionale sostituito. Flussi energetici e fonti di emissione

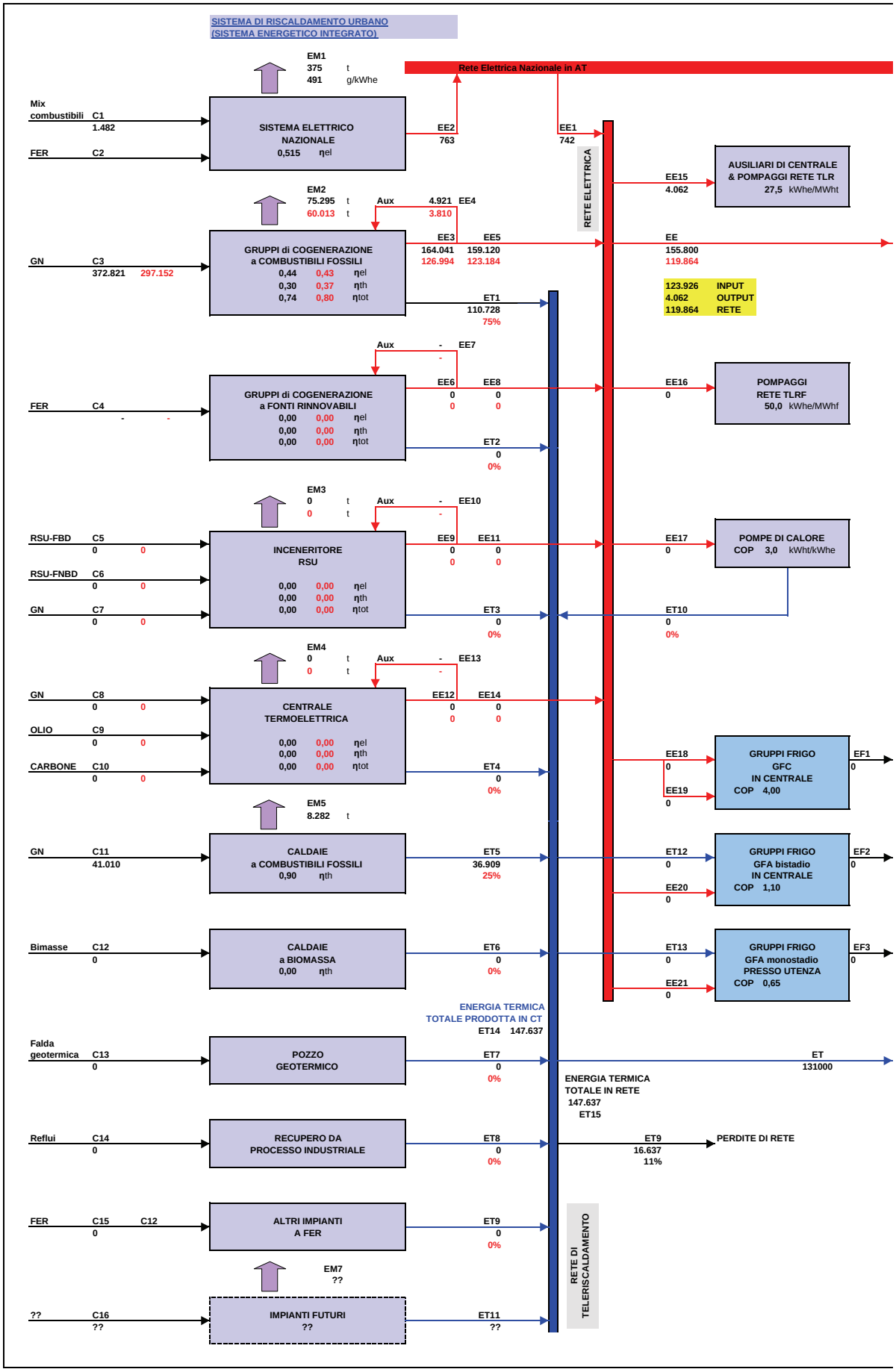


Consumo di energia primaria fossile del sistema di riscaldaldamento urbano	C(TLR)
Consumo di energia primaria fossile del sistema termico sostituito	C(TS)
Consumo di energia primaria fossile del sistema elettrico sostituito	C(ES)
Consumo di energia primaria fossile del sistema frigo sostituito	C(FS)
Risparmio di energia primaria fossile attribuibile al teleriscaldamento	REP = C(TS) + C(ES) + C(FS) - C(TLR)

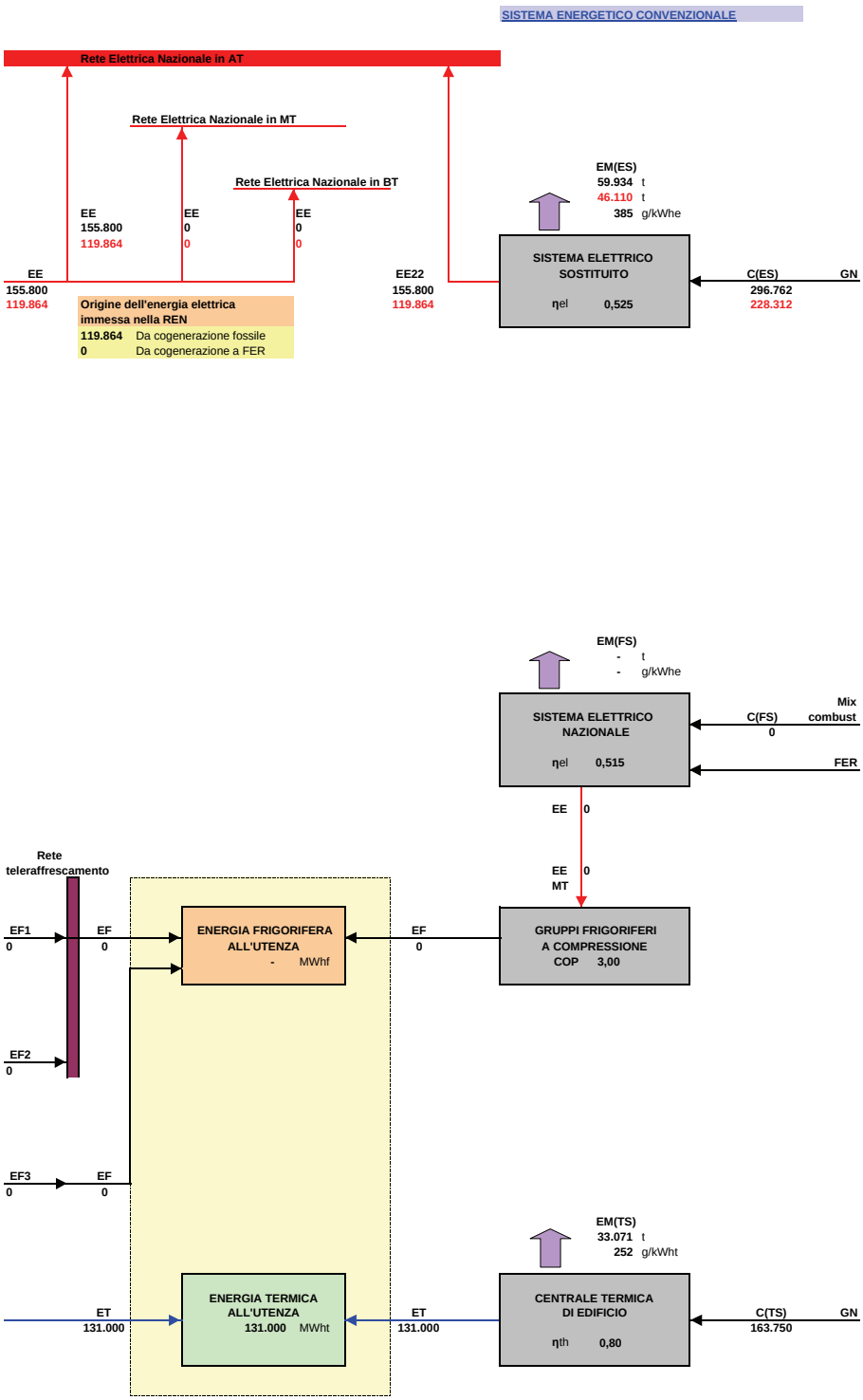
Emissioni del sistema di riscaldaldamento urbano	EM(TLR)
Emissioni del sistema termico sostituito	EM(TS)
Emissioni del sistema elettrico sostituito	EM(ES)
Emissioni del sistema frigorifero sostituito	EM(FS)
Emissioni evitate attribuibili al teleriscaldamento	REM = EM(TS) + EM(ES) +EM(FS) - EM(TLR)

ET1	Energia termica totale immessa nella rete di teleriscaldamento
ET2	Energia termica fornita ai gruppi frigo ad assorbimento
ET	Energia termica fornita all'utenza per usi termici (riscaldamento-processo-acqua calda)
EE1	Energia elettrica lorda prodotta dai gruppi cogenerativi dedicati
EE2	Consumi di energia elettrica dei sistemi ausiliari, compresi pompaggi
EE3	Energia elettrica fornita ai gruppi frigo del sistema
EE4	Energia elettrica consumata dai gruppi frigo sostituiti
EE	Energia elettrica netta immessa nella rete nazionale
EF	Energia frigorifera netta fornita all'utenza
GFC	Gruppi frigoriferi a compressione
GFA	Gruppi frigoriferi ad assorbimenti

Fig. 2.1 – Modello energetico-ambientale generale di un sistema di riscaldamento urbano. Flussi energetici e fonti di emissione



(segue figura 2.1)



C	ENERGIA PRIMARIA DEL COMBUSTIBILE
EE	ENERGIA ELETTRICA
ET	ENERGIA TERMICA

Consumo di energia primaria fossile del sistema di teleriscaldaldamento	C1 + C3 + C6 + C7 + C8 + C9 + C10 + C11
Consumo di energia primaria fossile del sistema termico sostituito	C(TS)
Consumo di energia primaria fossile del sistema frigorifero sostituito	C(FS)
Consumo di energia primaria fossile del sistema elettrico sostituito	C(ES)

Emissioni del sistema di teleriscaldaldamento	EM1 + EM2 + EM3 + EM4 +EM5
Emissioni del sistema termico sostituito	EM(TS)
Emissioni del sistema friforifero sostituito	EM(FS)
Emissioni del sistema elettrico sostituito	EM(ES)

(segue figura 2.1, modello di calcolo)

1 - Utilizzo del modello previsionale per valutazione	**ICC**	**REP-ICC [1]**		**ALARM!!**
1 - Energia termica erogata all'utenza per riscaldamento ed ACS	**131.000**	MWht		**OK!!**
2 - Energia frigorifera erogata all'utenza per raffrescamento	**-**	MWhf		**OK!!**
				OK!
3 - PARAMETRI ASSUNTI				**OK!**
Rendimento medio stagionale caldaie di edificio	**0,80**			**OK!!**
COP medio annuo dei GFC del sistema frigorifero convenzionale	**3,00**	**MT**	Tensione di alimentazione GFC	**OK!!**
Rendimento medio sistema elettrico nazionale **[1]**	**0,515**			**OK!**
Tensione di interconnessione con la Rete Elettrica Nazionale (REN)	**AT**			**OK!!**
Perdite di energia sulla REN-AT	**2,8%**	Dell'energia netta immessa in rete		**OK!**
Perdite di energia sulla REN-MT	**1,5%**	Dell'energia netta immessa in rete		
Perdite di energia sulla REN-BT	**2,2%**	Dell'energia netta immessa in rete		
Perdite termiche rete di teleriscaldamento	**11,3%**	Dell'energia immessa in rete		
Perdite termiche rete di teleraffrescamento	**3%**	Dell'energia immessa in rete		
Consumi elettrici del sistema di TLR (ausiliari CT + pompe rete)	**27,5**	kWhe/MWht immesso in rete		
Consumi elettrici pompaggi rete di teleraffrescamento	**50,0**	kWhe/MWhf immesso in rete		
Consumi elettrici circuito di condensazione gruppi frigoriferi	**25,0**	kWhe/MWht dissipato		
Potere calorifico inferiore del gas naturale	**8.250**	kcal/Sm3		
Potere calorifico inferiore dell'olio combustibile denso	**9.800**	kcal/kg		
Potere calorifico inferiore medio del carbone da vapore	**6.500**	kcal/kg		
Potere calorifico inferiore degli RSU-FBD	**1.600**	kcal/kg		
Potere calorifico inferiore degli RSU-FNBD	**4.000**	kcal/kg		
Frazione biodegradabile RSU inceneriti	**50%**	Rispetto alla massa del rifiuto incenerito		
Combustibile fossile commerciale utilizzato nell'impianto INC-RSU (GN)	**10%**	Dell'input energetico totale		

4 - EMISSIONI SPECIFICHE

Emissione specifica di CO2 da combustione gas naturale	**56,100**	kg/GJ	**1.937**	g/Sm3
Emissione specifica di CO2 da combustione olio denso	**77,734**	kg/GJ	**3.189**	g/kg
Emissione specifica di CO2 da combustione carbone da vapore	**93,764**	kg/GJ	**2.551**	g/kg
Emissione specifica di CO2 della frazione RSU-NBD	**75,000**	kg/GJ	**1.256**	g/kg di RSU
Emissione specifica di CO2 delle biomasse e FER	**0,000**	kg/GJ	**0**	g/kg
Emissione specifica di CO2 del sistema elettrico nazionale	**491**	g/kWhe		

5 - IMPIANTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA TERMICA-ELETTRICA

	TIPO COGE	PRODUZIONE ET (%)	β	RENDIMENTI LORDI ηe	ηt	ηtot	EE Aux-COGE	COP PdC
Impianto N. 1 di cogenerazione dedicato a gas naturale (GN)	**TV**		0,167	0,440	0,297	0,737	3%	
Impianto N. 2 di cogenerazione dedicato a gas naturale (GN)	**CC-2LP**	75%	0,167	0,440	0,297	0,737	3%	
Impianto di cogenerazione dedicato a FER								
A biomassa legnosa	**TV**		0,140	0,200	0,400	0,600	10%	
A biomassa di origine agricola	**TV**		0,140	0,200	0,400	0,600	10%	
A biocarburanti liquidi	**MAG**		0,000	0,350	0,450	0,800	3%	
A biogas	**MAG**		0,000	0,300	0,470	0,770	3%	
Impianto di incenerimento RSU	**TV**		0,200	0,250	0,300	0,550	10%	
Frazione biodegradabile FBD		0,0%						
Frazione non biodegradabile FNBD		0,0%						
Combustibile commerciale		0,0%						
Centrale termoelettrica non dedicata								
Ciclo Rankine a gas o ciclo combinato gas-vapore	**TV**		0,150	0,530	0,100	0,630	5%	
Ciclo Rankine a olio denso	**TV**		0,150	0,440	0,100	0,540	5%	
Ciclo combinato a carbone	**TV**		0,150	0,400	0,100	0,500	5%	
Caldaie di integrazione a gas naturale (GN)	**GN**	25%				0,900	5%	
Caldaie a biomassa	**BIO**					0,800		
Pompe di calore elettriche	**PdC**							3,0
Pozzo geotermico	**GEO**							
Recupero di calore da processo	**FER**							
Altri impianti a FER	**FER**							
TOTALE		100%						
		OK!!						

6 - IMPIANTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA FRIGORIFERA

	TIPO GF	PRODUZIONE EF	COP
Gruppi frigoriferi a compressione	**GFC**		**4,00**
Gruppi frigoriferi ad assorbimento bistadio	**GFA-2**		**1,10**
Gruppi frigoriferi ad assorbimento monostadio	**GFA-1**	100%	**0,65**
TOTALE		100%	**OK!!**

7 - PARAMETRI PER INCENTIVAZIONE ECONOMICA

Emissioni specifiche di CO2 delle caldaie di edificio	**252**	g/kWht
Emissioni specifiche di CO2 del TLR GETERMICO	**16,0**	g CO2/kWht
Emissioni evitate dal teleriscaldamento geotermico	**236**	g CO2/kWht
Incentivo base alla CO2 evitata dal TLR GEOTERMICO	**25,8**	€/MWht
Soglia per accesso ad incentivo (minori emissioni TLR)	**20%**	Rispetto al TLR-GEO

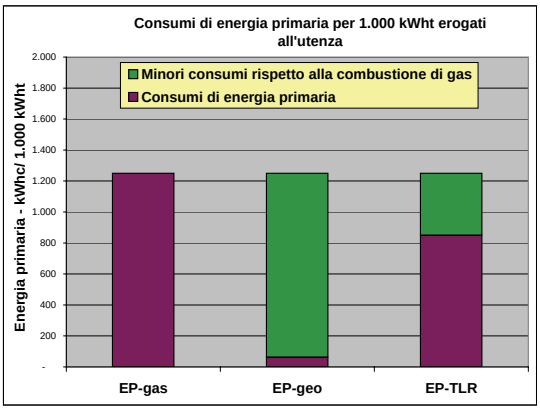
(segue figura 2.1, risultati energetico-ambientali)

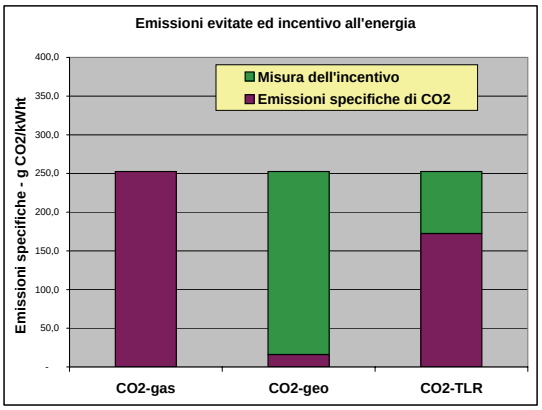
8 - BILANCIO ENERGETICO ED AMBIENTALE

Consumi di energia primaria ed emissioni di CO2 del sistema di teleriscaldamento	339.644	MWhc	68.670	t
Combustibili	338.162	MWhc	68.295	t
Energia elettrica da SEN	1.482	MWhc	375	t
Consumi di energia primaria ed emissioni di CO2 del sistema convenzionale sostituito	392.062	MWhc	79.181	t
Sistema termico sostituito	163.750	MWhc	33.071	t
Sistema frigorifero sostituito	-	MWhc	-	t
Sistema elettrico sostituito	228.312	MWhc	46.110	t
Risparmio di energia primaria ed emissioni evitate	52.418	MWhc	10.511	t
Risparmio di energia primaria ed emissioni evitate	0,40	kWhc/kWht	80	g CO2/kWht
Risparmio di energia primaria ed emissioni evitate	13%		13%	

9 - INCENTIVO ECONOMICO PROPOSTO

Emissioni specifiche di CO2 delle caldaie di edificio	252	g/kWht
Emissioni nette di CO2 del sistema di TLR	172	g/kWht
Emissioni di CO2 evitate dal sistema di TLR	80	g/kWht
Incentivo spettante all'energia termica erogata all'utenza	8,8	€/MWht





2.1 Sistemi di cogenerazione "dedicati" alimentati a combustibili fossili

Con il termine "dedicato" si intende un sistema espressamente realizzato con lo scopo di alimentare una rete di teleriscaldamento e, conseguentemente, dimensionato in relazione al carico termico richiesto dalla medesima rete.
Si ritiene utile citare, per dare concretezza alla trattazione, alcuni esempi tratti dall'*Annuario* AIRU.

- La centrale di cogenerazione al servizio della rete di teleriscaldamento di Cremona (un ciclo combinato da 12,1 MW_e e 14,0 MW_t);
- La centrale di cogenerazione al servizio della rete di teleriscaldamento di Varese (un turbogas in ciclo semplice da 5,0 MW_e e 8,0 MW_t);
- La centrale di cogenerazione al servizio delle rete di Milano Sud (motori alternativi a gas per complessivi 19,0 MW_e e 19,0 MW_t).

I metodi "tradizionali" utilizzati in Italia (ma anche in ambito europeo) per la valutazione del bilancio energetico e ambientale di un sistema cogenerativo (Legge-308/82, Legge-10/91; varie leggi regionali tutt'ora in vigore aventi per obiettivo l'incentivazione delle reti di riscaldamento urbano) considerano afferenti al "sistema di teleriscaldamento" la totalità dei flussi energetici (in ingresso e in uscita) e delle emissioni relative alla centrale di cogenerazione stessa. Tale metodo è codificato in maniera rigorosa nel Decreto Ministero Industria del 7 maggio 1992 e nell'annessa Circolare 220F, che contengono disposizioni attuative dell'art. 11 della legge-10/91, quest'ultimo riguardante specificatamente i sistemi di teleriscaldamento.
In estrema sintesi, secondo tale metodo:

a) il consumo di energia primaria attribuibile ad un sistema di teleriscaldamento alimentato da un impianto di cogenerazione dedicato coincide con l'energia primaria contenuta nel combustibile fossile da questo consumato (gas, gasolio, ecc.);

Foto 2.1 – Centrale di cogenerazione "dedicata" ad una rete di teleriscaldamento (Cremona Est)

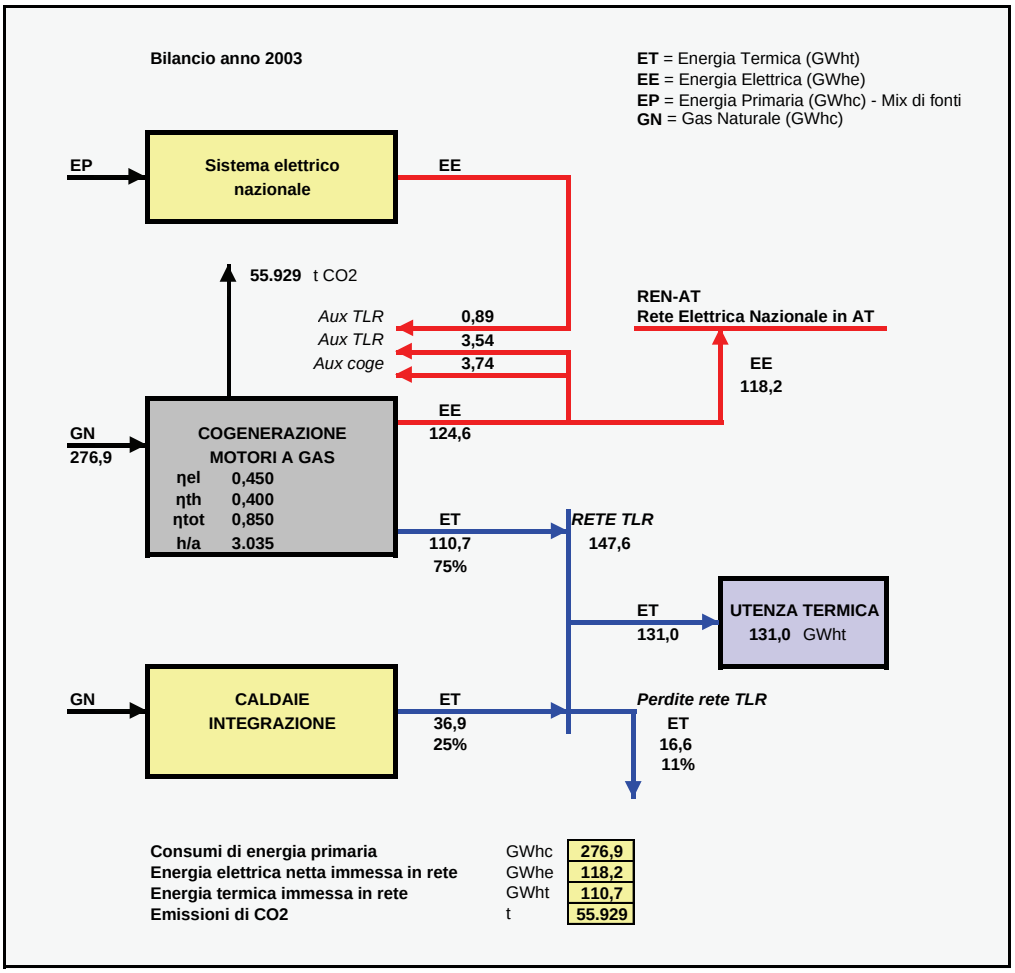
b) l'energia elettrica netta attribuibile al sistema di teleriscaldamento è data dall'energia prodotta dalle unità cogenerative, al netto degli autoconsumi del sistema di teleriscaldamento (ausiliari di centrale, pompaggi, ecc.);
c) l'energia termica netta attribuibile al sistema di teleriscaldamento è data dall'energia prodotta alle flange dei sistemi di recupero diminuita degli eventuali autoconsumi del sistema e delle perdite di rete.

Ne discende che, adottando tale metodo, le emissioni di CO_2 attribuibili al sistema di teleriscaldamento sono quelle relative all'intero consumo di combustibile delle unità cogenerative.

Essendo le emissioni di CO_2 connesse al contenuto di carbonio nel combustibile, queste dipendono (supposta una efficace combustione) solo dal tipo di combustibile utilizzato e non dalla tecnologia impiegata.

Ad esempio, con riferimento ad una rete reale in esercizio in Italia, alimentata da una centrale che installa una sezione cogenerativa comprendente sei motori alternativi a gas (MAG), risulta il bilancio riportato in figura 2.2, tratto dai dati gestionali dell'impianto relativi all'anno 2003. La scelta del bilancio 2003 si giustifica alla luce delle considerazioni che seguono.

Fig. 2.2 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo. Caso esempio reale Metodo "tradizionale" ex lege-10/91



Le emissioni della sezione cogenerativa dell'impianto di figura 2.2 sono state valutate assumendo i fattori di emissione riportati nella tabella 2.1 (Fonte: Ricerca di Sistema Nazionale – Progetto GAME; Sottoprogetto Svalter. Cesi, 2005).

Tab. 2.1 – Combustibili fossili. Emissioni specifiche di anidride carbonica

Combustibile	Potere calorifico inferiore		Emissioni specifiche di CO2			
			kg/GJ	kg/tep	g/unità fisica	
Gas naturale	**8.250**	kcal/Sm3	**56,10**	**2.348**	**1.937**	g/Sm3
Olio combustibile denso	**9.800**	kcal/kg	**77,73**	**3.254**	**3.189**	g/kg
Carbone	**6.500**	kcal/kg	**93,76**	**3.925**	**2.551**	g/kg

È importante evidenziare, per quanto si dirà in seguito, come il sistema cogenerativo schematizzato in figura 2.2 confermi, anche nelle modalità gestionali, la sua natura originaria di "impianto dedicato": i valori di rendimento complessivo (η_{tot}=0,85 valutato ai confini dell'impianto, quindi coincidente con il valore nominale di tale tecnologia) e le ore annue di esercizio (circa 3.000 h/a), testimoniano che il sistema, nel 2003, è stato gestito costantemente in assetto cogenerativo e mai in condizioni che abbiano comportato dissipazione di calore.
Modalità di esercizio, quelle deducibili dal bilancio energetico di figura 2.2, coerenti, nell'anno cui si riferisce il bilancio stesso, con i criteri di ottimizzazione economica della gestione complessiva del sistema di teleriscaldamento.
Si precisa, poi, che il metodo ex lege-10/91 qui illustrato è quello finora utilizzato da AIRU nella elaborazione dell'*Annuario* statistico del teleriscaldamento in Italia.
Nella situazione odierna, tuttavia, il metodo ex lege-10/91 (o "Metodo tradizionale") presenta alcuni limiti connessi all'evoluzione del mercato energetico.
Ci si riferisce, in particolare, al regime tariffario dell'energia elettrica che, oggi, valorizza molto più che in passato la produzione nel periodo "estivo" (da aprile a settembre).
Il nuovo regime tariffario è conseguenza, a sua volta, delle modificazioni dei consumi elettrici del Paese, legati ad un consistente incremento dei fabbisogni estivi per climatizzazione ambiente.
La tabella 2.2**,** riportante l'evoluzione delle fasce orarie per forniture in media tensione, è estremamente significativa al proposito.

- Nel 2003 vigeva ancora il vecchio sistema tariffario che valorizzava prevalentemente la produzione elettrica invernale: nel periodo estivo ricadevano solo 375 "ore di alto carico" (fascia F2) e nessuna "ora di punta" F1;
- già nel 2006 le modalità tariffarie subivano cambiamenti significativi con l'introduzione (novità assoluta) di "Ore di punta" F1 nel periodo giugno-settembre. Le ore economicamente "pregiate" nel periodo estivo (F1 + F2) risultavano già, in tale anno, pari a 1.190;
- un cambiamento ancora più marcato si è verificato dal gennaio 2007, con la soppressione della fascia F4 (ore vuote) e un ulteriore significativo incremento delle ore pregiate nel periodo estivo, che hanno raggiunto, in tale anno, il valore di 2.416.

La conseguenza diretta e immediata delle nuove fasce orarie è che, oggi, in molte circostanze,

è economicamente conveniente esercire anche nel periodo estivo (quindi in sola produzione elettrica o comunque con rendimenti termici molto bassi) gli impianti di cogenerazione realizzati originariamente – e quelli in fase di progettazione /realizzazione – per alimentare reti di teleriscaldamento.

Tab. 2.2
Fasce orarie per fornitura di energia elettrica in media tensione

ANNO 2003	NUMERO DI ORE NELLE FASCE ORARIE				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
GEN	88	242	-	414	744
FEB	80	220	-	372	672
MAR	92	253	-	399	744
APR	-	70	230	420	720
MAG	-	81	265	399	744
GIU	-	77	253	390	720
LUG	-	74	242	429	744
AGO	-	-	-	744	744
SET	-	74	242	405	720
OTT	88	242	-	414	744
NOV	84	231	-	405	720
DIC	72	198	-	474	744
TOTALE	504	1.761	1.231	5.265	8.760
APR-SET	-	375	-	-	375
	0%	4,3%	0%	0%	4%

ANNO 2006	NUMERO DI ORE NELLE FASCE ORARIE				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
GEN	-	204	34	506	744
FEB	-	240	40	392	672
MAR	-	141	181	422	744
APR	-	51	187	482	720
MAG	-	141	181	422	744
GIU	140	168	26	386	720
LUG	140	168	26	410	744
AGO	45	113	42	544	744
SET	55	169	92	404	720
OTT	-	154	154	436	744
NOV	18	156	120	426	720
DIC	50	100	60	534	744
TOTALE	448	1.805	1.143	5.364	8.760
APR-SET	380	810	-	-	1.190
	4%	9,2%	0%	0%	14%

ANNO 2007	NUMERO DI ORE NELLE FASCE ORARIE				
	F1	F2	F3		TOTALE
GEN	242	158	344		744
FEB	220	164	288		672
MAR	242	190	312		744
APR	209	159	352		720
MAG	242	174	328		744
GIU	231	169	320		720
LUG	242	174	328		744
AGO	242	174	328		744
SET	220	180	320		720
OTT	253	179	312		744
NOV	231	169	320		720
DIC	209	159	376		744
TOTALE	2.783	2.049	3.928		8.760
APR-SET	1.386	1.030	-		2.416
	16%	11,8%	0%	0%	28%

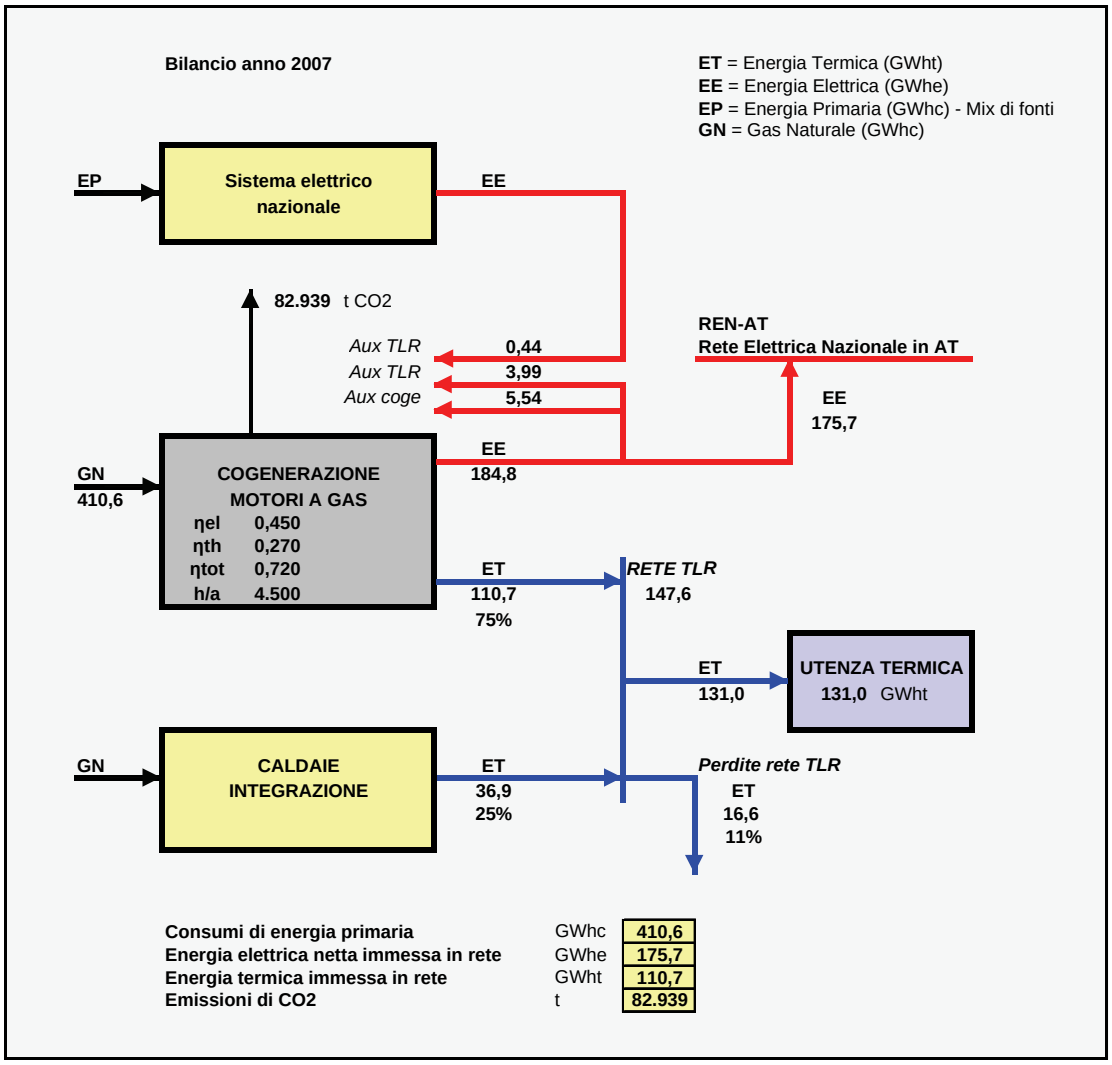
E tale convenienza è evidentemente tanto maggiore quanto più elevata è l'efficienza elettrica delle unità cogenerative, quali i MAG (Motori Alternativi a Gas) di ultima generazione e di grossa taglia, che raggiungono ormai rendimenti garantiti del 45%, e ancor più i cicli combinati di medie dimensioni (50÷100 MW_e) che raggiungono rendimenti elettrici compresi fra il 45 e il 49%. Per non citare, ovviamente, i cicli combinati di grossa taglia (250÷400 MW_e) a tre livelli di pressione che raggiungono rendimenti elettrici attorno al 55%.
Quanto sopra evidenziato è confermato appieno dai bilanci effettivi (a consuntivo) dei principali sistemi di teleriscaldamento in esercizio in Italia e alimentati da impianti cogenerativi.
La tendenza emerge chiara già a livello aggregato, come risulta dai dati di tabella 2.3: nel periodo dal 2003 al 2007 il rapporto fra l'energia elettrica lorda prodotta e l'energia termica totale immessa nelle reti di teleriscaldamento è passato da 0,60 a 0,85.

Tab. 2.3 – Produzione elettrica e termica dei sistemi di teleriscaldamento in Italia

		Anno	
		2003	2007
Energia elettrica EE	GWhe	**3.268**	**5.331**
Energia termica ET	GWht	**5.471**	**6.262**
EE/ET		**0,60**	**0,85**

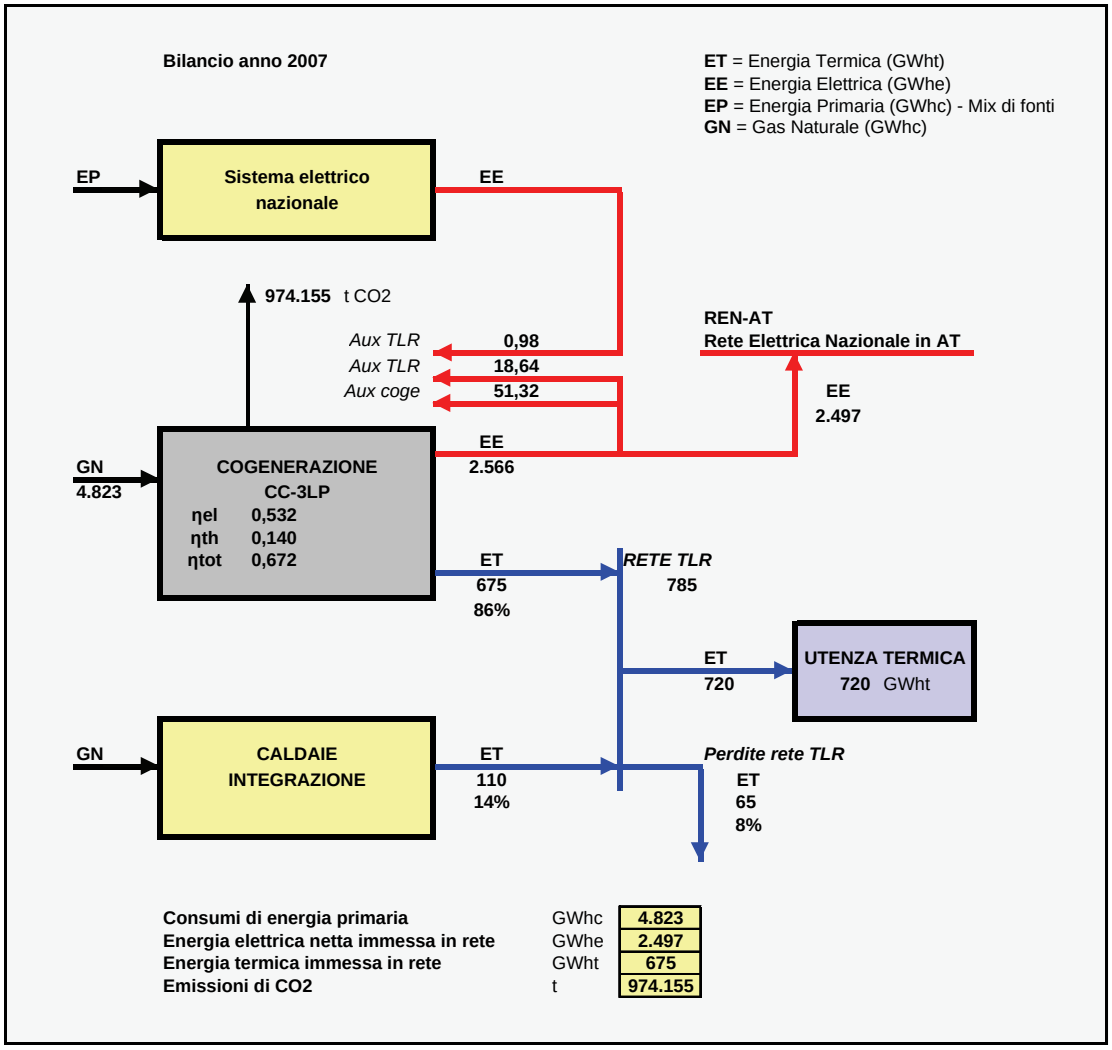
Tale incremento, che ha significato un maggior utilizzo delle unità cogenerative, è chiaramente conseguenza di modalità gestionali che hanno privilegiato la produzione elettrica a scapito del rendimento complessivo del processo cogenerativo. Anche a livello di singoli impianti è confermata la tendenza a privilegiare la produzione elettrica. Si riportano due esempi, tratti da impianti reali (i bilanci sono modificati, ma non distorti, per evidenti ragioni di riservatezza).
Il primo riguarda ancora l'impianto riportato in figura 2.2 (per tale motivo è stato assunto, in detta figura, il bilancio 2003, anno "ante modifiche" tariffarie). Il bilancio energetico 2007 di questo impianto, "normalizzato" sul fabbisogno termico dell'anno 2003, è riportato in figura 2.3.
Risulta evidente che nell'ultimo anno la sezione cogenerativa è stata esercita anche nelle fasce F1 e F2 del periodo estivo (dalle 3.035 h/a si è passati a 4.500 h/a a parità di utenza, con un proporzionale incremento della produzione elettrica: da 118,2 a 175,7 GWh_e netti immessi in rete, con una maggiore produzione netta di 58 GWh_e circa) e in tale periodo si è dissipato tutto il calore cogenerato.

Fig. 2.3 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo. Caso esempio reale Metodo "tradizionale" ex lege-10/91



Il rendimento termico annuo è crollato dal 40 al 27% e, conseguentemente, il rendimento totale dall'85 al 72%.
Il secondo caso riguarda un impianto a ciclo combinato gas-vapore di grossa taglia (anche questo modificato per ragioni di riservatezza), che nel 2007 ha conseguito il bilancio energetico riportato in figura 2.4.
Risulta evidente che questo impianto, ancor più del caso precedente (stante le sue caratteristiche e la sua taglia) ha funzionato in larga parte in sola produzione elettrica, con un rendimento termico del 14%.
Le motivazioni che stanno alla base delle scelte gestionali che portano ai bilanci illustrati nelle figura 2.3 e figura 2.4, ripetiamo, sono puramente di tipo economico: i costi marginali dell'esercizio estivo dei MAG (combustibile e manutenzione) sono più che ripagati, nelle fasce F1 e F2, dal valore dell'energia elettrica prodotta. Per cui, in tali fasce, sussiste la convenienza economica a gestire l'impianto in esame anche in sola produzione elettrica.

Fig. 2.4 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo
Metodo "tradizionale" ex lege-10/91



Quanto al caso del ciclo combinato di grossa taglia, è evidente che questo viene esercito con lo scopo principale di produrre energia elettrica per il mercato (come peraltro è nella sua natura) e, in subordine, per produrre energia termica per la rete di teleriscaldamento cui è connesso.
Da quanto fin qui illustrato, risulta evidente che la metodologia legge-10/91 mal si presta, ai fini del successivo confronto con il "Sistema Energetico Convenzionale Sostituito", ad una corretta definizione dei bilanci energetici e ambientali di sistemi cogenerativi come quelli riportati in figura 2.3 e figura 2.4.
Adottando il metodo legge-10/91, infatti, al sistema di teleriscaldamento verrebbe attribuita non solo l'energia elettrica effettivamente prodotta in cogenerazione (cioè quella associata al calore prodotto dall'impianto a produzione combinata e immessa nella rete di teleriscaldamento) ma anche grandi quantitativi di energia elettrica prodotti in "modalità non cogenerativa". Di conseguenza, applicando ai due casi in esame (ormai largamente rappresentativi della tendenza in atto) il metodo tradizionale si sovrastimerebbero il risparmio di energia primaria e le emissioni evitate di anidride carbonica attribuibili al sistema di teleriscaldamento.
Ciò non significa affatto, si badi bene, il venir meno della validità del metodo legge-10/91; sono piuttosto le mutate modalità gestionali degli impianti di produzione combinata al servizio delle reti di teleriscaldamento che rendono non più adeguato il metodo stesso.
In conclusione: il metodo legge-10/91 continua a fornire risultati del tutto coerenti se applicato al sistema di figura 2.2, cioè ad un sistema esercito sempre e solo in assetto cogenerativo; ma non lo è se applicato allo stesso impianto gestito per una parte significativa dell'anno in sola produzione elettrica o comunque con forte dissipazione del calore.
Ai fini della corretta definizione del bilancio energetico e ambientale di un impianto di cogenerazione al servizio di una rete di teleriscaldamento, <u>occorre pertanto individuare l'energia elettrica effettivamente associata all'energia termica immessa in rete dallo stesso impianto</u>.
A tale scopo si ritiene opportuno, per le ragioni espresse nella proposta di incentivazione (necessità di coerenza con gli indirizzi comunitari), adottare il metodo riportato nella "*Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia*".
Tale Direttiva, infatti, seppure avente scopi diversi da quelli che si pone il presente documento, si trova a dover risolvere il medesimo problema: quello, appunto, di <u>valutare il quantitativo di energia elettrica effettivamente cogenerata da un impianto di produzione combinata quando tale impianto viene esercito anche in sola produzione elettrica</u>.
In estrema sintesi, la Direttiva dispone quanto segue.

a) L'energia elettrica prodotta da un impianto di produzione combinata è considerata interamente di origine cogenerativa se il rendimento totale annuo dell'impianto risulta almeno pari ad un valore minimo, dipendente dalla tecnologia, e fissato:
   - pari al 75% per impianti basati su:
     - turbina a vapore a contropressione,
     - turbina a gas con recupero di calore,
     - motore a combustione interna;
   - pari all'80% per impianti basati su:
     - turbina a gas a ciclo combinato gas-vapore.
     - turbina a condensazione ed estrazione di vapore.

b) Nel caso, invece, di impianti che hanno conseguito rendimenti complessivi inferiori alle soglie minime indicate al punto precedente (impianti parzialmente gestiti in sola produzione elettrica o comunque con dissipazione di calore), l'energia elettrica effettivamente cogenerata (E_{CHP}) è solo una quota dell'energia totale prodotta ed è calcolata tramite la formula:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \cdot C \qquad [1]$$

I cui termini assumono il seguente significato:

H_{CHP} è l'energia termica utile prodotta dall'impianto di produzione combinata (nel caso di un impianto di teleriscaldamento, questa è data dall'energia termica immessa in rete);

C rappresenta il rapporto elettrico/termico effettivo dell'impianto. La Direttiva, nell'Allegato II, fissa i valori standard del parametro C per le differenti tipologie impiantistiche. Tuttavia i valori proposti portano a risultati non coerenti e, al momento, si preferisce valutare tale parametro sulla base della proposta in discussione (ma non ancora approvata) in sede Cen-Cenelec (documento CWA 45547 del settembre 2004).

La proposta Cen-Cenelec calcola il parametro C in funzione dell'effettivo bilancio del sistema di produzione combinata e, certamente, produce risultati più affidabili del parametro standard dell'Allegato-II della Direttiva.

Il parametro C, in sostanza, consente di "scorporare" la porzione di centrale che effettivamente ha funzionato in cogenerazione (porzione "Full-CHP", nel documento Cen-Cenelec). E questa porzione, e solo questa, viene considerata ai fini del bilancio energetico e ambientale del sistema di produzione combinata.

Secondo la proposta Cen-Cenelec, il parametro C si calcola tramite la formula:

$$C = \frac{E + \beta \cdot \left[H + \left(1 - \eta_{tot-coge} \right) \cdot F - F \right]}{F - E - \left(1 - \eta_{tot-coge} \right) \cdot F - \beta \cdot H} \qquad [2]$$

Dove:

- E = energia elettrica prodotta dai generatori elettrici dell'impianto di produzione combinata
- H = energia termica utile prodotta dall'impianto di produzione combinata
- F = combustibile fossile consumato dall'impianto di produzione combinata
- $\eta_{tot-coge}$ = il valore potenziale di efficienza complessiva attribuito alla tipologia di impianto, come da tabella 2.4
- β = perdita di energia elettrica per una unità di energia termica cogenerata. Tale parametro è uguale a zero per i motori alternativi e per i turbogas con recupero di calore. È diverso da zero solo nel caso di prelievo di vapore da turbine a condensazione e a contropressione. Tale parametro dipende: dalle condizioni termodinamiche alle quali viene estratto il vapore dalla turbina; dalle condizioni esistenti al condensatore del ciclo; dalla temperatura alla quale lo scambiatore vapore/teleriscaldamento restituisce le condense. Ad esempio, nel caso del ciclo combinato a tre livelli di pressione citato in precedenza, con condense restituite a 75 °C risulta β=0,139 kWh_e/kWh_t.

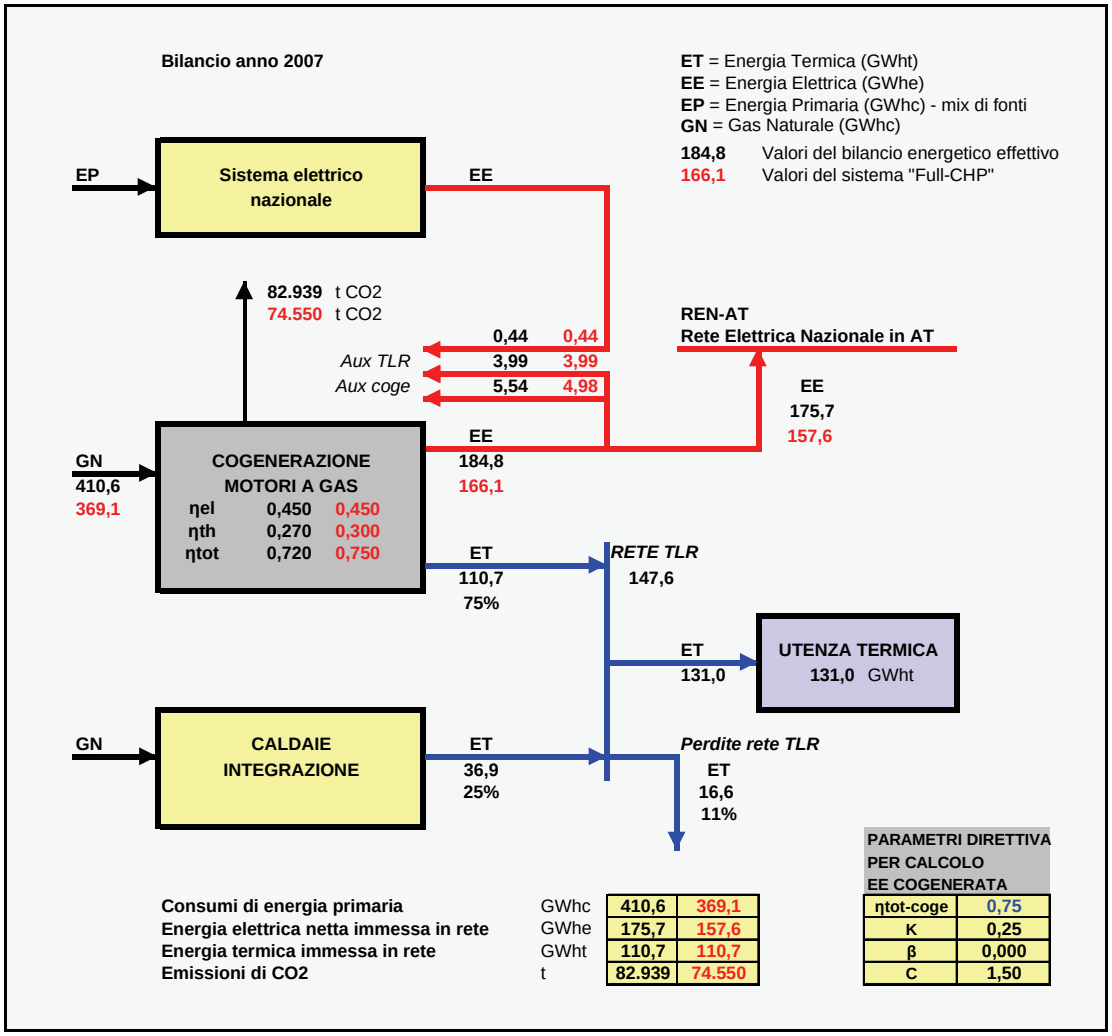
Tab. 2.4 – Rendimento minimo e parametro k delle differenti tecnologie di produzione combinata

Tecnologia di produzione combinata	ηtot-coge [1]	k [2]
Ciclo combinatao gas-vapore	0,80	0,20
Turbina a vapore a condensazione/estrazione	0,80	0,20
Turbina a vapore a contropressione	0,75	0,25
Turbina a gas con recupero di calore	0,75	0,25
Motore alternativo a combustione interna	0,75	0,25

[1] Direttiva-2004/8/CE. Allegato-1 ed Allegato-2.
[2] Proposta Cen-Cenelec. Documento CWA 45547 del settembre 2004

Applicando il Metodo Direttiva e il parametro C calcolato secondo la proposta Cen-Cenelec ai due casi-esempio analizzati in precedenza (bilancio del MAG riportato in figura 2.3 e bilancio del CC-3LP riportato in figura 2.4), i bilanci energetici dei due impianti si modificano come riportato rispettivamente in figura 2.5 e in figura 2.6.

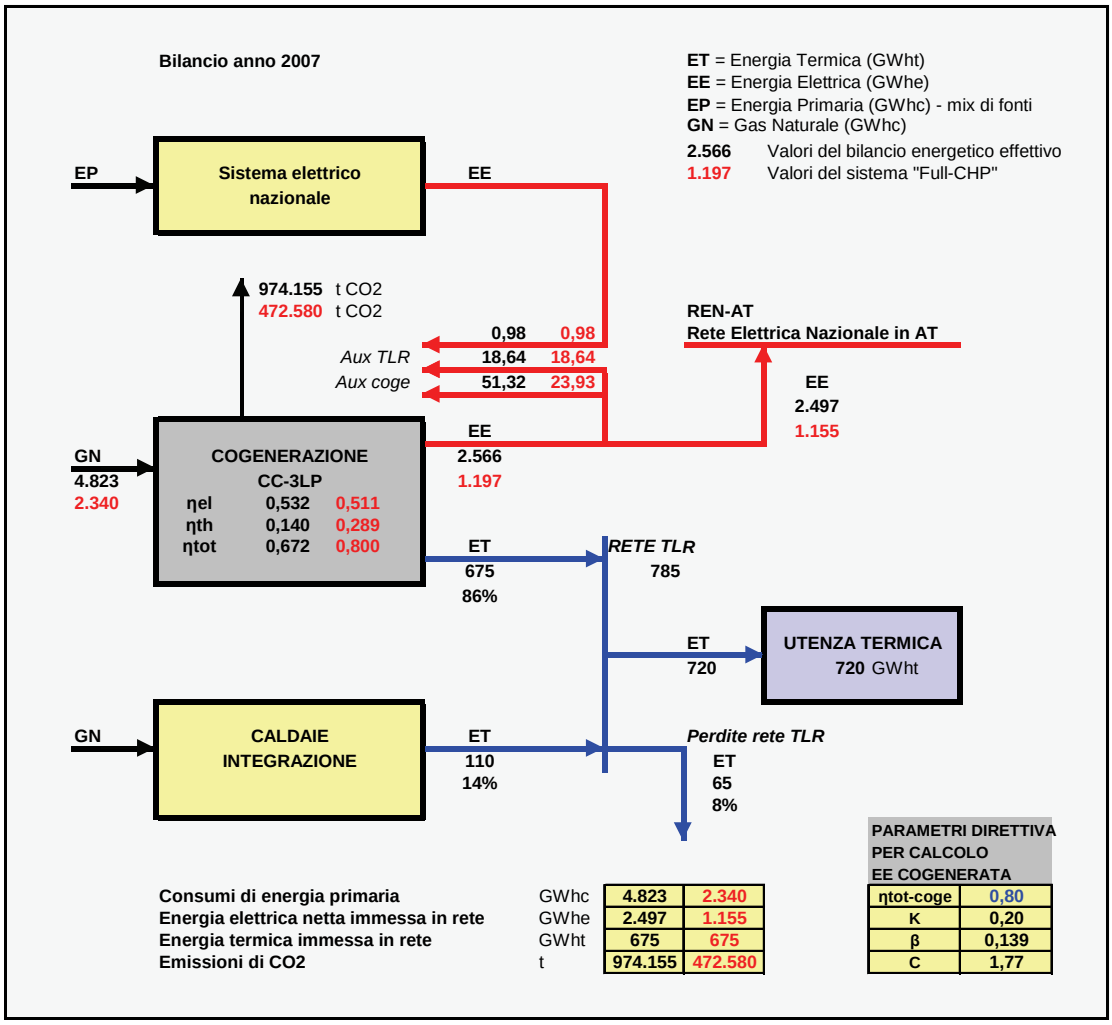
Fig. 2.5 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo. Caso esempio reale
Bilancio effettivo e porzione di impianto "Full-CHP" secondo Direttiva 2004/8/CE



In tali figure sono indicati in colore nero i termini del bilancio energetico-ambientale effettivo realizzato dall'impianto e in colore rosso i termini del bilancio energetico-ambientale della porzione di impianto "Full-CHP", cioè la porzione associata al sistema di teleriscaldamento.
Per una migliore comprensione del "Metodo Direttiva" qui proposto si precisa che il bilancio energetico dell'impianto Full-CHP è costruito come segue:

a) energia termica utile prodotta H_{CHP}: coincide con quella dell'impianto effettivo (energia termica immessa nella rete di teleriscaldamento);
b) energia elettrica lorda prodotta: è calcolata tramite la formula $E_{CHP} = C \bullet H_{CHP;}$
c) rendimento complessivo (termico + elettrico): è assunto pari al valore minimo ηtot-coge previsto, per la data tecnologia, dall'Allegato-2 della Direttiva;
d) consumo di combustibile: è calcolato tramite la formula $F = (E_{CHP} + H_{CHP}) / \eta tot\text{-}coge$.

Fig. 2.6 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema cogenerativo. Caso esempio reale Bilancio effettivo e porzione di impianto "Full-CHP" secondo Direttiva 2004/8/CE



Si precisa, ancora, ai fini del successivo confronto del sistema Full-CHP con il Sistema Convenzionale Sostituito, che:

- i consumi di energia elettrica attribuibili agli impianti ausiliari del sistema di teleriscaldamento (pompe, caldaie, servizi generali) restano, ovviamente, quelli dell'impianto effettivo;
- I prelievi di energia elettrica dalla rete esterna della sezione Full-CHP restano quelli dell'impianto effettivo, in quanto si assume che tali consumi sono attribuibili al sistema di teleriscaldamento nella situazione di fuori servizio dell'impianto di produzione combinata;
- i consumi di energia elettrica dei sistemi ausiliari delle unità cogenerative sono assunti in proporzione all'energia E_{CHP}, cioè sono ripartiti fra la sezione Full-CHP e la sezione NON-CHP dell'impianto in ragione della rispettiva produzione elettrica.

2.2 Sistemi di cogenerazione "non dedicati" alimentati a combustibili fossili

Appartengono a questa categoria quegli impianti di cogenerazione realizzati e/o gestiti prevalentemente con finalità differenti da quelle di alimentare una rete di teleriscaldamento, ma che si prestano (per un complesso di circostanze: tipologia, taglia, ubicazione, prescrizioni imposte a titolo di misure compensative ecc.) a fornire <u>anche</u> calore ad una rete di teleriscaldamento.

Si richiamano gli esempi più comuni di tale categoria di impianti.

a) Prelievo di calore dal ciclo termodinamico di una centrale termoelettrica, realizzata, questa, con lo scopo di produrre energia destinata al mercato elettrico. Tali impianti (sia i vecchi gruppi a vapore che i recenti impianti a ciclo combinato gas-vapore) possono agevolmente fornire energia termica ad una rete di teleriscaldamento ubicata entro una distanza compatibile con i costi di trasporto del calore. Il prelievo di vapore dagli ultimi stadi della turbina a bassa pressione (a 2,0÷3,0 bar) o dal "cross-over" (ad una pressione maggiore: 5,0÷6,0 bar) non produce apprezzabile disottimizzazione del ciclo e la perdita di energia elettrica è piuttosto contenuta: questa varia entro il range 0,14÷0,20 kWh_e per ogni kWh_t prelevato, in funzione della pressione alla quale viene estratto il vapore e delle condizioni termodinamiche esistenti al condensatore.

   Nell'*Annuario AIRU* compaiono alcuni importanti esempi di tale categoria di impianti.
   - Le due centrali di Moncalieri che alimentano la rete di Torino Sud;
   - la centrale Sondel che alimenta la rete di teleriscaldamento di Sesto San Giovanni (Milano);
   - La centrale termoelettrica di Cassano d'Adda, che alimenta la rete della stessa città.

b) Prelievo di calore da centrali di cogenerazione industriali che, disponendo di un surplus di potenza rispetto ai fabbisogni dello stabilimento cui sono asservite, sono in grado di destinare una quota della loro potenza a reti di teleriscaldamento ubicate in prossimità.

   Esempi di centrali di cogenerazione industriali che forniscono anche calore a reti di teleriscaldamento sono:
   - la centrale di Rovereto (TN);
   - la centrale di Genova Sampierdarena.

Diversi, e tutti importanti per dimensioni ed effetti ambientali sulle relative città, sono i progetti di centrali di cogenerazione industriali che sono anche destinate a fornire calore ad esistenti reti di teleriscaldamento. Solo per citare i casi che hanno avuto forte risalto anche sugli organi di informazione, si evidenziano i progetti di Mantova, Cremona e Ferrara.

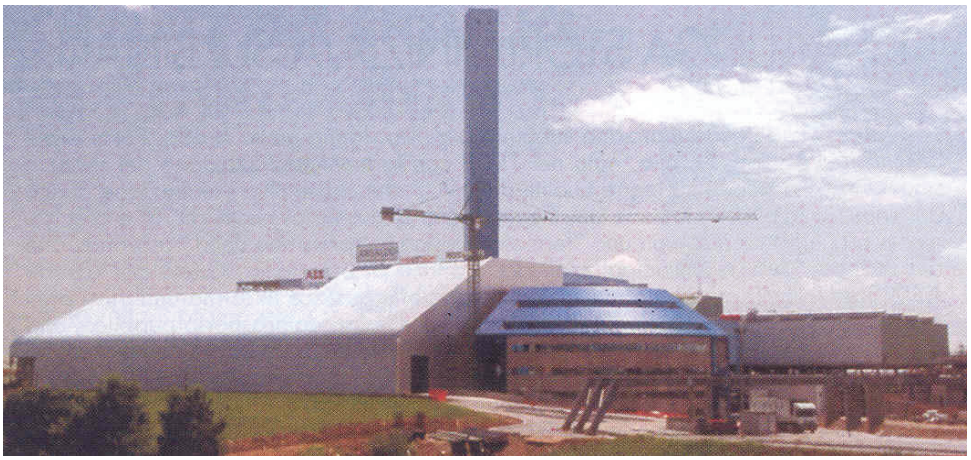
Foto 2.2 – Centrale termoelettrica che fornisce calore ad una rete di teleriscaldamento (centrale "non dedicata" di Cassano d'Adda)

Il "Metodo Direttiva" consente di elaborare il bilancio energetico-ambientale di tale categoria di impianti esattamente con gli stessi criteri proposti per gli impianti di cogenerazione dedicati. In altri termini, adottando la "Metodologia Direttiva" non è più necessaria (ai fini della elaborazione del bilancio energetico e del successivo confronto con il Sistema Energetico Sostituito) la distinzione fra impianti di cogenerazione dedicati al teleriscaldamento e impianti non dedicati.
Il "Metodo Direttiva" consente infatti di scorporare, tramite il parametro "C", la porzione di centrale "costruita attorno alla quantità di calore erogato alla rete di teleriscaldamento".
Anche nel caso di centrale non dedicata è tuttavia necessario acquisire gli input/output complessivi dell'impianto, necessari per la valutazione del parametro C, che consente di costruire la porzione di centrale "Full-CHP" dedicata al teleriscaldamento.
In conclusione: qualsivoglia impianto cogenerativo, sia dedicato che non dedicato, va trattato, secondo la proposta qui avanzata, con i medesimi criteri metodologici mutuati dalla Direttiva-2004/8/CE illustrata nel paragrafo precedente.

2.3 Impianti di incenerimento RSU in assetto cogenerativo

La metodologia qui proposta per l'elaborazione del bilancio energetico e ambientale di un impianto di incenerimento RSU che alimenta una rete di teleriscaldamento si basa sui principi di seguito indicati.

Foto 2.3 – impianto di incenerimento RSU al servizio di una rete di teleriscaldamento (rete Brescia)



a) Distinzione dei combustibili in ingresso fra:
   - componente rinnovabile, costituita dalla frazione biodegradabile (FBD) dei RSU;
   - componente non rinnovabile, costituita dalla frazione non biodegradabile (FNBD) dei RSU;
   - combustibili fossili commerciali, costituiti, ad esempio, dal gas consumato dai bruciatori pilota.

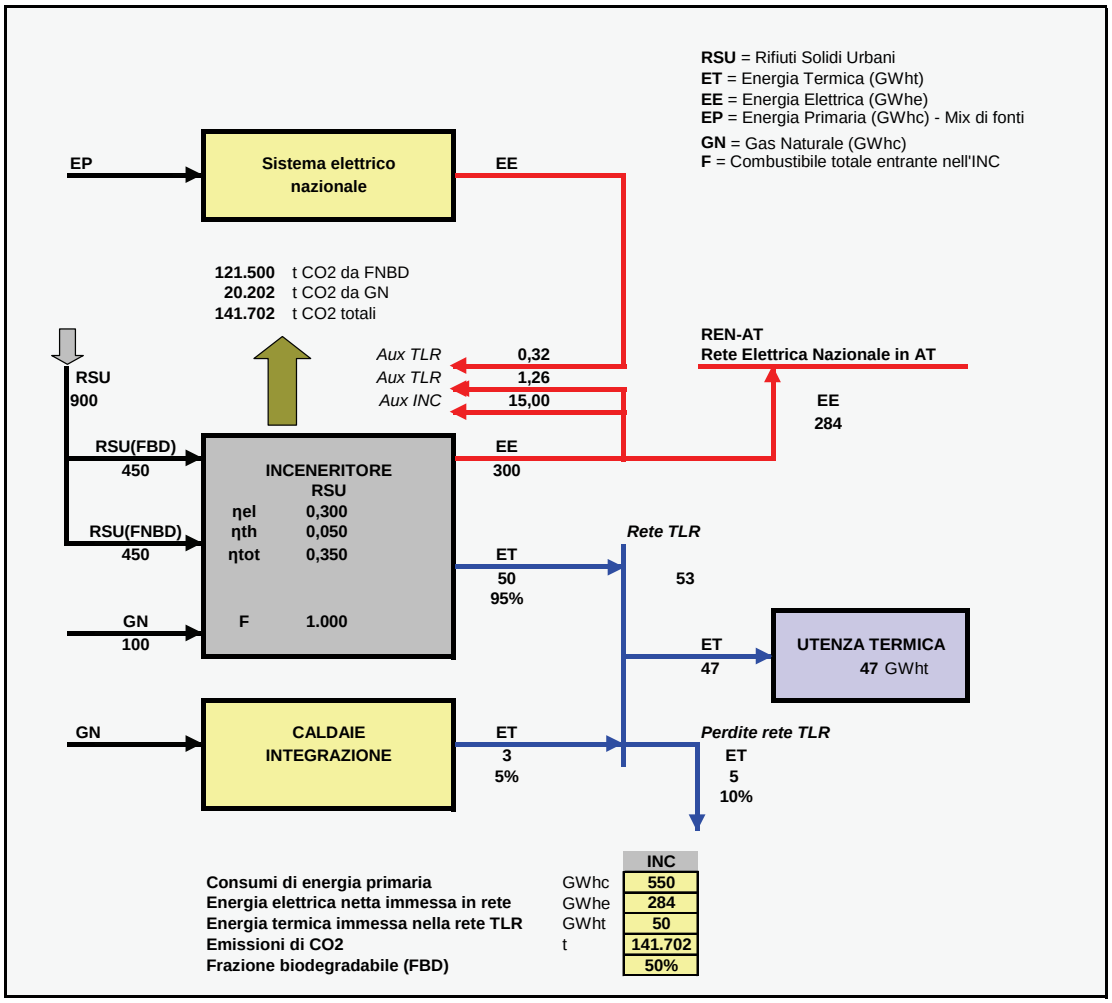
b) Ricostruzione del bilancio energetico e ambientale complessivo dell'impianto, assumendo quanto segue:
   - la componente biodegradabile dei RSU è specifica dell'impianto in esame; in mancanza del dato specifico si assume il valore standard FBD = 50%; tale componente non comporta consumi di energia primaria né emissioni di anidride carbonica;
   - la componente non biodegradabile dei RSU è assimilata ad un prodotto petrolifero e, come tale, comporta consumo di energia primaria fossile ed emissioni di CO_2; potere calorifico inferiore e fattori di emissione della FNBD sono dati specifici di ciascun impianto; in mancanza di dati specifici si assume: PCI = 4.000 kcal/kg; EF = 75,000 kg CO_2/GJ, pari a 1.256 g CO_2/kg;
   - il combustibile fossile commerciale è trattato, ovviamente, con gli stessi criteri visti nel paragrafo precedente per la cogenerazione alimentati da combustibili fossili.

   In figura 2.7 è riportato il bilancio energetico e ambientale di un impianto reale, ricostruito con i criteri sopra esposti.

c) Applicazione del "Metodo Direttiva" all'impianto di incenerimento, in modo del tutto analogo a quanto proposto per gli impianti cogenerativi a combustibili fossili.
Si perviene, in tal modo, allo scorporo della porzione di impianto Full-CHP associato al sistema di teleriscaldamento. Il termine F che compare nella formula [2] del paragrafo 2.1 comprende, nel caso dell'incenerimento di RSU, tutto il combustibile introdotto nell'impianto: sia le componenti FBD e FNBD che il combustibile commerciale.

d) In considerazione del fatto che l'energia elettrica prodotta dalla frazione biodegradabile degli RSU beneficia già di incentivi legati ai meccanismi dei Certificati Verdi (impianti di produzione elettrica alimentati da fonte rinnovabile), la quantità di elettricità che, ai fini del presente documento sostituisce una pari produzione del sistema elettrico nazionale, è data dal valore calcolato E_{CHP} con il "Metodo Direttiva" moltiplicato per il valore percentuale della frazione non biodegradabile degli RSU (FNBD), assunta uguale al 50% nel presente documento.

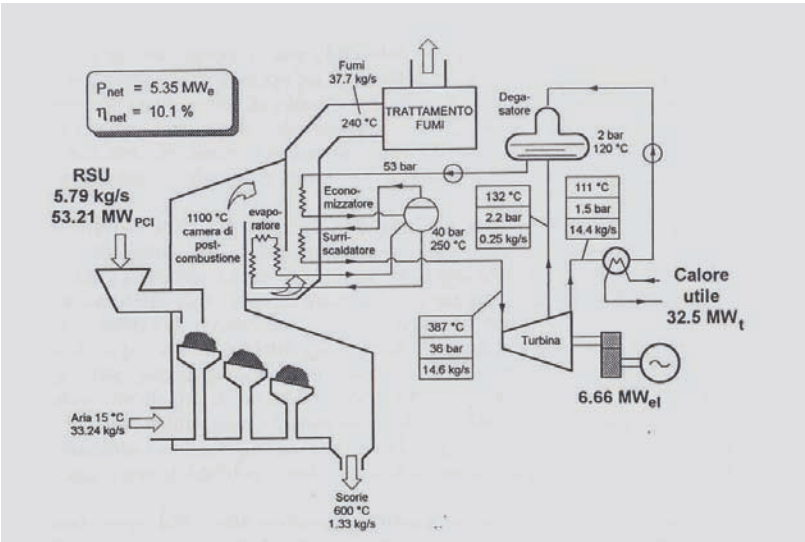
Fig. 2.7 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema di incenerimento RSU. Caso esempio reale. Bilancio effettivo dell'impianto complessivo



La necessità di applicare il “Metodo Direttiva” anche agli impianti di incenerimento RSU discende proprio dall’analisi del bilancio dell’impianto reale schematizzato in figura 2.7.
Si rileva che l’impianto (di ultima generazione e di grossa taglia, con prestazioni elettriche di tutto rispetto) ha erogato una quantità di calore piuttosto modesta alla rete di teleriscaldamento cui lo stesso è connesso (rendimento termico pari al 5%). Quindi tale impianto ha funzionato prevalentemente in sola produzione elettrica (sintomo che l’impianto alimenta una rete avente un fabbisogno termico di molto inferiore alla potenza che lo stesso è in grado di erogare in assetto cogenerativo).
È evidente che non sarebbe corretto attribuire al sistema di teleriscaldamento, ai fini del successivo confronto con il sistema convenzionale sostituito, tutta l’energia elettrica prodotta dall’impianto. Pertanto, in modo del tutto analogo agli impianti cogenerativi a combustibili fossili, occorre individuare la “porzione di impianto associata al calore erogato alla rete”, e attribuire al sistema di teleriscaldamento i soli benefici energetici e ambientali prodotti da tale porzione.
Tale porzione di impianto è quella definita, per l’appunto, tramite il “Metodo Direttiva” e riportata in figura 2.8 (sotto le ipotesi: FBD = 50%; β=0,20), da cui risulta:

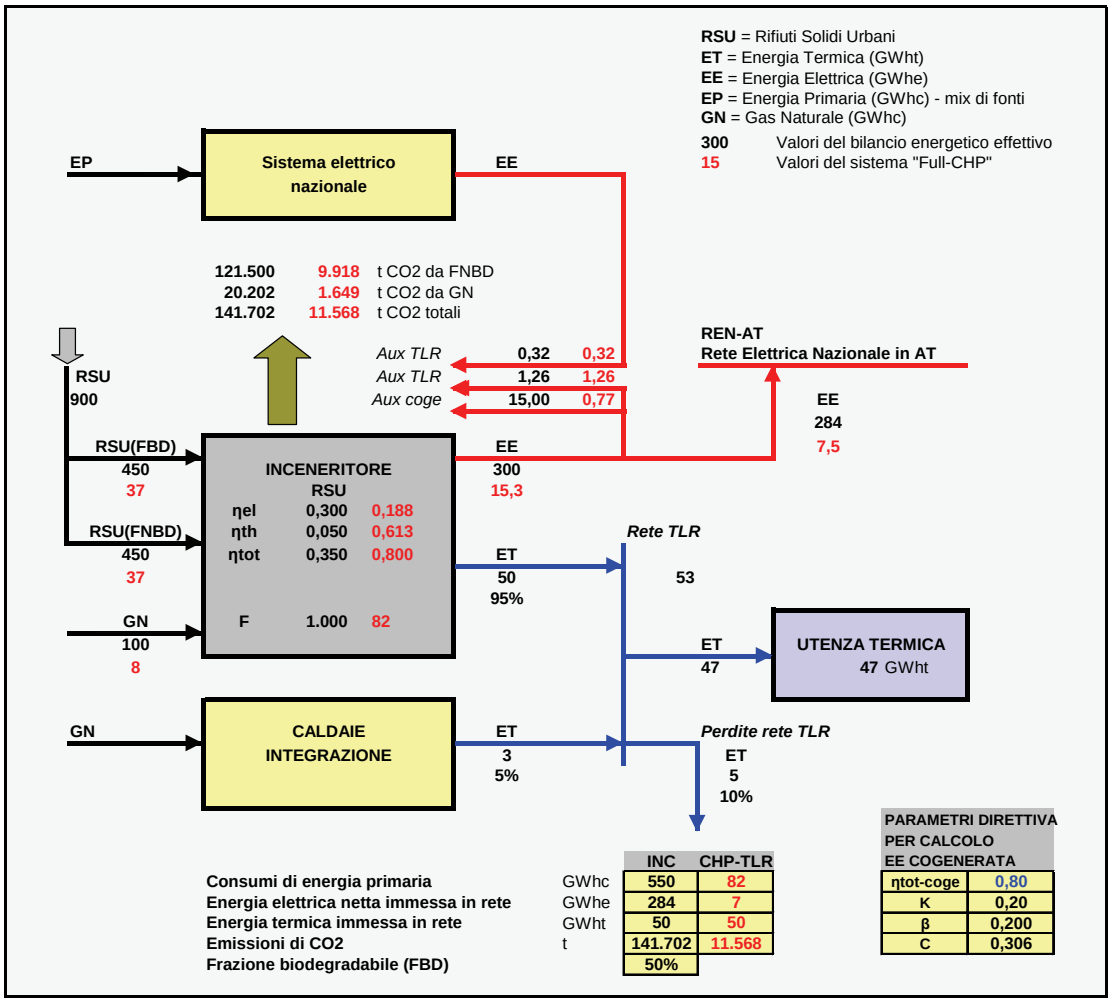
energia termica erogata alla rete:	H_{CHP} =	50	GWh_t
energia elettrica netta alla rete:	E_{CHP} =	13,6	GWh_e
consumo di fonti rinnovabili	RSU (FNBD) =	37	GWh_c
consumo di RSU non rinnovabili:	RSU (FNBD) =	37	GWh_c
consumo di combustibili fossili commerciali:	GN =	8	GWh_c
emissioni complessive di CO_2:	EM =	11.568	t

Come argomentato al precedente punto d), ai fini della proposta di incentivazione economica (e solo per tale scopo), dell’energia elettrica immessa in rete dalla porzione di impianto Full CHP (13,6 MWh_e) solo quella prodotta dalla FNBD del rifiuto (7,5 GWh_e) concorre ai benefici energetici e ambientali che determinano l’entità dell’incentivo.
Per ogni altro scopo, va considerata l’intero ammontare dell’energia elettrica immessa in rete dalla porzione Full-CHP.



Parametri operativi di un ciclo a vapore a contropressione per un impianto da 500 t/giorno di RSU con PCI = 2.200 kcal/kg

Fig. 2.8 – Bilancio energetico-ambientale di un sistema di incenerimento RSU. Caso esempio reale. Porzione di impianto "Full-CHP" secondo Direttiva 2004/8/CE



2.4 Caldaie di integrazione a combustibili fossili

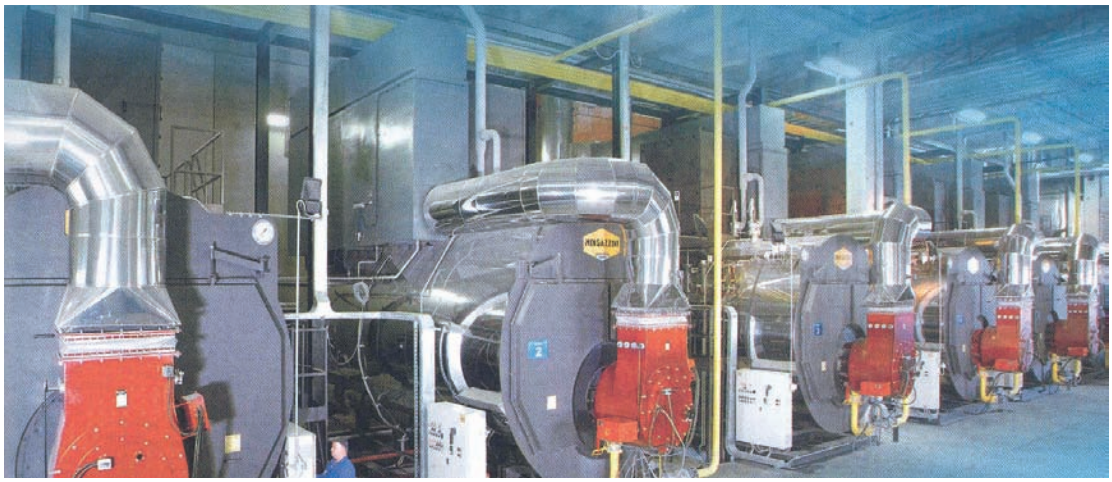
Sono tali i generatori di sola produzione termica destinati a coprire i picchi di richiesta delle reti, quindi con funzione di "integrazione alle fonti di base" (quali i sistemi cogenerativi visti in precedenza).

In linea di principio possono svolgere tale funzione di integrazione non solo generatori di calore dedicati, ma anche generatori destinati a produrre calore per altri scopi (ad esempio centrali industriali che mettono a disposizione della rete parte della loro potenza; generatori di grossi complessi ospedalieri connessi alla rete; ecc.).

Qualunque sia la configurazione e l'ubicazione di questi generatori, i consumi di energia primaria e le emissioni di anidride carbonica attribuibili al sistema di teleriscaldamento sono quelli associati al combustibile consumato per produrre la sola quota di energia termica immessa nella rete di teleriscaldamento (il termine ET7 nello schema di figura 2.2).

Per quanto detto in precedenza, valgono i medesimi fattori di emissione riportati in tabella 2.1 per i sistemi cogenerativi a combustibili fossili.

Foto 2.4 – Caldaie di integrazione a gas naturale



2.5 Sistemi di cogenerazione a fonti rinnovabili

L'utilizzo di fonti rinnovabili (biomasse, biogas, geotermia, energia solare, energie di recupero altrimenti disperse) non comporta consumo di energia primaria fossile ed emissioni di anidride carbonica a carico del sistema di teleriscaldamento. Quest'ultima assunzione è giustificata dal fatto che:

- nel caso delle biomasse, il ciclo della CO_2 si chiude con risultato netto nullo;
- nel caso di energie di recupero (esempio: calore refluo da processo industriale) le emissioni sono attribuibili al processo che rende disponibile il refluo ad alta temperatura.

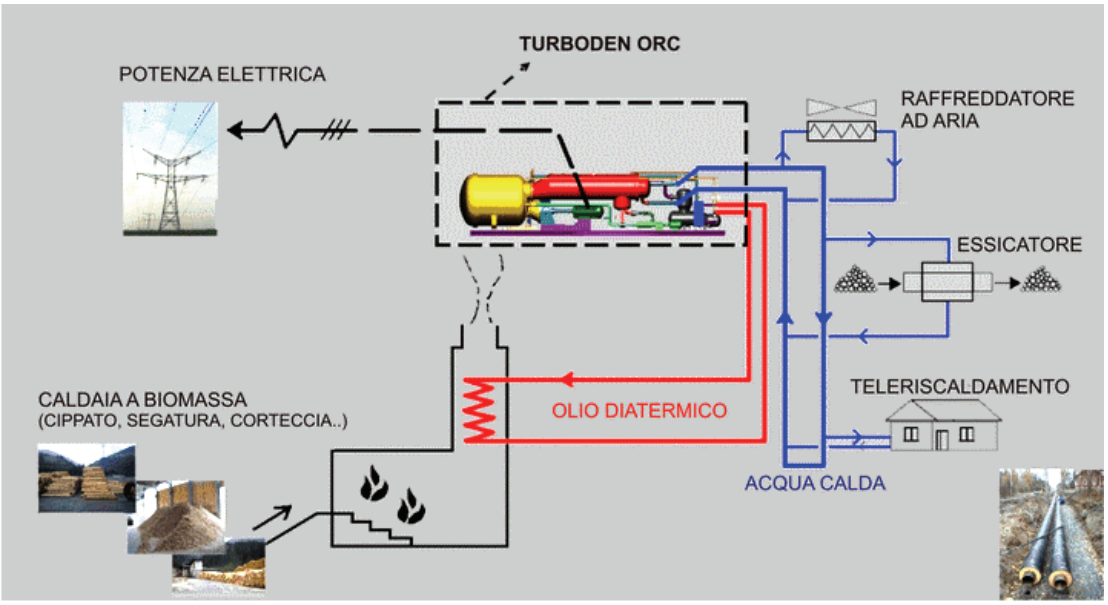
Analogamente a quanto già evidenziato a proposito dell'energia elettrica prodotta dalla frazione biodegradabile degli RSU, l'energia elettrica prodotta da un sistema cogenerativo alimentato da biomasse fruisce già di meccanismi di incentivazione economica e pertanto, ai soli fini della presente proposta di incentivazione, tale energia non concorre ai benefici energetici e ambientali del sistema di teleriscaldamento.

Per tali impianti, ai fini del successivo confronto con il sistema energetico sostituito, occorre considerare la sola produzione termica.

Un caso particolare di tale categoria di impianti è costituito dalla combustione di biomassa in impianti di incenerimento RSU. Tale caso rientra in quelli trattati al paragrafo 2.3 (la biomassa è compresa nella FBD), in quanto solo una quota dell'energia prodotta dalla fonte rinnovabile attiene il sistema di teleriscaldamento.

Foto 2.5 – Impianto di cogenerazione a biomassa al servizio di una rete di teleriscaldamento (centrale di Tirano – SO)

Gruppo cogenerativo a biomassa utilizzante un ciclo a fluido organico

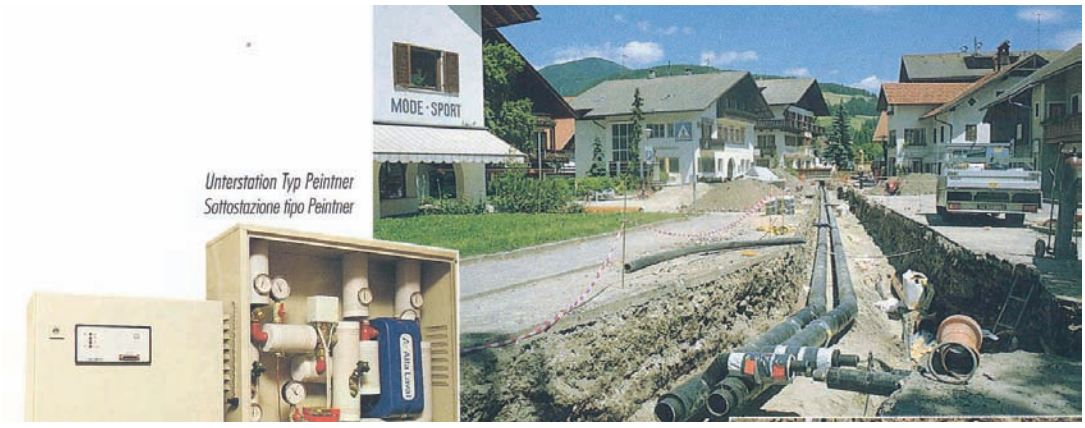


2.6 Caldaie alimentate a biomassa

Le caldaie alimentate a biomassa (legna, scarti di lavorazione, scarti agricoli e forestali) costituiscono oggi una tipologia impiantistica che gode di una certa diffusione nei sistemi di teleriscaldamento di piccole e medie dimensioni realizzate lungo l'arco alpino, in particolare in Trentino Alto Adige, Lombardia e Valle d'Aosta. Nell'anno 2007 queste hanno prodotto circa il 5% dell'energia termica totale immessa nelle reti di teleriscaldamento in esercizio in Italia.
Analogamente ai sistemi cogenerativi alimentati a biomassa, tale categoria di impianti non comporta consumi di energia primaria fossile ed emissioni di CO_2 a carico del sistema di teleriscaldamento che le stesse alimentano.

Foto 2.6 – Caldaie a biomassa di medie dimensioni (3-5 MW_t)

Foto 2.7 – Le reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa sono diffuse prevalentemente nei piccoli e medi centri alpini



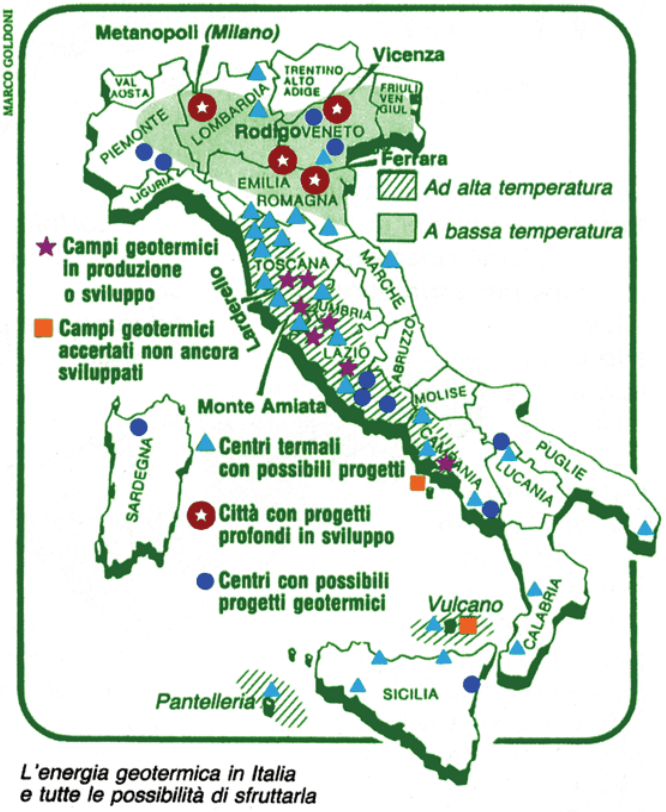
2.7 Prelievo di calore da pozzo geotermico

L'energia termica prelevata da un pozzo geotermico e immessa in una rete di teleriscaldamento è considerata a tutti gli effetti fonte rinnovabile (in quanto "inesauribile"), e quindi non comporta consumo di energia primaria fossile ed emissioni di CO_2.
Tuttavia, stante il fatto che il confronto fra sistema di teleriscaldamento e sistema termico sostituito è fatto a parità di energia termica erogata presso l'utenza finale (edificio climatizzato), occorre tener conto dell'energia elettrica consumata dal sistema di teleriscaldamento:

- per estrarre il calore dal pozzo geotermico, quando è disponibile sotto forma di acqua calda;
- per trasportarlo fino all'utenza (energia per pompaggi e per altri ausiliari).

All'energia di origine geotermica occorre pertanto attribuire i consumi di fonti fossili e le corrispondenti emissioni di CO_2 del sistema elettrico nazionale che dovrà produrre l'energia elettrica necessaria per estrarre e trasportare fino all'utenza detta energia.
Potrà verificarsi il caso di utilizzo di energia elettrica cogenerata in sito. In tal caso i consumi di fonti fossili e le emissioni attribuibili all'energia elettrica sono già inglobate nel sistema cogenerativo.
Numerosi sono in Italia i sistemi di teleriscaldamento alimentati da fonte geotermica, in prevalenza localizzati nell'area toscana (San Dalmazio, Larderello, Castelnuovo Val Cecina, Sasso Pisano e altri). L'impianto di maggiori dimensioni oggi in esercizio è quello di Ferrara, che alimenta la rete cittadina al servizio di una utenza di quasi 5 milioni di metri cubi riscaldati.

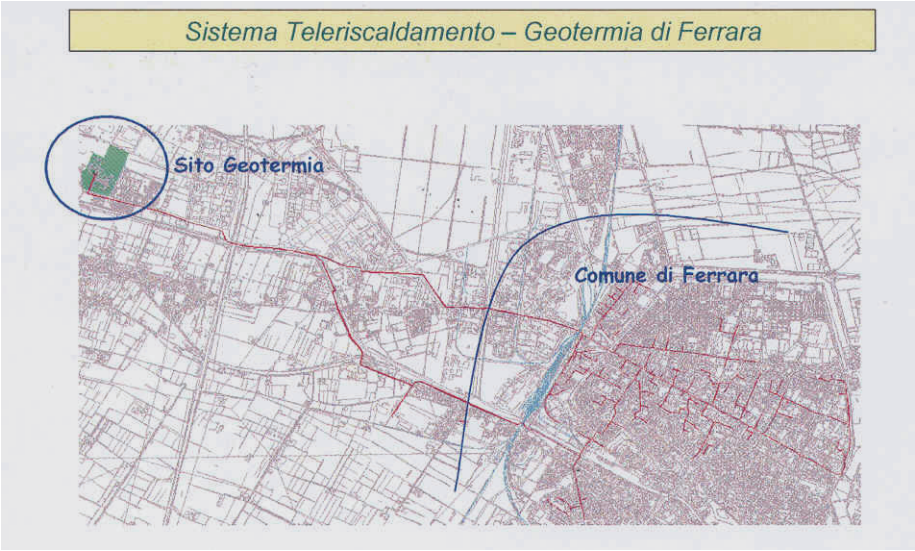
Risorse geotermiche in Italia
Molte reti di teleriscaldamento dei centri urbani del nord potrebbero utilizzare tale fonte pulita e inesauribile



L'energia geotermica in Italia e tutte le possibilità di sfruttarla

Foto 2.8 – Gli impianti geo-termoelettrici di Larderello (PI) alimentano anche le reti di teleriscaldamento dei centri urbani dell'area

Rete di teleriscaldamento alimentata da calore geotermico



2.8 Recupero di calore da processo industriale

Il recupero di calore da un processo industriale (recupero di energie disperse) per immetterlo in una rete di teleriscaldamento è trattato in modo analogo a quello della fonte geotermica. Si tratta di una "fonte rinnovabile" in quanto "energia altrimenti dispersa", ma il suo recupero e trasporto fino all'utenza finale comporta consumi di energia elettrica a carico del sistema elettrico nazionale.

Come per la geotermia, potrà verificarsi il caso di utilizzo di energia elettrica cogenerata in sito. In tal caso, i consumi di fonti fossili e le emissioni attribuibili all'energia elettrica sono già inglobate nel sistema cogenerativo.

2.9 Pompe di calore

Sono disponibili sul mercato pompe di calore (PdC) a compressione, del tipo acqua-acqua, compatibili con i livelli termici delle reti di teleriscaldamento. In Italia, già dagli albori del teleriscaldamento, questa tecnologia fu utilizzata sulle reti di Vicenza e Reggio Emilia (entrambi gli impianti sono oggi dismessi). Di recente, la rete di teleriscaldamento di Bergamo Centro ha puntato nuovamente sulla pompa di calore ad alta temperatura (3,0 MW_t installati nel 2005). Diversi progetti, tutti di dimensioni ragguardevoli, sono stati avviati nell'ambito del piano di sviluppo del teleriscaldamento nell'area milanese.
Le pompe di calore destinate ad alimentare reti di teleriscaldamento possono utilizzare acque superficiali, acqua di falda o, ancor meglio, acqua geotermica o altri reflui termici a bassa temperatura (< 60 °C) che, in quanto tali, non potrebbero essere utilizzabili direttamente in una rete (le reti attuali sono esercite a temperature 120/60 °C se ad acqua surriscaldata; a 90/60 °C se ad acqua calda).
Il compressore può essere trascinato da motore elettrico (energia prelevata dalla rete esterna o cogenerata in sito) o direttamente da motore primo nel caso di potenze rilevanti. Questa seconda soluzione introduce evidenti rigidezze gestionali e vincoli localizzativi e, di conseguenza, si tende a non utilizzarla.
Le pompe di calore inserite in un sistema di teleriscaldamento possono, a seconda delle circostanze specifiche, svolgere la funzione di solo preriscaldo dell'acqua di ritorno dalla rete o realizzare l'intero salto termico fra la tubazione di ritorno e la tubazione di mandata.
Il primo caso è schematizzato in figura 2.9, tratta da una iniziativa in fase di valutazione. Trattasi di una pompa di calore alimentata da acqua prelevata da un corso d'acqua superficiale (temperatura media annua pari a 13 °C) localizzato in prossimità di una rete di teleriscaldamento esistente esercita a 90 °C. L'inserimento della pompa di calore consente di elevare il livello termico dell'acqua di ritorno dalla rete da 60 a 78 °C. L'analisi di ottimizzazione energetica ed economica del progetto ha fatto propendere per la soluzione "solo preriscaldo" piuttosto che per la soluzione "intero salto termico".

Foto 2.9 – Pompa di calore da 3 MW_t installata presso l'impianto di Bergamo Centro

Progetti con pompa di calore per reti di teleriscaldamento di Milano

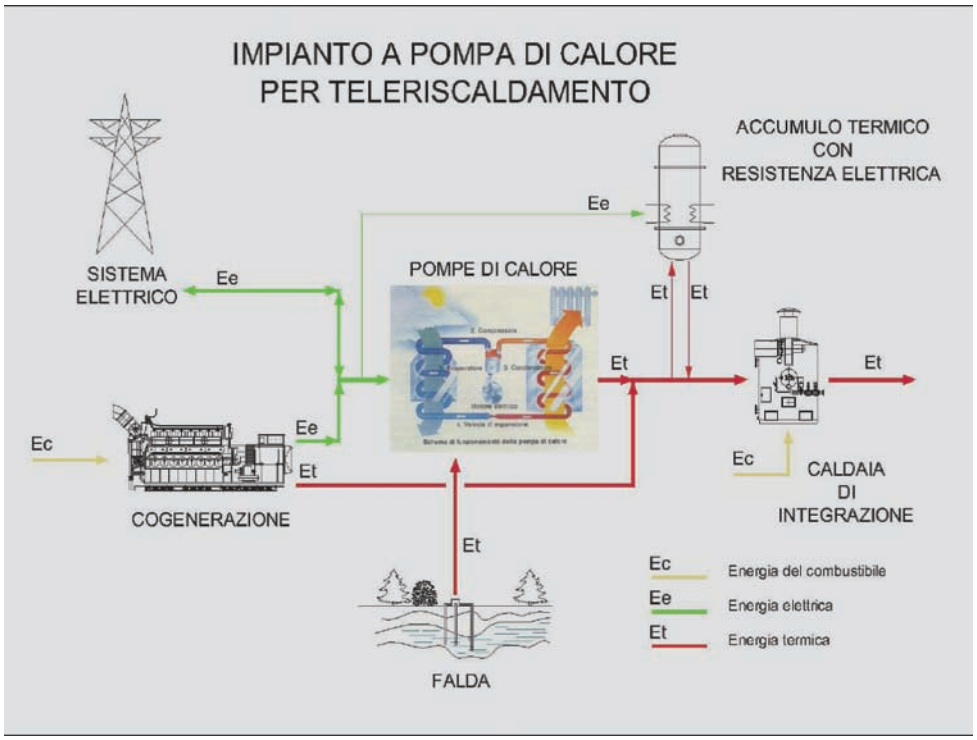
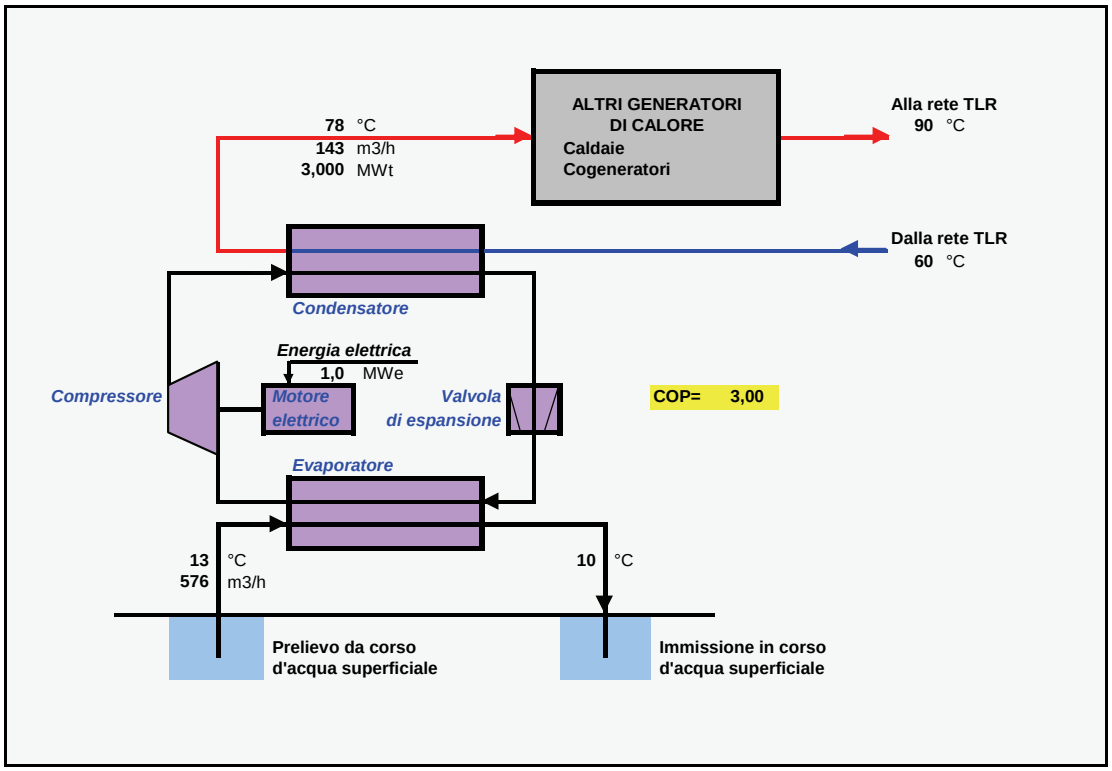


Fig. 2.9 – Teleriscaldamento con pompa di calore utilizzante acque superficiali. Schema di principio – Soluzione "solo preriscaldo acqua di rete"



Nella figura 2.10 è riportato il caso di un sistema di teleriscaldamento con pompa di calore che utilizza acqua della falda superficiale. In questo caso la pompa di calore realizza l'intero salto termico fra mandata e ritorno della rete (65-90 °C).
Un altro caso particolarmente interessante, che testimonia le notevoli sinergie realizzabili fra sistemi geotermici, reti di teleriscaldamento e pompe di calore è schematizzato in figura 2.11 e in figura 2.12. Trattasi, anche in questo caso, di un progetto in fase di valutazione.
In figura 2.11 è riportato il bilancio energetico di un sistema geotermico esistente a media temperatura che alimenta direttamente una rete di teleriscaldamento (rete di Ferrara già citata in precedenza) ad acqua calda (Tm/Tr = 90/60 °C). Stante i livelli termici della rete e dell'acquifero, nella situazione attuale è possibile sfruttare, sul fluido geotermico, un salto termico di soli 30 °C (corrispondenti, per la portata erogata, a circa 14 MW_t). Il fluido geotermico viene pertanto reimmesso in falda con un livello entalpico di tutto rispetto (60 °C) ma inutilizzabile nella rete di teleriscaldamento. L'inserimento nel sistema di una pompa di calore ad alta temperatura, come schematizzato nella figura 2.12, consente di raddoppiare il salto termico del fluido geotermico e, quindi, la potenza da questo erogabile alla rete. Con evidente incremento dei benefici ambientali prodotti dal sistema di teleriscaldamento in questione, in quanto la soluzione prospettata comporta il raddoppio (circa) del contributo della fonte rinnovabile al bilancio energetico del sistema di teleriscaldamento cittadino.

Fig. 2.10 – Teleriscaldamento con pompa di calore utilizzante acqua della falda superficiale
Schema di principio - Soluzione "realizzazione intero salto termico"

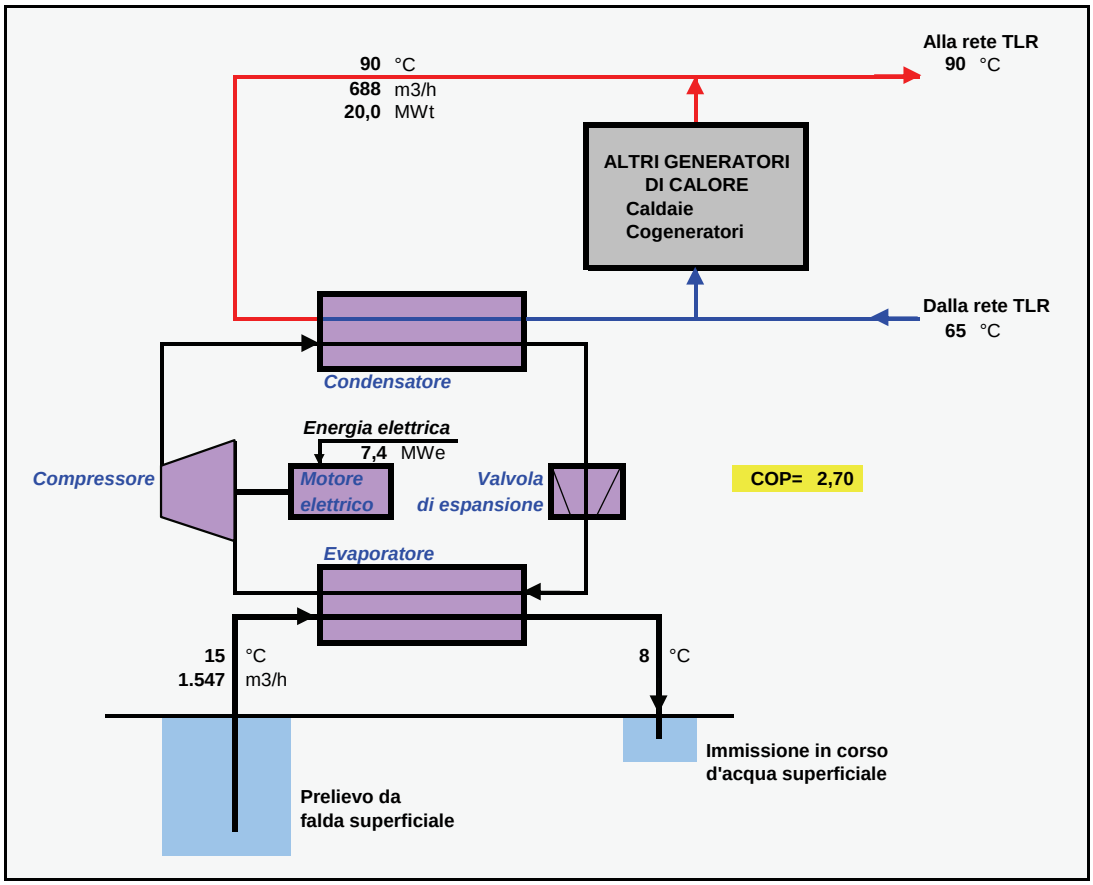


Fig. 2.11 – Teleriscaldamento da fonte geotermica diretta. Schema di principio situazione attuale

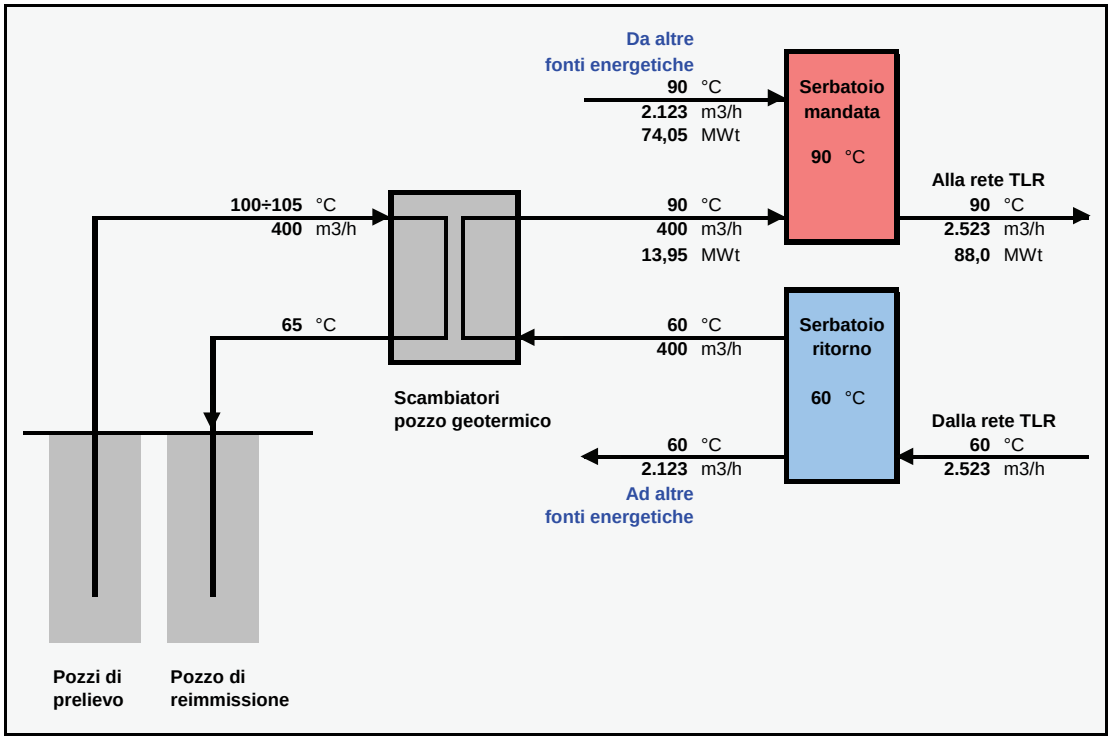
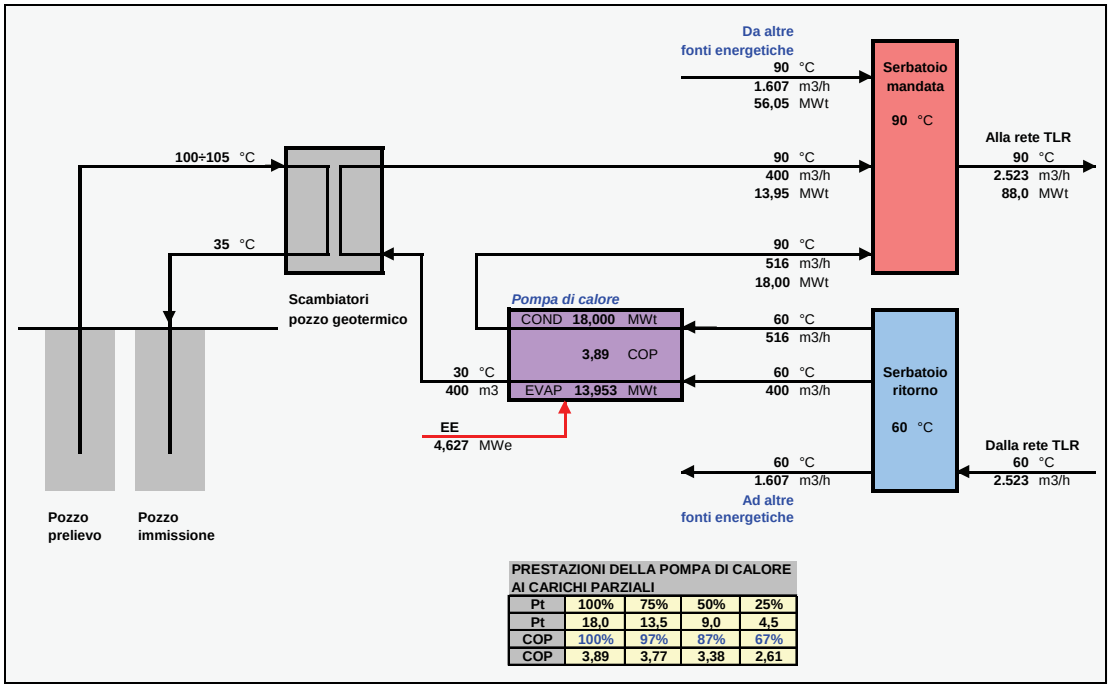


Fig. 2.12 – Teleriscaldamento geotermico associato ad una pompa di calore
Schema di principio



PRESTAZIONI DELLA POMPA DI CALORE AI CARICHI PARZIALI

Pt	100%	75%	50%	25%
Pt	18,0	13,5	9,0	4,5
COP	100%	97%	87%	67%
COP	3,89	3,77	3,38	2,61

I livelli termici in gioco consentono prestazioni di tutto rispetto della pompa di calore inserita nel sistema geotermico in esame: al carico nominale è possibile realizzare un COP di poco inferiore a 4,0.

In termini generali, il bilancio energetico e ambientale di un sistema comprendente una pompa di calore dipende:

- dal contributo che la PdC fornisce al sistema di teleriscaldamento complessivo;
- dalle modalità di produzione dell'energia elettrica che alimenta la PdC.

Limitando l'attenzione alla sola quota di energia termica prodotta dalla PdC, di seguito si illustrano schematicamente due casi-esempio significativi.

In figura 2.13 è riportato il bilancio energetico-ambientale di una pompa di calore geotermica alimentata da energia elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale (assenza di produzione elettrica locale). Con atteggiamento prudenziale, è stato ipotizzato un COP medio annuo pari a 3,0 (inferiore al valore nominale riportato in figura 2.12, pari a 3,8).

La figura anticipa, necessariamente, alcuni concetti che saranno esaminati e giustificati nella trattazione successiva (il sistema elettrico nazionale; i consumi di energia primaria e le emissioni del sistema termico sostituito).

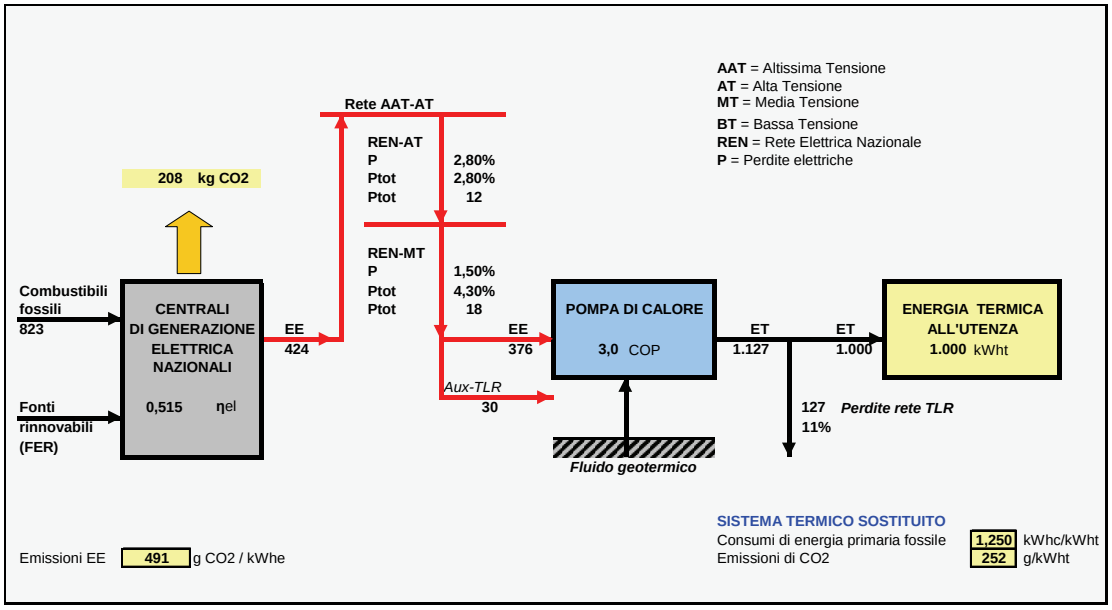
Si evidenzia che un kWh_t prodotto dalla PdC in esame comporta:

- un consumo di fonti primarie fossili pari a 0,823 kWh_c;
- emissioni di CO_2 pari a 208 g.

Quindi tale tecnologia è in grado di conseguire i seguenti benefici:

- un risparmio di fonti energetiche fossili pari a 0,43 kWh_c/kWh_t all'utenza (34% dei consumi del sistema convenzionale sostituito);
- minori emissioni paria 44 gCO_2/kWh_t all'utenza (pari al 17% delle emissioni del sistema convenzionale sostituito)

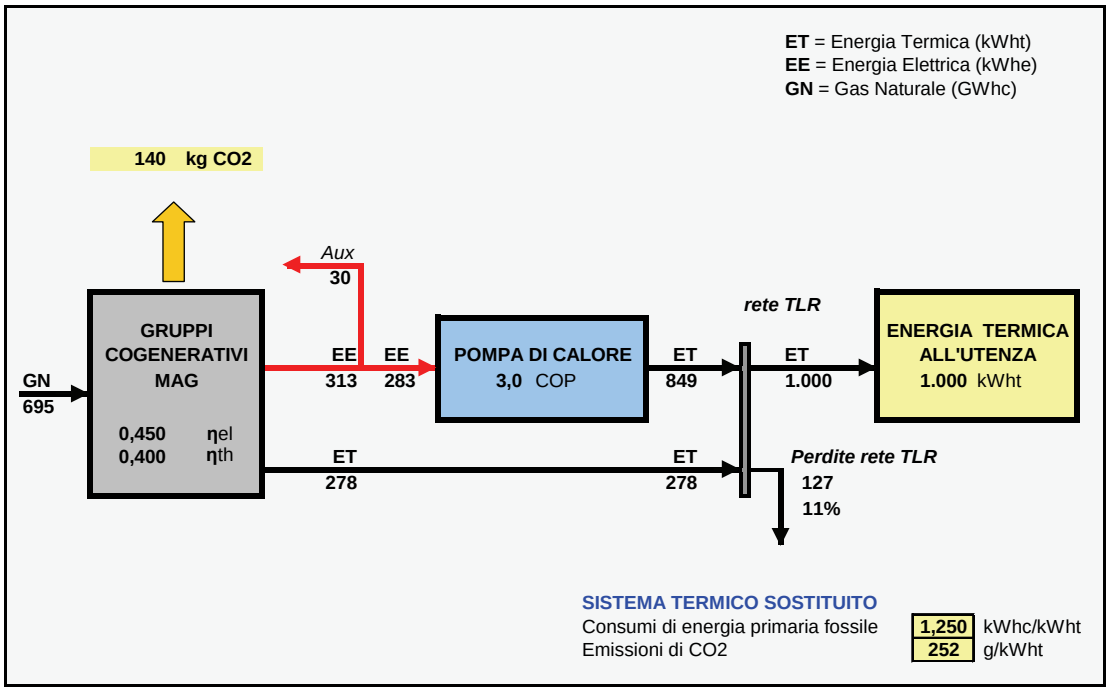
Fig. 2.13 – Bilancio energetico di una pompa di calore alimentata dal sistema elettrico nazionale



In figura 2.14 è riportato il bilancio energetico e ambientale di una pompa di calore geotermica alimentata dall'energia elettrica cogenerata in sito.
Il bilancio energetico e ambientale è ancora più favorevole del caso precedente. Tale configurazione impiantistica consegue:

- un risparmio di fonti energetiche fossili pari a 0,55 kWh_c/kWh_t all'utenza (45% dei consumi del sistema convenzionale sostituito);
- minori emissioni paria 112 gCO_2/kWh_t all'utenza (pari al 45% delle emissioni del sistema convenzionale sostituito).

Fig. 2.14 – Bilancio energetico di una pompa di calore alimentata da un sistema cogenerativo



2.10 Altri impianti a FER (Fonti Energetiche Rinnovabili)

Benché allo stato attuale, almeno nel panorama impiantistico italiano, siano effettivamente presenti solo le fonti indicate in figura 2.1, in linea di principio è possibile l'integrazione della rete di teleriscaldamento con altre fonti energetiche rinnovabili (esempio: solare termico). Tali fonti, se e quando saranno effettivamente presenti, potranno essere trattate con lo stesso criterio della geotermia e dell'energia di recupero.

Foto 2.10
Impianto solare termico. Nel medio termine potrà essere integrato nelle reti di teleriscaldamento a bassa temperatura
(tratta da: http://www.nbcsoftware.it/public/img_centr/solare.jpg)

2.11 Sistemi di produzione dell'energia frigorifera. Teleraffrescamento

In questo paragrafo si affrontano le problematiche energetiche e ambientali relative al cosiddetto "Teleraffrescamento", traduzione impropria, ma ormai entrata nell'uso corrente, del concetto espresso dal termine "District Cooling" della letteratura inglese.
In termini rigorosi, e con riferimento al significato preciso del termine inglese sopra richiamato, si definisce teleraffrescamento un sistema di produzione centralizzata di acqua refrigerata destinata alla climatizzazione di ambienti e il trasporto dell'"energia frigorifera" (anche questo un termine improprio ma ormai entrato nell'uso corrente) fino alle utenze finali tramite una rete urbana del tutto simile, concettualmente, a quella di un sistema di teleriscaldamento (sistema a doppia tubazione preisolata interrata), come schematizzato in figura 2.15.
In Italia, tuttavia, il teleraffrescamento si è sviluppato prevalentemente secondo una configurazione diversa da quella schematizzata in figura 2.15.
Lo schema di gran lunga prevalente nel nostro Paese, riportato in figura 2.16, prevede la produzione di energia frigorifera presso l'utenza finale tramite gruppi frigo-assorbitori alimentati dalla rete di teleriscaldamento che fornisce il servizio di riscaldamento e acqua calda sanitaria.
In altri termini: l'energia viene trasportata a distanza utilizzando ancora acqua calda o surriscaldata e localmente viene trasformata in energia frigorifera (ancora sotto forma di acqua refrigerata a 7 °C) tramite gruppi frigoriferi ad assorbimento.
Le problematiche energetiche e ambientali delle due soluzioni impiantistiche sopra evidenziate sono differenti e richiedono una trattazione separata.

Fig. 2.15 – Schema di principio di un sistema di teleraffrescamento urbano (District cooling) con produzione centralizzata dell'energia frigorifera

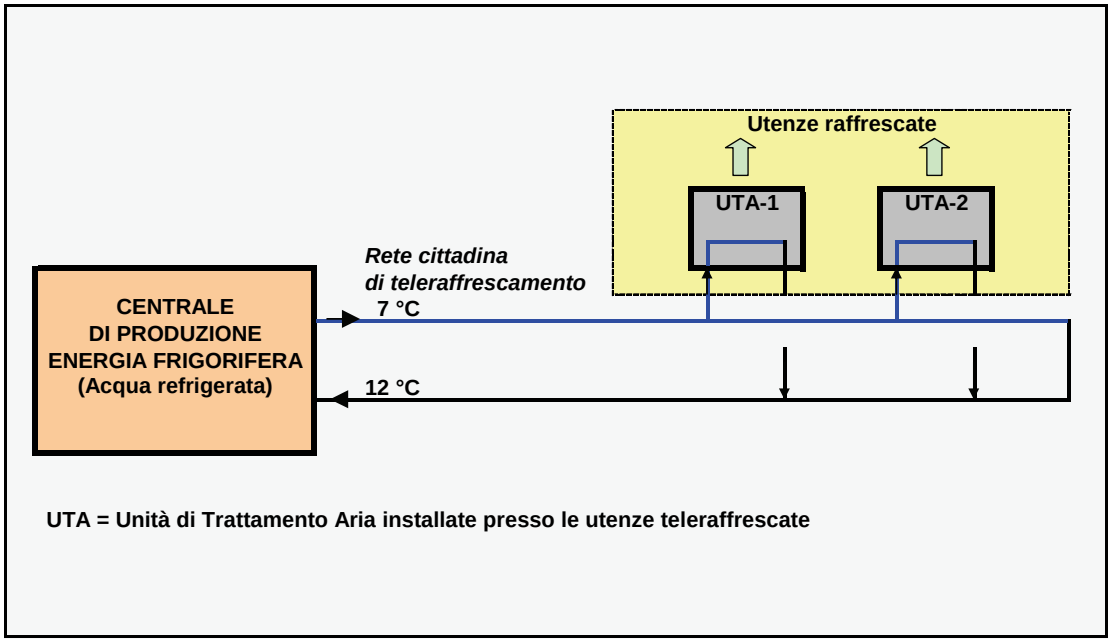
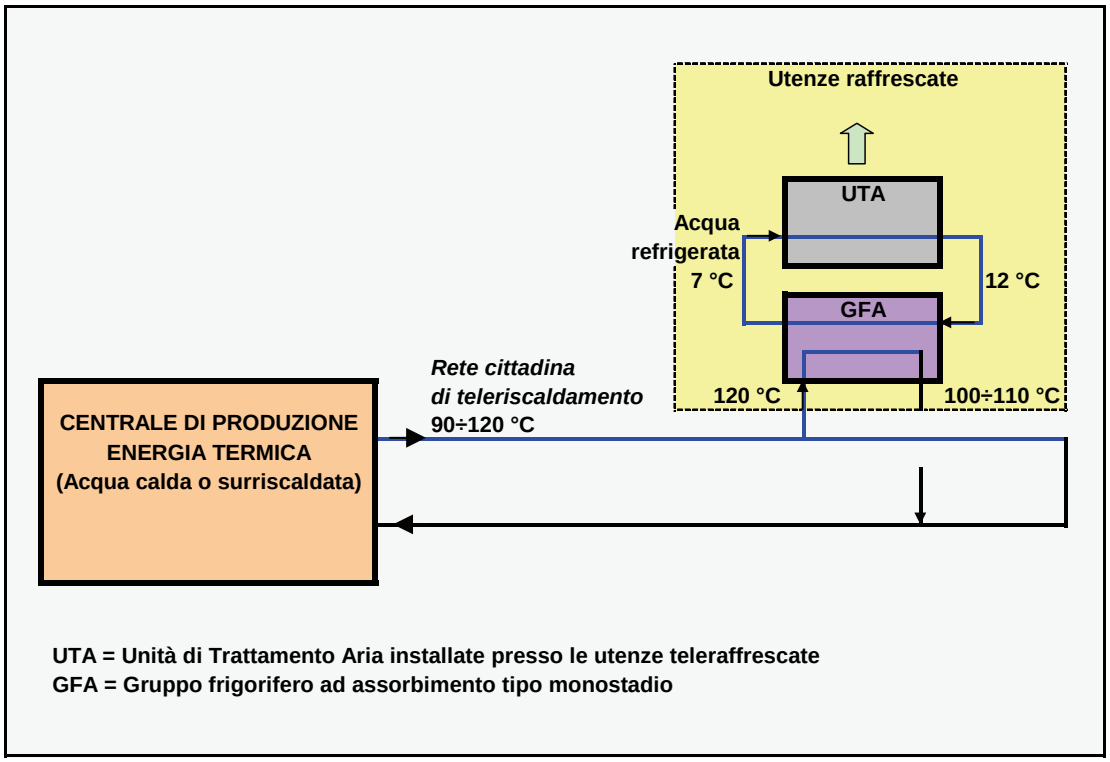


Fig. 2.16 – Schema di principio di un sistema di teleraffrescamento urbano con produzione locale dell'energia frigorifera tramite gruppi ad assorbimento



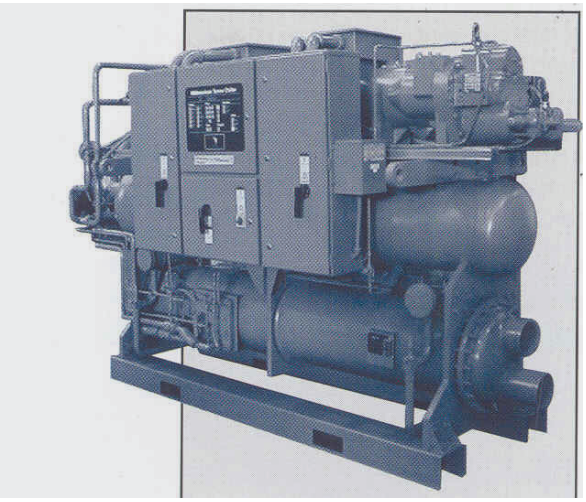
2.11.1 Produzione centralizzata di acqua refrigerata e trasporto tramite rete

Nella configurazione rappresentata in figura 2.15 i sistemi di produzione dell'energia frigorifera possono essere (come sono nella realtà) sia a compressione che ad assorbimento.
La configurazione della centrale frigorifera (tipologia e taglia dei gruppi frigoriferi) dipende dalle specifiche circostanze e, in generale, è determinata dal criterio di minimizzazione dei costi complessivi di produzione dell'energia erogata dal sistema di tri-generazione al servizio della rete di teleriscaldamento-teleraffrescamento.
I sistemi a compressione (nel seguito si indicheranno per brevità con l'acronimo GFC = Gruppi Frigoriferi a Compressione) possono essere a loro volta:

- dotati di compressore alternativo, fino a potenzialità di qualche centinaio di kW_f;
- dotati di compressore a vite, fino a potenzialità di circa 1 MW_f;
- dotati di compressore centrifugo, per potenzialità ancora maggiori, fino a diversi MW_f.

Le prestazioni dei sistemi frigoriferi a compressione (espresse dal valore del COP - Coefficient Of Performance - rappresentante il rapporto fra la potenza frigorifera erogata e la potenza elettrica assorbita dal compressore) variano in un range abbastanza ampio: da circa 3,0 per i sistemi alternativi di piccola e media taglia ad oltre 5,5 per i sistemi a vite e i sistemi centrifughi di grossa taglia.

Foto 2.11 – Gruppo frigorifero di grossa taglia con compressore a vite



I sistemi ad assorbimento possono essere:

- di tipo monostadio (o a semplice effetto);
- di tipo bistadio (o a doppio effetto).

I primi possono essere alimentati ad acqua calda, acqua surriscaldata o vapore a bassa pressione (accettano temperature del fluido caldo in un range abbastanza ampio: 80÷130 °C), con valori effettivi di COP (rapporto fra potenza frigorifera erogata e potenza termica immessa) variabile nell'intervallo 0,60÷0,70. I secondi richiedono acqua surriscaldata o vapore a circa 160 °C e sono caratterizzati da valori di COP superiore all'unità (COP=1,0÷1,20).

E' evidente che, ove si dispone, in centrale, di un fluido a temperatura compatibile con i gruppi frigo bistadio, l'adozione di questa tecnologia è preferibile a quella monostadio. I maggiori costi di impianto della tecnologia bistadio rispetto a quella monostadio sono più che compensati dal deciso miglioramento del COP che caratterizza la prima soluzione.

Il settore dei GFA, peraltro, presenta interessanti novità, certamente frutto di una intensa attività di R&S stimolata, da una parte, dalla sempre maggiore richiesta di "climatizzazione estiva" e, dall'altra, dall'esigenza di mitigare l'impatto ambientale connesso ai consumi energetici per climatizzazione ambiente.

Da qualche anno sono infatti disponibili sul mercato gruppi frigoriferi ad assorbimento specificatamente sviluppati per essere accoppiati a sistemi di cogenerazione. Si tratta di gruppi, funzionanti a bromuro di litio, in grado di essere alimentati direttamente dai fumi ad alta temperatura provenienti dal generatore termico, senza passare attraverso la produzione di vapore o acqua surriscaldata.

Esistono in commercio due categorie di tali GFA:

- "Flue gas type", con sola alimentazione a fumi;
- "Flue gas/Hot water type", con alimentazione contemporanea a fumi e ad acqua calda.

Gli assorbitori con fumi e acqua calda trovano il loro impiego ottimale in accoppiamento con sistemi cogenerativi basati su motori a gas, di cui utilizzano sia i fluidi a bassa temperatura (acqua a 90÷95 °C proveniente dal recupero del calore reso disponibile dall'aftercooler,

dall'olio lubrificante, dal raffreddamento dei cilindri) che i gas di combustione ad alta temperatura (450÷500 °C). Un esempio di tale soluzione impiantistica, tratto da un caso reale in fase di valutazione, è riportato in figura 2.17.
Si tratta, in questo caso, di macchine che integrano e ottimizzano il singolo e il doppio effetto, con un incremento considerevole delle prestazioni complessive (raggiungono complessivamente valori di COP di circa 1,10÷1,15).
Gli assorbitori alimentati solo con fumi sono principalmente usati in connessione con sistemi cogenerativi basati su turbine a gas (o comunque ove esista la disponibilità di fumi ad alta temperatura). I COP realizzati sono particolarmente elevati: fino a 1,30÷1,35 disponendo di fumi a temperatura attorno ai 500 °C.

Foto 2.12 – Gruppo Frigorifero ad Assorbimento di tipo bistadio alimentato a vapore

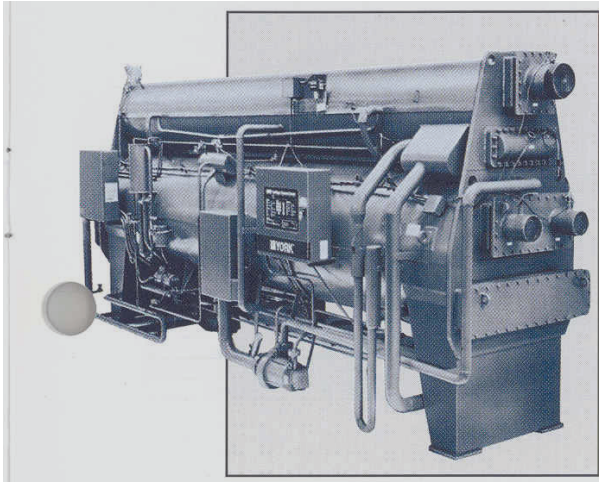
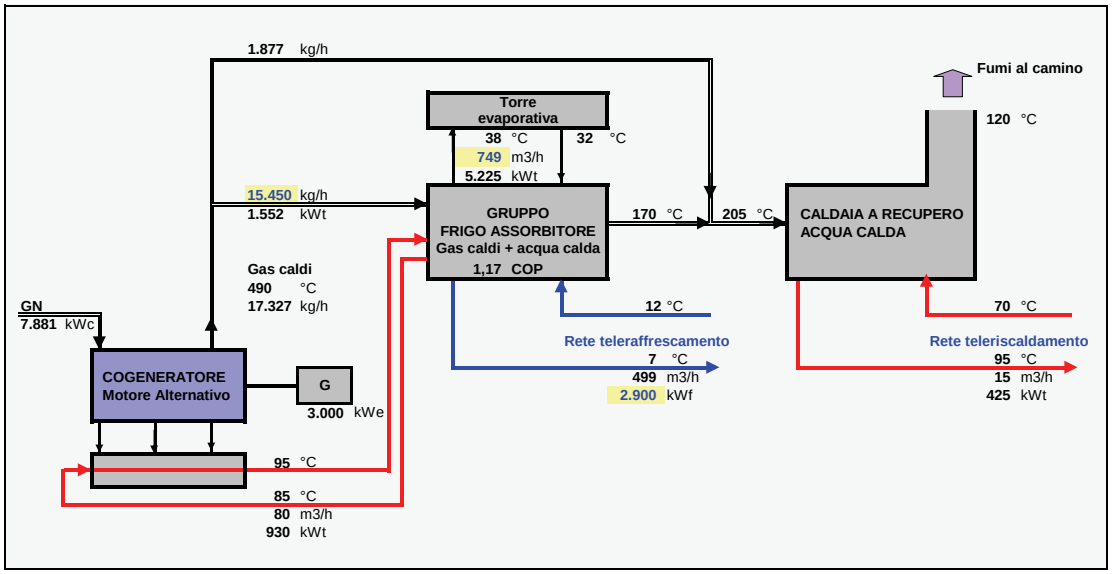
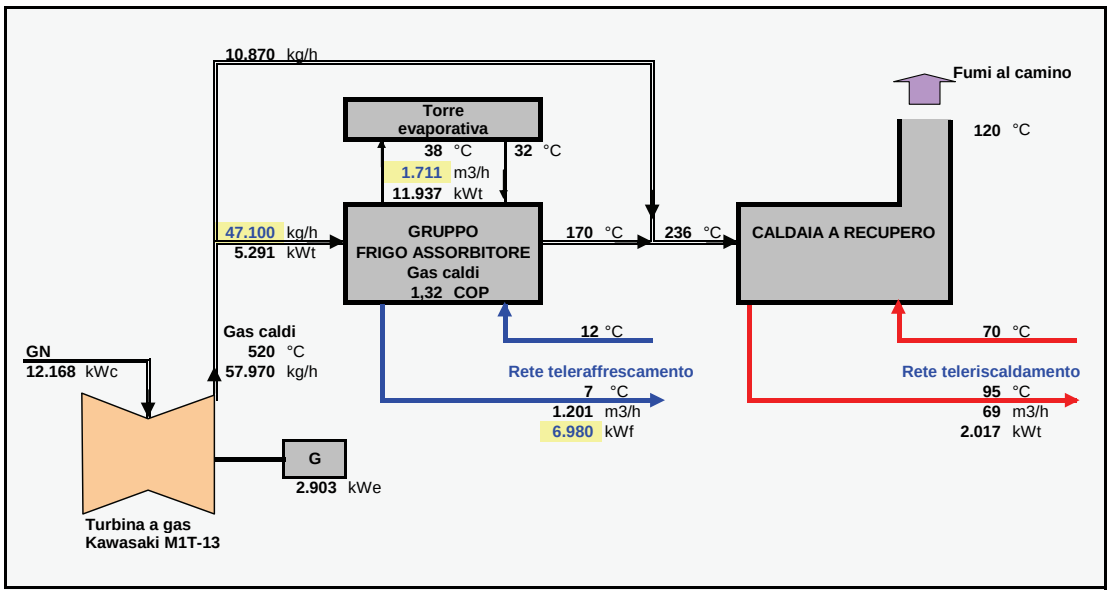


Fig. 2.17 – Schema di principio e parametri termodinamici di un sistema di trigenerazione con gruppi frigo ad assorbimento utilizzanti gas di combustione e acqua calda prodotta da un motore a gas. Assetto estivo con produzione di energia elettrica, termica e frigorifera



Un caso esempio di tale soluzione impiantistica, anche questo tratto da una iniziativa in fase di valutazione, è riportato in figura 2.18.
Quanto ai bilanci energetici e ambientali dei sistemi di teleraffrescamento basati sulla produzione centralizzata di acqua refrigerata, si riportano le elaborazioni che seguono.

Fig. 2.18 – Schema di principio e parametri termodinamici di un sistema di trigenerazione con gruppi frigo ad assorbimento utilizzanti gas di combustione di una turbina a gas. Assetto estivo con produzione di energia elettrica, termica e frigorifera



A) Gruppi frigoriferi a compressione alimentati dalla rete elettrica nazionale

In figura 2.19 è riportato lo schema di principio di una rete di teleraffrescamento alimentata da gruppi frigo dotati di compressore centrifugo di grande potenzialità (potenza unitaria >3 MW_f; COP=5,0), alimentati da energia elettrica prelevata interamente dalla rete elettrica nazionale in media tensione.
I consumi di energia primaria e le emissioni del sistema frigorifero sono, evidentemente, nel caso preso a riferimento, quelli del Sistema Elettrico Nazionale (SEN). Per esigenze di esposizione, la figura anticipa la configurazione e il bilancio energetico-ambientale del SEN, che sarà trattato nel successivo paragrafo 2.12.
Si rileva che per ogni kWh_f erogato dalla rete di teleraffrescamento presa a riferimento, il Sistema Elettrico Nazionale:

- consuma 0,572 kWh_c;
- emette 145 g di CO_2.

La figura 2.20 e la figura 2.21 illustrano, rispettivamente, l'andamento dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO_2 attribuibili ad una rete di teleraffrescamento in funzione delle prestazioni dei gruppi GFC installati in centrale. I bilanci energetici e ambientali tengono conto dei consumi del sistema di condensazione (pompe del circuito di raffreddamento e ventilatori

della torre evaporativa) e del fatto che tali consumi diminuiscono all'aumentare dell'efficienza dei gruppi frigo.
Si vuole evidenziare, con riferimento al range delle prestazioni considerato nelle figure suddette, che i generatori di acqua refrigerata installati nei sistemi a rete sono caratterizzati da taglie medio-grandi (generalmente >0,5 MW_f) per cui valori di COP inferiori a 4,0 non sono effettivamente riscontrabili in tali situazioni.

Fig. 2.19 – Bilancio energetico di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione alimentati dal Sistema Elettrico Nazionale (SEN)

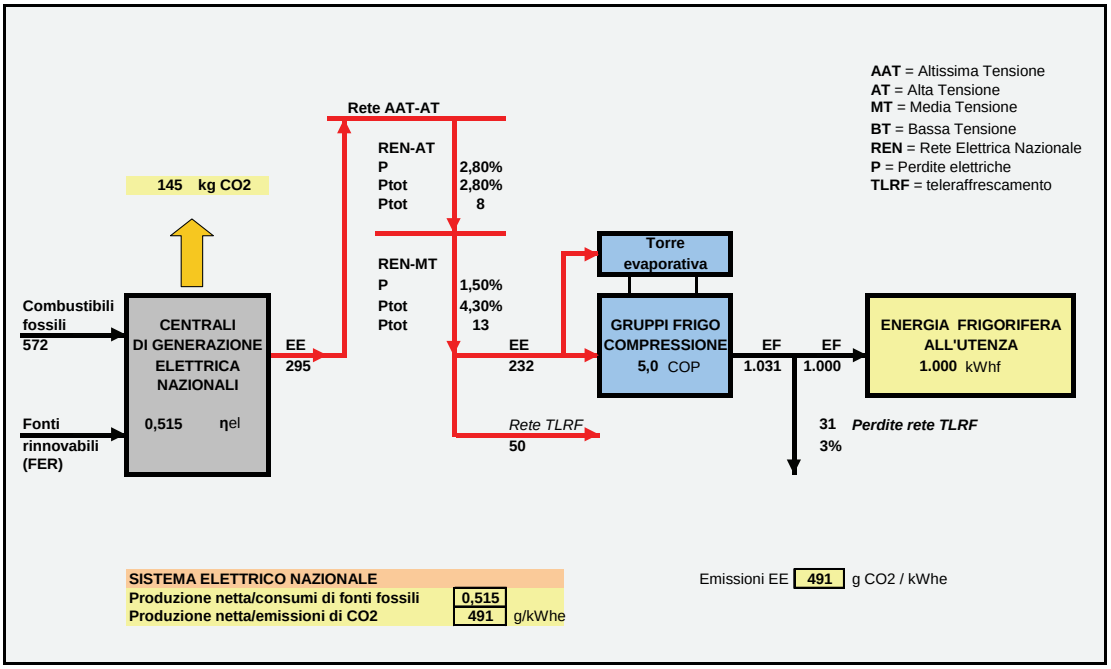


Fig. 2.20 – Teleraffrescamento con GFC Consumi specifici di fonti fossili

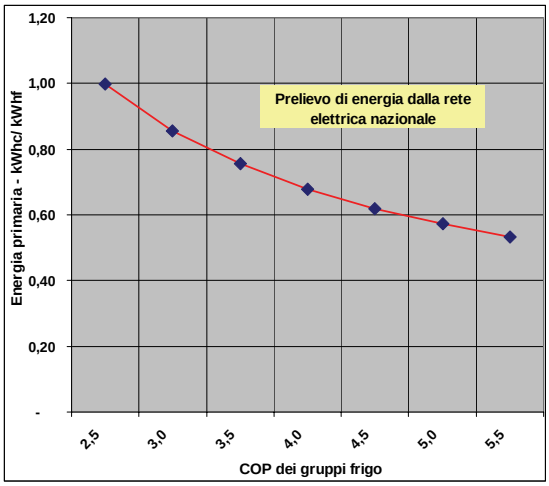
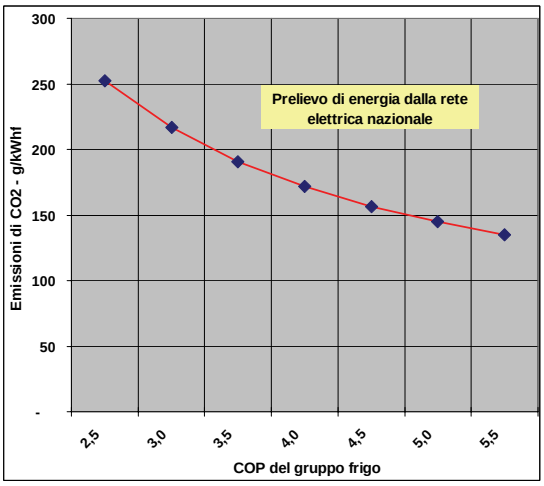


Fig. 2.21 – Teleraffrescamento con GFC Emissioni di CO_2



B) Gruppi frigoriferi a compressione alimentati tramite energia elettrica cogenerata

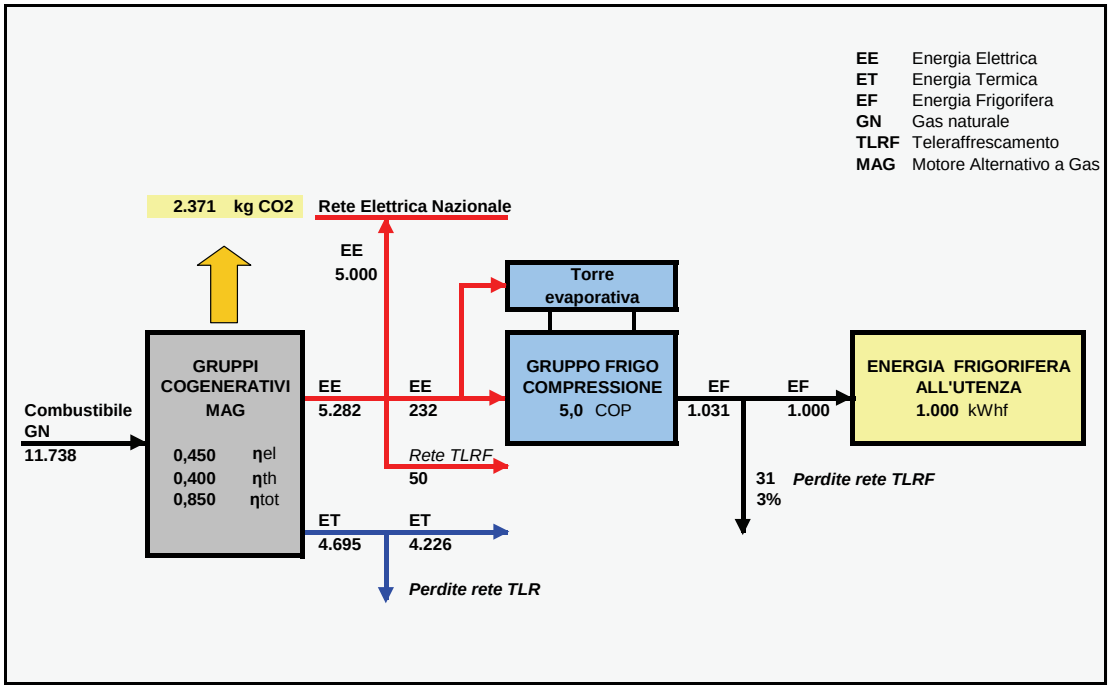
Più complesso è il caso di una centrale che produca contemporaneamente energia termica, elettrica e frigorifera e i gruppi frigo sono alimentati (per intero od in parte) dall'energia elettrica cogenerata in loco.

In tal caso i consumi di energia primaria e le emissioni di CO_2 attribuibili alla produzione dell'energia frigorifera sono inglobati nei consumi e nelle emissioni delle unità cogenerative, che sono attribuibili alla produzione energetica totale (calore, freddo ed energia elettrica) ma non separatamente ai tre vettori prodotti.

Il problema, è evidente, è del tutto analogo a quello posto dalla *"Teoria dei costi congiunti"*, che tratta dell'impossibilità di determinare il costo di produzione dei singoli vettori energetici prodotti da un sistema di cogenerazione se non si fissa convenzionalmente il valore di uno dei due.

In altri termini, con riferimento al bilancio energetico-ambientale del sistema di trigenerazione di figura 2.22, non è possibile determinare i consumi di energia primaria e le emissioni attribuibili all'energia frigorifera erogata dal sistema, se non fissando (convenzionalmente) i valori di queste per gli altri due vettori energetici. Il sistema, insomma, va trattato complessivamente: confrontando i consumi di energia primaria (11.738 kWh_c) e le emissioni di CO_2 (2.371 kg) con quelle del sistema convenzionale che produce le medesime quantità utili di energia frigorifera (1.000 kWh_f), energia termica (4.226 kWh_t) ed energia elettrica (5.000 kWh_e) prodotte dal sistema di trigenerazione. Vale a dire: il principio posto, nel capitolo 1 del presente documento, a base della metodologia proposta.

Fig. 2.22 – Bilancio energetico di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione alimentati da un sistema cogenerativo tipo MAG



C) Gruppi frigoriferi a compressione e ad assorbimento alimentati tramite energia cogenerata

Si propone il caso, estremamente interessante, illustrato in figura 2.23, di un sistema di teleraffrescamento alimentato interamente da energia di origine cogenerativa, prodotta da una opportuna combinazione di gruppi frigo a compressione (alimentati da energia elettrica cogenerata da un Motore Alternativo a Gas) e da gruppi frigo ad assorbimento alimentati dallo stesso cogeneratore (tipo "Flue gas / Hot water").

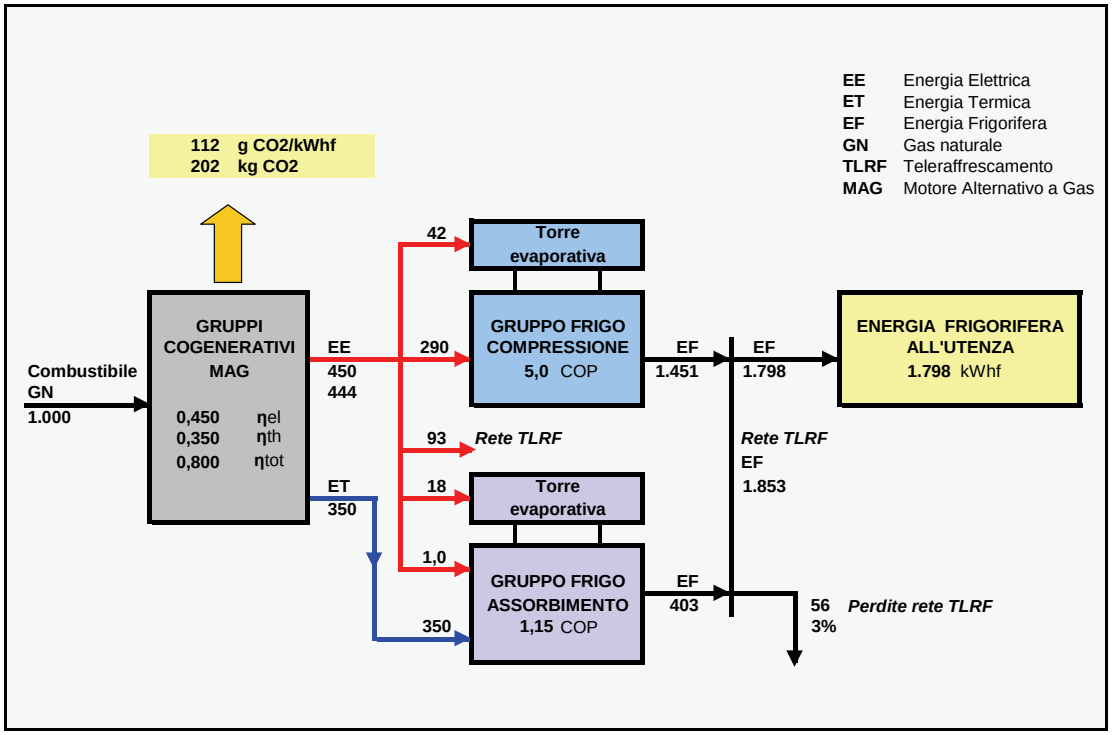
In tal caso i consumi di fonti fossili e le emissioni di CO_2 attribuibili all'energia frigorifera erogata all'utenza coincidono con quelli del cogeneratore.

In sintesi, per ogni kWh_f, il sistema di teleraffrescamento:

- consuma circa 0,556 kWh_c di fonti primarie fossili;
- emette 112 g di CO_2.

Rispetto ad un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione alimentati interamente dalla rete elettrica nazionale (bilancio di figura 2.19) si rileva una sostanziale indifferenza dei consumi di fonti fossili, ma un sensibile miglioramento dell'impatto ambientale (le emissioni di CO_2 diminuiscono di quasi il 25%).

Fig. 2.23 – Bilancio energetico e ambientale di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi a compressione e gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati da un sistema cogenerativo



2.11.2 Produzione di acqua refrigerata presso le utenze

Nella configurazione rappresentata in figura 2.16 i sistemi di produzione dell'energia frigorifera possono essere unicamente di tipo ad assorbimento monostadio, essendo la fonte costituita da acqua calda o surriscaldata con temperature mai superiori ai 120÷125 °C.
Ovviamente anche in questa configurazione i GFA possono essere eserciti (come effettivamente avviene) in parallelo con gruppi frigo a compressione (le due tecnologie producono acqua refrigerata agli stessi livelli di temperatura).
I GFA, in generale, svolgono la funzione di copertura del carico di base; mentre i GFC, caratterizzati da una maggiore flessibilità di esercizio, sono destinati alla modulazione del carico.
I GFC "locali" non sostituiscono tuttavia alcun sistema convenzionale (sono tali essi stessi) e, pertanto, non vengono presi in considerazione nella presente trattazione. In altri termini: stante il fatto che questi non modificano, per la quota di energia da essi prodotta, la situazione "preesistente", possono essere ignorati nel confronto energetico e ambientale fra sistema convenzionale e sistema innovativo.
Quanto ai bilanci energetici e ambientali di un sistema di teleriscaldamento con gruppi frigo ad assorbimento presso le utenze, si rimarca che, stante i limiti insiti nella tecnologia monostadio (COP = 0,60÷0,70), il ricorso a tale tecnologia produce benefici energetici e ambientali (nonchè economici) solo se la rete di teleriscaldamento è alimentata da calore a "basso contenuto" di fonti fossili, quale:

- calore da fonti rinnovabili (geotermia, biomasse, ecc.);
- calore da recupero da processi industriali;
- calore da incenerimento RSU;
- calore da cogenerazione.

A riprova di quanto ora affermato si riporta la figura 2.24, che illustra il bilancio energetico di una rete di teleriscaldamento realmente in esercizio che, seppure dotata di un sistema di produzione dell'energia di tipo cogenerativo (turbogas in recupero semplice), nel periodo estivo, a causa del basso carico termico complessivo richiesto dalla rete e la non convenienza economica ad esercire il turbogas, viene alimentata esclusivamente dalle caldaie di integrazione.
La rete di teleriscaldamento qui presa ad esempio alimenta, giusto nel periodo in cui il sistema di cogenerazione è posto fuori servizio, due gruppi frigo ad assorbimento monostadio da 800 kW_f ciascuno al servizio di un complesso ospedaliero.
Confrontando il bilancio di figura 2.24 con quello di gruppi frigo a compressione alimentati dal sistema elettrico nazionale (grafici di figura 2.20 e figura 2.21), si rileva che, nel caso preso in esame, i consumi di energia fossile e le emissioni di CO_2 sono sensibilmente superiori a quelli di qualsiasi sistema a compressione (anche di piccole dimensioni e prestazioni scadenti). Infatti, con riferimento ad 1 kWh_f erogato all'impianto d'utenza, risulta:

- consumo di fonti fossili del sistema con GFA: 1,83 kWh_c
- consumo di fonti fossili dei sistemi GFC: 0,53÷1,00 kWh_c
- emissioni di CO_2 del sistema con GFA: 375 g
- emissioni di CO_2 dei sistemi con GFC: 135÷253 g

Quella illustrata in figura 2.24 è, beninteso, una situazione limite (benché effettivamente riscontrabile in non pochi impianti), espressamente scelta per evidenziare i limiti insisti nella tecnologia dei GFA monostadio.
In generale, tuttavia, il calore erogato da una rete di teleriscaldamento ad un sistema GFA localizzato presso l'utenza è prodotto da un mix di fonti, secondo lo schema di principio di figura 2.25, che riporta un caso esempio in cui il 60% dell'energia termica immessa in rete è di origine cogenerativa e la restante quota è prodotta in parti uguali da caldaie a biomassa e da caldaie a gas.
In tal caso, per quanto già argomentato in precedenza (vedasi la figura 2.22), non è concettualmente possibile determinare il consumo di fonti fossili e le emissioni attribuibili all'energia frigorifera prodotta dai GFA.
Il sistema, anche in questo caso, va trattato complessivamente: confrontando i consumi di energia primaria (17.227 kWh_c) e le emissioni di CO_2 (3.478 kg) con quelle del sistema convenzionale che produce le medesime quantità utili di energia frigorifera (1.000 kWh_f), energia termica (8.462 kWh_t) ed energia elettrica (6.413 kWh_e) prodotte dal sistema che alimenta la rete di teleriscaldamento.

Fig. 2.24 – Bilancio energetico di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi monostadio presso l'utenza alimentati da calore prodotto da caldaie

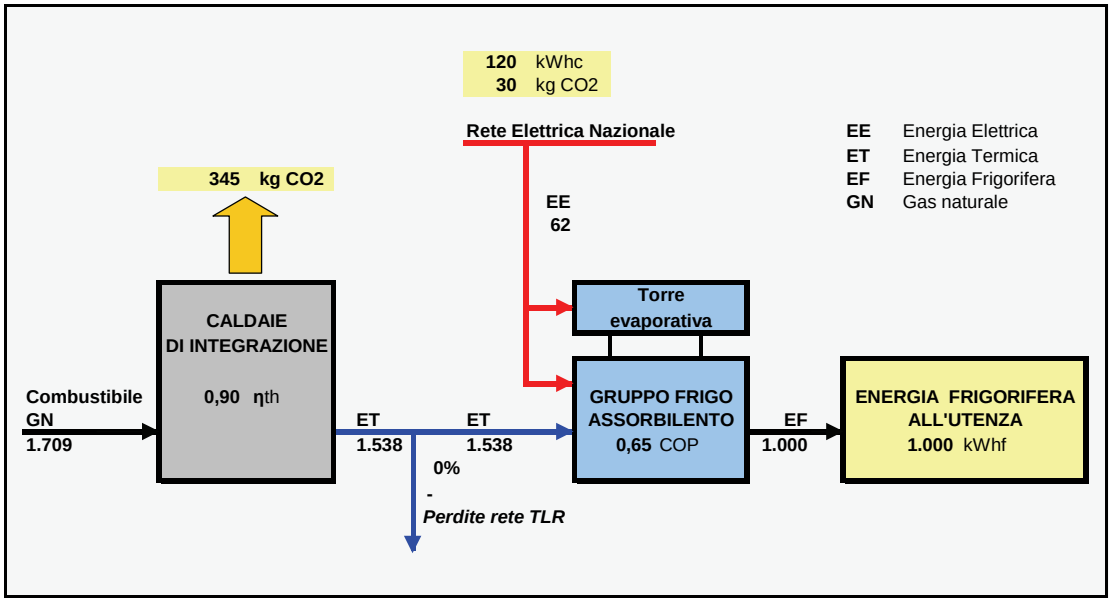
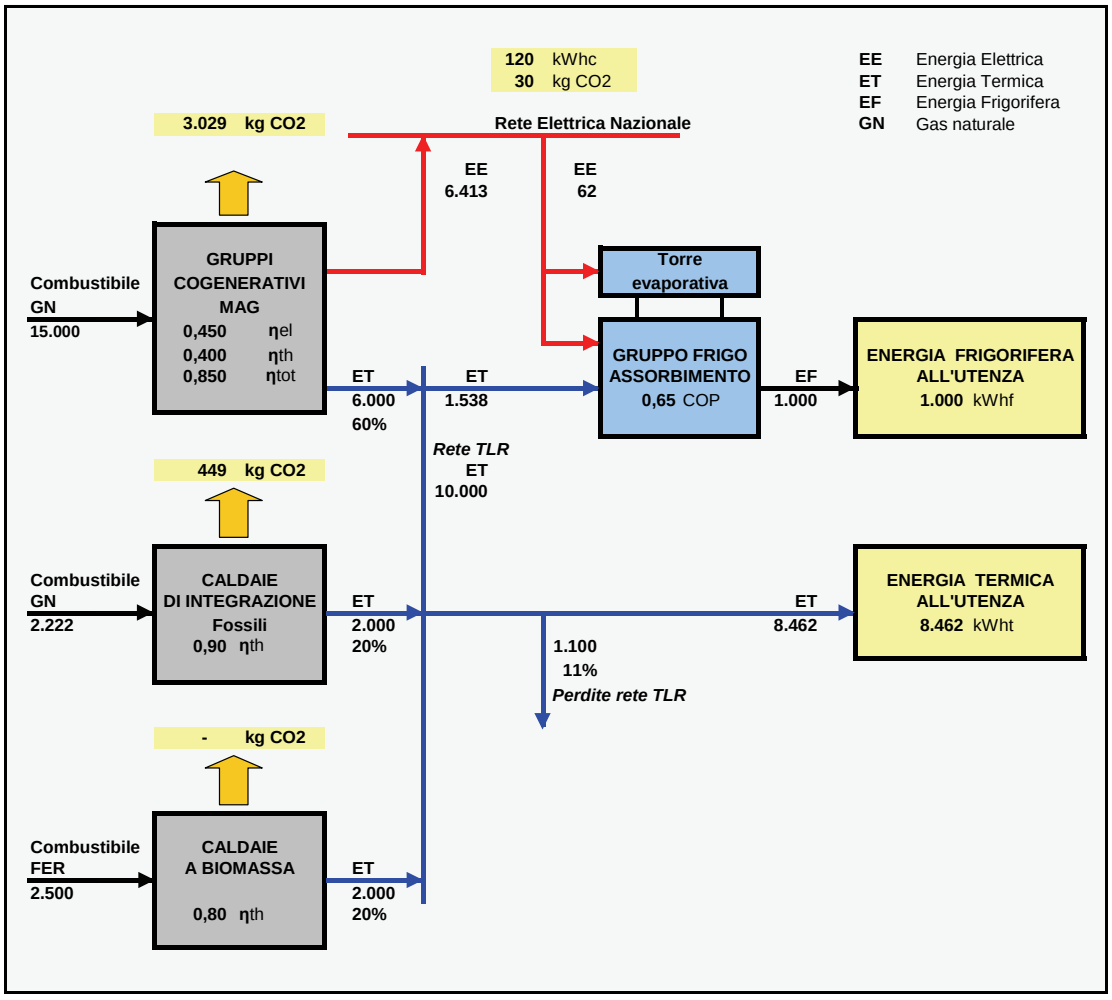


Fig. 2.25 – Bilancio energetico e ambientale di un sistema di teleraffrescamento con gruppi frigoriferi monostadio presso l'utenza alimentati da calore prodotto da un mix di fonti



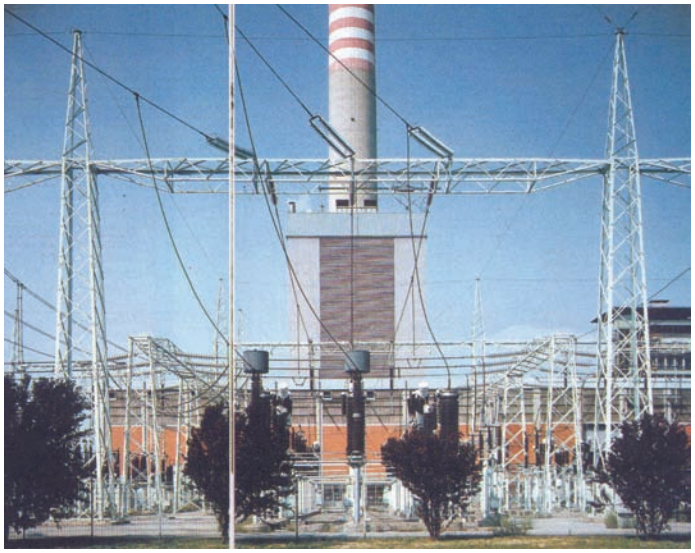
2.12 Il sistema elettrico nazionale

Il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) fa parte, a tutti gli effetti, delle fonti energetiche che alimentano un sistema di teleriscaldamento.

Infatti:

- il SEN fornisce la totalità dell'energia elettrica di cui abbisogna il sistema di teleriscaldamento (per pompaggio dell'acqua di rete, per gli ausiliari di centrale, per eventuali gruppi frigo a compressione, per eventuali pompe di calore) nei casi in cui questo non prevede, fra le sue fonti, un sistema di cogenerazione;
- il SEN fornisce, in genere, una quota dei fabbisogni elettrici del sistema di teleriscaldamento anche laddove risulta installato un sistema di cogenerazione (ad esempio: nei periodi di fermata di tali impianti e per le eventuali centrali termiche decentrate rispetto alla centrale cogenerativa).

Foto 2.13 – Il sistema elettrico nazionale è una delle fonti energetiche che alimenta un sistema di teleriscaldamento



È necessario, pertanto, per gli scopi che si prefigge il presente documento, caratterizzare l'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale, sia in termini di consumi specifici di fonti primarie fossili che di emissioni di CO_2.
A tale scopo si riporta una analisi del sistema elettrico nazionale, trascurando la quota di energia importata, a causa della difficoltà di reperimento dei dati relativi alle tecnologie di generazione di questa quota.
La tabella 2.5, elaborata a partire dai dati pubblicati da TERNA, riporta la produzione netta di energia elettrica in Italia nel 2006 (ultimi dati disponibili al momento della redazione del presente rapporto tecnico) e i consumi specifici medi del parco centrali in esercizio.
Nella tabella. 2.6 sono riportati i consumi di fonti primarie nello stesso anno e la stima delle emissioni di CO_2, effettuata adottando i fattori di emissione di tabella 2.1.
In sintesi, nell'anno preso a riferimento risulta quanto riportato in tabella 2.7:
Nel presente documento si assume che l'energia elettrica prelevata dal sistema di teleriscaldamento sia caratterizzato dai parametri medi del sistema elettrico complessivo, cioè comporti (ai confini del sistema di generazione):

- un consumo di fonti primarie fossili pari a 1.670 kcal per ogni kWh_e netto prodotto;
- quindi un rapporto fra energia elettrica e fonti primarie fossili (che indicheremo, seppure impropriamente, come "rendimento elettrico complessivo rispetto alle fonti fossili") pari a 0,515 kWh_e/kWh_c;
- emissioni di CO_2 pari a 491 g/kWh_e.

Tab. 2.5 – Il sistema elettrico nazionale – Anno 2006
Produzione netta e consumi specifici

A - Impianti con sola produzione di energia elettrica

	TECNOLOGIA	Solidi GWh	Gas naturale GWh	Gas derivati GWh	Prodotti petroliferi GWh	Altri solidi GWh	Altri gassosi GWh	Totale GWh	Consumi specifici kcal/kWh
A1	A combustione interna	-	241,1	23,1	261,5	32,6	980,8	**1.539**	**2.698**
A2	A turbine a gas	-	678,7	-	86,5	-	34,2	**799**	**3.244**
A3	A vapore a condensazione	39.167	5.549,0	1.914,9	23.351,5	1.802,8	-	**71.786**	**2.586**
A4	A ciclo combinato gas-vapore	-	57.116,7	-	2,6	16,8	-	**57.136**	**1.615**
A5	Ripotenziato	-	15.197,5	-	1.913,5		-	**17.111**	**2.214**
	Totale A	**39.167**	**78.783**	**1.938**	**25.616**	**1.852**	**1.015**	**148.371**	
		26%	**53%**	**1%**	**17%**	**1%**	**1%**	**100%**	
	Consumi specifici - kcal/kWh	**2.571**	**1.803**	**2.580**	**2.471**	**4.778**	**2.658**	**2.174**	

B - Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore

	TECNOLOGIA	Solidi GWh	Gas naturale GWh	Gas derivati GWh	Prodotti petroliferi GWh	Altri solidi GWh	Altri gassosi GWh	Totale GWh	Consumi specifici kcal/kWh
B1	A combustione interna	-	1.671,3	154,1	80,3	169,8	109,1	**2.185**	**1.687**
B2	A turbine a gas	-	5.358,5	-	542,9	30,9	0,6	**5.933**	**1.625**
B3	A ciclo combinato gas-vapore	-	55.652,3	3.254,1	1.871,9	10.269,3	0,6	**71.048**	**1.689**
B4	A vapore a contropressione	477	2.067,3	13,4	1.162,0	1.169,8	18,8	**4.908**	**1.657**
B5	A vapore a condens/spillamento	-	1.092,6	262,9	3.872,6	2.050,1	85,2	**7.363**	**2.633**
	Totale B	**477**	**65.842**	**3.685**	**7.530**	**13.690**	**214**	**91.437**	
		1%	**72%**	**4%**	**8%**	**15%**	**0%**	**100%**	
	Consumi specifici - kcal/kWh	**1.903**	**1.683**	**2.105**	**2.061**	**1.856**	**2.060**	**1.759**	

C - Impianti a FER: idrica, geotermica, eolica, fotovoltaica

	Totale C	**49.721**

	Totale A+B	**39.644**	**144.625**	**5.623**	**33.145**	**15.542**	**1.229**	**239.808**
		17%	**60%**	**2%**	**14%**	**6%**	**1%**	**100%**
	Consumi specifici - kcal/kWh	**2.563**	**1.748**	**2.269**	**2.378**	**2.204**	**2.554**	**2.016**

	Totale A+B+C	**39.644**	**144.625**	**5.623**	**33.145**	**15.542**	**1.229**	**289.529**	**1.670**

Tab. 2.6 – Il sistema elettrico nazionale – Anno 2006
Consumo di fonti primarie ed emissioni di CO_2

EMISSIONI SPECIFICHE DI CO2		
Produzione NETTA	**289.529**	GWhe
Consumi energia	**562.084**	GWhc
Sistema elettrico nazionale	**491**	g/kWhe
Impianti A	**666**	g/kWhe
Impianti B	**474**	g/kWhe
Impianti A+B	**592**	g/kWhe
Impianti C	**-**	g/kWhe

SISTEMA TERMOELETTRICO NAZIONALE — **CONSUMI FONTI PRIMARIE - EMISSIONI**

A - Impianti con sola produzione di energia elettrica

	TECNOLOGIA	Solidi GWhc	Gas naturale GWhc	Gas derivati GWhc	Prodotti petroliferi GWhc	Altri solidi GWhc	Altri gassosi GWhc	Totale GWhc
A1	A combustione interna	-	704	59	739	323	3.004	**4.829**
A2	A turbine a gas	-	2.470	-	413	-	133	**3.016**
A3	A vapore a condensazione	117.089	15.608	5.755	67.567	9.878	-	**215.897**
A4	A ciclo combinato gas-vapore	-	107.189	-	13	90	-	**107.292**
A5	Ripotenziato	-	39.184	-	4.861	-	-	**44.045**
	Totale A (GWhc)	**117.089**	**165.153**	**5.814**	**73.594**	**10.291**	**3.137**	**375.078**
		31%	**44%**	**2%**	**20%**	**3%**	**1%**	**100%**
	Emissioni di CO2 (Mt)	**39,5**	**33,4**	**1,2**	**20,6**	**3,5**	**0,6**	**98,8**
	Emissioni di CO2 (g/kWhe)	**1.009**	**423**	**606**	**804**	**1.875**	**624**	**666**

B - Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore

	TECNOLOGIA	Solidi GWhc	Gas naturale GWhc	Gas derivati GWhc	Prodotti petroliferi GWhc	Altri solidi GWhc	Altri gassosi GWhc	Totale GWhc
B1	A combustione interna	-	3.106	400	186	327	266	**4.286**
B2	A turbine a gas	-	10.172	-	992	46	2	**11.212**
B3	A ciclo combinato gas-vapore	-	109.612	7.587	4.238	18.073	2	**139.512**
B4	A vapore a contropressione	1.055	3.314	27	1.858	3.147	52	**9.454**
B5	A vapore a condens/spillamento	-	2.631	1.004	10.767	7.950	191	**22.542**
	Totale B (GWhc)	**1.055**	**128.834**	**9.018**	**18.042**	**29.544**	**513**	**187.006**
		1%	**69%**	**5%**	**10%**	**16%**	**0%**	**100%**
	Emissioni di CO2 (Mt)	**0,4**	**26,0**	**1,8**	**5,0**	**10,0**	**0,1**	**43,3**
	Emissioni di CO2 (g/kWhe)	**747**	**395**	**494**	**671**	**728**	**484**	**474**

Totale A+B (GWhc)	**118.144**	**293.988**	**14.832**	**91.636**	**39.834**	**3.650**	**562.084**
	21%	**52%**	**3%**	**16%**	**7%**	**1%**	**100%**
Emissioni di CO2 (Mt)	**39,9**	**59,4**	**3,0**	**25,6**	**13,4**	**0,7**	**142,1**
Emissioni di CO2 (g/kWhe)	**1.006**	**411**	**533**	**774**	**865**	**600**	**592**

Tab. 2.7 – Bilancio energetico e ambientale del Sistema Elettrico Nazionale
Sistema di generazione – Solo centrali nazionali (anno 2006)

Consumi di fonti primarie fossili	**562.084**	GWhc
Produzione elettrica netta (termoelettrica + FER)	**289.529**	GWhe
Emissioni di CO2	**142,1**	Mt
Consumo specifico totale in rapporto alle sole fonti primarie fossili	**1.670**	kcal/kWhe
Rendimento netto totale rispetto alle sole fonti primarie fossili	**0,515**	
Emissioni specifiche di CO2 degli impianti termoelettrici in sola produzione elettrica (A)	**666**	g/kWhe
Emissioni specifiche di CO2 degli impianti termoelettrici in produzione combinata (B)	**474**	g/kWhe
Emissioni specifiche di CO2 degli impianti termoelettrici totali (A+B)	**592**	g/kWhe
Emissioni specifiche totali di CO2 del sistema elettrico nazionale (rispetto all'energia totale netta)	**491**	g/kWhe

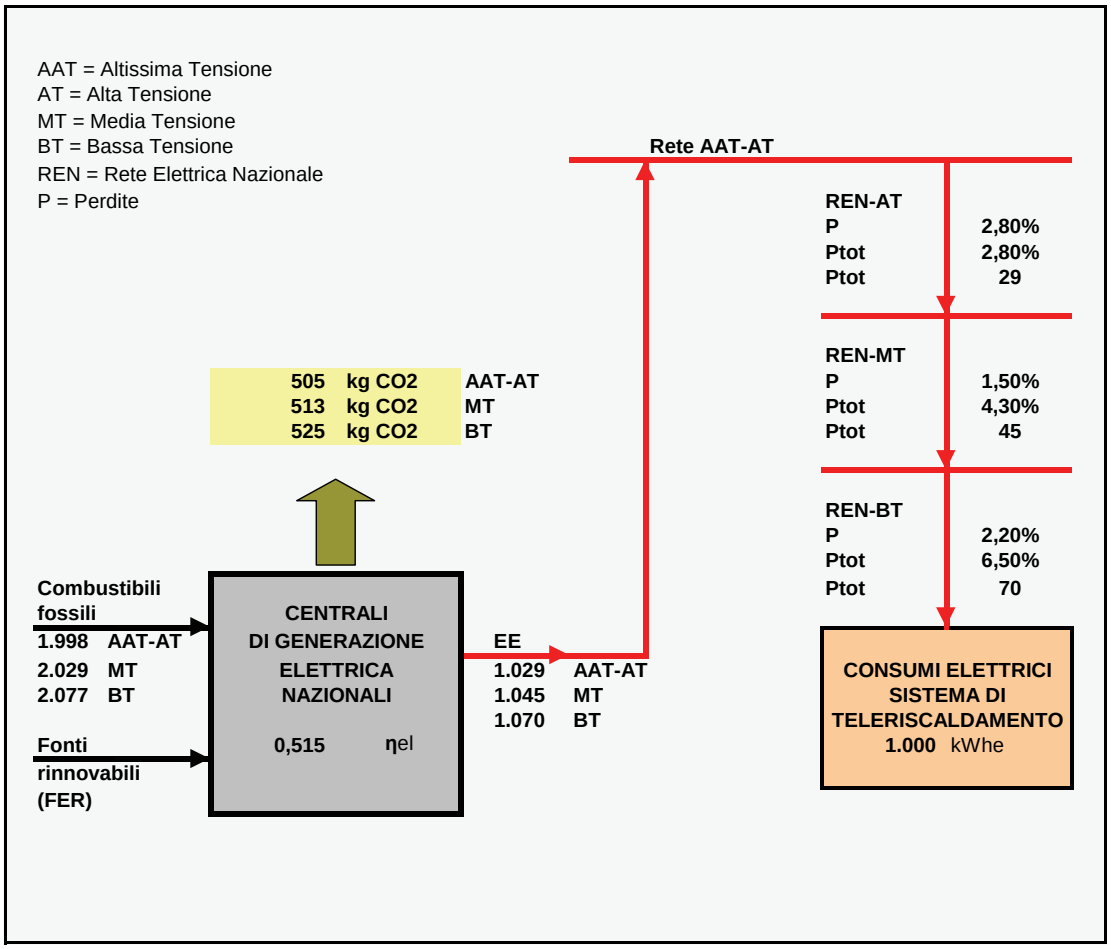
Ai fini della corretta ricostruzione del bilancio energetico e ambientale del sistema di teleriscaldamento occorre poi tener conto delle perdite di rete fra i siti di generazione e i punti di consumo (le centrali che alimentano gli stessi sistemi di teleriscaldamento).
Tali perdite di rete sono assunte coerentemente con i valori indicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) nella delibera n. 42/2002, da cui risulta:

Perdite medie sulla rete elettrica di trasmissione nazionale in altrissima tensione (AAT: >200 kV) e in alta tensione (AT: 100÷200 kV) *[1]*	**2,8%**
Perdite medie sulla rete nazionale in MT (0,4÷50 kV)	**1,5%**
Perdite medie sulla rete di distribuzione in bassa tensione (< 0,4 kV)	**2,2%**

[1] Perdite percentuali rispetto all'energia totale immessa in rete

Tenendo conto delle perdite di rete, i consumi di energia primaria e le emissioni di CO_2 attribuibili all'energia elettrica prelevata dalla rete esterna da un sistema di teleriscaldamento (come, d'altronde, da qualsiasi altra utenza) dipendono dalla tensione alla quale l'energia viene prelevata dalla rete nazionale.
Il sistema elettrico nazionale è pertanto schematizzabile come in figura 2.26. I parametri energetici e ambientali sono sintetizzati in tabella 2.8.

Fig. 2.26 – Il Sistema Elettrico Nazionale, escluso importazioni
Parametri energetici e ambientali



Tab. 2.8 – Parametri energetici e ambientali del Sistema Elettrico Nazionale che alimenta una rete di teleriscaldamento

Tensione di interconnessione [1]		Rendimento netto centrali nazionali [2]	Perdite sulla rete [3]	Rendimento netto totale [4]	Consumi energia primaria [4] kWhc/kWhe	Emissioni CO2 [4] g/kWhe
AAT-AT	> 100 kV	0,515	2,8%	0,501	1.998	505
MT	0,4÷50 kV	0,515	1,5%	0,493	2.029	513
BT	<= 0,4 kV	0,515	2,2%	0,482	2.077	525

[1] Tensione alla quale l'energia elettrica viene prelevata dalla rete elettrica nazionale
[2] Inteso come: energia elettrica netta prodotta / consumi di energia primaria fossile
[3] Percentuale dell'energia totale immessa in rete
[4] Riferito all'energia prelevata dalla rete dal sistema di teleriscaldamento

Cap. 3 Consumi di energia primaria ed emissioni del sistema termico sostituito

Il sistema termico sostituito (TS) è costituito da generatori di calore (per produzione di acqua calda, acqua surriscaldata, aria calda o vapore a bassa pressione) dimensionati per il servizio di riscaldamento di singoli o pochi edifici, di taglia (indicativamente) compresa fra 50 kW_t (caldaie di foto 3.1) e alcuni MW_t (caldaie di foto 3.2, installate nella centrale termica di un ospedale).
È evidente che la gamma di generatori compresa in tale range di potenza presenta rendimenti molto variabili, in relazione non solo alla taglia (e ciò emerge da un puro esame visivo dei due impianti raffigurati), ma anche – e forse soprattutto – alle modalità gestionali.
Ai fini della presente proposta si assume un rendimento termico medio annuo standard, unico per tutti i generatori sostituiti, pari ad η_{ts} = 0,80, tutti supposti alimentati a gas naturale.

Quanto alla prima assunzione, si vuole evidenziare la coerenza con il valore indicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nella Delibera N. 42/02 (rendimento del sistema termico sostituito ai fini del riconoscimento della qualifica di impianto di cogenerazione al servizio di una rete di teleriscaldamento).
Quanto alla seconda ipotesi (uso esclusivo di gas naturale, a fronte di una situazione effettiva che vede, oggi, un mix di gas naturale e gasolio), questa è frutto di un approccio cautelativo ed è, inoltre, giustificata dal trend in atto, che fa prevedere, in un orizzonte temprale di 5÷10 anni, un ruolo assolutamente marginale dei combustibili non gassosi nel riscaldamento degli ambienti.

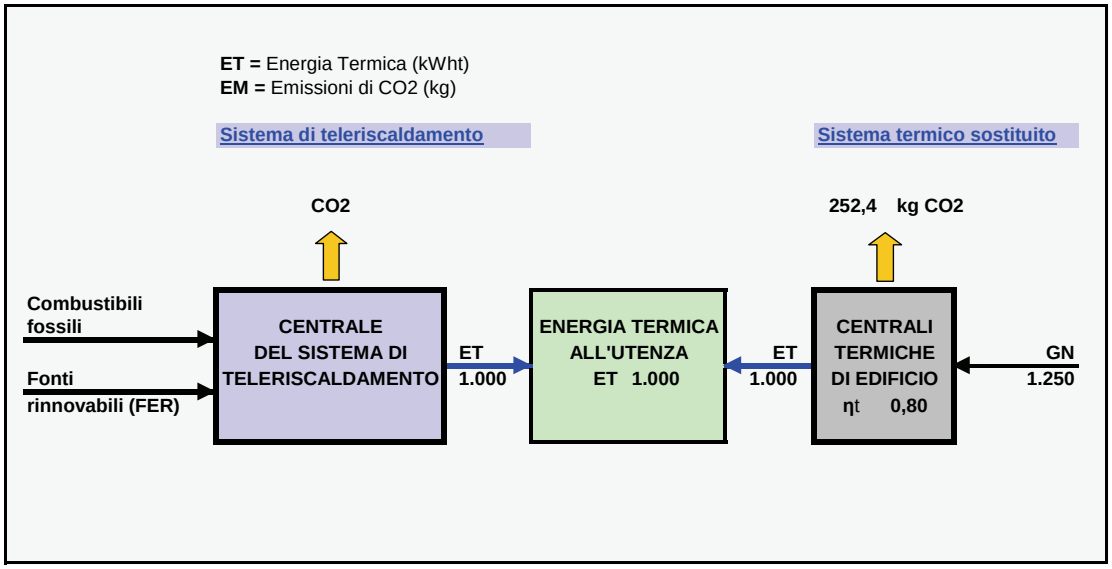
Foto 3.1 – Caldaie di piccole dimensioni al servizio di un singolo edificio (circa 75 kW_t)

Foto 3.2 – Caldaie di grossa taglia installate presso un ospedale (circa 2 MW_t cadauna)

Le emissioni di CO_2 attribuibili alla combustione del gas naturale nelle caldaie di edificio sono ancora quelle riportate in tabella 2.1. Riferite all'unità fisica del combustibile (lo standard metro cubo di gas), queste risultano pari a 1.937 g di $C0_2$ per ogni Sm^3 di gas bruciato.
In figura 3.1 è riportato il bilancio energetico e ambientale del sistema termico convenzionale sostituito, riferito alla produzione di 1.000 kWh_t di energia utile. In sintesi, per ogni kWh_t utile prodotto risulta:

- un consumo di 1,25 kWh_c di energia primaria fossile (GN);
- una emissione di circa 252 g di CO_2.

Fig. 3.1 – Il sistema termico sostituito dal calore erogato da una rete di teleriscaldamento



Cap. 4 Consumi di energia primaria ed emissioni del sistema frigorifero sostituito

Il "Sistema Frigorifero Sostituito" è costituito da sistemi di produzione dell'energia frigorifera (sotto forma di acqua refrigerata alla temperatura di 6÷7 °C) destinata alla climatizzazione estiva degli edifici, aventi le seguenti prestazioni medie annue:

a) sistemi di piccola taglia (da alcune decine di kW_f a 300÷400 kW_f): gruppi dotati di compressore alternativo, con condensatore ad aria, aventi un COP (Coefficent Of Performance) medio annuo dell'ordine di 2,5÷3,0;
b) sistemi di media taglia (400÷1.000 kW_f): gruppi dotati di compressore alternativo, o a vite nella gamma superiore, con condensatore raffreddato ad acqua di torre, aventi un COP medio annuo dell'ordine di 3,0÷4,5;
c) sistemi di grossa taglia (>1.000 kW_f): gruppi dotati di compressore a vite o centrifugo (nelle gamme superiori), raffreddati ad acqua di torre, aventi un COP medio annuo complessivo dell'ordine di 4,5÷5,5.

Per COP medio si intende l'effetto utile netto del solo gruppo frigorifero, quindi escluso i consumi elettrici del sistema di condensazione: pompe del circuito acqua di torre, ventilatori del condensatore ad aria, ventilatori di torre.

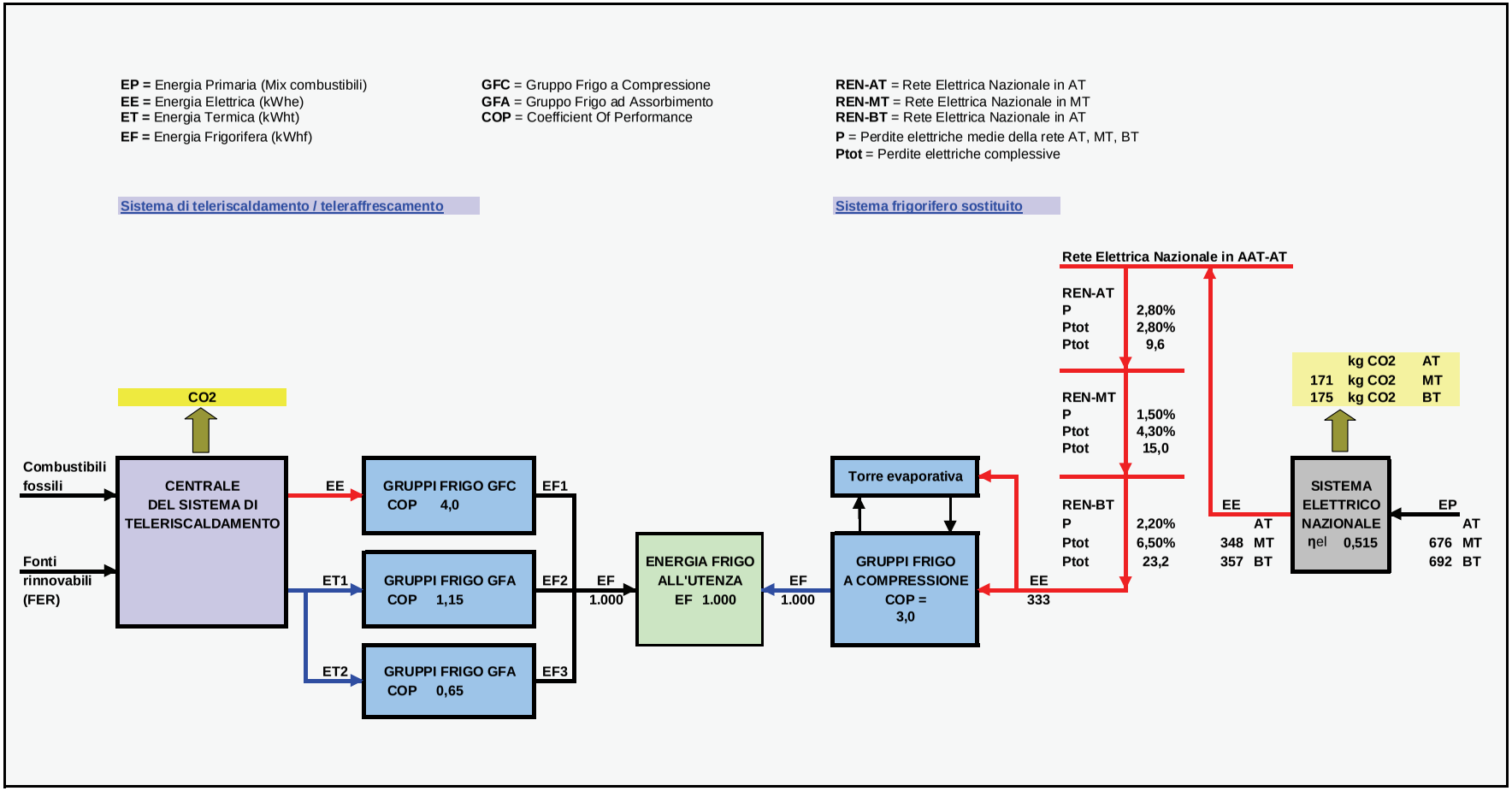
Nel confronto fra sistema di teleraffrescamento e sistema convenzionale occorre ovviamente tener conto anche dei consumi attribuibili al circuito di condensazione, peraltro di entità anche notevolmente diversa fra sistemi a compressione e sistemi ad assorbimento.

Ai fini della individuazione del COP medio del "Sistema Frigorifero Sostituito", si ripropongono le argomentazioni (condivise) dell'AEEG contenute nella Delibera N. 177/05 emanata in attuazione del "Decreto Ministeriale gas" del 20 luglio 2004 (*Nuova individuazione degli obiettivi di risparmio energetico)*, ove, al paragrafo 4.4 della Scheda Tecnica N. 21; la stessa AEEG dispone che *"Per quanto riguarda la produzione di energia frigorifera, si ritiene che l'indice di prestazione debba essere considerato in linea con i sistemi convenzionali dotati di compressore a vite o centrifugo e con raffreddamento mediante torre evaporativa o torre a secco. L'indice di prestazione energetica dovrebbe corrispondere a quello medio stagionale comprensivo dei consumi elettrici del sistema di raffreddamento. Allo stato attuale la scelta più ragionevole è quella di assumere un valore medio uguale a 3,0 per tutti i tipi di gruppi frigoriferi oggi in uso, indipendentemente dalla taglia"*.

Per gli scopi del presente documento si ritengono accettabili le evidenti (e anche non trascurabili) approssimazioni fatte dall'AEEG e si propone il medesimo criterio.

In figura 4.1 è riportato il bilancio energetico e ambientale del Sistema Frigorifero Sostituito, individuato con criteri coerenti con quelli proposti dall'AEEG. Risulta che, per ogni kWh_f fornito all'utenza, il sistema frigorifero sostituito comporta i consumi di energia primaria e le emissioni di CO_2 riportati in tabella 4.1.

Fig. 4.1 – Il sistema frigorifero sostituito dall'energia erogata da un sistema di teleriscaldamento



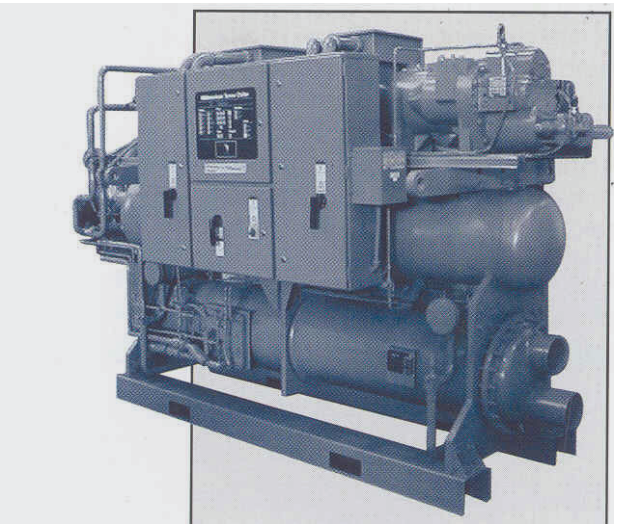
Tab. 4.1 – Il sistema frigorifero sostituito da un impianto di teleraffrescamento

Tensione di alimentazione [1]		Consumi specifici energia [2] kWhe/kWhf	Perdite sulla rete elettrica kWhe	Consumi energia primaria [2] kWhc/kWhf	Emissioni CO2 [2] g/kWhf
AT [3]	> 100 kV				
MT	0,4÷50 kV	0,333	4,3%	0,676	171
BT	<= 0,4 kV	0,333	6,5%	0,692	175

[1] Tensione alla quale l'energia elettrica alimenta i gruppi frigo sostituiti
[2] Riferito all'energia frigirifera netta erogata all'utenza
[3] Caso non contemplato

Foto 4.1 – Gruppo frigo di piccola taglia condensato ad aria

Foto 4.2 – Gruppo frigo a vite di grossa taglia condensato con acqua di torre

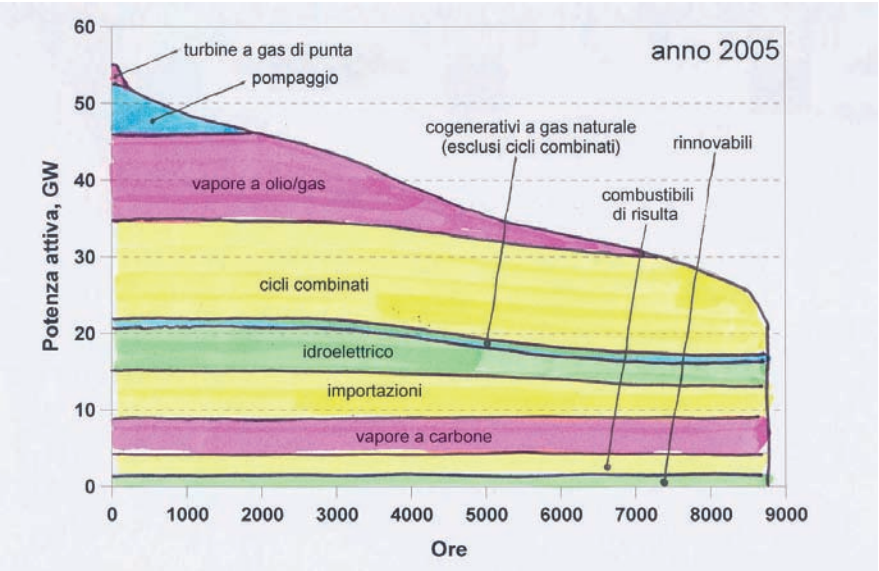


Cap. 5 Consumi di energia primaria ed emissioni del sistema elettrico sostituito

In presenza di una rete di teleriscaldamento alimentata da un sistema cogenerativo, il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) immette sulla rete un quantitativo di energia inferiore a quello immesso nella "situazione convenzionale senza teleriscaldamento".
Tale minore quantitativo è dato dall'energia elettrica netta EE immessa in rete dal sistema cogenerativo che alimenta la suddetta rete di teleriscaldamento, conto tenuto della tensione alla quale tale energia viene immessa in rete.
Individuare il Sistema Elettrico Sostituito (ES) significa, evidentemente, stabilire a quale tipologia di centrale, fra quelle costituenti il parco di generazione connesso alla rete elettrica nazionale (riportate nella precedente tabella 2.6), è effettivamente attribuibile la minore produzione elettrica EE, e conseguentemente i minori consumi di fonti primarie e le minori emissioni di CO_2.
La soluzione al problema qui posto è suggerita dal grafico di figura 5.1. Tale figura riporta la curva di durata del carico elettrico richiesto dalla rete nazionale nel 2005 e le relative modalità di copertura del suddetto carico. Si tratta delle migliori (e più recenti) simulazioni oggi disponibili, tratte da alcuni studi svolti dal Politecnico di Milano e CESI SpA [5, 6, 7, 8].
Non sono disponibili, al momento, simulazioni più recenti, ma possiamo ritenere la suddetta figura 5.1 sufficientemente rappresentativa anche della situazione 2006÷2007.
Tenuto conto delle seguenti considerazioni:

a) l'energia elettrica cogenerata da un sistema di teleriscaldamento gode della priorità di dispacciamento da parte del GSE (Gestore dei Servizi Elettrici), ammessi soddisfatti i requisiti previsti dalla delibera dell'AEEG n. 42/2002;

Fig. 5.1 – Il sistema elettrico nazionale nel 2005. Modalità di copertura della potenza richiesta dalla rete (simulazioni Politecnico di Milano-Cesi)



b) l'energia elettrica prodotta dalle centrali cogenerative al servizio di reti di teleriscaldamento è immessa in rete quasi totalmente nel periodo invernale (prime 4.000÷4.500 ore nel diagramma di figura 5.1);
c) la potenza elettrica installata in cogenerazione e l'energia immessa nella rete elettrica nazionale sono modeste rispetto ai valori di figura 5.1 (rispettivamente 620 MW_e e 2.400 GWh_e nel 2006; valori non suscettibili di signficativi incrementi nel breve-medio periodo),

appare più che evidente che tale energia elettrica sostituisce, nella situazione odierna rappresentabile dal diagramma sopra riportato, l'energia da centrali tradizionali a vapore alimentate ad olio e gas (impianti compresi nella categoria A3 di tabella 2.6 e tabella 2.7), quindi caratterizzate da:

- consumi specifici di fonti primarie fossili: 2.482 kcal/kWh_e
- emissioni specifiche di CO_2: 754 g/kWh_e

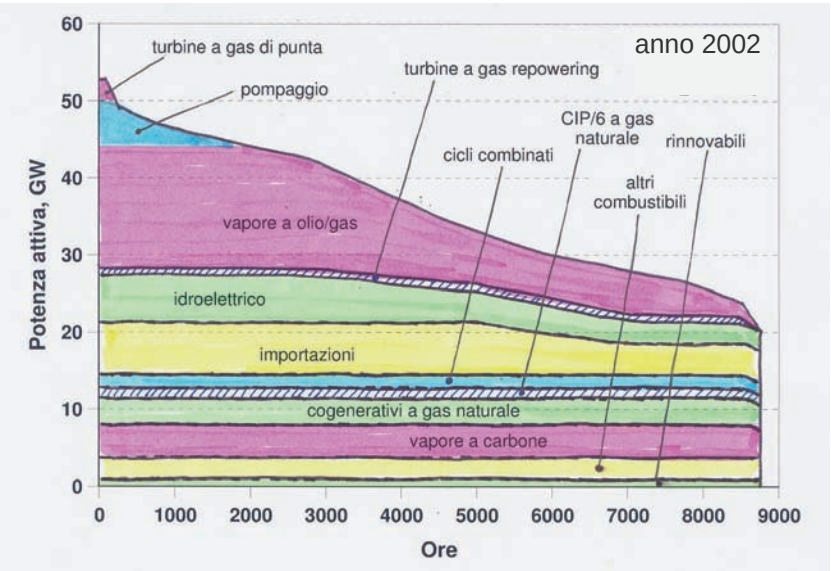
Gli elevati valori delle emissioni specifiche di CO_2, in particolare, sono connessi alla consistente presenza, in tali impianti, di carbone e prodotti petroliferi, che costituiscono ben il 40% dell'input di fonti primarie.

Ciò detto, occorre tuttavia evidenziare che, in conseguenza della liberalizzazione del settore elettrico, il parco degli impianti di generazione elettrica nazionali sta subendo rapide modificazioni, sia in termini di tipologie impiantistiche che di modalità di utilizzo della potenza installata.

A riprova di tale affermazione si riporta, in figura 5.2, la curva di durata del carico elettrico richiesto dalla rete nazionale nel 2002, tratta dallo stesso studio Politecnico-Cesi prima citato.

Il confronto con la precedente figura 5.1 evidenzia che, nell'arco di soli tre anni, i cicli combinati hanno assunto una importanza preponderante e, fatto non prevedibile fino a pochissimi anni fa, questa tipologia di impianti comincia ad essere gestita anche con funzione di modulazione del carico e non solo come impianti di base.

Fig. 5.2 – Il sistema elettrico nazionale nel 2002. Modalità di copertura della potenza richiesta dalla rete (simulazioni Politecnico di Milano-Cesi)



Il trend evidenziato fa ritenere che nell'arco di un decennio la fascia oggi occupata dagli impianti a vapore ad olio-gas si restringerà notevolmente (e probabilmente, nell'arco di un ventennio, è destinata a scomparire), a tutto beneficio dei cicli combinati.
Di conseguenza è ragionevole ritenere che, nel medio-lungo periodo (> 10 anni), allorquando le centrali tradizionali a vapore saranno sostituite per buona parte da cicli combinati gas-vapore, l'energia elettrica prodotta da impianti cogenerativi al servizio di reti di teleriscaldamento sostituirà l'energia prodotta da questa ultima tipologia di impianti.
Sulla base di quanto fin qui argomentato, si ritiene coerente con gli scopi della proposta di incentivazione prendere a riferimento non già la situazione odierna ma la prevedibile situazione che si verificherà nell'arco di un decennio circa. In altri termini, si ritiene coerente proporre valori prospettici (e non quelli attuali) delle prestazioni energetiche e ambientali del Sistema Elettrico Sostituito.
Si ritiene, poi, di proporre ancora una volta valori coerenti con gli indirizzi comunitari, recependo quanto contenuto nella Decisione della Commissione della Comunità Europea del 21 dicembre 2006, che fissa i valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della Direttiva 2004/8/CE.
Nell'Allegato-1 alla suddetta Decisione, i rendimenti di riferimento per la produzione separata di elettricità vengono fissati in funzione:

- dell'anno di costruzione dell'impianto cogenerativo oggetto del sostegno pubblico;
- del tipo di combustibile utilizzato dallo stesso impianto.

Con riferimento agli impianti realizzati/da realizzare nel periodo 2006÷2011, il suddetto Allegato-1 fissa i valori riportati in Tab. 5.1.

Tab. 5.1 – Valori di rendimento di riferimento (η_{es}) per la produzione separata di elettricità
Anno di costruzione impianti: 2006-2001 [1]

Tipo combustibile		ηes
Solido	Carbone fossile/coke	44,2
	Lignite	41,8
	Torba	39,0
	Combustibili a base di legno	33,0
	Biomasse di origine agricola	25,0
	Rifiuti urbani biodegradabili	25,0
	Rifiuti urbani e industriali non rinnovabili	25,0
	Scisti bituminosi	39,0
Liquido	Gasolio, olio combustibile, GPL	44,2
	Biocarburanti	44,2
	Rifiuti biodegradabili	25,0
	Rifiuti non rinnovabili	25,0
Gassoso	Gas naturale	52,5
	Gas di raffineria / idrogeno	44,2
	Biogas	42,0
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35,0

[1] Allegato-1 alla Decisione della Commissione CE del 21-12-06

Si rileva che nel caso, di gran lunga il più frequente, di un impianto di cogenerazione alimentato da gas naturale, il Sistema Elettrico Sostituito sarà la migliore tecnologia disponibile, costituita da un ciclo combinato gas-vapore avente:

- rendimento elettrico netto: $\eta es = 0,525$
- emissioni specifiche: $EMes = 385$ g CO_2/kWh_e

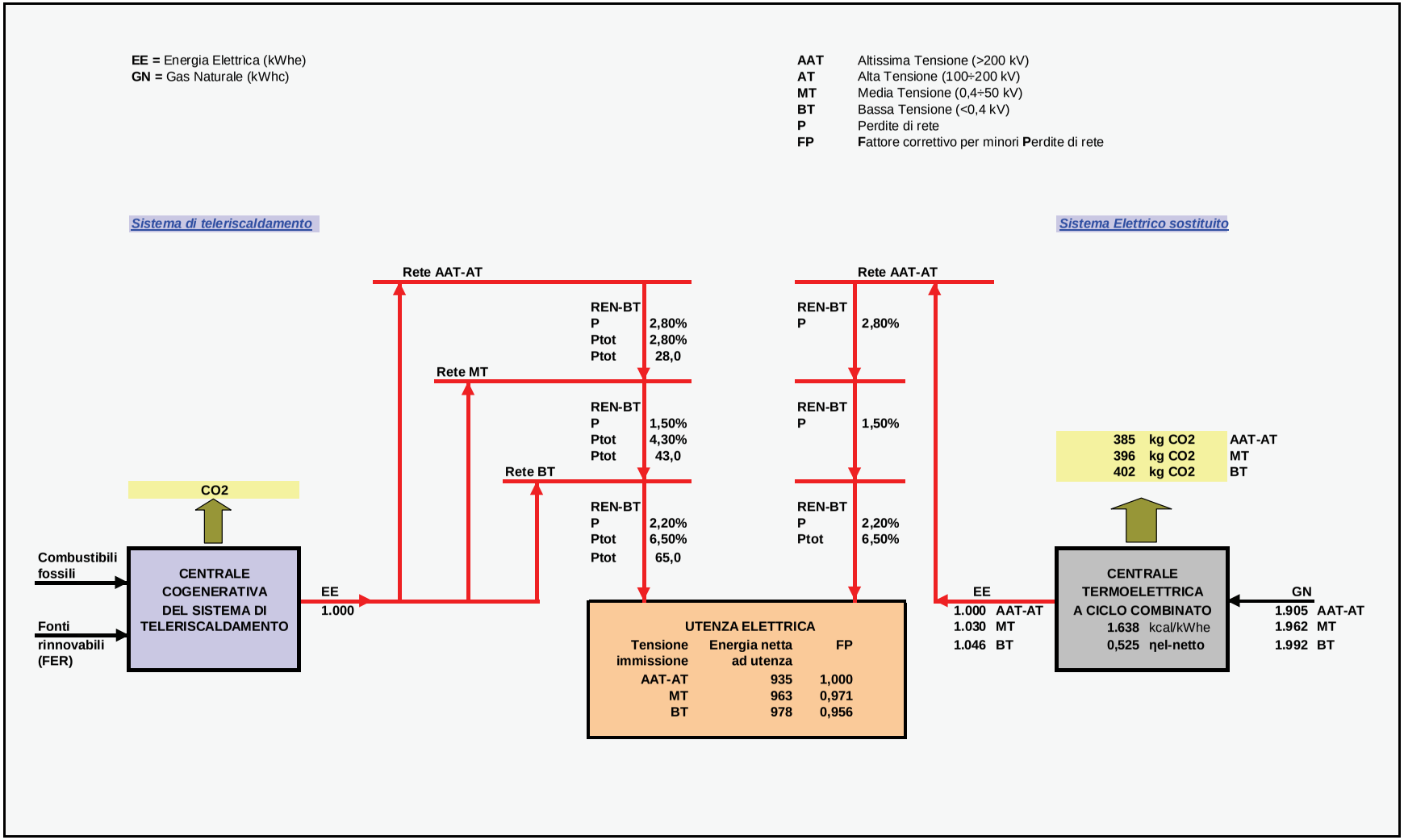
In figura 5.3 è riportato il bilancio energetico e ambientale del sistema elettrico sostituito, nel caso prima ipotizzato (impianto di cogenerazione a gas realizzato nel periodo 2006÷2011).
Nello schema sono inoltre evidenziate le perdite medie P sulle tratte in altissima (AAT) e alta tensione (AT) della rete di trasmissione nazionale, quelle sulla rete in media tensione (MP) e quelle sulla rete in bassa tensione (BT).
I valori indicati nello schema sono mutuati dalla Delibera AEEG-42/02, che risultano non coincidenti con quelli indicati nella Decisione della Commissione CE del 21 dicembre 2006.
Tuttavia si è ritenuto di adottare i valori dell'Autorità sia per coerenza con quanto assunto al paragrafo 2.12 (trattazione del Sistema Elettrico Nazionale) sia perché questi ultimi sono più aderenti alla situazione del sistema elettrico italiano.
In sintesi, sotto le ipotesi assunte, per ogni kWh_e immesso nella rete elettrica nazionale da una centrale cogenerativa al servizio di una rete di teleriscaldamento, il sistema elettrico nazionale beneficia di minori consumi di energia primaria e minori emissioni di CO_2 come da tabella 5.2.

Tab. 5.2 – Il sistema elettrico sostituito da un impianto di cogenerazione

Tensione di interconnessione [1]		Rendimento netto centrale sostituita	Perdite evitate sulla rete elettrica	Rendimento netto totale [2]	Consumi energia primaria [2] kWhc/kWhe	Emissioni CO2 [2] g/kWhe
AAT-AT	**>100 kV**	**0,525**	**6,5%**	**0,491**	**1,905**	**385**
MT	**0,4÷50**	**0,525**	**3,7%**	**0,506**	**1,962**	**396**
BT	**<=0,4**	**0,525**	**2,2%**	**0,513**	**1,992**	**402**

[1] Tensione alla quale l'energia elettrica cogenerata viene immessa nella rete elettrica nazionale
[2] Riferito all'energia netta immessa in rete dalla centrale cogenerativa

Fig. 5.3 – Il sistema elettrico sostituito dall'energia immessa in rete da una centrale cogenerativa che alimenta un sistema di teleriscaldamento



ANNESSO TECNICO

Metodologia per la valutazione del risparmio di energia primaria e delle emissioni evitate di anidride carbonica attribuibili ad una rete di teleriscaldamento

APPENDICE

Risparmio di energia primaria e emissioni evitate dai sistemi di cogenerazione al servizio di reti di riscaldamento urbano
Analisi critica e confronto fra differenti metodologie proposte
A – Metodo Legge 10/91
B – Metodo Direttiva 2004/8/CE
C – Metodo della "Pari tecnologia di produzione semplice"

INDICE

Cap. 1 - Scopo del documento 91

Cap. 2 - Assunti metodologici 91
2.1 L'utenza teleriscaldata assunta a riferimento 91
2.2 Le tecnologie cogenerative prese in esame 92
2.3 La configurazione della centrale di produzione dell'energia 93
2.4 Le modalità di esercizio dei gruppi cogenerativi 95
2.5 Il sistema energetico convenzionale sostituito 96
2.6 Il modello utilizzato per la valutazione dei bilanci energetici e ambientali 98

Cap. 3 - I risultati prodotti dal modello energetico-ambientale 100
3.1 I risultati prodotti dal Metodo-A 100
3.2 I risultati prodotti dal Metodo-B 104
3.3 I risultati prodotti dal Metodo-C 110

Cap. 4 - Considerazioni conclusive 116

ALLEGATI

Allegato 1 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa in ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione (CC-1LP)

Allegato 2 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa in ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione (CC-2LP)

Allegato 3 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa in ciclo combinato gas-vapore a tre livelli di pressione (CC-3LP)

Allegato 4 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Motori Alternativi a Gas di ultima generazione e di grossa taglia (MAG-1)

Allegato 5 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Motori Alternativi a Gas di media taglia (MAG-2)

Allegato 6 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Turbina a Gas in recupero semplice di tipo aeroderivativa (TG-1)

Allegato 7 Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Turbina a Gas a recupero semplice di tipo *heavy duty* (TG-2)

ELENCO FIGURE e TABELLE

Fig. 1 L'utenza teleriscaldata di riferimento – Diagramma di durata del carico termico a bocca di centrale

Fig. 2 Unità cogenerative in esercizio "dedicato" – Modalità di copertura del carico termico

Fig. 3 Unità cogenerative in esercizio "non dedicato" – Modalità di copertura del carico termico

Fig. 4 Il modello di simulazione oraria del bilancio energetico-ambientale. Esempio di applicazione al ciclo combinato ad un livello di pressione

Fig. 5 I risultati energetico-ambientali prodotti dal modello con il Metodo Legge-10/91. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative. Centrale in esercizio dedicato

Fig. 6 I risultati energetico-ambientali prodotti dal modello con il Metodo Legge-10/91. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative. Centrale in esercizio non dedicato

Fig. 7 I risultati energetico-ambientali prodotti dal modello con il Metodo Direttiva. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative. Centrale in esercizio dedicato

Fig. 8 I risultati del Metodo Direttiva con centrale in esercizio dedicato
Andamento del risparmio energetico e delle emissioni evitate di CO_2 in funzione del rendimento elettrico delle unità cogenerative

Fig. 9 I risultati energetico-ambientali prodotti dal modello con il Metodo Direttiva. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative. Centrale in esercizio non dedicato

Fig. 10 Il Metodo Pari Tecnologia con centrale ideale in esercizio dedicato. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative

Fig. 11 Il Metodo Pari Tecnologia con centrale ideale ed autoconsumi elettrici in esercizio dedicato. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative

Fig. 12 I risultati energetico-ambientali prodotti dal modello con il Metodo Pari Tecnologia. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative. Centrale in esercizio dedicato

Fig. 13 I risultati energetico-ambientali prodotti dal modello con il Metodo Pari Tecnologia. Confronto fra le differenti tecnologie cogenerative. Centrale in esercizio non dedicato

Tab. 1 Griglia degli scenari analizzati

Tab. 2 Sintesi dei risultati energetico-ambientali prodotti dal Modello. Confronto fra tecnologie, modalità di esercizio e metodologie di analisi

Cap. 1 Scopo del documento

Il presente documento costituisce l'Appendice alla "Metodologia per la valutazione del risparmio di energia primaria e delle emissioni evitate di anidride carbonica attribuibili ad una rete di teleriscaldamento" elaborata da AIRU-ENEA-*StudioEnergia* a supporto della proposta di incentivazione dei sistemi di teleriscaldamento formulata nel giugno 2008 dalla medesima Associazione al Ministero per lo Sviluppo Economico.
Il documento tratta esclusivamente delle reti di teleriscaldamento alimentate da impianti di produzione combinata elettricità-calore (o sistemi cogenerativi) e si pone l'obiettivo di confrontare i risultati energetico-ambientali ottenibili con le differenti metodologie di analisi discusse in seno all'AIRU nella fase di elaborazione della proposta.
Discussione che ha portato, dopo un serratissimo confronto fra diverse "anime" dell'Associazione, ad individuare nella "Metodologia Direttiva" quella che meglio si adatta, nel mutato panorama del sistema energetico nazionale e, ancor più, in una prospettiva di medio periodo, a valutare correttamente gli effettivi risparmi di energia primaria fossile e le effettive riduzioni di emissioni di anidride carbonica. Il termine "effettivo" è qui volutamente evidenziato: l'AIRU ha inteso proporre una metodologia di analisi che indirizzi le azioni di sostegno e le risorse verso quelle iniziative che effettivamente conseguono benefici energetici ed ambientali per la collettività, in totale sintonia con gli scopi dell'Associazione, che non vuole essere, con la proposta di incentivazione, portatrice degli interessi particolari di una categoria (i soggetti gestori delle reti di teleriscaldamento).
La presente Appendice, insomma, vuole giustificare, attraverso una analisi dettagliatissima svolta su un consistente numero di casi di specie, e confrontandone i risultati prodotti dalle differenti alternative metodologiche, la preferenza accordata alla "Metodologia Direttiva".
I casi di specie più generali, comprendenti altre tecnologie di produzione dell'energia (impianti a biomassa, geotermia, pompe di calore, teleraffrescamento, ecc.), considerate singolarmente o inserite in un "sistema energetico integrato" comprendente differenti soluzioni impiantistiche (inclusi gli stessi sistemi cogenerativi di cui alla presente Appendice), saranno trattati e confrontati in una successiva Appendice in fase di elaborazione.

Cap. 2 Assunti metodologici

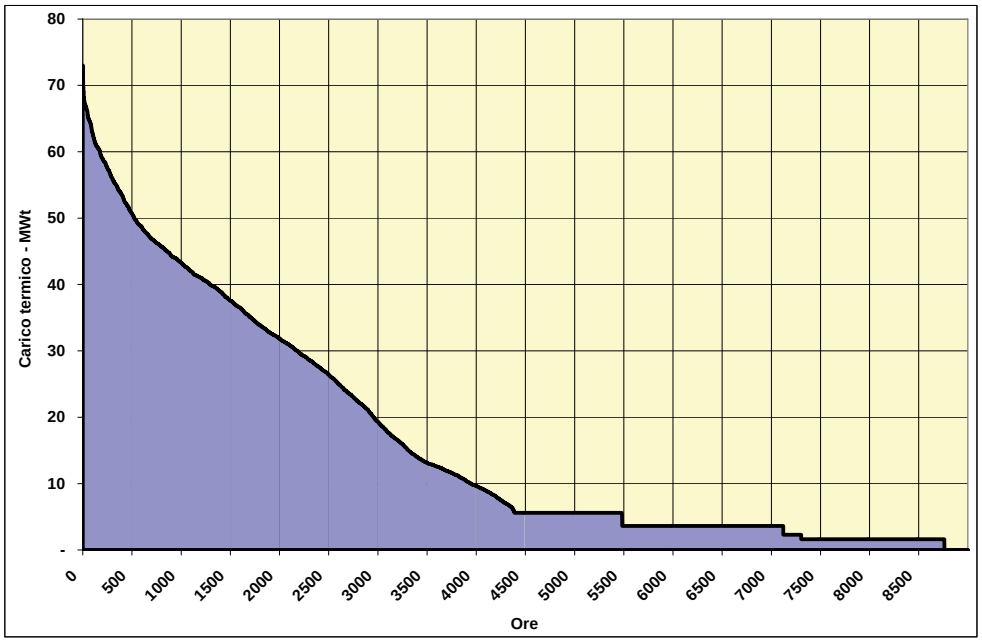
Ai fini di una corretta interpretazione dei risultati e delle conclusioni cui porta il presente documento, qui si precisano e giustificano le assunzioni metodologiche poste a base delle elaborazioni di seguito effettuate.

2.1 L'utenza teleriscaldata assunta a riferimento

Le valutazioni riportate nel presente documento prendono a riferimento, per tutti i casi di specie esaminati, la stessa utenza. Si tratta di una utenza reale, costituente un comparto urbano a destinazione residenziale avente una volumetria di circa 3,85 milioni di metri cubi riscaldati, localizzato nell'area metropolitana milanese e servito da oltre un quinquennio da una

rete di teleriscaldamento. Il fabbisogno termico medio nelle ultime tre stagioni termiche è risultato pari a 131.000 MWh_t/a. L'energia termica immessa in rete, quindi comprensiva delle perdite, è risultata, nello stesso periodo, pari a 147.637 MWh_t/a. Le perdite medie, dunque, sono attestate attorno all'11% dell'energia immessa in rete. La potenza di picco richiesta dalla rete è risultata di circa 73 MW_t.
In figura 1 è riportato il diagramma di durata del carico termico "a bocca di centrale", rappresentante la curva monotona del carico orario medo nell'anno-tipo preso a riferimento.

Fig. 1 – Utenza di riferimento. Diagramma di durata del carico termico



2.2 Le tecnologie cogenerative prese in esame

Le tecnologie considerate sono (con una sola eccezione) tutte riconducibili ad impianti reali in esercizio o in fase di realizzazione in Italia, quindi rappresentative della situazione nazionale attuale e di quella prevedibile nel medio periodo.
In particolare, gli impianti cogenerativi ipotizzati per la copertura del carico termico riportato in figura 1 sono i seguenti:

1 - ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione (CC-1LP);
2 - ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione (CC-2LP);
3 – ciclo combinato a tre livelli di pressione (CC-3LP);
4 - motore alternativo a gas di ultima generazione e di grossa taglia (MAG-1);
5 – motore alternativo di media taglia (MAG-2);
6 – turbina a gas aeroderivativa in ciclo semplice (TG-1);
7 - turbina a gas *heavy duty* in ciclo semplice (TG-2).

I dati dimensionali di base delle tecnologie sono sintetizzati qui di seguito. Per i dati di dettaglio

si rinvia ai relativi allegati al documento.
Il ciclo gas-vapore ad un livello di pressione trova applicazione nella rete di Verona Borgo Trento ed in quello di Genova Sampierdarena (27 MW_e e 21 MW_t in assetto cogenerativo).
Il ciclo gas-vapore a due livelli di pressione prende a riferimento la nuova centrale al servizio della rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia (57 MW_e e 54 MW_t, sempre in assetto cogenerativo).
Il ciclo combinato a tre livelli di pressione prende a riferimento un impianto in avanzata fase di realizzazione destinato a fornire energia elettrica al mercato (380 MW_e in sola produzione elettrica) ed energia termica (100 MW_t alla punta invernale) ad una esistente rete di teleriscaldamento.
Il ciclo con motore a gas di grossa taglia è desunto dal progetto, in avanzata fase di attuazione, del sistema di teleriscaldamento di Novara (tre unità cogenerative da 6,8 MW_e e 6,0 MW_t cadauna).
I ciclo con motore a gas di media taglia è desunto dai numerosi impianti in esercizio che installano questa tecnologia. Solo per citarne alcuni: reti di Alba, Bologna Fossolo, Mantova, Milano Sud, Milano Bicocca, Rovereto, Verona.
Il ciclo con turbina a gas di tipo industriale (*heavy duty*) in recupero semplice prende a riferimento la tecnologia installata sulla rete al servizio del Centro Direzionale ENI di San Donato Milanese (comparto urbano di "Metanopoli", servito da una delle reti storiche del panorama italiano).
Il ciclo con turbina a gas aeroderivativa non trova, unica eccezione, alcuna applicazione pratica nel settore del teleriscaldamento in Italia (ma molte applicazioni sono presenti nel settore della cogenerazione industriale). Si è comunque ritenuto opportuno inserire tale tecnologia fra i casi esaminati.

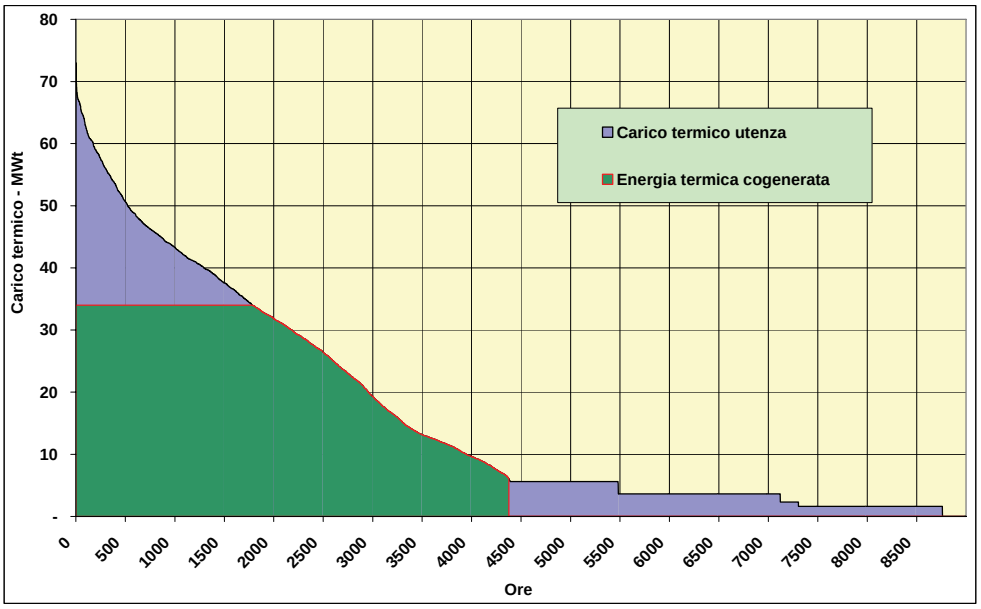
Al termine di questo paragrafo si vuole inoltre evidenziare che i cicli combinati reali esistenti in Italia ed effettivamente "dedicati" alle reti di teleriscaldamento, anche quelli di più recente realizzazione (ciclo a due livelli di pressione di Reggio Emilia), presentano rendimenti medi annui del 43÷44% lato elettrico e del 35÷29% lato termico. Si tratta, evidentemente, di cicli non confrontabili con quelli aventi rendimenti elettrici del 53÷55% che, spesso e non in maniera pertinente, vengono presi a riferimento allorquando si affronta tale argomento.

2.3 La configurazione della centrale di produzione dell'energia

La centrale destinata a coprire il diagramma di carico termico rappresentato in figura 1 è assunta essere composta, come avviene nella generalità dei casi, da una sezione cogenerativa (destinata alla copertura del "carico di base") e da una sezione in produzione semplice (caldaie di integrazione destinate alla copertura dei picchi di richiesta termica).
Per poter rendere confrontabili i risultati delle elaborazioni, si è supposto che, per tutte le tecnologie considerate, la sezione cogenerativa copra la medesima porzione del diagramma di durata del carico termico. La situazione "ottimizzata" (dal punto di vista impiantistico, economico, energetico ed ambientale) è quella che prevede una quota di energia di origine cogenerativa attorno al 70÷80% del carico richiesto dalla rete. Tale quota di energia si

raggiunge, stante la forma del diagramma di durata tipica del clima tipico delle regioni del nord Italia (figura 1), con una sezione cogenerativa avente una potenzialità termica pari a circa il 45÷50% della potenza di picco richiesta dalla rete.
Le elaborazioni che seguono sono effettuate ipotizzando che la sezione cogenerativa copra il 75% del carico della rete. Tale quota corrisponde, nel diagramma di durata di figura 1, ad una potenza di circa 34 MW_t.
L'ipotesi assunta è illustrata in figura 2, che riporta ancora il diagramma di durata del carico termico della rete presa in esame, con evidenziata, in più, la quota di energia cogenerata (area in colore verde).
L'ipotesi di lavoro rappresentata in figura 2 (si insiste: indispensabile per poter ottenere risultati confrontabili) ha comportato una operazione di astrazione dagli impianti cogenerativi reali presi a riferimento. Degli impianti reali sono state assunte le configurazioni, i parametri termodinamici, le prestazioni energetiche ed ambientali, ma tutti sono stati riportati alla taglia ottimale per l'utenza di riferimento (quella in grado di produrre il 75% del carico richiesto dalla rete, quest'ultimo sempre lo stesso per tutti i casi considerati).
Il medesimo risultato si sarebbe ottenuto mantenendo le taglie reali degli impianti considerati ed assumendo, di volta in volta, una utenza di dimensioni tali da coprire sempre, in ogni caso, il 75% del carico della rete. Ma con maggiori difficoltà di modellazione e minore chiarezza espositiva e nei risultati.

Fig. 2 – Modalità di copertura del carico termico richiesto dalla rete



2.4 Le modalità di esercizio dei gruppi cogenerativi

Nelle elaborazioni che seguono sono state considerate due distinte modalità di esercizio dei gruppi cogenerativi, entrambe riconducibili alle modalità realmente riscontrate nella realtà italiana.

Modalità N. 1: centrale dedicata al teleriscaldamento

Con tale termine si intende quanto segue:

- nel caso di cicli cogenerativi in recupero semplice (MAG e TG): la sezione cogenerativa segue il carico termico della rete e modula di conseguenza la propria potenza termica/elettrica. Si tratta, in sostanza, di impianti eserciti in modalità "Full CHP" (per usare un termine in uso nella normativa comunitaria) per l'intero periodo di esercizio.
- Nel caso di cicli combinati gas-vapore, la turbina a gas è sempre esercita al carico nominale, mentre varia, in funzione del carico della rete, la potenza termica prelevata dallo spillamento regolato della turbina a vapore (e quindi solo la potenza elettrica erogata da quest'ultima varia in relazione al carico della rete). L'impianto funziona in modalità "Full CHP" solo fintanto che la sua potenzialità termica è inferiore al carico della rete, mentre nel restante periodo di tempo è esercito in modalità solo parzialmente cogenerative.

Per esigenze di modellazione, in modalità "dedicata", inoltre, tutte le tipologie cogenerative sono supposte in esercizio nel solo periodo invernale (dal 15 ottobre al 15 aprile in fascia climatica E). Il carico termico estivo (acqua calda sanitaria, impianti sportivi) è coperto dalla caldaie ausiliarie.

Tali modalità sono quelle raffigurate visivamente nella già citata figura 2.

È ben noto che tali modalità di esercizio non sono proprie dei cicli combinati gas-vapore (in particolare del ciclo a tre livelli di pressione, realizzato ed esercito per produrre energia elettrica per il mercato). Tuttavia, per poter facilitare il confronto fra le differenti alternative tecnologiche, si assume valida tale ipotesi di esercizio.

Modalità N. 2: centrale non dedicata al teleriscaldamento

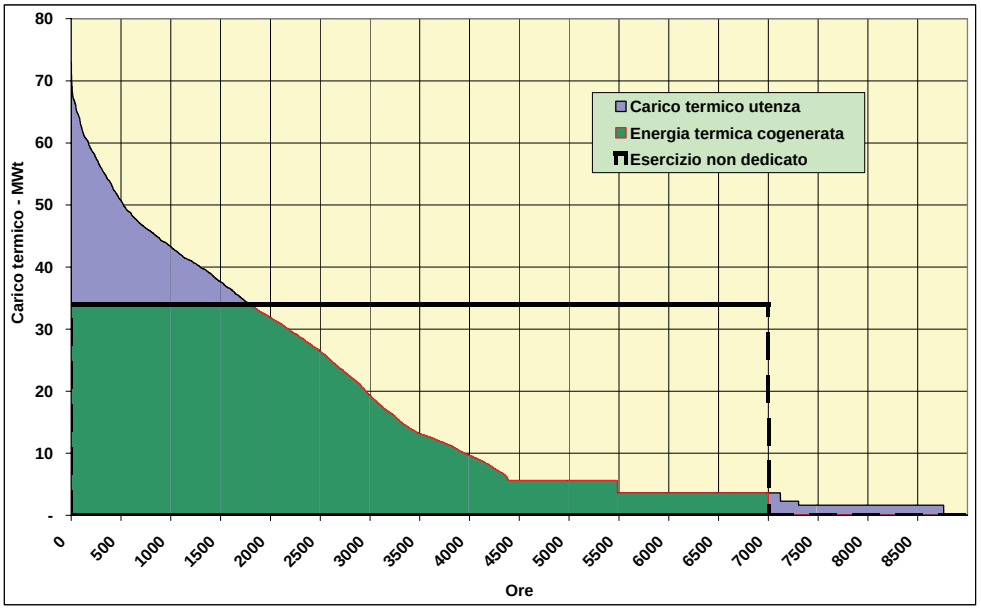
Con tale termine si intende una centrale che viene esercita, per una parte consistente dell'anno, in assetto non cogenerativo o solo parzialmente cogenerativo, come ad esempio:

- motori a gas o turbine a gas che nel periodo invernale vengo eserciti al carico nominale in quanto viene privilegiata (per ragioni economiche) la produzione elettrica. In tal caso, in relazione alla taglia dell'impianto, una parte consistente del calore cogenerato viene dissipato;
- unità cogenerative di qualsiasi tipo il cui funzionamento viene prolungato oltre il periodo di riscaldamento (sempre per le ragioni economiche prima dette) con scarso o nessun recupero di calore.

Un esempio di centrale non dedicata (più corretto sarebbe dire: "centrale in funzionamento non dedicato") è riportato in figura 3, che comprende entrambe le situazioni prima citate. Potrebbe trattarsi di un qualsiasi sistema cogenerativo che, seppure dimensionato per la rete di teleriscaldamento in esame (potenzialità termica pari a 34 MWt), viene esercito al carico nominale per circa 7.000 ore/anno. Nelle prime 1.800 ore il sistema viene esercito in modalità "Full CHP"; fra 1.800 e 7.000 ore il sistema è invece solo parzialmente cogenerativo (nel periodo estivo si evidenzia un assetto di quasi sola produzione elettrica).

I concetti di centrale cogenerativa dedicata e di centrale non dedicata sono ora chiari e ci consentono di evidenziare con maggior chiarezza la peculiarità del ciclo combinato a tre livelli di pressione (CC-3LP) preso a riferimento. Si tratta, come già detto in precedenza, di un impianto reale, in fase di avanzata realizzazione e destinato a fornire energia elettrica e calore ad uno stabilimento industriale del settore petrolchimico. L'impianto (da 380 MW_e in assetto di sola produzione elettrica) fornirà 100 MW_t ad una rete di teleriscaldamento cittadina. E' evidente che, in tal caso, si tratta, per sua natura, di una "centrale non dedicata" propriamente detta. E tuttavia, come già si diceva, anche per questa tipologia impiantistica viene considerato, per puri fini di confronto, il caso (del tutto ipotetico, appunto) di esercizio dedicato (come indicato in figura 2).

Fig. 3 – Unità cogenerative in esercizio non dedicato



2.5 Il Sistema Energetico Convenzionale Sostituito (SCS)

Le analisi sono state effettuate considerando tre differenti approcci metodologici ai fini dell'individuazione del *Sistema Convenzionale Sostituito* dal sistema di teleriscaldamento.

Metodo-A, o "Metodo Legge-10/91", così definito in quanto fa riferimento all'approccio "storico" adottato dall'AIRU, codificato nelle norme attuative della legge 10 gennaio 1991, N. 10 (peraltro tutt'ora in vigore).

Metodo-B, o "Metodo Direttiva", così definito in quanto assume i rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia elettrica definiti dalla Direttiva 2004/8/CE (*Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda utile di calore nel mercato interno dell'energia*).

Metodo-C, o "Metodo della pari tecnologia". Più volte invocato come l'ovvio correttivo alle distorsioni prodotte dal metodo tradizionale ex Lege-10/91 ma mai investigato ed approfondito prima d'ora.

In particolare:
Il *Metodo-A* assume:

- rendimento del sistema termico sostituito: η_{ts} = 0,80;
- rendimento del sistema elettrico sostituito: η_{es} = 0,40. Il metodo assume come tale il sistema termoelettrico nazionale nell'anno 2006;
- emissioni specifiche nette del sistema elettrico sostituito: EF_{es} = 666 g CO_2/kWh_e (quelle del sistema termoelettrico nell'anno 2006).

Il *Metodo-B* assume:

- rendimento del sistema termico sostituito: η_{ts} = 0,80;
- rendimento del sistema elettrico sostituito: η_{es} = 0,525 per gli impianti nuovi realizzati nel periodo 2006-2011 (si assume come riferimento la migliore tecnologia di produzione elettrica). Inoltre, per gli impianti che non raggiungono, nell'anno solare, una efficienza complessiva uguale o superiore al valore potenziale tipico della rispettiva categoria di appartenenza, il metodo recepisce la proposta Cen-Cenelec che consente lo "scorporo" della porzione di impianto in "Full CHP". E', questo, il metodo utilizzato nella Metodologia ed al tale documento si rimanda per ogni ulteriore dettaglio.

Il *Metodo-C* assume:

- rendimento del sistema termico sostituito: η_{ts} = 0,80;
- rendimento del sistema elettrico sostituito: $\eta_{es} = \eta_{el\text{-}coge}$. Il metodo assume come sistema elettrico sostituito la tecnologia identica a quella delle unità cogenerative, ma in sola produzione elettrica. Il metodo intenderebbe, con tale assunzione, evitare di dare un "premio" ai sistemi cogenerativi aventi un rendimento elettrico superiore a quello del sistema elettrico nazionale.

In sintesi, le analisi e le valutazioni di seguito effettuate prendono in considerazione:

- sette tecnologie cogenerative;
- due differenti modalità di esercizio: dedicato (D) e non dedicato (ND);
- tre metodologie di individuazione del sistema elettrico convenzionale sostituito (il sistema termico sostituito è lo stesso per tre metodologie)

In totale, dunque, vengono analizzati ben 42 scenari possibili, una gamma di situazioni che, si ritiene, copre buona parte dei casi reali riscontrabili nella realtà italiana.
Per ciascun scenario vengono valutati e posti a confronto:

- i benefici energetici conseguibili in un anno-tipo, espressi in termini di minori consumi di energia primaria fossile (REP) rapportati all'unità di energia termica erogata all'utenza dalla rete di teleriscaldamento, espressi in kWh_c/kWh_t (il pedice "c" sta ad indicare "combustibile primario");
- le minori emissioni di anidride carbonica (REM), sempre rapportate all'unità di energia termica erogata all'utenza, espresse in g CO_2/kWh_t.

La tabella 1 riporta la griglia degli scenari analizzati.
Le unità di misura qui proposte per quantificare i benefici energetici ed ambientali, riferite all'unità di energia termica erogata dalla rete, in alternativa agli usuali *"risparmi percentuali rispetto ai consumi del sistema convenzionale sostituito"* (criterio, quest'ultimo, adottato sia dalla legge 10/91 che dalla delibera dell'AEEG n. 42/2) è, prima di tutto, coerente con il metodo di incentivazione proposto, che ricalca quello, in vigore, a favore dell'energia geotermica (l'incentivo concesso a questa forma di energia è proprio espresso in €/kWh_t

erogato all'utenza).
Le unità di misura proposte consentono, inoltre, rapportando i benefici all'unità di energia termica erogata all'utenza, di percepire in maniera più diretta ed immediata la valenza energetica ed ambientale della specifica iniziativa di teleriscaldamento, sia in valore assoluto che nel confronto fra diverse iniziative. Concetti, quelli sopra espressi, che risulteranno chiari nel prossimo capitolo, allorché si confronteranno i risultati dei differenti scenari.

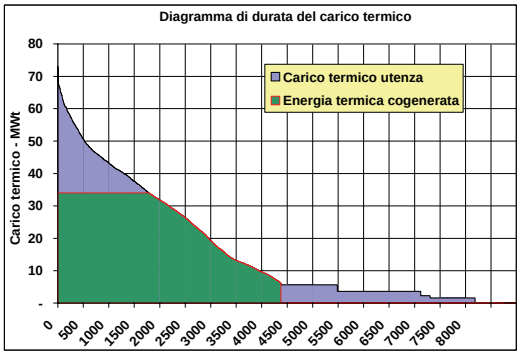
Tab. 1 – AIRU - Proposta di incentivazione alle reti di teleriscaldamento
Reti alimentate da sistemi cogenerativi. Griglia degli scenari analizzati

UTENZA DI RIFERIMENTO		
Volumetria riscaldata	Mm3	3,850
Potenza massima	MWt	73
Fabbisogno termico	MWht/a	131.000

TIPOLOGIA IMPIANTO DI COGENERAZIONE			Taglia e prestazioni gruppi cogenerativi [5]					Metodologia	Legge-10/91		Diretta		Pari tecnologia	
								Funzionamento	Dedicato	Non dedicato	Dedicato	Non dedicato	Dedicato	Non dedicato
			MWt	MWe	ηel	ηth	ηtot	Scenario	A1	A2	B1	B2	C1	C2
Ciclo combinato ad un livello di pressione	1	CC-1LP	34,0	43,8	0,40	0,31	0,71		1-A1	1-A2	1-B1	1-B2	1-C1	1-C2
Ciclo combinato a due livelli di pressione	2	CC-2LP	34,0	36,0	0,42	0,40	0,82		2-A1	2-A2	2-B1	2-B2	2-C1	2-C2
Ciclo combinato a tre livelli di pressione	3	CC-3LP	34,0	124,5	0,53	0,145	0,68		3-A1	3-A2	3-B1	3-B2	3-C1	3-C2
Motore Alternativo a Gas [1]	4	MAG-1	34,0	38,2	0,45	0,40	0,85		4-A1	4-A2	4-B1	4-B2	4-C1	4-C2
Motore Alternativo a Gas [2]	5	MAG-2	34,0	30,2	0,40	0,45	0,85		5-A1	5-A2	5-B1	5-B2	5-C1	5-C2
Turbina a Gas in recupero semplice [3]	6	TG-1	34,0	21,7	0,30	0,47	0,77		6-A1	6-A2	6-B1	6-B2	6-C1	6-C2
Turbina a Gas in recupero semplice [4]	7	TG-2	34,0	29,8	0,36	0,41	0,77		7-A1	7-A2	7-B1	7-B2	7-C1	7-C2

[1] Motore Alternativo a Gas di ultima generazione e di grossa taglia
[2] Motore Alternativo a Gas di media taglia
[3] Turbina a Gas aeroderivativa
[4] Turbina a Gas heavy duty

[5] Nel caso di Cicli combinati, taglia e prestazioni sono riferite all'assetto ICN (Inverno Cogenerativo Nominale a +5°C)

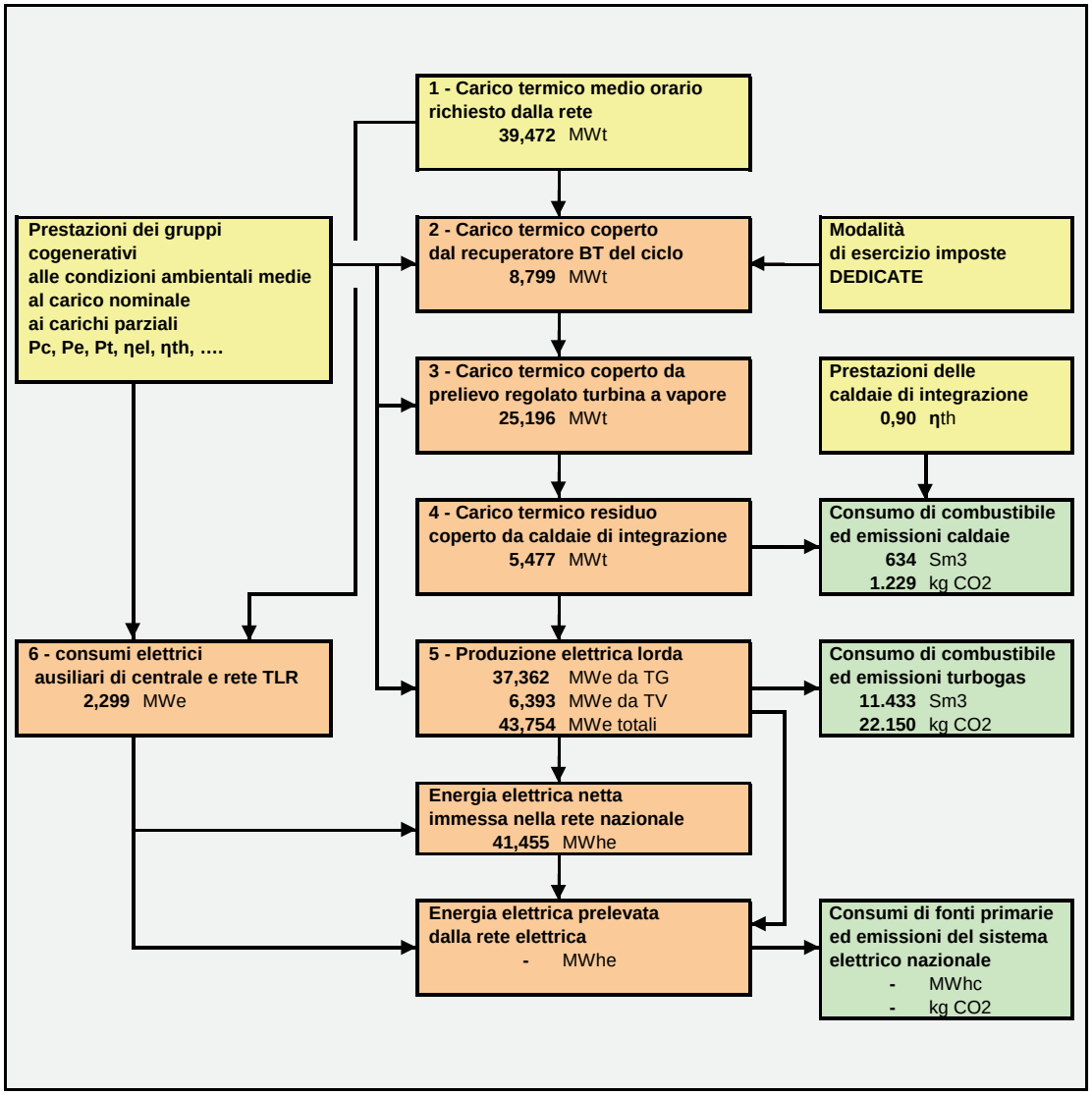


2.6 Il modello utilizzato per la valutazione dei bilanci energetici e ambientali

I bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento preso a riferimento, nei differenti scenari esaminati (riportati in tabella 1), sono stati ricostruiti adottando una versione semplificata (ma ugualmente affidabile e testata) della modellistica sviluppata per l'identico scopo in seno alla Ricerca di Sistema Nazionale (CESI 2005, Progetto GAME, Sottoprogetto Svalter: *"I sistemi di riscaldamento urbano alimentati da impianti di produzione combinata elettricità-calore. Metodologie di progetto e di analisi energetico, ambientale ed economica"*).
Si tratta di un modello di simulazione che consente di ricostruire, a livello orario, per l'anno-tipo assunto, tutti i termini del bilancio energetico del sistema utenza-rete-centrale.

Negli allegati sono riportati, a titolo di esempio, i bilanci orari per il solo caso del ciclo combinato gas-vapore ad un solo livello di pressione esercito in modalità “dedicate”. Per i restanti casi sono riportati i bilanci energetici con aggregazione mensile e quelli ambientali con aggregazione annua.
In figura 4 è illustrato lo schema a blocchi generale del modello utilizzato e vengono riportati, a titolo di esempio, i risultati del bilancio energetico-ambientale del ciclo combinato ad un livello di pressione nell’intervallo orario 05,00÷06,00 del giorno 4 gennaio dell’anno-tipo.

Fig. 4 – Il modello di simulazione oraria. Esempio di applicazione di un ciclo combinato ad un livello di pressione. Bilancio energetico ed ambientale alle ore 5.00-6.00 di giovedì 4 gennaio



Cap. 3 I risultati prodotti dal modello energetico-ambientale

I risultati prodotti dal modello energetico-ambientale sono sintetizzati in tabella 2. Per ogni scenario esaminato sono disponibili, negli allegati, i calcoli di dettaglio e gli schemi sintetici di bilancio energetico-ambientale a livello annuo. Si riporta di seguito un'analisi dei risultati ottenuti.

Tab. 2 – AIRU - Proposta di incentivazione alle reti di teleriscaldamento. Reti alimentate da sistemi cogenerativi. Scenari analizzati e sintesi dei risultati energetico-ambientali

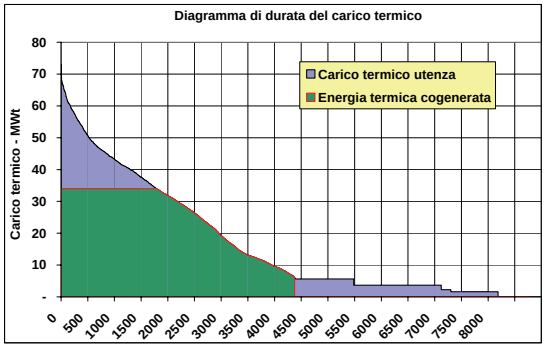
UTENZA DI RIFERIMENTO		
Volumetria riscaldata	Mm3	3,850
Potenza massima	MWt	73
Fabbisogno termico	MWht/a	131.000

TIPOLOGIA IMPIANTO DI COGENERAZIONE		Taglia e prestazioni gruppi cogenerativi [5]					Metodologia		Legge-10/91		Direttiva		Pari tecnologia	
							Funzionamento		Dedicato	Non dedicato	Dedicato	Non dedicato	Dedicato	Non dedicato
		MWt	MWe	ηel	ηth	ηtot	Scenario		A1	A2	B1	B2	C1	C2
Ciclo combinato ad un livello di pressione 1	CC-1LP	34,0	43,8	0,40	0,31	0,71	REP	kWhc/kWht	0,85	0,96	0,28	0,27	0,75	0,69
							REM	g CO2/kWht	403	574	57	54	152	139
Ciclo combinato a due livelli di pressione 2	CC-2LP	34,0	36,0	0,42	0,40	0,82	REP	kWhc/kWht	1,05	1,34	0,40	0,39	0,78	0,73
							REM	g CO2/kWht	404	589	80	78	158	148
Ciclo combinato a tre livelli di pressione 3	CC-3LP	34,0	124,5	0,53	0,15	0,68	REP	kWhc/kWht		0,65	0,72	0,72	0,64	0,50
							REM	g CO2/kWht		128	144	144	129	101
Motore Alternativo a Gas [1] 4	MAG-1	34,0	38,2	0,45	0,40	0,85	REP	kWhc/kWht	1,06	1,21	0,52	0,40	0,81	0,76
							REM	g CO2/kWht	357	508	105	81	162	152
Motore Alternativo a Gas [2] 5	MAG-2	34,0	30,2	0,40	0,45	0,85	REP	kWhc/kWht	0,81	0,76	0,39	0,25	0,81	0,76
							REM	g CO2/kWht	276	361	78	49	162	153
Turbina a Gas in recupero semplice [3] 6	TG-1	34,0	29,8	0,36	0,41	0,77	REP	kWhc/kWht	0,60	0,39	0,19	0,15	0,79	0,74
							REM	g CO2/kWht	233	283	37	30	160	150
Turbina a Gas in recupero semplice [4] 7	TG-2	34,0	21,7	0,30	0,47	0,77	REP	kWhc/kWht	0,37	-0,02	0,08	0,04	0,79	0,74
							REM	g CO2/kWht	155	143	15	8	158	150

[1] Motore Alternativo a Gas di ultima generazione e di grossa taglia
[2] Motore Alternativo a Gas di media taglia
[3] Turbina a Gas aeroderivativa
[4] Turbina a Gas heavy duty

[5] Nel caso di Cicli combinati, taglia e prestazioni sono riferite all'assetto ICN (Inverno Cogenerativo Nominale a +5°C)

REP = Risparmio di Energia Primaria fossile per ogni kWht erogato all'utenza
REM = Emissioni evitate di CO2 per ogni kWht erogato all'utenza



3.1 I risultati prodotti dal Metodo-A (Legge-10/91)

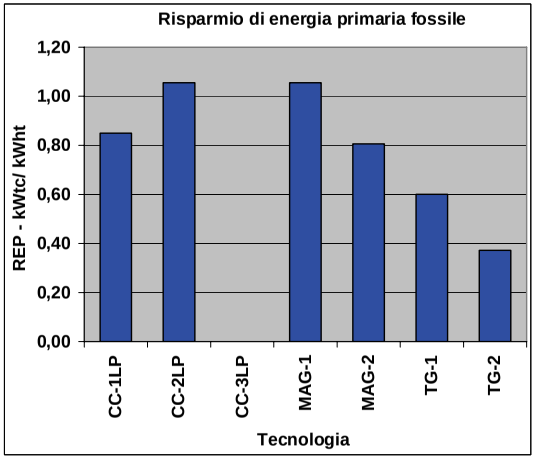
Metodo A con centrale dedicata

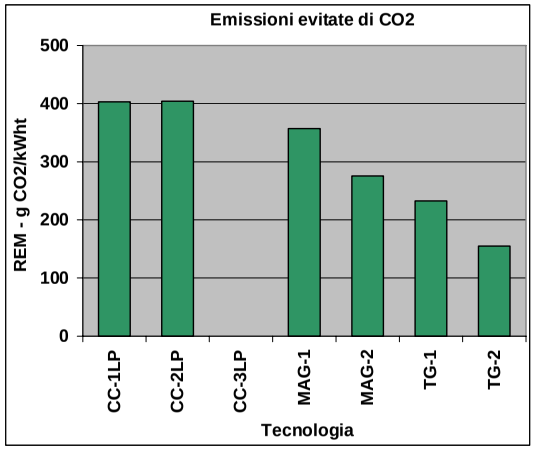
1) I dati di tabella 2, meglio illustrati in figura 5, evidenziano che il risparmio di energia primaria dipende fortemente dal rendimento elettrico η_{el} e dal rapporto E/T delle tecnologie cogenerative esaminate (E/T = valore annuo del rapporto produzione elettrica / produzione termica). Ciò è evidente, se si pone l'attenzione al fatto che 1 kWh_t cogenerato evita 1,25 kWh_c al sistema convenzionale, mentre 1 kWh_e ne evita 2,50 kWh_c (rapporto pari a 2,0).
2) Ancor più marcata risulta la dipendenza dei benefici ambientali dal rapporto E/T della tecnologia cogenerativa. Anche questo risultato era largamente prevedibile, se si pone l'attenzione al fatto che 1 kWh_t cogenerato evita al sistema convenzionale l'emissione di 252 g di CO_2, mentre 1 kWh_e cogenerato evita 666 g di CO_2 (rapporto pari a 2,65).

Fig. 5 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale cogenerativa
Funzionamento della centrale: dedicato

FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE: DEDICATO

METODO-A: Legge-10/91





SCENARIO

Fabbisogno termico utenza	**131,0**	GWht
Energia termica immessa in rete	**147,6**	GWht
Rendimento sistema elettrico sostituito	**0,400**	
Rendimento sistema termico sostituito	**0,800**	
Emissioni di CO2 del sistema elettrico sostituito	**666**	g/kWhe
Emissioni di CO2 del sistema termico sostituito	**252**	g/kWht
Interconnessione con la rete elettrica nazionale	**AT**	
Fattore correttivo per minori perdite di rete	**1,000**	

Prestazioni energetiche ed ambientali	**ET cogenerata=75%**							
Incentivo ipotizzato	**CC-1LP**	**CC-2LP**	**CC-3LP**	**MAG-1**	**MAG-2**	**TG-1**	**TG-2**	
Risparmio di energia primaria fossile (REP)	**0,85**	**1,05**	**(*)**	**1,06**	**0,81**	**0,60**	**0,37**	kWhc/kWht
Emissioni evitate di CO2 (REM)	**403**	**404**	**(*)**	**357**	**276**	**233**	**155**	g/kWht
Incentivo ipotizzato all'energia erogata (Ice)	**25,8**	**25,8**	**(*)**	**25,8**	**25,8**	**25,4**	**16,9**	€/MWht

Rendimento elettrico medio annuo η_{el}	**0,41**	**0,44**	**0,54**	**0,45**	**0,40**	**0,30**	**0,36**
Rendimento termico medio annuo η_{th}	**0,23**	**0,30**	**0,11**	**0,40**	**0,45**	**0,47**	**0,41**
Rendimento totale medio annuo η_{tot}	**0,64**	**0,74**	**0,64**	**0,85**	**0,85**	**0,77**	**0,77**

Rapporto elettrico/termico	**1,79**	**1,48**	**(*)**	**1,13**	**0,89**	**0,64**	**0,77**

REM con energia termica da geotermia	**236,5**	g CO2/kWht
Incentivo all'energia geotermica	**25,80**	€/MWht

(*) Il Metodo Legge-10/91 non è applicabile a tale scenario

3) In conseguenza di quanto sopra evidenziato, i cicli combinati realizzano le migliori performance energetiche e, soprattutto, ambientali, anche quando presentano rendimenti elettrici e complessivi (di primo principio) inferiori a quelli dei MAG di ultima generazione.
4) Per le medesime ragioni, il ciclo combinato ad un livello di pressione condivide con il ciclo combinato a due livelli di pressione le migliori performance ambientali, e ciò nonostante il fatto che il suo rendimento elettrico è coincidente con quello del sistema termoelettrico di riferimento ed il rendimento complessivo è di ben 11 punti percentuali inferiore a quello del ciclo combinato a due livelli di pressione. Il motivo sta nel fatto, per l'appunto, che questa tecnologia ha il più elevato rapporto E/T fra quelle prese in considerazione (vedasi gli allegati di dettaglio).
5) Il fatto che il CC-1LP (con rendimento elettrico 40,0%, quindi coincidente con quello del sistema elettrico sostituito) consegua un REM superiore a quello del MAG (rendimento elettrico 45%) dimostra come sia marginale e fuorviante porre il problema (come spesso viene posto) degli impianti cogenerativi con rendimento elettrico superiore a quello del sistema termoelettrico nazionale. La tesi secondo la quale confrontare un sistema cogenerativo avente un rendimento elettrico ad esempio del 45% con un sistema elettrico convenzionale avente rendimento del 40% "premia" la maggiore efficienza elettrica più che il processo cogenerativo non trova concreto riscontro (sotto le ipotesi qui assunte).
6) Il ciclo con turbogas tipo *heavy duty* presenta le peggiori performance energetiche ed ambientali: la causa, ancora una volta, risiede nel rapporto E/T di tale tecnologia (e non solo nel fatto che questa presenta un rendimento elettrico di 10 punti inferiore a quello del sistema elettrico sostituito).
7) Tutte le tecnologie cogenerative, con la sola eccezione dei turbogas tipo *heavy duty*, conseguono valori di emissioni evitate superiori o uguali a quelle della fonte geotermica di riferimento (-236,5 g CO_2 per ogni kWh_t erogato all'utenza). Pertanto l'incentivo spettante all'energia erogata da una rete alimentata da un sistema cogenerativo dedicato che copra almeno il 75% del carico termico della stessa rete dovrebbe essere, con la sola eccezione del TG-2, almeno pari a quello massimo riconosciuto alla fonte geotermica.

Metodo-A con centrale non dedicata

I risultati di tabella 2, meglio illustrati in figura 6 (che consente anche un agevole confronto con la situazione precedente), confermano che il Metodo Legge-10/91 mal si presta a valutare i benefici energetici ed ambientali effettivamente conseguiti dai sistemi di teleriscaldamento in quelle situazioni in cui la centrale cogenerativa è esercita in modalità non dedicate (priorità alla produzione elettrica e consistenti quantità di energia termica dissipata).

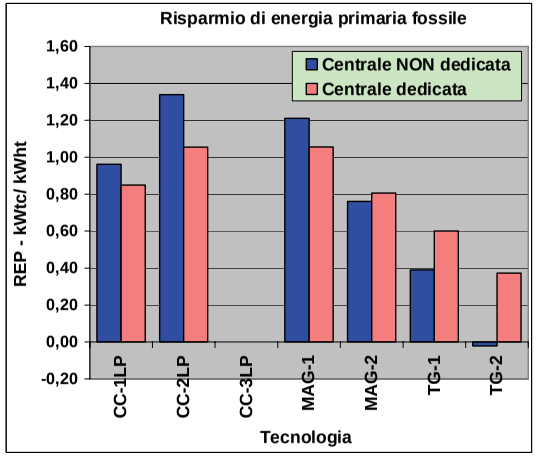
Lo dimostrano i seguenti risultati.

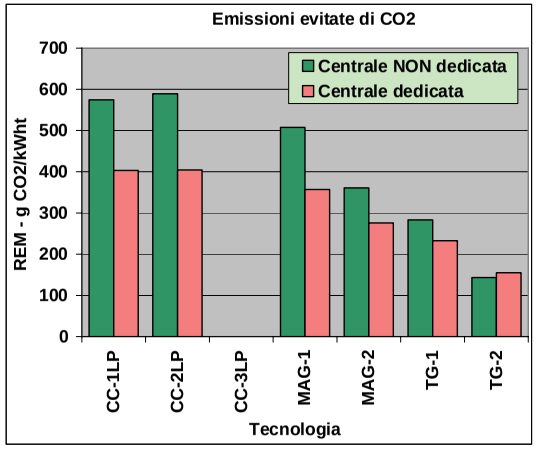
a) In modalità non dedicata i rendimenti complessivi delle tecnologie cogenerative diminuiscono sensibilmente (fino a 20 punti percentuali, nelle simulazioni effettuate), ma, almeno per le tecnologie a più elevato rapporto E/T (CC e MAG-1), i risparmi di energia primaria aumentano rispetto all'esercizio dedicato.
b) Tale comportamento è ulteriormente accentuato per quanto riguarda i risultati ambientali: si riscontra un miglioramento generalizzato del REM, con la sola eccezione del turbogas *heavy duty*.

Fig. 6 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale cogenerativa
Funzionamento della centrale: non dedicato

FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE: NON DEDICATO

METODO-A: Legge-10/91





SCENARIO

Fabbisogno termico utenza	**131,0**	GWht
Energia termica immessa in rete	**147,6**	GWht
Rendimento sistema elettrico sostituito	**0,400**	
Rendimento sistema termico sostituito	**0,800**	
Emissioni di CO2 del sistema elettrico sostituito	**666**	g/kWhe
Emissioni di CO2 del sistema termico sostituito	**252**	g/kWht
Interconnessione con la rete elettrica nazionale	**AT**	
Fattore correttivo per minori perdite di rete	**1,000**	

Prestazioni energetiche ed ambientali	**ET cogenerata=75%**							
Incentivo ipotizzato	CC-1LP	CC-2LP	CC-3LP	MAG-1	MAG-2	TG-1	TG-2	
Risparmio di energia primaria fossile (REP)	**0,96**	**1,34**	**(*)**	**1,21**	**0,76**	**0,39**	**-0,02**	kWhc/kWht
Emissioni evitate di CO2 (REM)	**574**	**589**	**(*)**	**508**	**361**	**283**	**143**	g/kWht
Incentivo ipotizzato all'energia erogata (Ice)	**25,8**	**25,8**	**(*)**	**25,8**	**25,8**	**25,8**	**15,6**	€/MWht

Rendimento elettrico medio annuo η_{el}	**0,42**	**0,46**	**0,54**	**0,45**	**0,40**	**0,30**	**0,36**
Rendimento termico medio annuo η_{th}	**0,14**	**0,19**	**0,07**	**0,22**	**0,25**	**0,26**	**0,23**
Rendimento totale medio annuo η_{tot}	**0,56**	**0,64**	**0,61**	**0,67**	**0,65**	**0,56**	**0,59**

Rapporto elettrico/termico	**2,91**	**2,45**	**(*)**	**2,03**	**1,60**	**1,15**	**0,59**

REM con energia termica da geotermia	**236,5**	g CO2/kWht
Incentivo all'energia geotermica	**25,80**	€/MWht

(*) Il Metodo Legge-10/91 non è applicabile a tale scenario

c) Nel caso di quest'ultima tecnologia (TG a basso rendimento elettrico) si riscontra addirittura un risparmio energetico negativo ma minori emissioni di CO_2.

I limiti ora evidenziati erano ben noti da tempo, ed il problema è stato più volte dibattuto all'interno della stessa AIRU, senza trovare tuttavia, fino alla elaborazione della nuova Metodologia, una soluzione soddisfacente. Per superare tali incongruenze si introducevano "correttivi" dettati dalle specifiche circostanze. Ad esempio, nel campo delle applicazioni ex Lege-10/91 o ex CIP-6/92, si considerava, quando occorreva, il bilancio energetico limitatamente al periodo invernale, durante il quale la centrale viene esercita in modalità non molto discoste da quelle definite come "dedicate". In altri casi, ad esempio nel caso di prelievo di calore da centrali termoelettriche (caso analogo al CC-3LP qui proposto), il Metodo Legge-10/91 si basava sulla valutazione della perdita di produzione elettrica conseguente al calore prelevato dal ciclo per destinarlo alla rete di teleriscaldamento, ed a tale calore veniva attribuito il consumo di energia primaria e le emissioni del sistema elettrico nazionale chiamato ad integrare la minore energia elettrica prodotta dalla centrale.

In conclusione: il Metodo Legge-10/91 conserva la sua validità sotto due ben precise condizioni:

- ci si trova di fronte ad una centrale cogenerativa effettivamente dedicata al teleriscaldamento (sia in termini di dimensionamento che di modalità di esercizio);
- il sistema elettrico sostituito sia inteso in senso dinamico, soggetto alle modificazioni (piuttosto rapide) che interessano il settore.

A riprova dell'attualità del metodo testimonia il fatto che diversi provvedimenti normativi (citiamo solo le delibere AEEG relative ai TEE – Titoli di Efficienza Enegetica e quelle concernenti le modalità di riconoscimento della qualifica di "impianto cogenerativo") si basano sostanzialmente sul medesimo concetto, prevedendo appunto l'evoluzione temporale delle prestazioni dei sistema elettrico sostituito. Resta il fatto, tuttavia, che la prima condizione indicata (esercizio sempre in assetto cogenerativo) è, nella situazione odierna, raramente verificata, ed è questa la ragione per cui la Metodologia proposta da AIRU ha optato per i principi contenuti nella Direttiva 2004/8/CE, che, pur non esenti da limiti, consentono di superare e di prescindere dal concetto di "centrale dedicata".

3.2 I risultati prodotti dal Metodo-B (Direttiva CE)

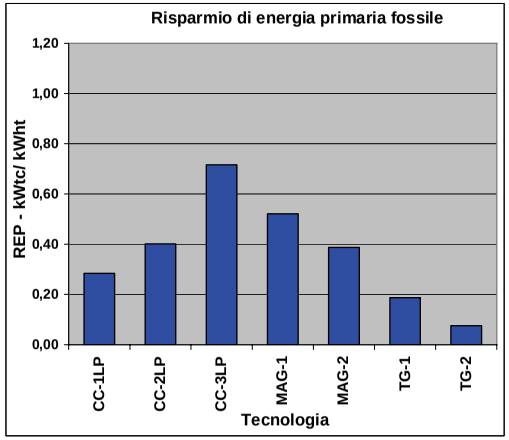
Metodo-B con centrale dedicata

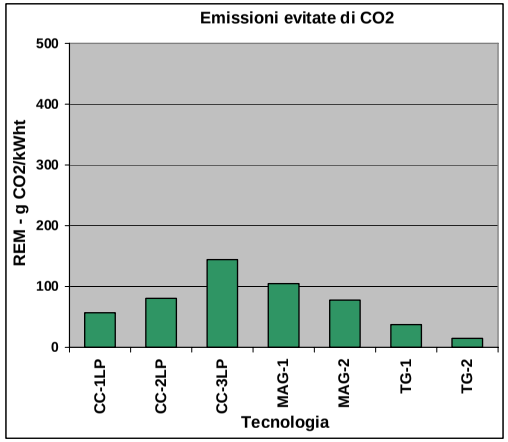
I dati di tabella 2, meglio illustrati in figura 7, evidenziano che il Metodo Direttiva porta a risparmi di energia primaria e ad emissioni evitate di molto inferiori a quelle del metodo tradizionale Legge-10/91.

La ragione di ciò risiede, ovviamente, nella scelta del sistema elettrico sostituito, che qui viene assunto avere η_{es} = 0,525 (contro un η_{es} = 0,40 del metodo precedente) e, soprattutto, è alimentato a gas naturale (EF_{es} = 385 g CO_2/kWh_e, contro i 666 g CO_2/kWh_e del sistema termoelettrico nazionale).

Fig. 7 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale cogenerativa
Funzionamento della centrale: dedicato

FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE: DEDICATO — **METODO-B: Direttiva 2004/8/CE**





SCENARIO

Fabbisogno termico utenza	**131,0**	GWht
Energia termica immessa in rete	**147,6**	GWht
Rendimento sistema elettrico sostituito	**0,525**	
Rendimento sistema termico sostituito	**0,800**	
Emissioni di CO2 del sistema elettrico sostituito	**385**	g/kWhe
Emissioni di CO2 del sistema termico sostituito	**252**	g/kWht
Interconnessione con la rete elettrica nazionale	**AT**	
Fattore correttivo per minori perdite di rete	**1,000**	

Prestazioni energetiche ed ambientali	**ET cogenerata=75%**							
Incentivo ipotizzato	**CC-1LP**	**CC-2LP**	**CC-3LP**	**MAG-1**	**MAG-2**	**TG-1**	**TG-2**	
Risparmio di energia primaria fossile (REP)	**0,28**	**0,40**	**0,72**	**0,52**	**0,39**	**0,19**	**0,08**	kWhc/kWht
Emissioni evitate di CO2 (REM)	**57**	**80**	**144**	**105**	**78**	**37**	**15**	g/kWht
Incentivo ipotizzato all'energia erogata (Ice)	**6,2**	**8,8**	**15,7**	**11,4**	**8,5**	**4,1**	**1,6**	€/MWht

Rendimento elettrico medio annuo ηel	**0,41**	**0,44**	**0,54**	**0,45**	**0,40**	**0,36**	**0,30**
Rendimento termico medio annuo ηth	**0,23**	**0,30**	**0,11**	**0,40**	**0,45**	**0,41**	**0,47**
Rendimento totale medio annuo ηtot	**0,64**	**0,74**	**0,64**	**0,85**	**0,85**	**0,77**	**0,77**

Rapporto elettrico/termico	**1,79**	**1,48**	**4,98**	**1,13**	**0,89**	**0,88**	**0,64**

REM con energia termica da geotermia	**236,50**	g CO2/kWht
Incentivo all'energia geotermica	**25,80**	€/MWht

In conclusione, il metodo produce, per qualsiasi tecnologia ed in qualunque condizione, valori di REP e REM sempre inferiori a quelli della fonte geotermica e, pertanto, i possibili incentivi economici (compresi fra 1,6 e 15,8 €/MWh_t) risultano sempre significativamente inferiori a quelli oggi riconosciuti alla fonte rinnovabile (25,8 €/MWh_t).
Quanto al confronto fra le differenti tecnologie, emerge chiara, nell'ambito di una medesima categoria di impianti (cicli combinati gas-vapore o cicli a recupero semplice), la relazione diretta fra rendimento elettrico e valori dei REP e dei REM. Ad esempio, il legame fra rendimento elettrico e risultati energetici ed ambientali è ben evidenziato in figura 8, che fa riferimento ad uno schema semplificato (e del tutto teorico, ma utile ai nostri scopi) di centrale esclusivamente cogenerativa con Motori Alternativi a Gas (MAG) e trascurano le perdite di rete e l'energia elettrica prelevata dal sistema elettrico nazionale.
Più complesso e meno immediato, invece, è il confronto fra le prestazioni dei cicli combinati e quelle dei cicli a recupero semplice. I primi, infatti, non raggiungono mai, nell'esercizio annuo, la condizione di Full CHP e pertanto il Metodo Direttiva scorpora sempre, ai fini del bilancio energetico ed ambientale associabile al teleriscaldamento, una porzione di centrale che soddisfa tale requisito.
Tale operazione induce, in questi tipo di impianti, un comportamento differente rispetto a quello dei cicli a recupero semplice.
Ne è riprova, ad esempio, il fatto che il MAG-2 (η_{el} = 0,40; η_{tot} = 0,85, E/T = 0,89: quindi rispondente ai requisiti di impianto "Full CHP") consegue valori di REP e REM quasi identici a quelli del CC-2LP ((η_{el} = 0,44; η_{tot} = 0,74, E/T = 1,48: quindi soggetto all'operazione di scorporo della porzione Full CHP avente η_{el} = 0,44; η_{tot} = 0,80).

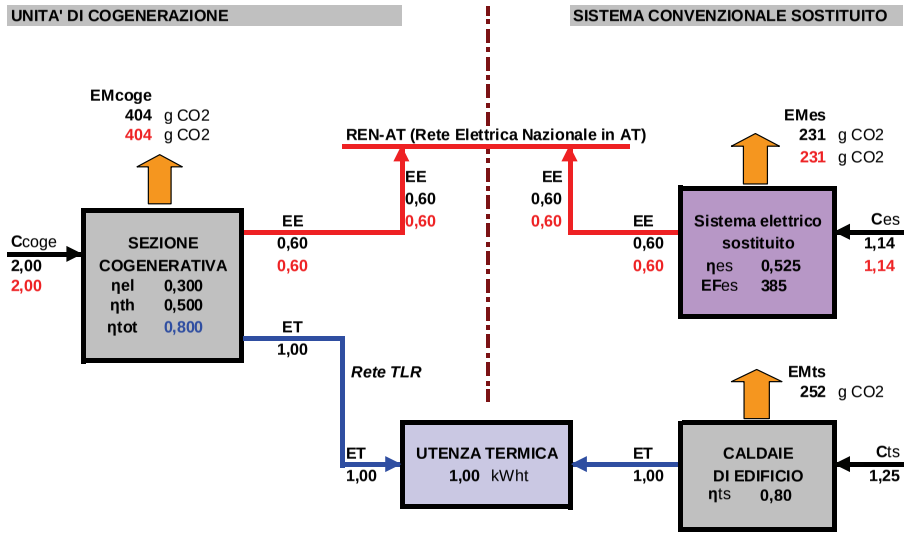
Metodo-B con centrale non dedicata

I dati di tabella 2, illustrati in figura 9, evidenziano quanto segue.
Nel caso dei cicli combinati (tipologia impiantistica che non raggiunge mai, nell'esercizio annuo, la condizione di Full CHP, cioè non raggiungono mai un rendimento pari a quello potenziale tipico della tecnologia), il metodo produce, per un dato impianto, risultati energetici ed ambientali quasi indipendenti dalle modalità gestionali dell'impianto reale. Tale risultato è facilmente comprensibile se si bada al fatto che, in qualunque modalità gestionale, il Metodo scorpora una centrale Full CHP che:

- produce la medesima quantità di energia termica utile;
- ha sempre lo stesso rendimento complessivo (η_{tot} = 0,80);
- ha un rendimento termico dato $\eta_{th} = 0{,}80 - \eta_{el}$.

Stante il fatto che, per gli usuali valori del parametro β (perdita specifica di energia elettrica in addebitabile al prelievo di calore dal ciclo termodinamico, che è caratterizzato da valori compresi normalmente nel range 0,13÷0,20), le variazioni che si riscontrano nel valore del rendimento elettrico η_{el} nelle differenti modalità gestionali di un dato impianto sono modeste. Ne consegue che, per un dato impianto, la porzione Full CHP (quella che produce i REP ed i REM di figura 9) subisce modeste variazioni in funzione dell'esercizio dell'impianto complessivo e, quindi, produce circa gli stessi REP e REM.

Fig. 8 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema cogenerativo
Metodo Direttiva – Centrale con Motori Alternativi a Gas



REP = ET * [ηel/(ηth*ηes) + 1/ηts -1/ηth]
REM = ET * [EFes*ηel/ηth + EFts/ηts - EFcoge/ηth]

0,39	kWhc
79	g CO2

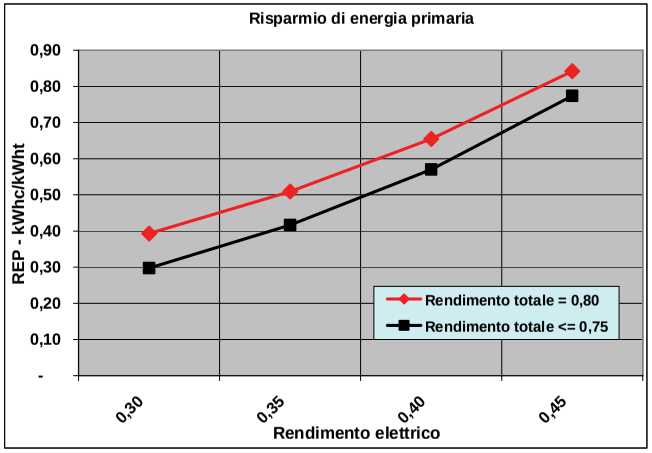
0,6	Bilancio energetico effettivo della centrale cogenerativa
0,6	Bilancio energetico Metodo Direttiva 2004/8/CE

ηel	rendimento elettrico netto unità cogenerative
ηth	rendimento termico netto unità cogenerative
EFcoge	Fattore di emissione unità cogenerative (g CO2/kWhc)
ηes	Rendimento del sistema elettrico sostituito
ηts	Rendimento del sistema termico sostituito
EFes	Fattore di emissione sistema elettrico sostituito (g CO2/kWhe)
EFts	Fattore di emissione sistema termico sostituito (g CO2/kWhc)

ET = Energia Termica (kWht)
EE = Energia Elettrica (kWhe)
C = Energia Primaria del Combustibile (kWhc)
EM = Emissioni di CO2 (g)

Parametri Direttiva

ηtot-coge	0,75
K	0,25
β	0,000
C	0,6667



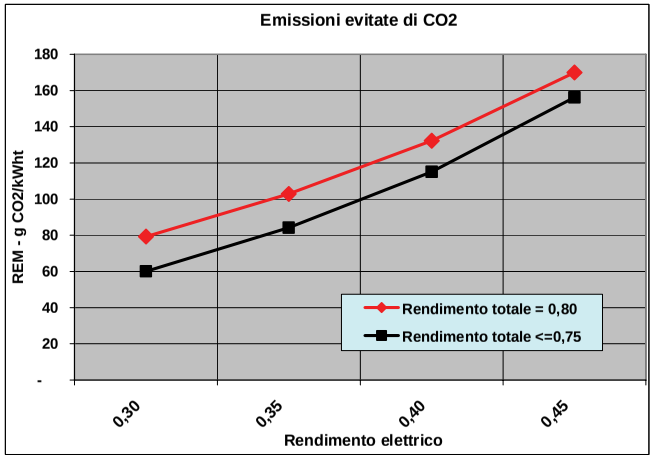
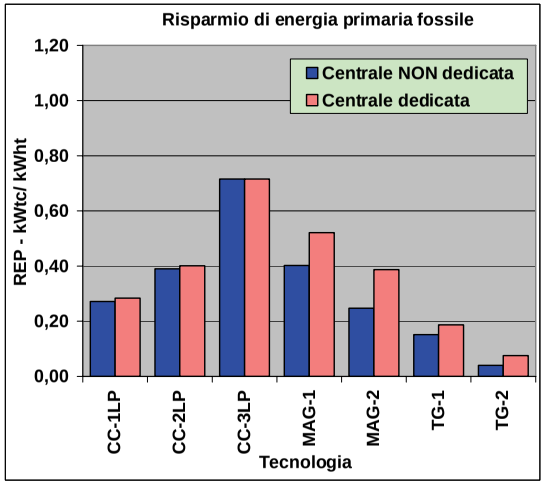
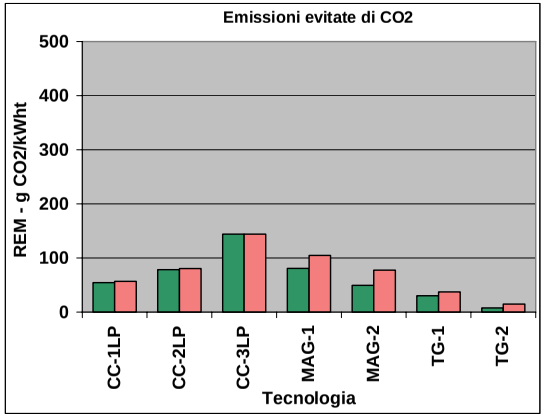


Fig. 9 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale cogenerativa
Funzionamento della centrale: non dedicato

FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE: NON DEDICATO

METODO-B: Direttiva 2004/8/CE





SCENARIO

Fabbisogno termico utenza	**131,0**	GWht
Energia termica immessa in rete	**147,6**	GWht
Rendimento sistema elettrico sostituito	**0,525**	
Rendimento sistema termico sostituito	**0,800**	
Emissioni di CO2 del sistema elettrico sostituito	**385**	g/kWhe
Emissioni di CO2 del sistema termico sostituito	**252**	g/kWht
Interconnessione con la rete elettrica nazionale	**AT**	
Fattore correttivo per minori perdite di rete	**1,000**	

Prestazioni energetiche ed ambientali	**ET cogenerata=75%**							
Incentivo ipotizzato	CC-1LP	CC-2LP	CC-3LP	MAG-1	MAG-2	TG-1	TG-2	
Risparmio di energia primaria fossile (REP)	**0,27**	**0,39**	**0,72**	**0,40**	**0,25**	**0,15**	**0,04**	kWhc/kWht
Emissioni evitate di CO2 (REM)	**54**	**78**	**144**	**81**	**49**	**30**	**8**	g/kWht
Incentivo ipotizzato all'energia erogata (Ice)	**5,9**	**8,5**	**15,7**	**8,8**	**5,4**	**3,3**	**0,8**	€/MWht

Rendimento elettrico medio annuo η_{el}	**0,42**	**0,46**	**0,54**	**0,45**	**0,40**	**0,30**	**0,36**
Rendimento termico medio annuo η_{th}	**0,14**	**0,19**	**0,07**	**0,22**	**0,25**	**0,26**	**0,23**
Rendimento totale medio annuo η_{tot}	**0,56**	**0,64**	**0,61**	**0,67**	**0,65**	**0,56**	**0,59**

Rapporto elettrico/termico	**2,91**	**2,45**	**8,04**	**2,03**	**1,60**	**1,15**	**0,59**

REM con energia termica da geotermia	**236,5**	g CO2/kWht
Incentivo all'energia geotermica	**25,8**	€/MWht

Nel caso dei cicli a recupero semplice (MAG e TG), si rileva che il Metodo Direttiva consegue, nell' esercizio non dedicato (quindi con consistente dissipazione di calore), sempre valori di REP e REM sempre inferiori al caso di esercizio dedicato.
Tale risultato non smentisce il Metodo Direttiva: è solo conseguenza del fatto che gli impianti Full CHP scorporati dalla Metodologia hanno tutti un rendimento complessivo pari a 0,75, mentre quelli dedicati presi in considerazione hanno tutti un rendimento annuo superiore a tale soglia (come effettivamente avviene nella generalità dei casi con impianti correttamente gestiti).
Se gli impianti presi a riferimento nelle presenti elaborazioni fossero stati caratterizzati da rendimenti complessivi uguali o inferiori al valore di soglia di 0,75, il Metodo avrebbe prodotto, per ciascun impianto, circa i medesimi risultati in qualsiasi modalità gestionale.
In conclusione, i risultati ottenuti dimostrano che il metodo Direttiva consente effettivamente di raggiungere l'obiettivo principale della Metodologia proposta da AIRU: quello di non attribuire al sistema di teleriscaldamento i REP ed i REM attinenti ad eventuali quote di energia elettrica non associata all'energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento.
Ciò detto, si ritiene tuttavia che la Direttiva (e quindi il Metodo qui esaminato) non sia esente da alcune incongruenze.
Se ne segnala una sola, che ha stretta attinenza con i risultati prodotti dal metodo.
La Direttiva, si diceva, si pone l'obiettivo di individuare l'energia elettrica effettivamente cogenerata da un impianto (la sola meritevole di sostegno). Per la Direttiva non è sufficiente che l'energia elettrica sia prodotta da un impianto di produzione combinata per essere considerata di origine cogenerativa; è altresì necessario che detto impianto abbia conseguito, nell'anno in esame, un rendimento complessivo (di primo principio) superiore ad un certo valore limite, valore che attesta l'effettivo esercizio in assetto cogenerativo.
Nello stabilire i valori minimi di rendimento complessivo, la Direttiva impone che:

- i cicli a vapore a contropressione,
- le turbine a gas,
- i motori alternativi,

devono conseguire un rendimento complessivo pari o superiore al 75% affinché tutta la produzione elettrica sia considerata di origine cogenerativa;
mentre:

- i cicli combinati gas vapore,
- i cicli a vapore a condensazione e spillamento,

devono conseguire un rendimento complessivo pari o superire all'80**%** affinché tutta la produzione elettrica sia considerata di origine cogenerativa.
Ora è notorio che i cicli del secondo gruppo sono caratterizzati da un rendimento totale (di primo principio, sia in assetto nominale che, ancor più, nell'esercizio annuo effettivo) sempre inferiore a quello dei cicli del primo gruppo. Non si comprende, pertanto, la *ratio* dei valori minimi imposti.

3.3 I risultati prodotti dal Metodo-C (Pari Tecnologia)

Metodo-C con centrale dedicata

Il metodo della pari tecnologia dovrebbe produrre, come è evidente, risultati indipendenti dalle prestazioni elettriche della sezione cogenerativa.

Ciò risulta chiaro se si pone l'attenzione sulla formulazione generale del REP, che, nel caso ideale di:

- energia termica totalmente cogenerata,
- assenza di perdite di rete,
- nessun autoconsumo elettrico degli ausiliari e della rete di teleriscaldamento,

diventa:

$$REP = \eta_{el} / (\eta_{th} \bullet \eta_{es}) + 1/\eta_{ts} - 1/\eta_{th} \qquad [kWh_c/kWh_t]$$

Assumere l'ipotesi della pari tecnologia non cogenerativa significa porre, sempre nel caso ideale qui ipotizzato, $\eta_{es} = \eta_{el}$, e pertanto la formulazione del REP diventa:

$$REP = 1/\eta_{ts} \qquad [kWh_c/kWh_t]$$

Nel caso ideale qui ipotizzato, dunque, per il Metodo-C il REP ed il REM sarebbero, per qualsiasi tecnologia e per qualsiasi modalità di esercizio, i valori relativi alla mancata produzione di 1 kWh_t da parte del sistema termico convenzionale, e quindi, come evidenziato in figura 10, pari a:

$$REP = 1{,}25 \qquad kWh_c/kWh_t$$
$$REM = 252 \qquad g\ CO_2/kWh_t$$

Nella realtà operativa I fattori prima elencati (quota di calore prodotto da caldaie di integrazione, autoconsumi elettrici, perdite di rete, energia elettrica prelevata dalla rete esterna) hanno una influenza che può essere più o meno marcata, con conseguente differenziazione dei REP e dei REM prodotti realmente dalle diverse tecnologie cogenerative.

Si evidenzia, ad esempio, la forte sensibilità del Metodo agli autoconsumi elettrici del sistema di teleriscaldamento (centrale + rete). In figura 11 sono riportati i REP ed i REM calcolati nella medesima situazione ideale di figura 10, con l'unica variante di considerare gli autoconsumi elettrici della sezione cogenerativa (stimati, per tutte le tecnologie, attorno al 3% della produzione elettrica lorda) ed i consumi elettrici per pompaggio della rete (assunti pari a 30 kWh_e/MWh_t immesso in rete, valori medi della situazione italiana).

Si evidenzia che, considerando (come deve essere considerato) gli autoconsumi elettrici del sistema, il sistema elettrico sostituito consuma sempre un quantitativo di energia fossile inferiore a quello della centrale cogenerativa. Tale diminuzione è fortemente dipendente dal rendimento elettrico e dal rapporto E/T della sezione cogenerativa. Ad esempio, nel caso del CC-3LP preso in esame, caratterizzato da elevati valori di tali parametri (η_{el} = 0,537; E/T = 4,98), il REP passa da 1,25 a 0,97 kWh_c/kWh_t ed il REP da 252 a 196 g CO_2/kWh_t.

Le considerazioni sopra svolte ci consentono di comprendere e correttamente interpretare i

risultati energetici ed ambientali che il modello di simulazione produce adottando il Metodo della Pari Tecnologia.
I risultati del Modello sono riportati in figura 12 e, come è evidente, risultano in perfetta coerenza con le considerazioni teoriche prima svolte.
In particolare, la figura 12 conferma l'indifferenza dei risultati rispetto alle tecnologie cogenerative, salvo che per gli effetti connessi agli autoconsumi elettrici del sistema.
Il confronto con i risultati prodotti dal Metodo Legge-10/91 inducono alle riflessioni e considerazioni di seguito riportate.

1) Le tecnologie caratterizzate da rendimenti superiori a quello del sistema termoelettrico nazionale (CC, MAG-1) subiscono, con il Metodo-C, una diminuzione del REP rispetto al Metodo-A. Il contrario succede per quelle tecnologie caratterizzate da un rendimento elettrico inferiore a quello del sistema termoelettrico (MAG-2, TG-1, TG-2);
2) la conseguenza è che le tecnologie "scadenti" (i due turbogas aventi rendimenti del 30 e del 36%) con il Metodo-C godrebbero, rispetto al Metodo-A, di un forte incremento del proprio REP.
   Ad esempio, il TG-2 (la tecnologia a minore rendimento elettrico) passa da 0,37 kWh_c/kWh_t con il Metodo-A a 0,79 kWh_c/kWh_t con il Metodo-C.
   Il Metodo-C, pertanto, premia, nel confronto, i sistemi cogenerativi a bassa efficienza elettrica.
3) Un comportamento sostanzialmente analogo si registra sul lato dei benefici ambientali: tutti i REM prodotti dal Metodo-C risultano fortemente ridotti rispetto al Metodo-A, con l'unica eccezione del ciclo a minor rendimento elettrico, che incrementa (seppur di poco) le proprie performance ambientali.

Metodo-C con centrale non dedicata

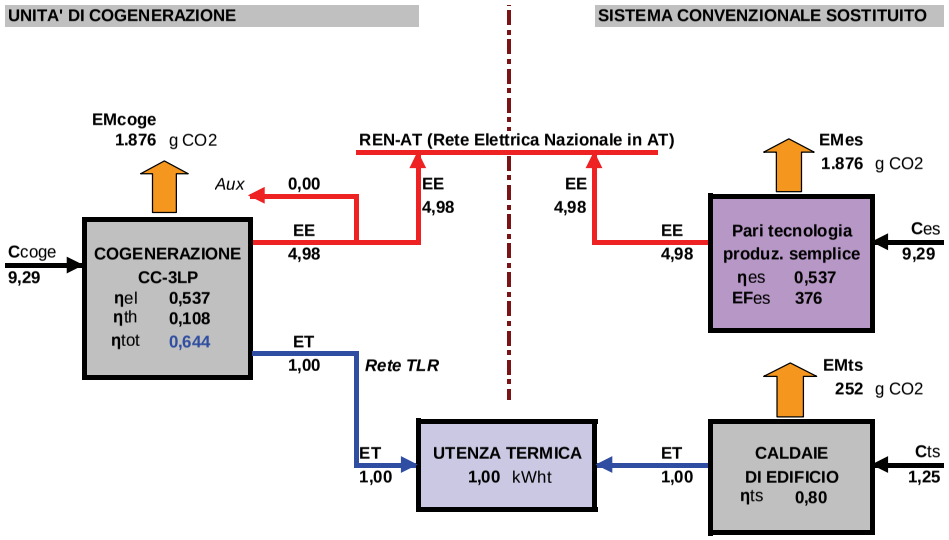
Nel caso di sistema cogenerativo ideale (come prima definito trattando il caso di centrale dedicata) è evidente che il Metodo-C produrrà i medesimi risultati indipendentemente dalle modalità di esercizio della sezione cogenerativa.
Il risparmio di energia, si ricorda, assume, sotto tali ipotesi, la formulazione

$$REP = 1/\eta_{ts} \qquad [kWh_c/kWh_t]$$

e quindi non intervengono, nella sua quantificazione, le prestazioni energetiche della sezione cogenerativa.
La presenza, negli impianti reali, di autoconsumi elettrici del sistema (dipendenti dalle modalità di esercizio, sicuramente di maggiore entità nel caso di esercizio non dedicato e prolungato nei mesi estivi) e di energia elettrica prelevata dalla rete nazionale, fanno sì che i REP ed i REM prodotti in esercizio non dedicato siano leggermente inferiori ai rispettivi valori prodotti dalle centrali dedicate.
La figura 13, che riporta i risultati del modello di simulazione con il Metodo della pari tecnologia, conferma quanto sopra argomentato.

Fig. 10 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema cogenerativo
Metodo Pari Tecnologia – caso ideale con centrale dedicata

METODO PARI TECNOLOGIA - Caso ideale con centrale dedicata

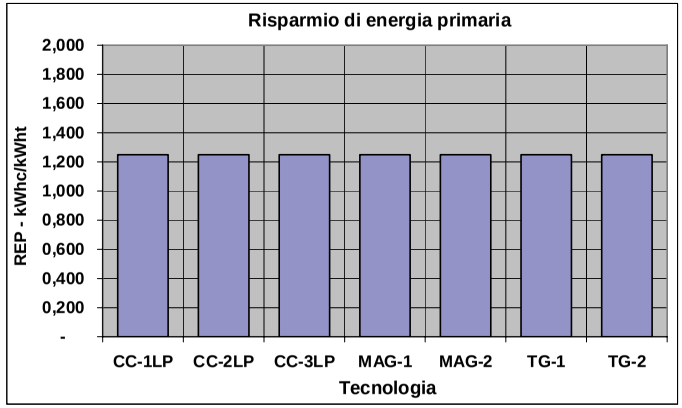


REP = ET * [ηel/(ηth*ηes) + 1/ηts -1/ηth]
REM = ET * [EFes*ηel/ηth + EFts/ηts - EFcoge/ηth]

1,25	kWhc
252	g CO2

ηel	rendimento elettrico netto unità cogenerative
ηth	rendimento termico netto unità cogenerative
EFcoge	Fattore di emissione unità cogenerative (g CO2/kWhc)
ηes	Rendimento del sistema elettrico sostituito
ηts	Rendimento del sistema termico sostituito
EFes	Fattore di emissione sistema elettrico sostituito (g CO2/kWhe)
EFts	Fattore di emissione sistema termico sostituito (g CO2/kWhc)

ET = Energia Termica (kWht)
EE = Energia Elettrica (kWhe)
C = Energia Primaria del Combustibile (kWhc)
EM = Emissioni di CO2 (g)



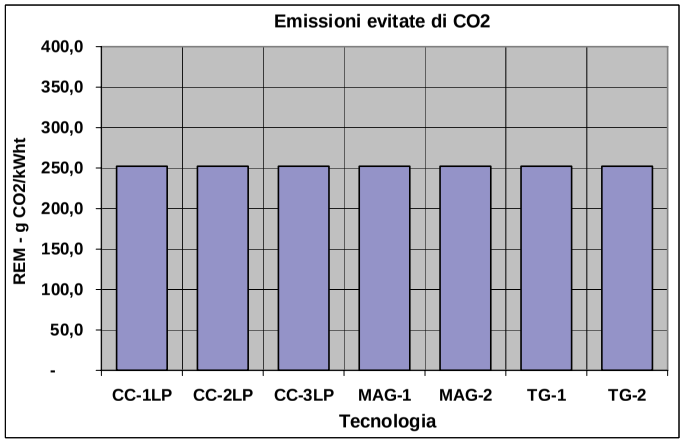
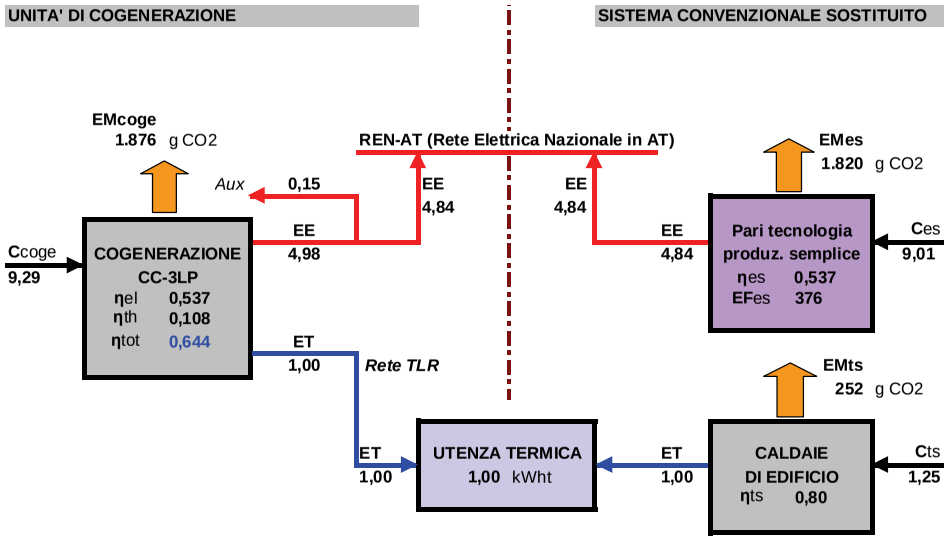


Fig. 11 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema cogenerativo
Metodo Pari Tecnologia - caso con autoconsumi elettrici del sistema - centrale dedicata

METODO PARI TECNOLOGIA - Caso con autoconsumi elettrici del sistema - Centrale dedicata

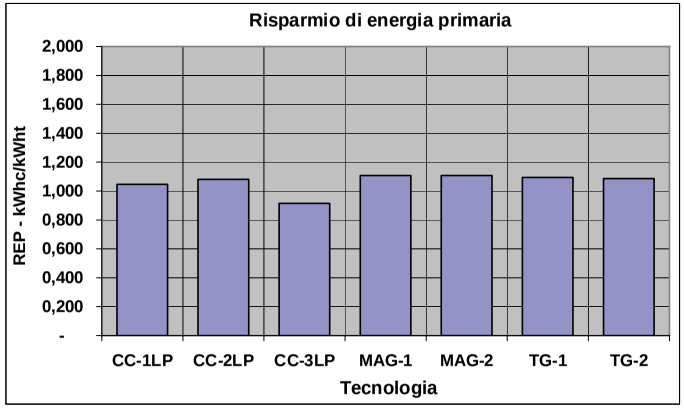


REP = ET * [ηel/(ηth*ηes) + 1/ηts -1/ηth]
REM = ET * [EFes*ηel/ηth + EFts/ηts - EFcoge/ηth]

0,97	kWhc
196	g CO2

ηel	rendimento elettrico netto unità cogenerative
ηth	rendimento termico netto unità cogenerative
EFcoge	Fattore di emissione unità cogenerative (g CO2/kWhc)
ηes	Rendimento del sistema elettrico sostituito
ηts	Rendimento del sistema termico sostituito
EFes	Fattore di emissione sistema elettrico sostituito (g CO2/kWhe)
EFts	Fattore di emissione sistema termico sostituito (g CO2/kWhc)

ET = Energia Termica (kWht)
EE = Energia Elettrica (kWhe)
C = Energia Primaria del Combustibile (kWhc)
EM = Emissioni di CO2 (g)



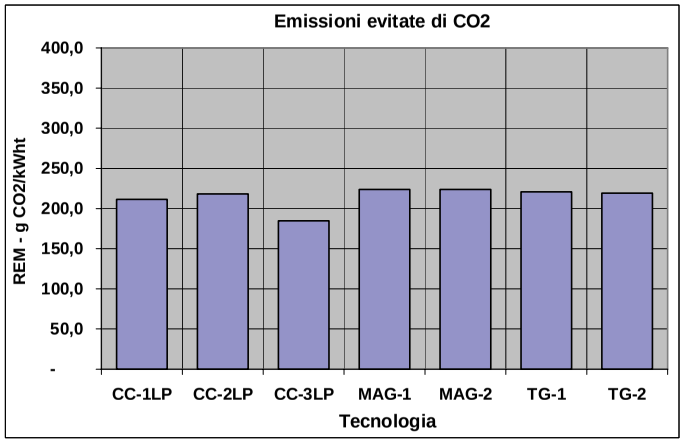
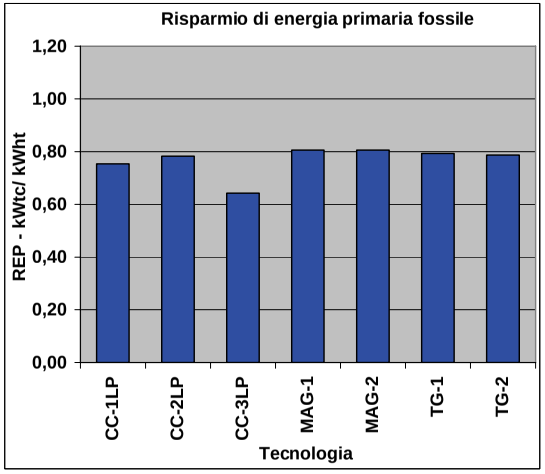
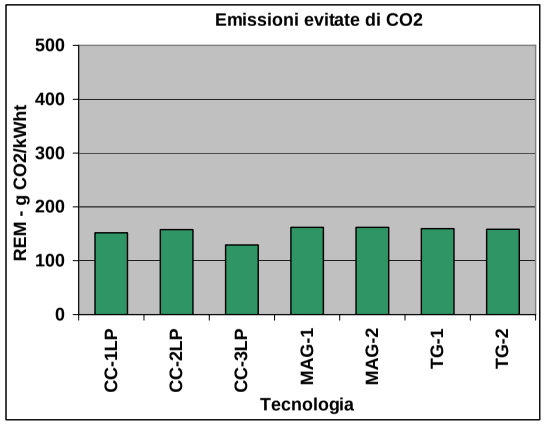


Fig. 12 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale cogenerativa
Funzionamento della centrale: dedicato

FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE: DEDICATO

METODO-C: Pari Tecnologia





SCENARIO

Fabbisogno termico utenza	**131,0**	GWht
Energia termica immessa in rete	**147,6**	GWht
Rendimento sistema elettrico sostituito		Pari tecnologia ma in produzione semplice
Rendimento sistema termico sostituito	**0,800**	
Emissioni di CO2 del sistema elettrico sostituito		Pari tecnologia ma in produzione semplice
Emissioni di CO2 del sistema termico sostituito	**252**	g/kWht
Interconnessione con la rete elettrica nazionale	**AT**	
Fattore correttivo per minori perdite di rete	**1,000**	

Prestazioni energetiche ed ambientali	**ET cogenerata=75%**							
Incentivo ipotizzato	**CC-1LP**	**CC-2LP**	**CC-3LP**	**MAG-1**	**MAG-2**	**TG-1**	**TG-2**	
Risparmio di energia primaria fossile (REP)	**0,75**	**0,78**	**0,64**	**0,81**	**0,81**	**0,79**	**0,79**	kWhc/kWht
Emissioni evitate di CO2 (REM)	**152**	**158**	**129**	**162**	**162**	**160**	**158**	g/kWht
Incentivo ipotizzato all'energia erogata (Ice)	**16,5**	**17,2**	**14,1**	**17,7**	**17,7**	**17,4**	**17,3**	€/MWht

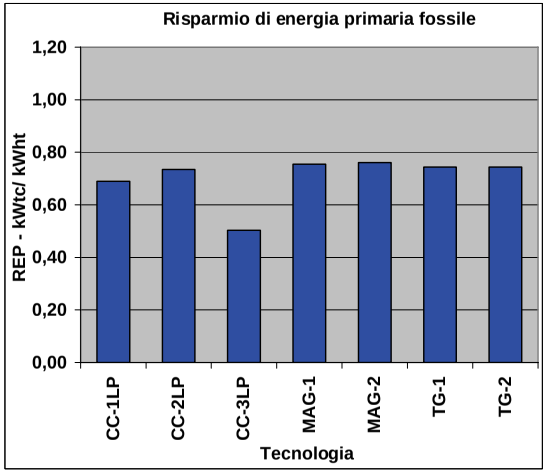
Rendimento elettrico medio annuo η_{el}	**0,41**	**0,44**	**0,54**	**0,45**	**0,40**	**0,30**	**0,36**
Rendimento termico medio annuo η_{th}	**0,23**	**0,30**	**0,11**	**0,40**	**0,45**	**0,47**	**0,41**
Rendimento totale medio annuo η_{tot}	**0,64**	**0,74**	**0,64**	**0,85**	**0,85**	**0,77**	**0,77**

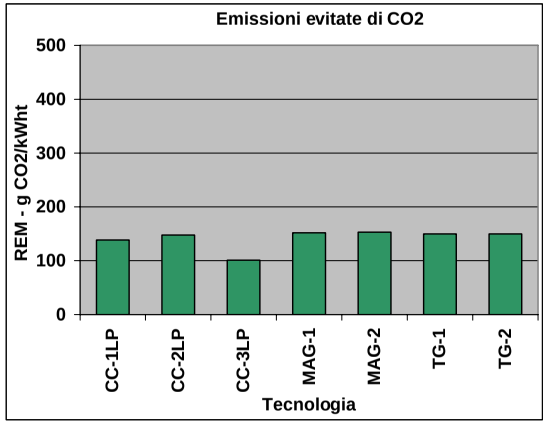
REM con energia termica da geotermia	**236,5**	g CO2/kWht
Incentivo all'energia geotermica	**25,8**	€/MWht

Fig. 13 – Benefici energetico-ambientali conseguiti da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale cogenerativa
Funzionamento della centrale: non dedicato

FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE: NON DEDICATO

METODO-C: Pari Tecnologia





SCENARIO

Fabbisogno termico utenza	**131,0**	GWht
Energia termica immessa in rete	**147,6**	GWht
Rendimento sistema elettrico sostituito		Pari tecnologia ma in produzione semplice
Rendimento sistema termico sostituito	**0,800**	
Emissioni di CO2 del sistema elettrico sostituito		Pari tecnologia ma in produzione semplice
Emissioni di CO2 del sistema termico sostituito	**252**	g/kWht
Interconnessione con la rete elettrica nazionale	**AT**	
Fattore correttivo per minori perdite di rete	**1,000**	

Prestazioni energetiche ed ambientali	**ET cogenerata=75%**							
Incentivo ipotizzato	**CC-1LP**	**CC-2LP**	**CC-3LP**	**MAG-1**	**MAG-2**	**TG-1**	**TG-2**	
Risparmio di energia primaria fossile (REP)	**0,69**	**0,73**	**0,50**	**0,76**	**0,76**	**0,74**	**0,74**	kWhc/kWht
Emissioni evitate di CO2 (REM)	**139**	**148**	**101**	**152**	**153**	**150**	**150**	g/kWht
Incentivo ipotizzato all'energia erogata (Ice)	**15,1**	**16,1**	**11,0**	**16,6**	**16,7**	**16,3**	**16,3**	€/MWht

Rendimento elettrico medio annuo ηel	**0,41**	**0,44**	**0,54**	**0,45**	**0,40**	**0,30**	**0,36**
Rendimento termico medio annuo ηth	**0,23**	**0,30**	**0,11**	**0,40**	**0,45**	**0,47**	**0,41**
Rendimento totale medio annuo ηtot	**0,64**	**0,74**	**0,64**	**0,85**	**0,85**	**0,77**	**0,77**

REM con energia termica da geotermia	**236,5**	g CO2/kWht
Incentivo all'energia geotermica	**25,8**	€/MWht

Cap. 4 Considerazioni conclusive

A conclusione di quanto fin qui esaminato, si ritiene di poter sostenere quanto segue riguardo alle tre metodologie di valutazione dei risparmi di energia primaria e delle emissioni evitate di anidride carbonica.

Metodo Legge-10/91

Il Metodo Legge-10/91 assume a riferimento, a differenza degli altri due, il sistema elettrico effettivamente sostituito nella situazione odierna, e quindi, nel caso di centrali cogenerative effettivamente realizzate, dimensionate e gestite in funzione del sistema di teleriscaldamento che queste alimentano, il Metodo quantifica in modo corretto i benefici energetici ed ambientali conseguiti dal sistema di teleriscaldamento in esame.

Tuttavia è altrettanto evidente che, nel contesto del mercato elettrico attuale, i sistemi di cogenerazione più efficienti vengono ormai eserciti in modalità non dedicata. Ed i risultati fin qui ottenuti mostrano che il Metodo Legge-10/91 mal si presta a valutare i benefici energetici ed ambientali effettivamente conseguiti dai sistemi di teleriscaldamento in quelle situazioni in cui la centrale cogenerativa è esercita in modalità non dedicate (priorità alla produzione elettrica e consistenti quantità di energia termica dissipata).

Metodo Direttiva

I risultati ottenuti mostrano che il metodo Direttiva, pur non esente da critiche, consente effettivamente di raggiungere l'obiettivo principale della Metodologia proposta da AIRU: quello di evitare di attribuire al sistema di teleriscaldamento i REP ed i REM attinenti ad eventuali quote di energia elettrica non associata all'energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento.

Inoltre, consentendo di superare la distinzione fra centrali dedicate e centrali non dedicate, tale metodo risulta applicabile alla generalità dei casi, evitando la necessità di introdurre quei "correttivi" (di difficile codificazione) che invece sono necessari con il Metodo Legge-10/91.

Metodo della Pari Tecnologia

Risulta più che evidente che il Metodo della Pari Tecnologia, non distinguendo fra impianti cogenerativi ad elevato rendimento ed impianti "scadenti", mostra di non basarsi su alcun fondamento scientifico. Il Metodo contrasta (quando al turbogas con η_{el} = 0,30 assegna un maggior risparmio del ciclo combinato a tre livelli di pressione), non solo i criteri ispiratori delle Direttiva comunitaria (promozione della cogenerazione ad "alto rendimento") ma anche la comune "sensibilità energetica".

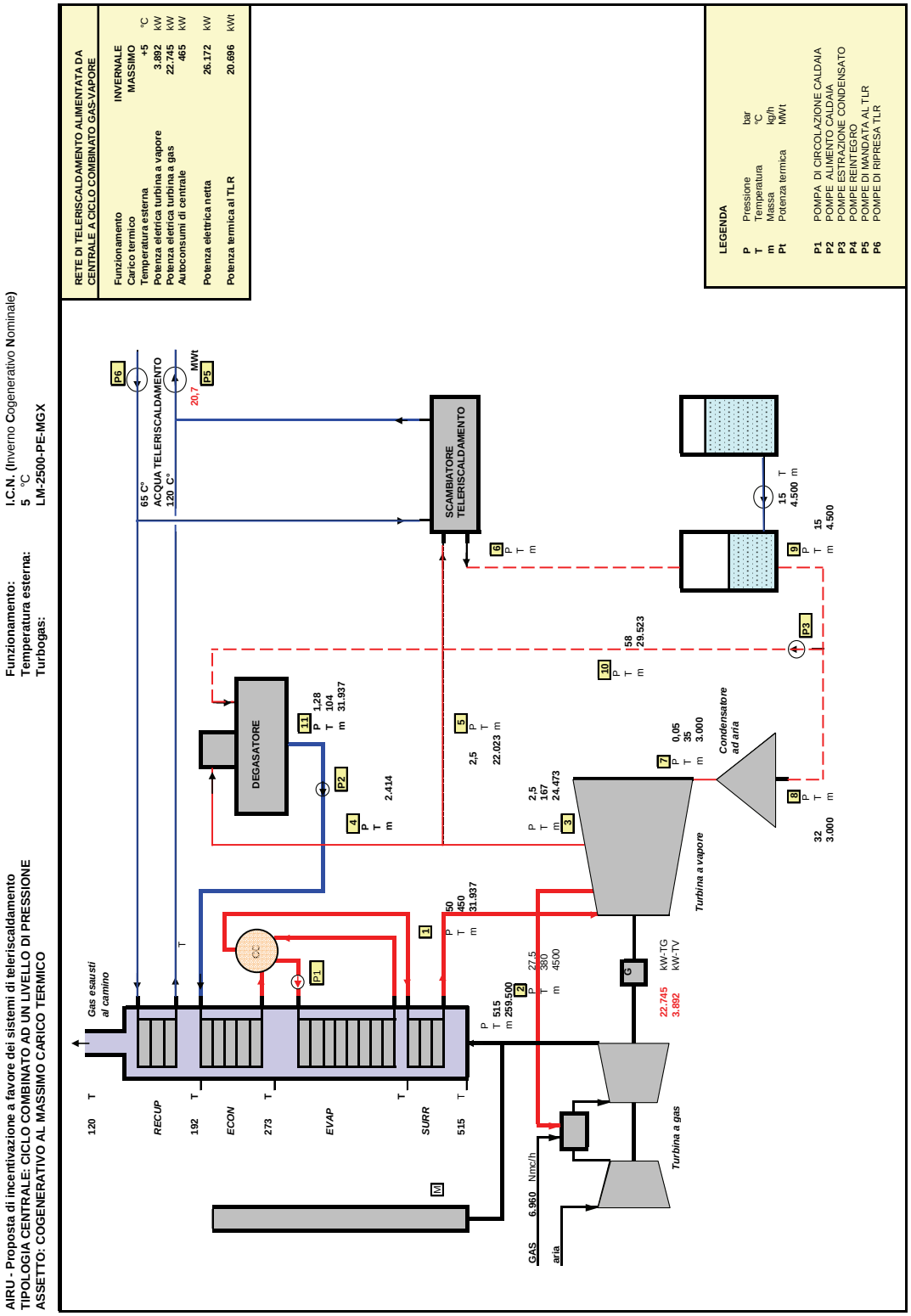
In sostanza, si ritiene che questa Metodologia non produca risultati coerenti né con gli scopi della proposta AIRU né con l'esigenza generale di destinare risorse pubbliche alle iniziative che realmente producono benefici energetici ed ambientali.

Le considerazioni qui esposte giustificano la preferenza accordata dall'AIRU al Metodo Direttiva.

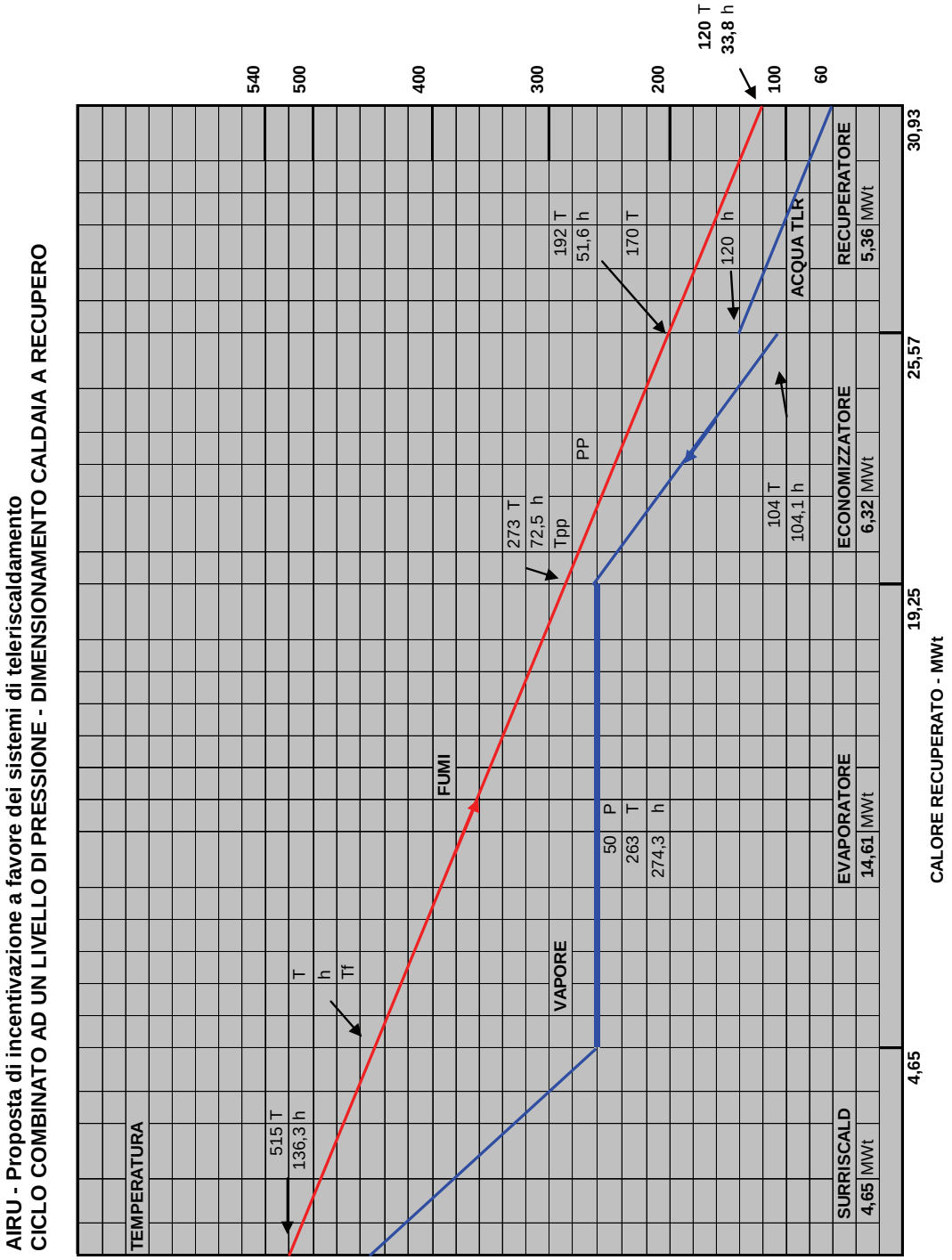
ALLEGATO 1

Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa in ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione (CC-1LP)

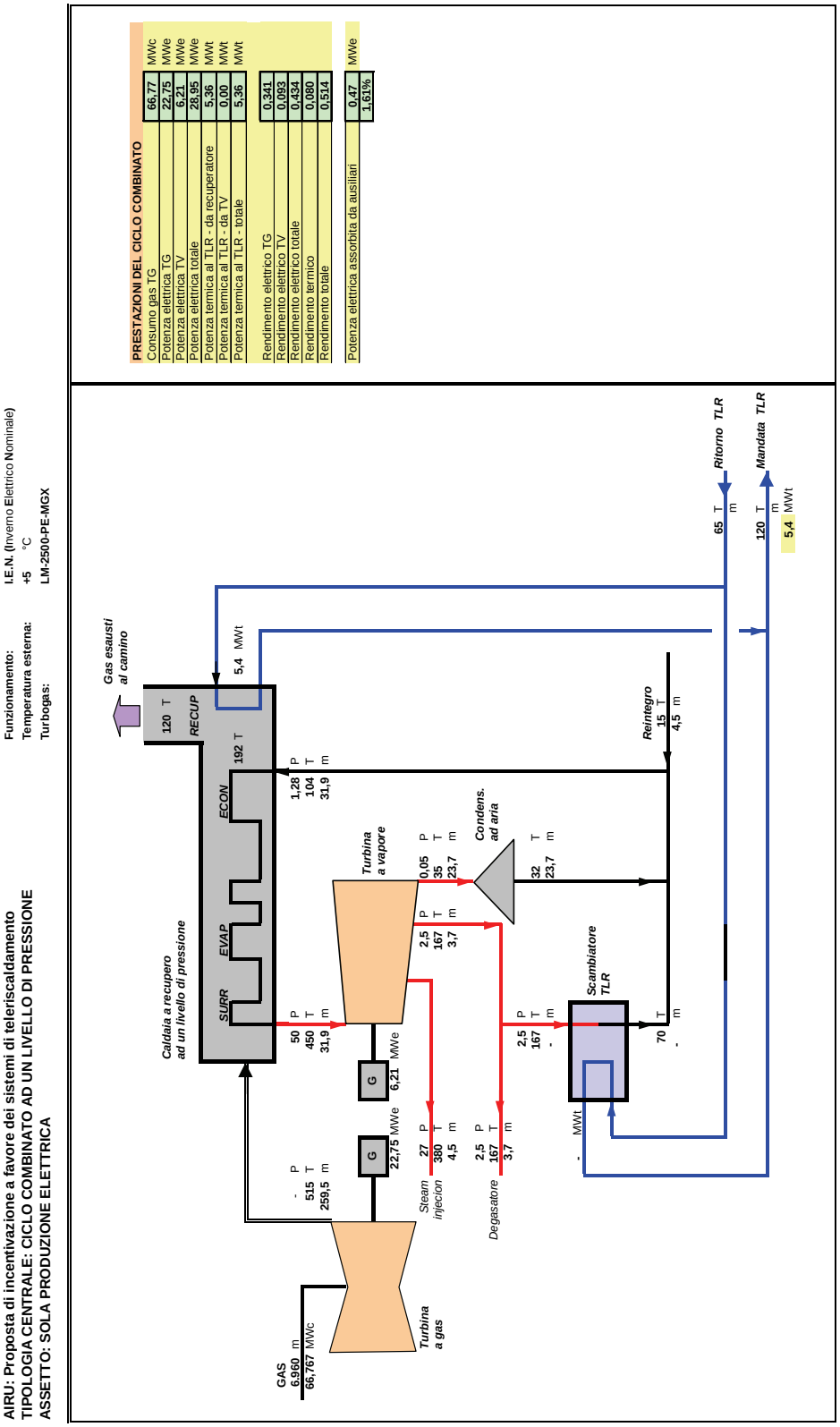
Allegato 1.1
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Dimensionamento termodinamico



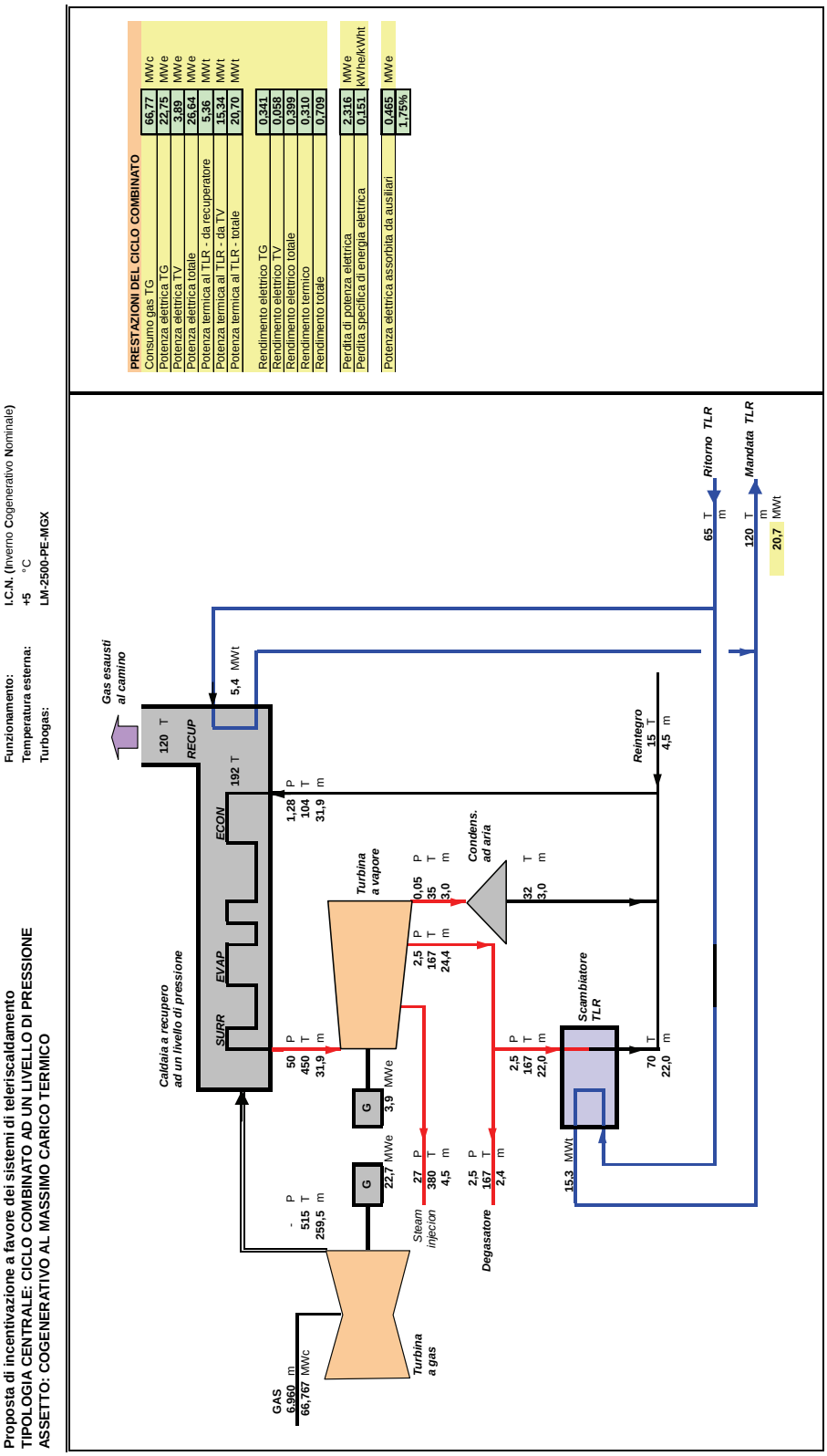
Allegato 1.2
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Dimensionamento termodinamico della caldaia a recupero



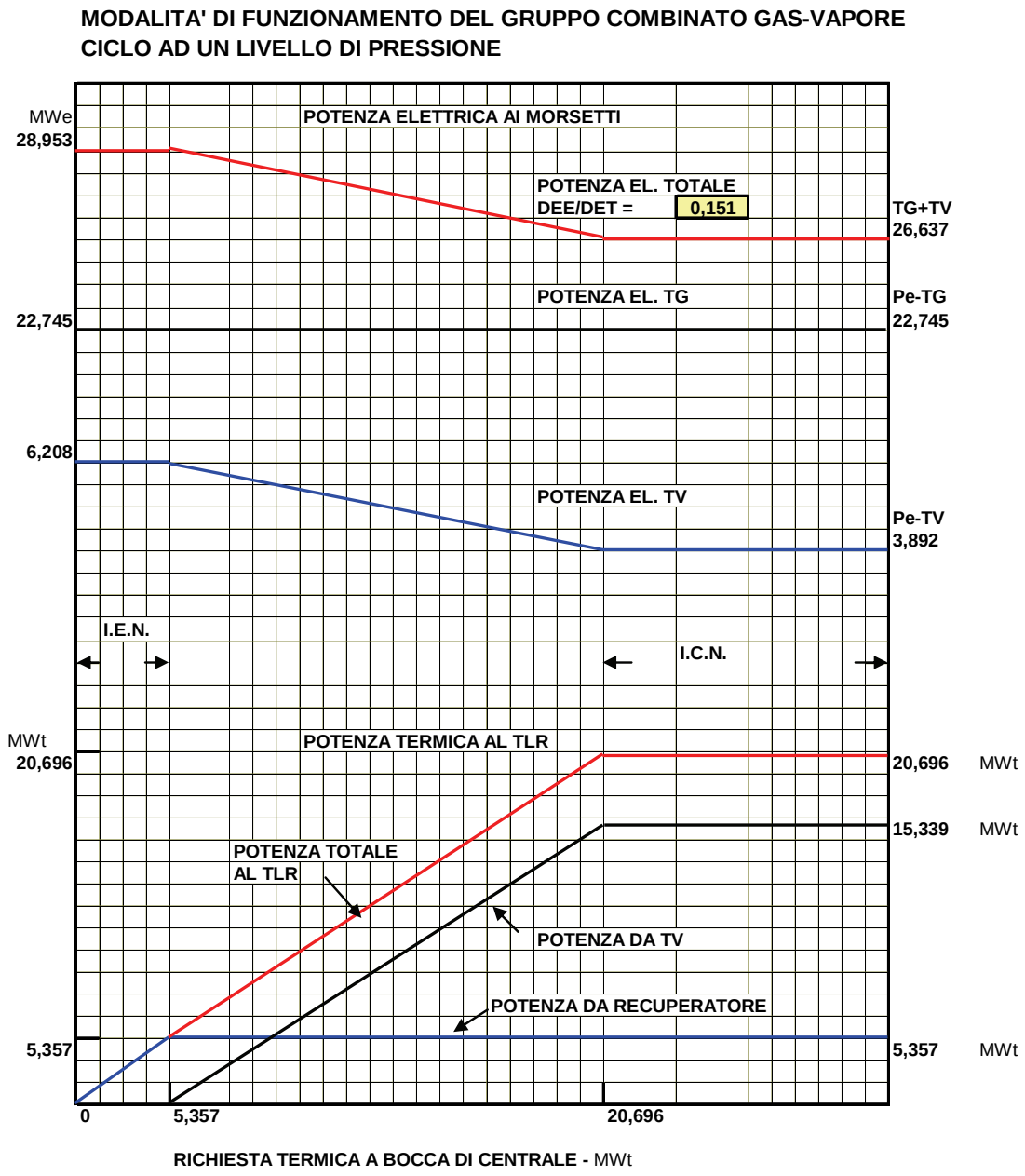
Allegato 1.3
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Bilancio energetico in assetto I.E.N. (Inverno Elettrico Nominale)



Allegato 1.4
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Bilancio energetico in assetto I.C.N. (Inverno Cogenerativo Nominale)



Allegato 1.5
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Curve di funzionamento dei generaori termici ed elettrici in funzione del carico termico richiesto dalla rete di teleriscaldamento



Allegato 1.6
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Bilancio energetico mensile – Centrale dedicata

Tab. 1-1

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - CC ad un livello di pressione

Centrale dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe (ICN)	MWe	43,8
Pt (ICN)	MWt	34,0
Scenario		1-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht	Da COGE-TV MWht	Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	8.505.906	980.426	9.486.332	33.181	995	740	31.446	6.547	14.587	8.465	29.599	27.985			0,407	0,259		0,666
FEB	7.682.754	556.632	8.239.386	30.053	902	584	28.568	5.913	12.626	4.806	23.345	21.887			0,408	0,252		0,659
MAR	8.505.906	115.452	8.621.358	33.720	1.012	462	32.247	6.470	11.016	997	18.483	16.868			0,413	0,214		0,628
APR	4.115.761	157.569	4.273.330	16.425	493	257	15.736	3.095	4.613	1.360	9.068	7.701			0,416	0,195		0,611
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-	-	2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-	-	2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	4.664.529	132.550	4.797.079	18.807	564	241	18.059	3.404	3.952	1.144	8.500	7.068			0,420	0,164		0,585
NOV	8.231.522	184.383	8.415.905	32.487	975	488	31.024	6.304	11.624	1.592	19.520	17.958			0,411	0,227		0,638
DIC	8.505.906	702.311	9.208.216	33.264	998	666	31.600	6.547	14.039	6.064	26.650	25.036			0,408	0,252		0,660
TOT	**50.212.283**	**4.273.952**	**54.486.235**	**197.937**	**5.938**	**4.062**	**188.679**	**38.279**	**72.458**	**36.900**	**147.637**	**131.000**			**0,411**	**0,230**		**0,641**
	92%	**8%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**2,1%**	**95%**	**26%**	**49%**	**25,0%**	**100%**							
						10.000												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**33.181**	**1.735**	**31.446**	**-**
FEB	**30.053**	**1.485**	**28.568**	**-**
MAR	**33.720**	**1.474**	**32.247**	**-**
APR	**16.425**	**750**	**15.736**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**18.807**	**805**	**18.059**	**57**
NOV	**32.487**	**1.463**	**31.024**	**-**
DIC	**33.264**	**1.664**	**31.600**	**-**
TOTALE	197.937	10.000	188.679	742
In F1	61.176		57.985	295
In F2	45.357		43.170	211
In F3	91.404		87.524	236

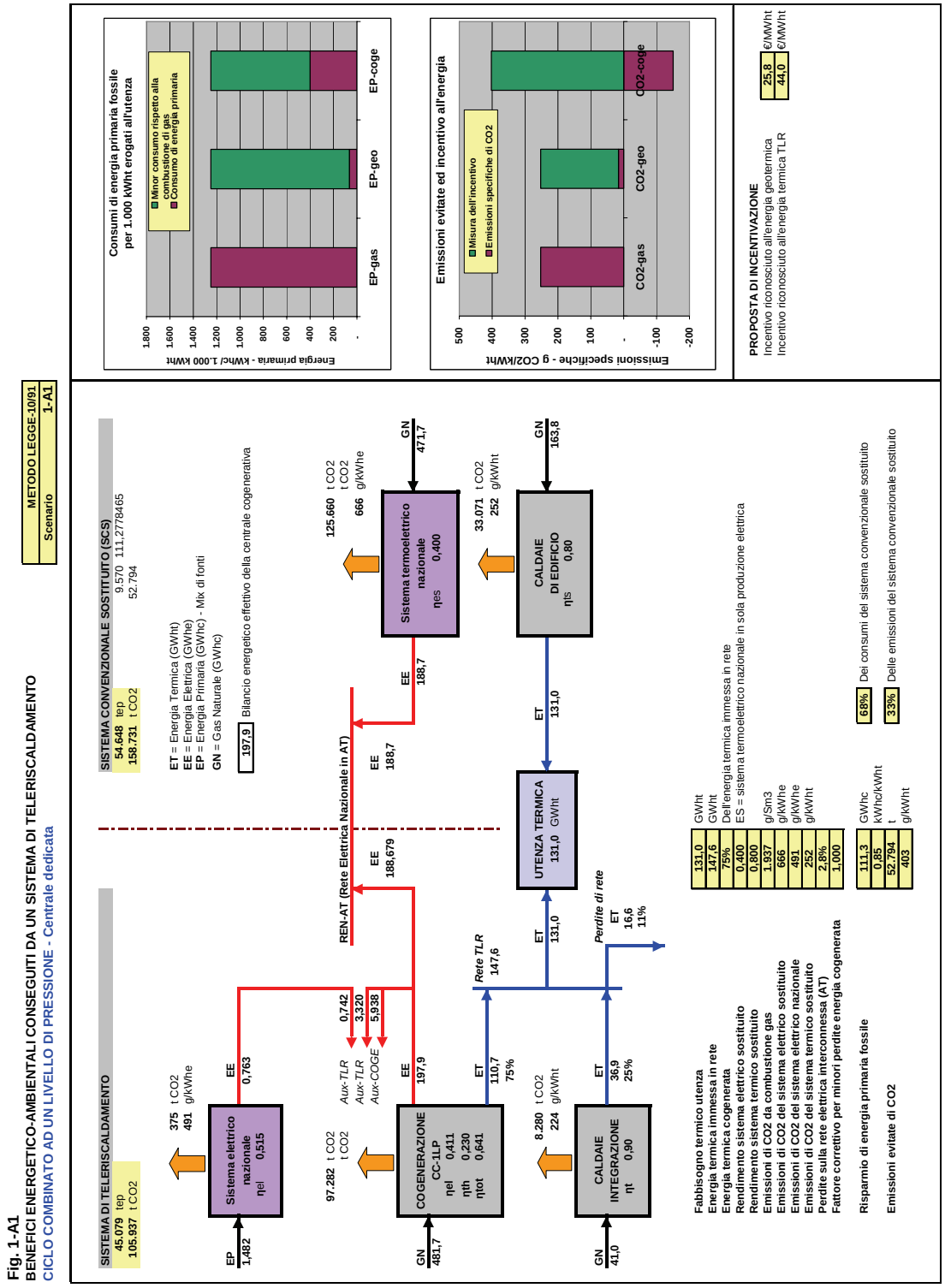
RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91		
Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	40.566	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	54.648	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	44.951	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	45.079	tep
Risparmio energetico conseguito	9.570	tep
Risparmio energetico conseguito	0,849	kWhc/kWht
IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,152	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,366	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI		
Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

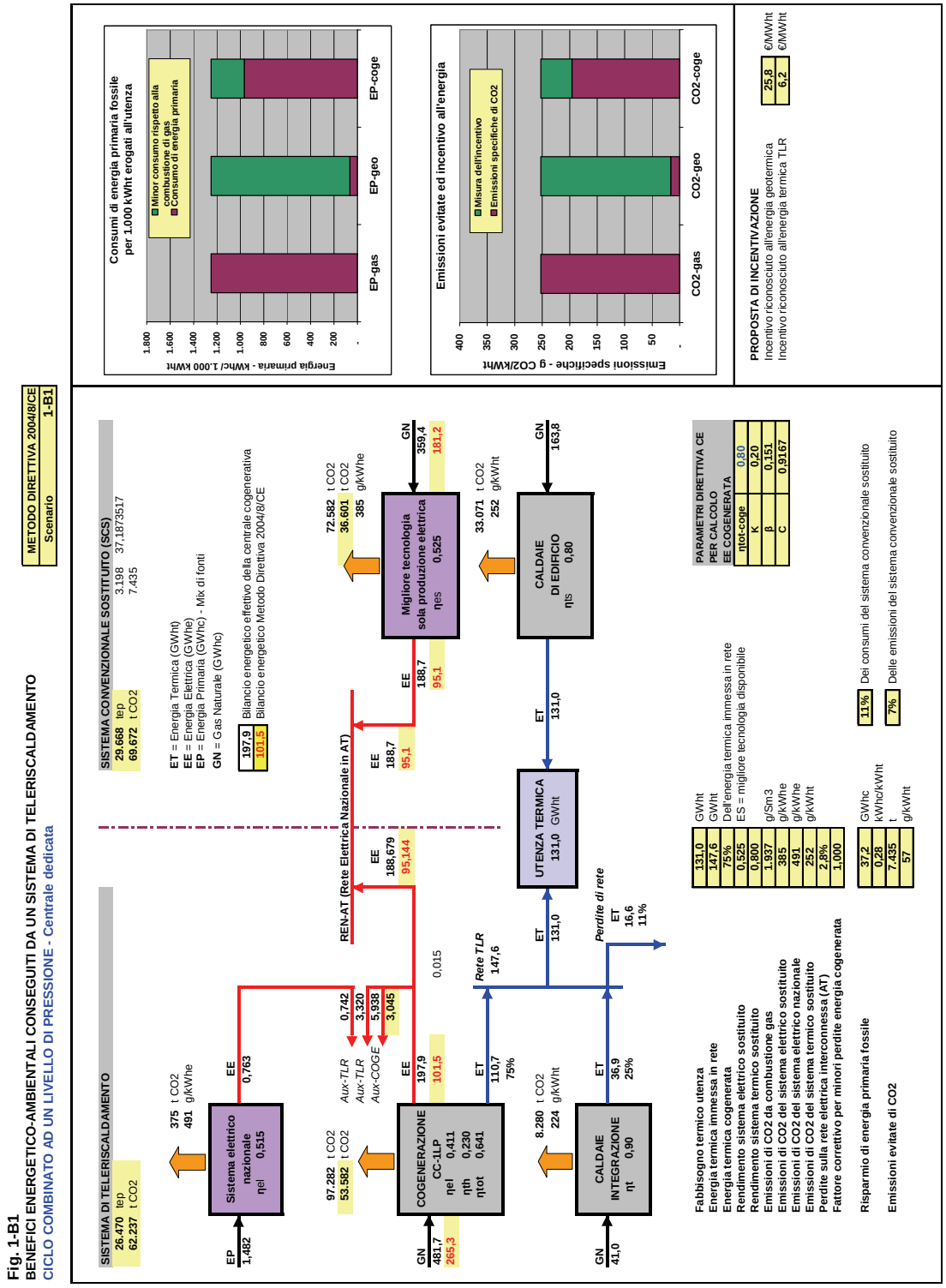
EMISSIONI EVITATE DI CO2		
Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	125.660	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	158.731	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	105.562	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	105.937	t
Emissioni evitate di CO2	52.794	t
Emissioni evitate di CO2	33%	

EMISSIONI SPECIFICHE CO2		
Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	403	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

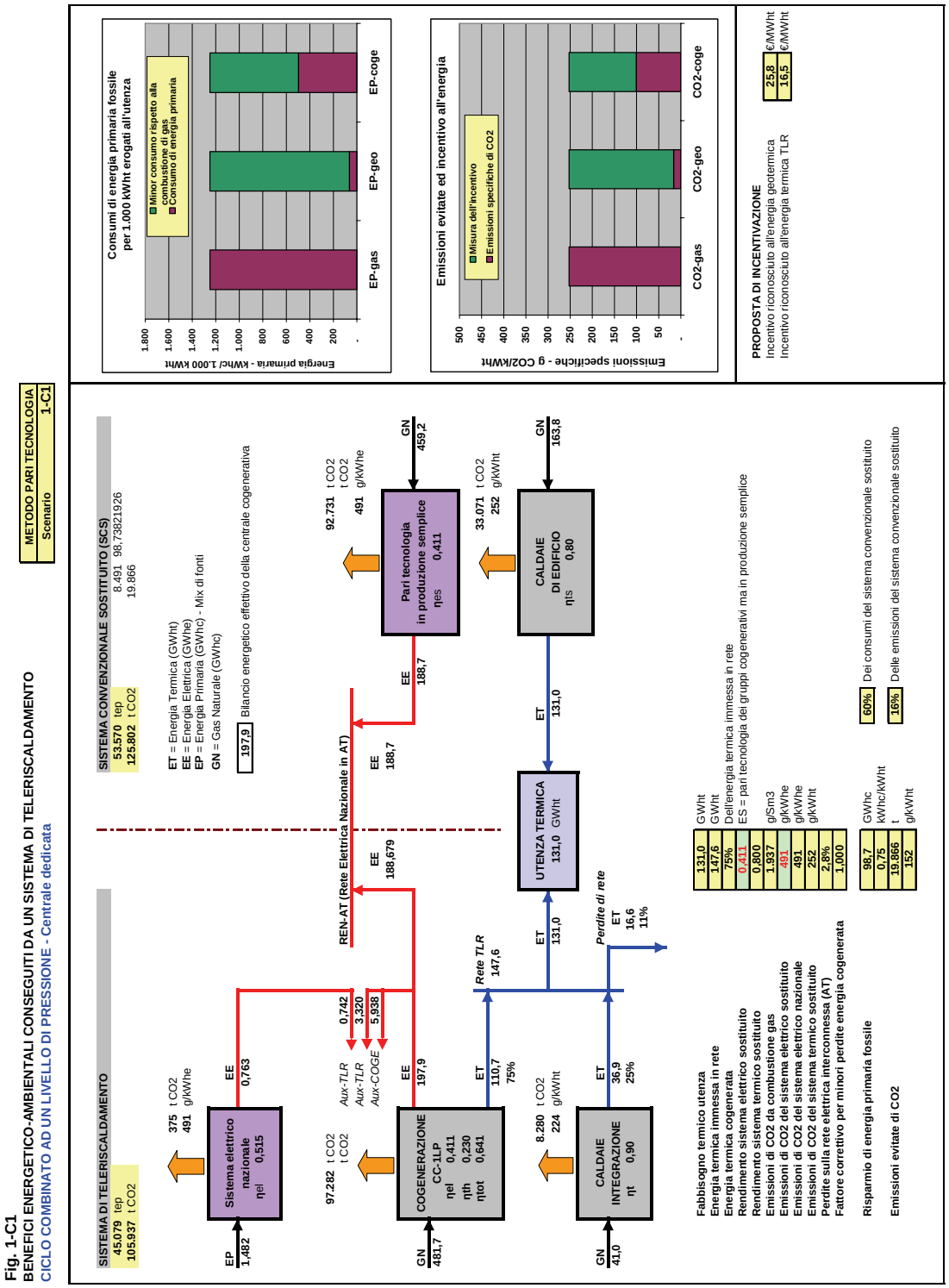
Allegato 1.7
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 1.8
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 1.9
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Pari Tecnologia



Allegato 1.10
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Bilancio energetico mensile – Centrale NON dedicata

Tab. 1-2

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - CC ad un livello di pressione

Centrale NON dedicata

Pe (ICN)	MWe	**43,8**
Pt (ICN)	MWt	**34,0**
Scenario		**1B-2**

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht	Da COGE-TV MWht	Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	8.505.906	980.426	9.486.332	33.181	995	740	31.446	6.547	14.587	8.465	29.599	27.985			0,407	0,259		0,666
FEB	7.682.754	556.632	8.239.386	30.053	902	584	28.568	5.913	12.626	4.806	23.345	21.887			0,408	0,252		0,659
MAR	8.505.906	115.452	8.621.358	33.720	1.012	462	32.247	6.470	11.016	997	18.483	16.868			0,413	0,214		0,628
APR	8.231.522	157.569	8.389.091	33.546	1.006	257	32.343	3.095	4.613	1.360	9.068	7.701			0,425	0,098		0,522
MAG	8.505.906	292.703	8.798.608	35.384	1.062	126	34.322	-	-	2.527	2.527	1.316			0,434	0,000		0,434
GIU	8.231.522	283.261	8.514.782	34.243	1.027	122	33.215	-	-	2.446	2.446	1.274			0,434	0,000		0,434
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	5.213.297	283.261	5.496.558	21.687	651	122	21.036	-	-	2.446	2.446	1.274			0,434	0,000		0,434
OTT	8.505.906	132.550	8.638.455	34.787	1.044	241	33.560	3.404	3.952	1.144	8.500	7.068			0,426	0,090		0,516
NOV	8.231.522	184.383	8.415.905	32.487	975	488	31.024	6.304	11.624	1.592	19.520	17.958			0,411	0,227		0,638
DIC	8.505.906	702.311	9.208.216	33.264	998	666	31.600	6.547	14.039	6.064	26.650	25.036			0,408	0,252		0,660
TOT	**80.120.146**	**4.273.952**	**84.394.098**	**322.352**	**9.671**	**4.062**	**309.361**	**38.279**	**72.458**	**36.900**	**147.637**	**131.000**			**0,419**	**0,144**		**0,563**
	95%	**5%**	**100%**	**100%**	**3%**	**1%**	**96%**	**26%**	**49%**	**25%**	**100%**							

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**33.181**	**1.735**	**31.446**	**-**
FEB	**30.053**	**1.485**	**28.568**	**-**
MAR	**33.720**	**1.474**	**32.247**	**-**
APR	**33.546**	**1.264**	**32.343**	**61**
MAG	**35.384**	**1.188**	**34.322**	**126**
GIU	**34.243**	**1.150**	**33.215**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**21.687**	**773**	**21.036**	**122**
OTT	**34.787**	**1.285**	**33.560**	**57**
NOV	**32.487**	**1.463**	**31.024**	**-**
DIC	**33.264**	**1.664**	**31.600**	**-**
TOTALE	322.352	13.732	309.361	742
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	66.513	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	80.595	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	69.625	
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	
Consumo totale centrale TLR	69.753	tep
Risparmio energetico conseguito	10.843	tep
Risparmio energetico conseguito	13%	

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,083	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,262	min (0,150)

Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

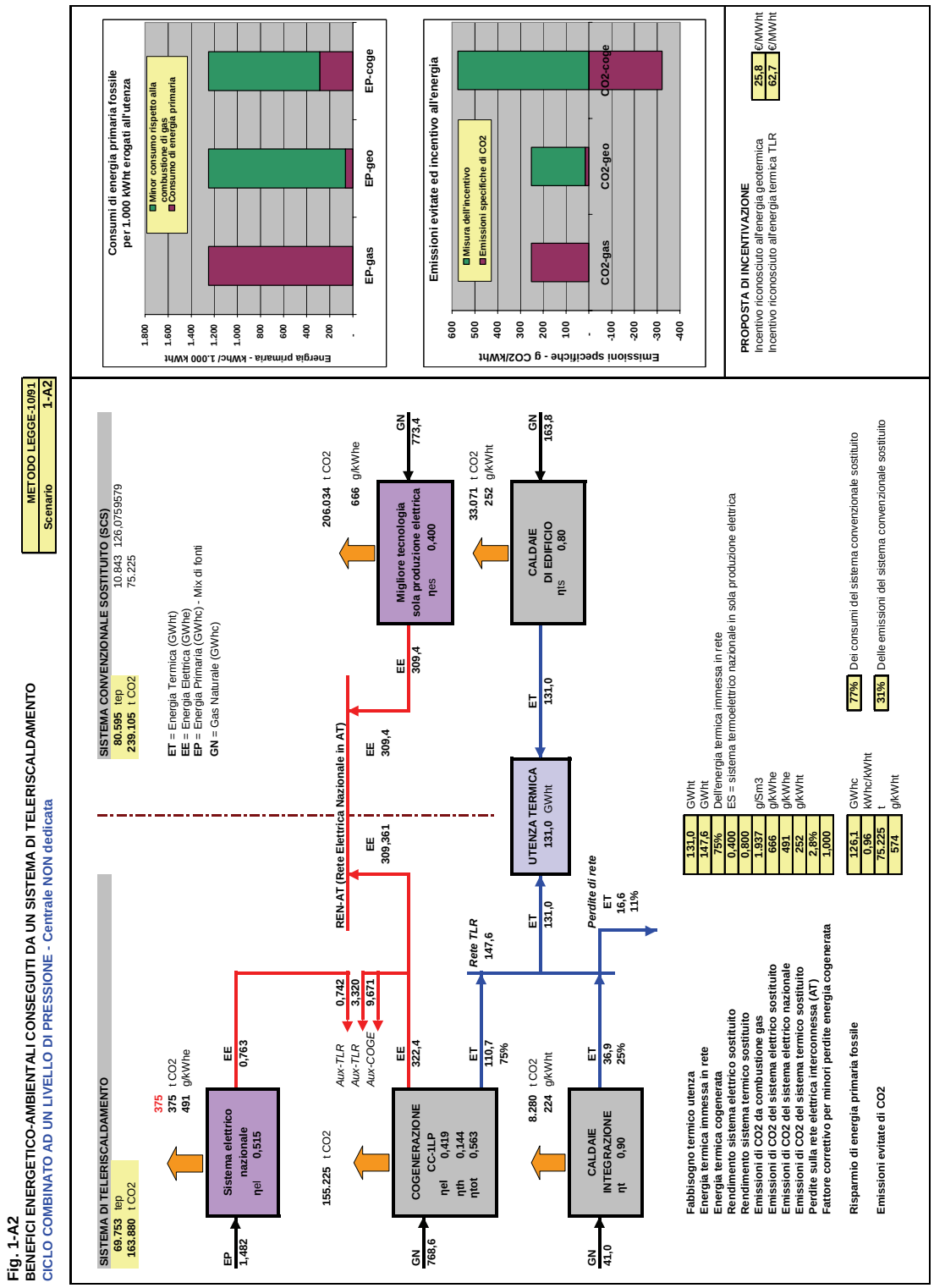
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	206.034	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	239.105	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	163.506	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	163.880	t
Emissioni evitate di CO2	75.225	t
Emissioni evitate di CO2	31%	

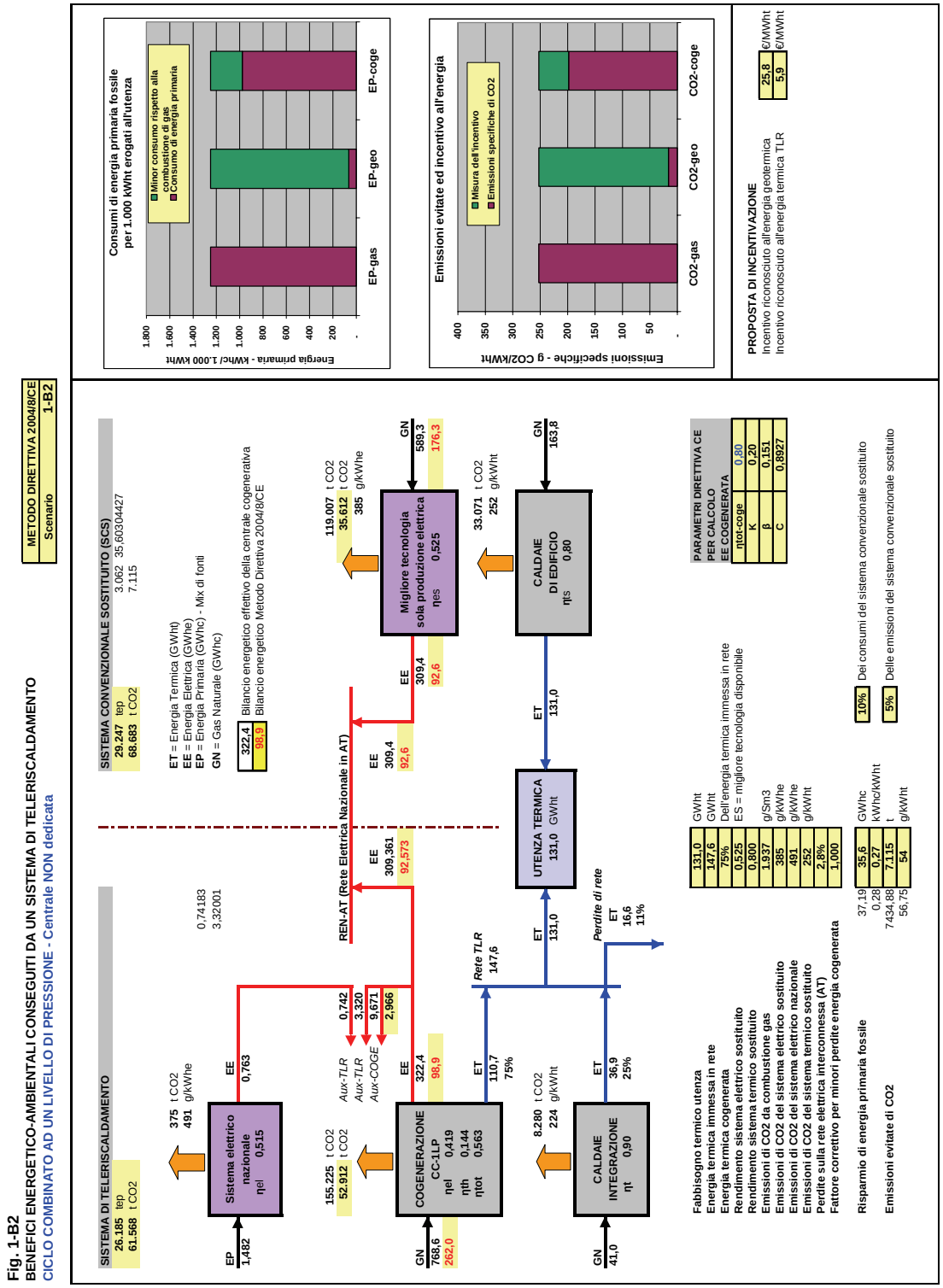
EMISSIONI SPECIFICHE

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	574	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

Allegato 1.11
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 1.12
Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva

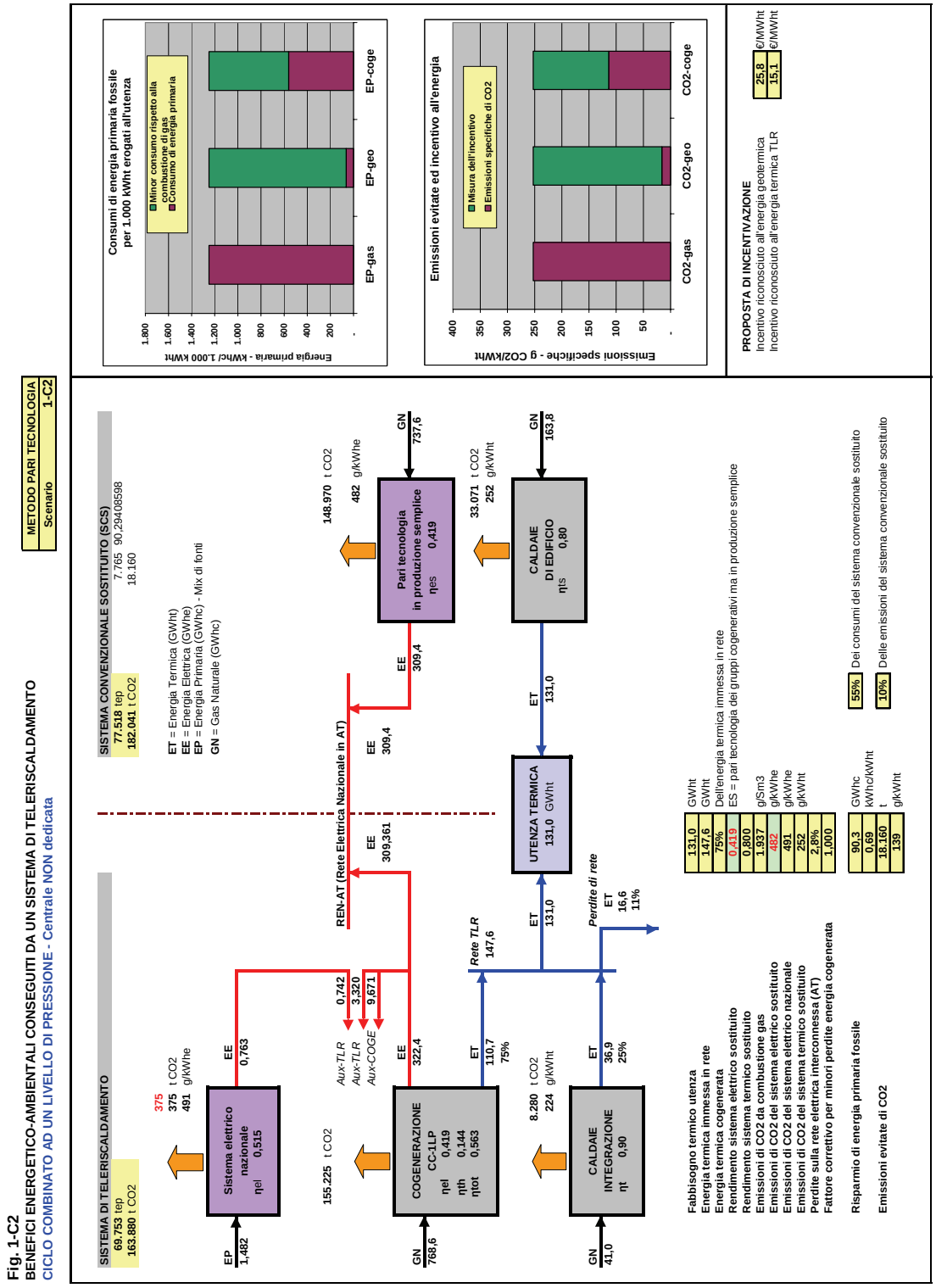


Allegato 1.13

Ciclo combinato gas-vapore ad un livello di pressione

Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata

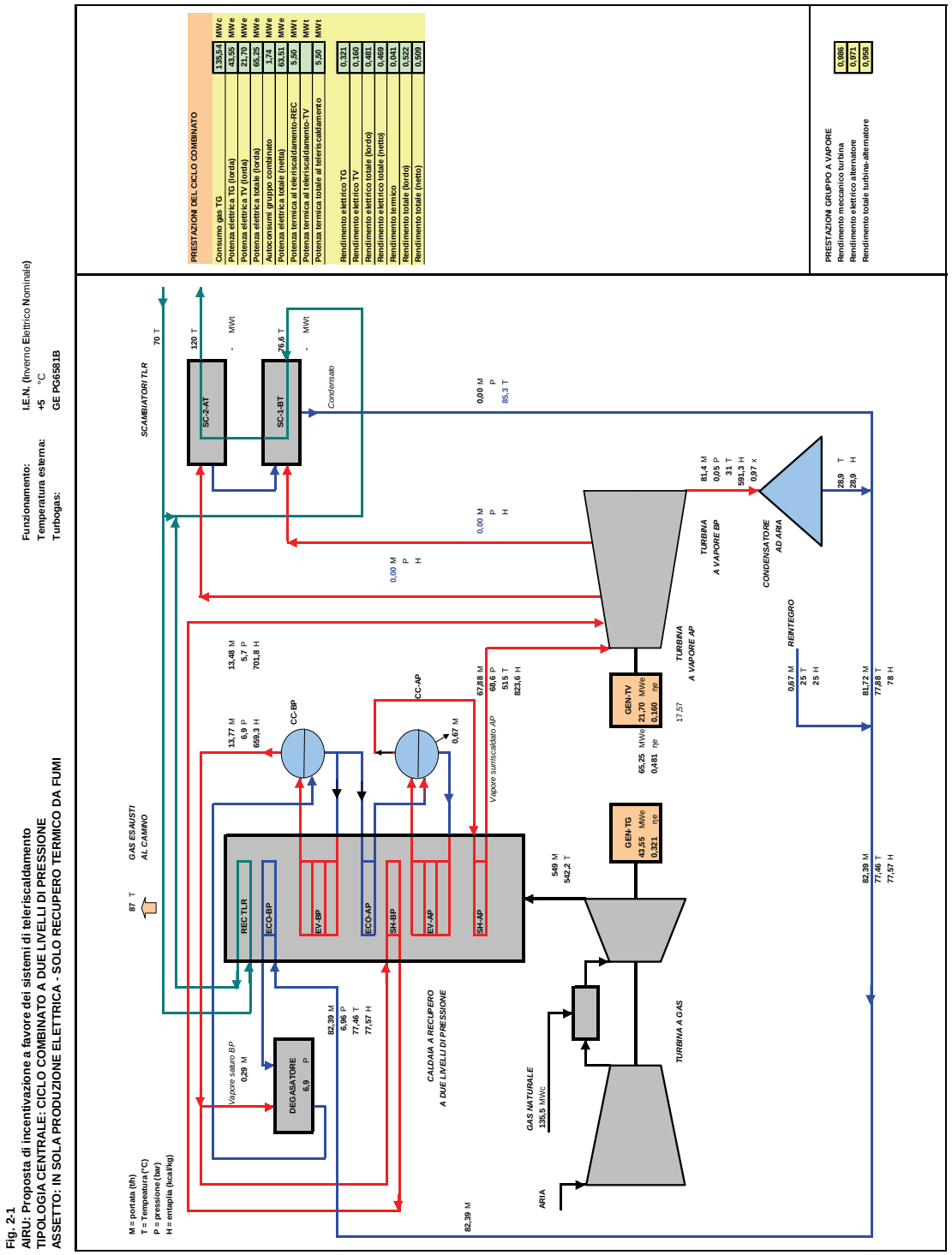
Metodo Pari Tecnologia



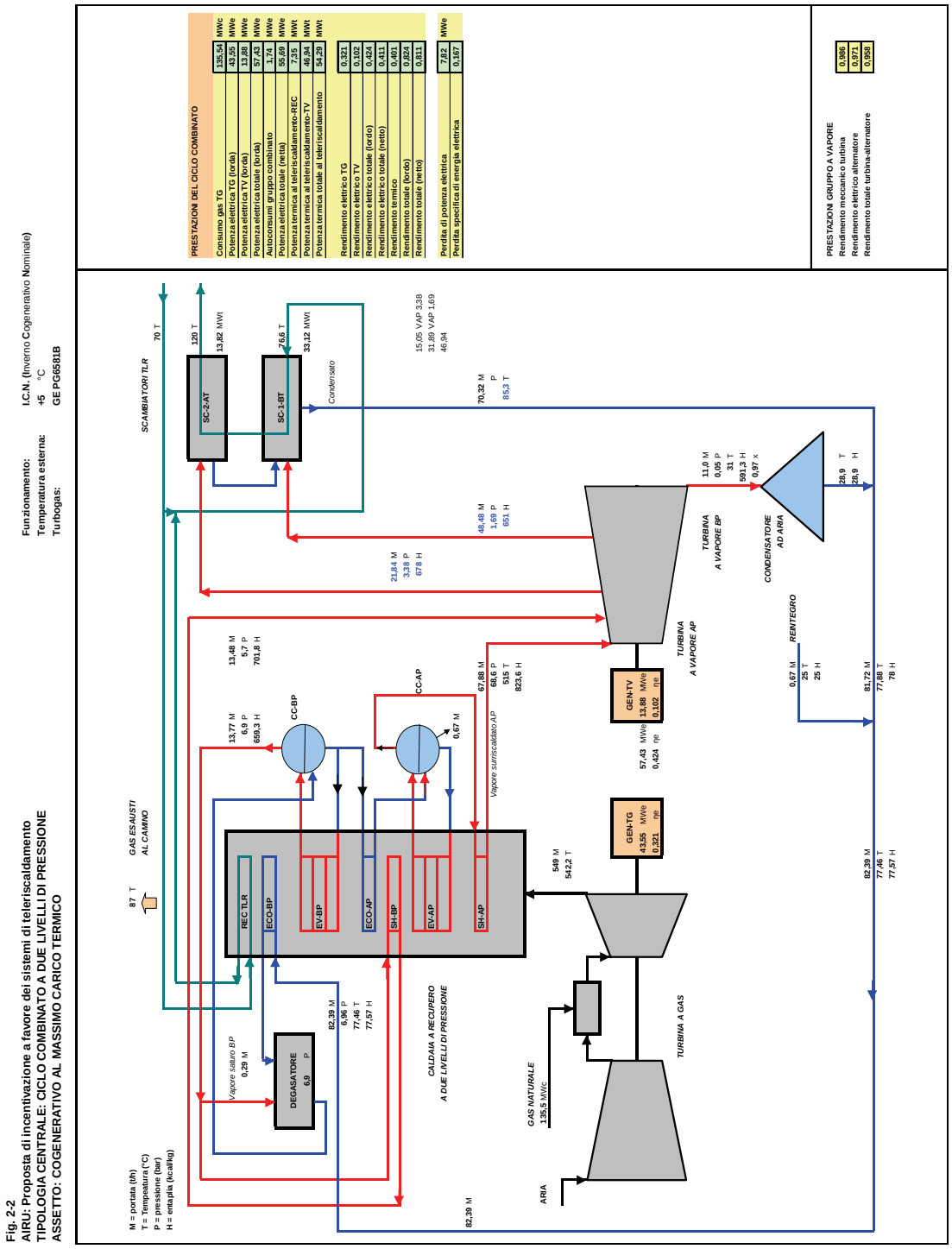
ALLEGATO 2

Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa in ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione (CC-2LP)

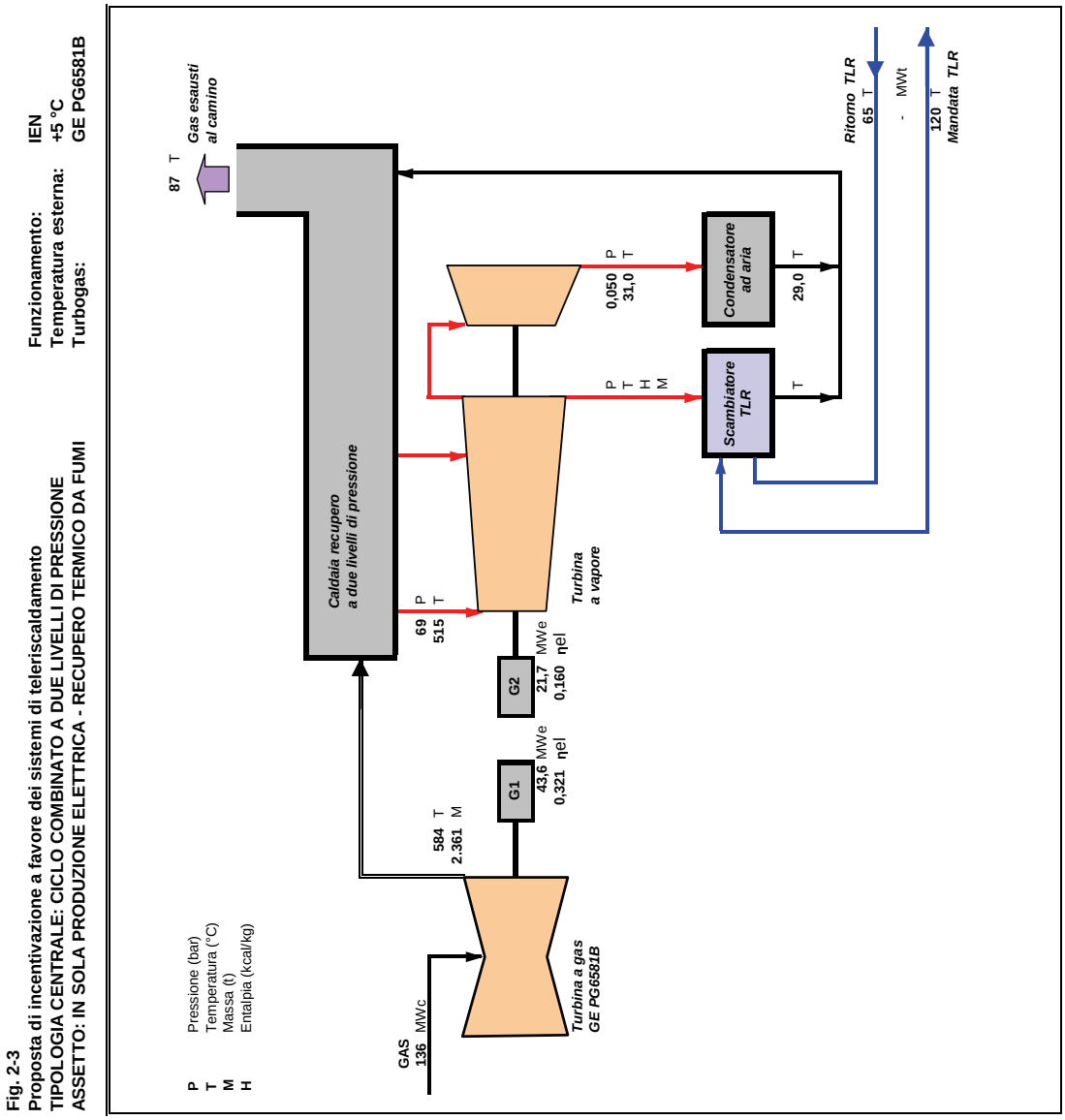
Allegato 2.1
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Bilancio energetico in assetto I.E.N. (Inverno Elettrico Nominale)



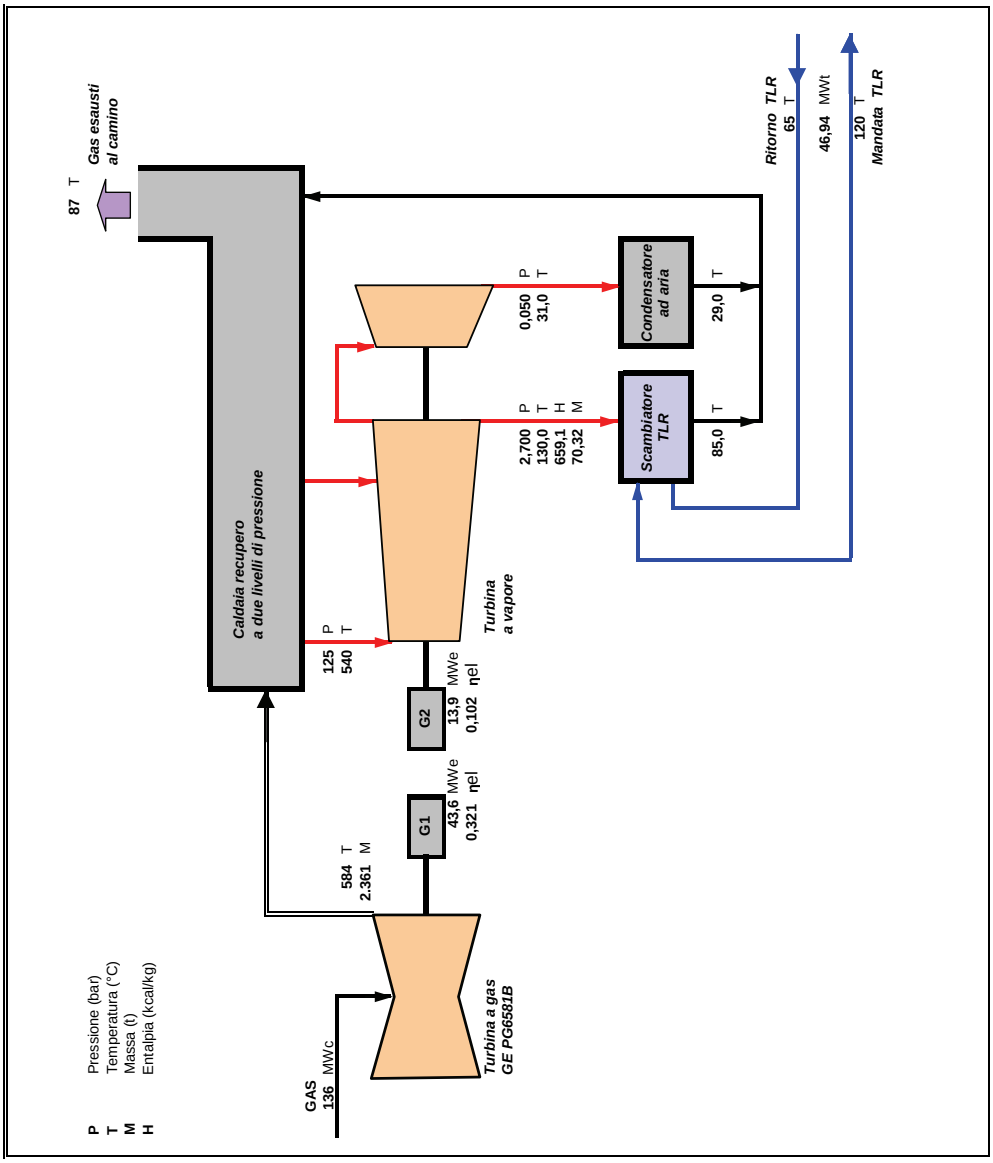
Allegato 2.2
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Bilancio energetico in assetto I.C.N. (Inverno Cogenerativo Nominale)



Allegato 2.3
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione - Schema di principio
Bilancio energetico in assetto I.E.N. (Inverno Elettrico Nominale)



Allegato 2.4
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione - Schema di principio
Bilancio energetico in assetto I.C.N. (Inverno Cogenerativo Nominale)



Allegato 2.5
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Bilancio energetico mensile - Centrale dedicata

Tab. 2-1

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - CC a due livelli di pressione

Centrale dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe (ICN)	MWe	36,0
Pt (ICN)	MWt	34,0
Scenario		2-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht	Da COGE-TV MWht	Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	6.587.734	978.868	7.566.602	27.441	823	740	25.877	3.245	17.903	8.451	29.599	27.985			0,434	0,335		0,769
FEB	5.950.212	555.342	6.505.554	24.873	746	584	23.543	2.907	15.644	4.795	23.345	21.887			0,436	0,325		0,761
MAR	6.587.734	114.966	6.702.701	28.020	841	462	26.717	3.063	14.428	993	18.483	16.868			0,443	0,277		0,720
APR	3.187.613	157.459	3.345.072	13.678	410	257	13.072	1.448	6.260	1.359	9.068	7.701			0,447	0,252		0,699
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-	-	2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-	-	2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	3.612.628	132.537	3.745.165	15.723	472	241	15.068	1.591	5.764	1.144	8.500	7.068			0,454	0,212		0,666
NOV	6.375.227	183.775	6.559.002	26.955	809	488	25.659	3.009	14.924	1.587	19.520	17.958			0,441	0,293		0,734
DIC	6.587.734	700.917	7.288.651	27.527	826	666	26.035	3.217	17.382	6.052	26.650	25.036			0,436	0,326		0,762
TOT	**38.888.883**	**4.268.493**	**43.157.376**	**164.217**	**4.927**	**4.062**	**155.971**	**18.480**	**92.304**	**36.853**	**147.637**	**131.000**			**0,440**	**0,297**		**0,737**
	90%	**10%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**2,5%**	**95%**	**13%**	**63%**	**25,0%**	**100%**							
						8.988												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**27.441**	**1.563**	**25.877**	**-**
FEB	**24.873**	**1.330**	**23.543**	**-**
MAR	**28.020**	**1.303**	**26.717**	**-**
APR	**13.678**	**668**	**13.072**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**15.723**	**713**	**15.068**	**57**
NOV	**26.955**	**1.297**	**25.659**	**-**
DIC	**27.527**	**1.492**	**26.035**	**-**
TOTALE	164.217	8.988	155.971	742
In F1	50.437		47.568	295
In F2	37.537		35.584	211
In F3	76.244		72.819	236

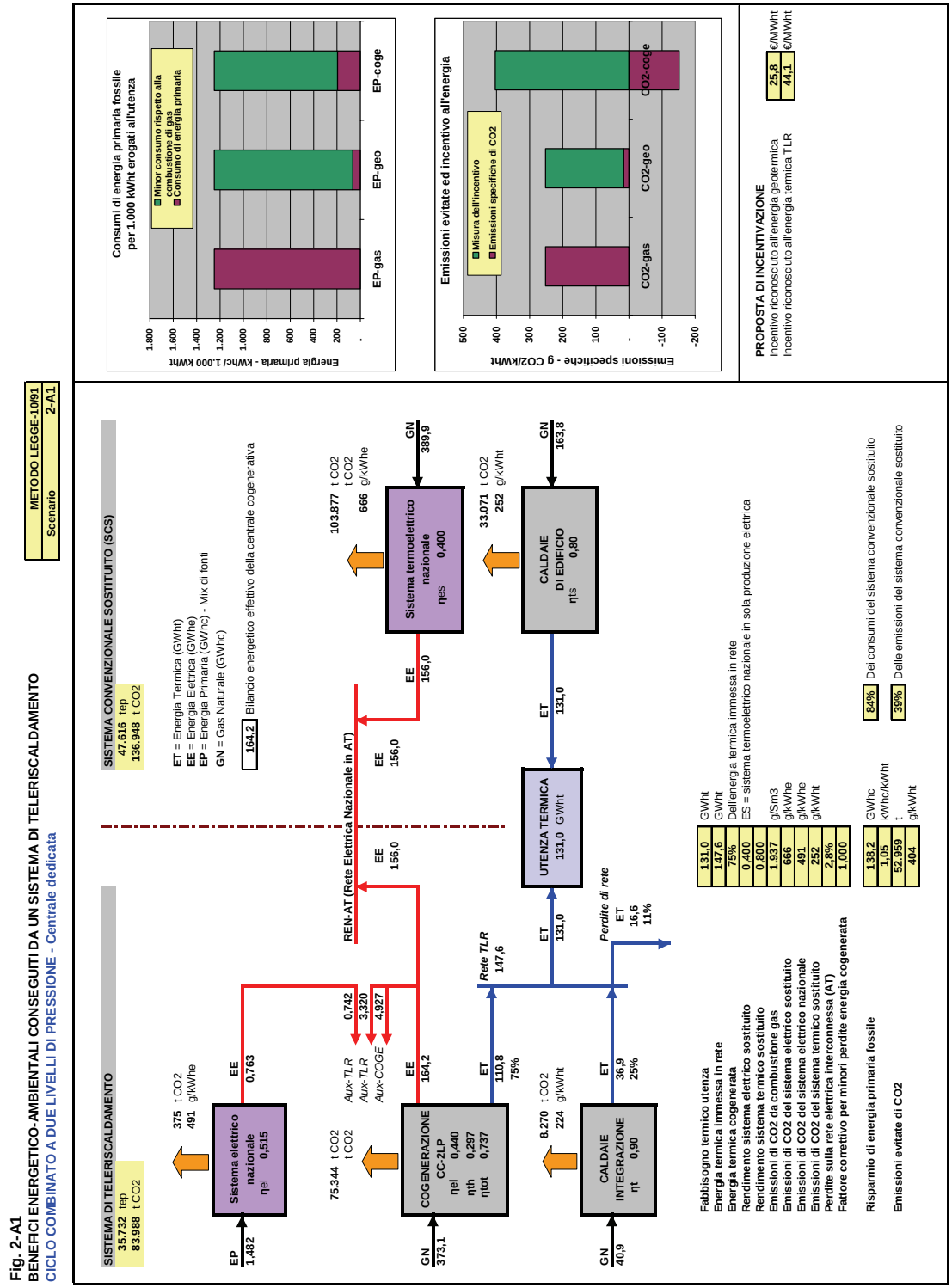
RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91		
Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	33.534	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	47.616	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	35.605	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	35.732	tep
Risparmio energetico conseguito	11.884	tep
Risparmio energetico conseguito	1,055	kWhc/kWht
IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,246	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,410	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI		
Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

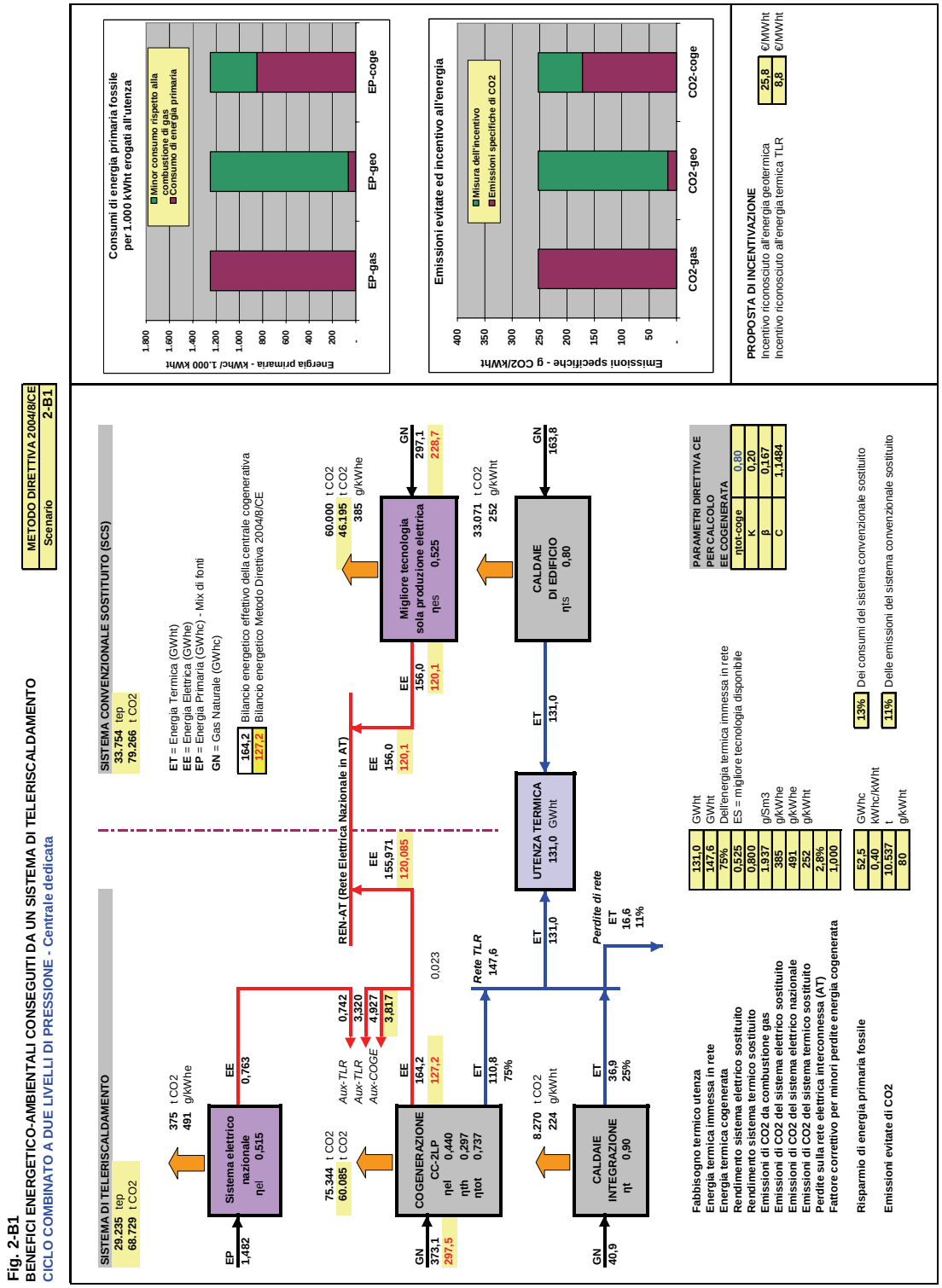
EMISSIONI EVITATE DI CO2		
Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	103.877	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	136.948	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	83.613	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	83.988	t
Emissioni evitate di CO2	52.959	t
Emissioni evitate di CO2	39%	

EMISSIONI SPECIFICHE CO2		
Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	404	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

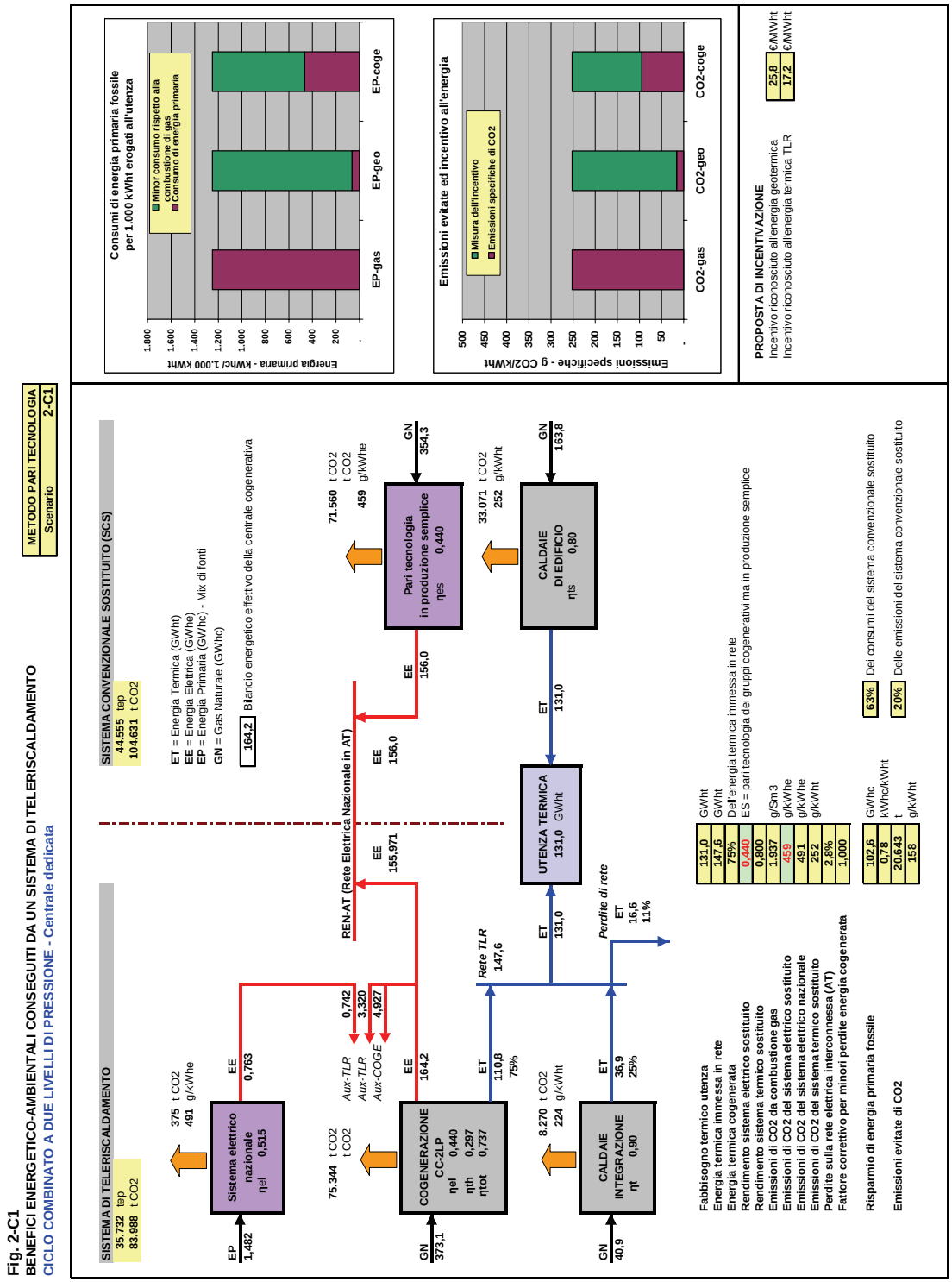
Allegato 2.6
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 2.7
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 2.8
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Pari Tecnologia



Allegato 2.9
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata

Tab. 2-2

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - CC a due livelli di pressione

Centrale NON dedicata

Pe (ICN)	MWe	**36,0**
Pt (ICN)	MWt	**34,0**
Scenario		**2-A2**

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht	Da COGE-TV MWht	Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	6.587.734	978.868	7.566.602	27.441	823	740	25.877	3.245	17.903	8.451	29.599	27.985			0,434	0,335		0,769
FEB	5.950.212	555.342	6.505.554	24.873	746	584	23.543	2.907	15.644	4.795	23.345	21.887			0,436	0,325		0,761
MAR	6.587.734	114.966	6.702.701	28.020	841	462	26.717	3.063	14.428	993	18.483	16.868			0,443	0,277		0,720
APR	6.375.227	157.459	6.532.686	28.399	852	257	27.351	1.448	6.260	1.359	9.068	7.701			0,464	0,126		0,590
MAG	6.587.734	292.703	6.880.437	30.423	913	126	29.510	-	-	2.527	2.527	1.316			0,481	0,000		0,481
GIU	6.375.227	283.261	6.658.487	29.442	883	122	28.559	-	-	2.446	2.446	1.274			0,481	0,000		0,481
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	4.037.644	283.261	4.320.904	18.646	559	122	18.087	-	-	2.446	2.446	1.274			0,481	0,000		0,481
OTT	6.587.734	132.537	6.720.271	29.463	884	241	28.395	1.591	5.764	1.144	8.500	7.068			0,466	0,116		0,583
NOV	6.375.227	183.775	6.559.002	26.955	809	488	25.659	3.009	14.924	1.587	19.520	17.958			0,441	0,293		0,734
DIC	6.587.734	700.917	7.288.651	27.527	826	666	26.035	3.217	17.382	6.052	26.650	25.036			0,436	0,326		0,762
TOT	**62.052.206** **94%**	**4.268.493** **6%**	**66.320.699** **100%**	**271.189** **100%**	**8.136** **3%**	**4.062** **1%**	**259.734** **96%**	**18.480** **13%**	**92.304** **63%**	**36.853** **25%**	**147.637** **100%**	**131.000**			**0,456**	**0,186**		**0,642**

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**27.441**	**1.563**	**25.877**	**-**
FEB	**24.873**	**1.330**	**23.543**	**-**
MAR	**28.020**	**1.303**	**26.717**	**-**
APR	**28.399**	**1.109**	**27.351**	**61**
MAG	**30.423**	**1.039**	**29.510**	**126**
GIU	**29.442**	**1.006**	**28.559**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**18.646**	**682**	**18.087**	**122**
OTT	**29.463**	**1.125**	**28.395**	**57**
NOV	**26.955**	**1.297**	**25.659**	**-**
DIC	**27.527**	**1.492**	**26.035**	**-**
TOTALE	**271.189**	**12.198**	**259.734**	**742**
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	**14.083**	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	**55.843**	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	**69.925**	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	**54.715**	
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	**127**	
Consumo totale centrale TLR	**54.842**	tep
Risparmio energetico conseguito	**15.083**	tep
Risparmio energetico conseguito	**22%**	

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	**0,181**	**min (0,100)**
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	**0,296**	**min (0,150)**

Rendimento caldaie/postcombustione	**0,90**	
PCI gas centrale	**8.250**	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	**0,40**	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	**0,972**	
Rendimento sistema elettrico nazionale	**0,515**	
Rendimento caldaie sostituite	**0,80**	
COP sistema frigo sostituito	**3,00**	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	**25,0**	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	**50,0**	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	**3,0%**	della produzione ai m.m.

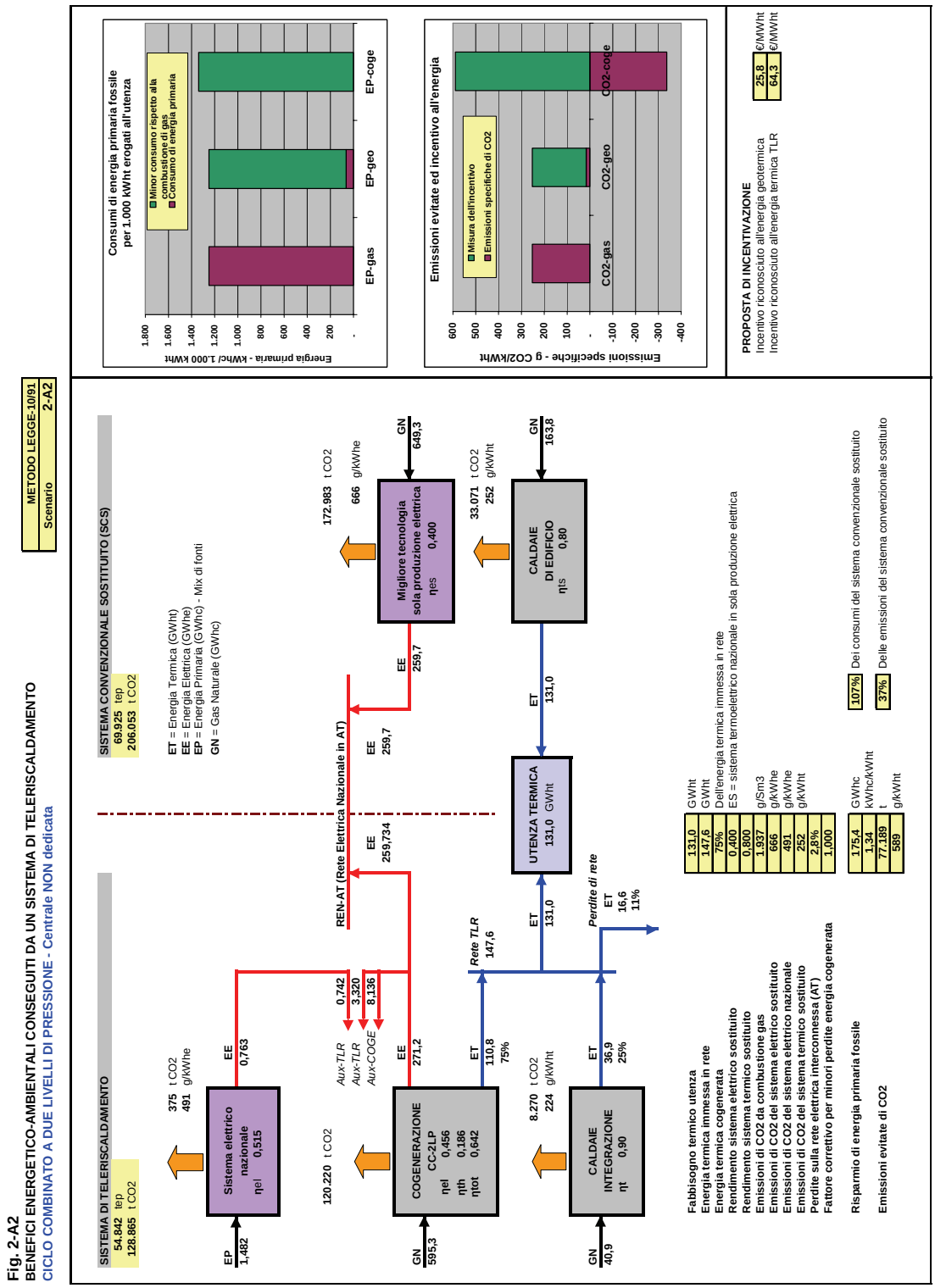
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	**33.071**	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	**172.983**	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	**206.053**	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	**128.490**	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	**375**	t
Emissioni totali centrale TLR	**128.865**	t
Emissioni evitate di CO2	**77.189**	t
Emissioni evitate di CO2	**37%**	

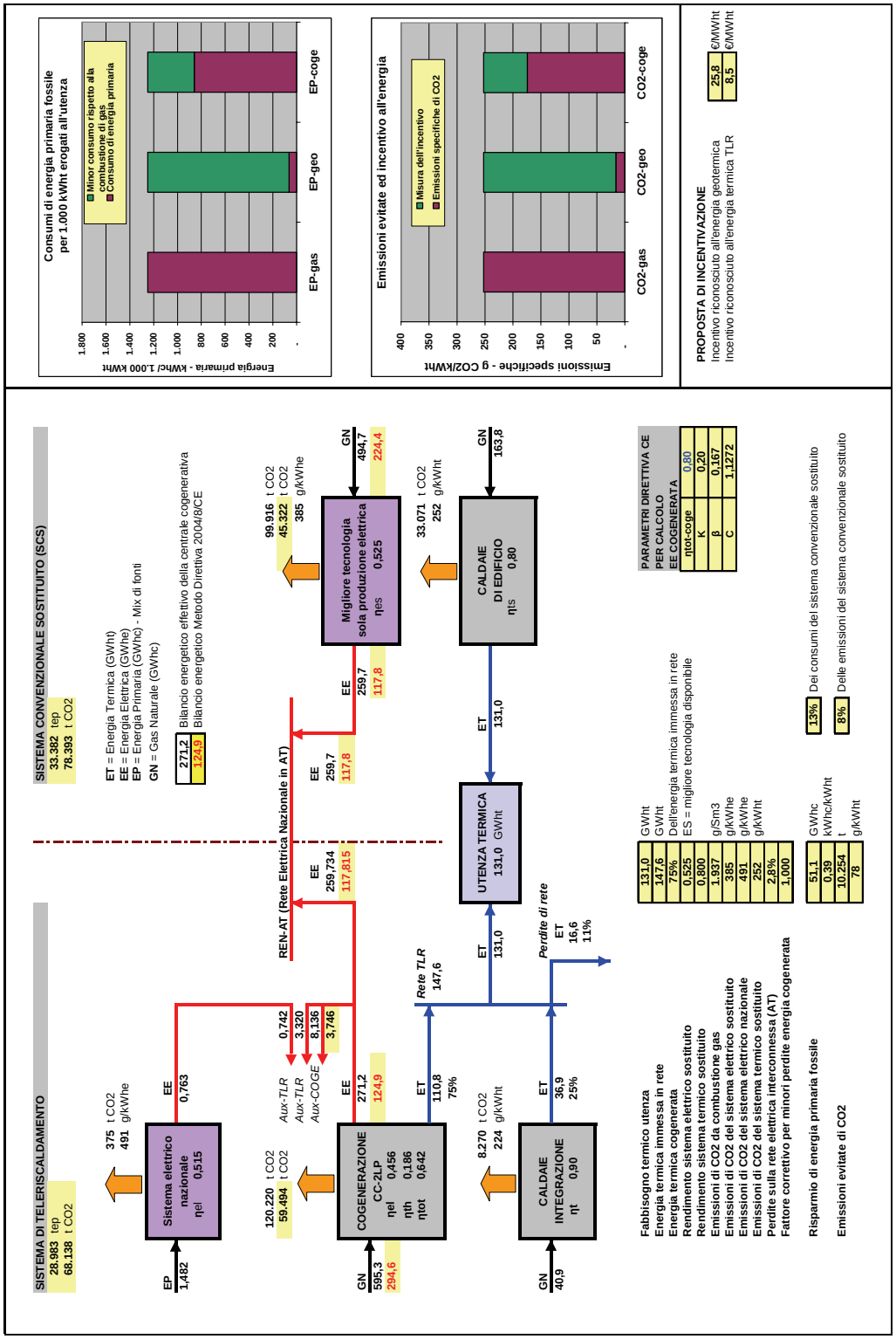
EMISSIONI SPECIFICHE

Da combustione **gas naturale**	**1.937**	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	**2.348**	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	**666**	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	**491**	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	**589**	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	**252**	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	**16**	g/kWht ad utenza

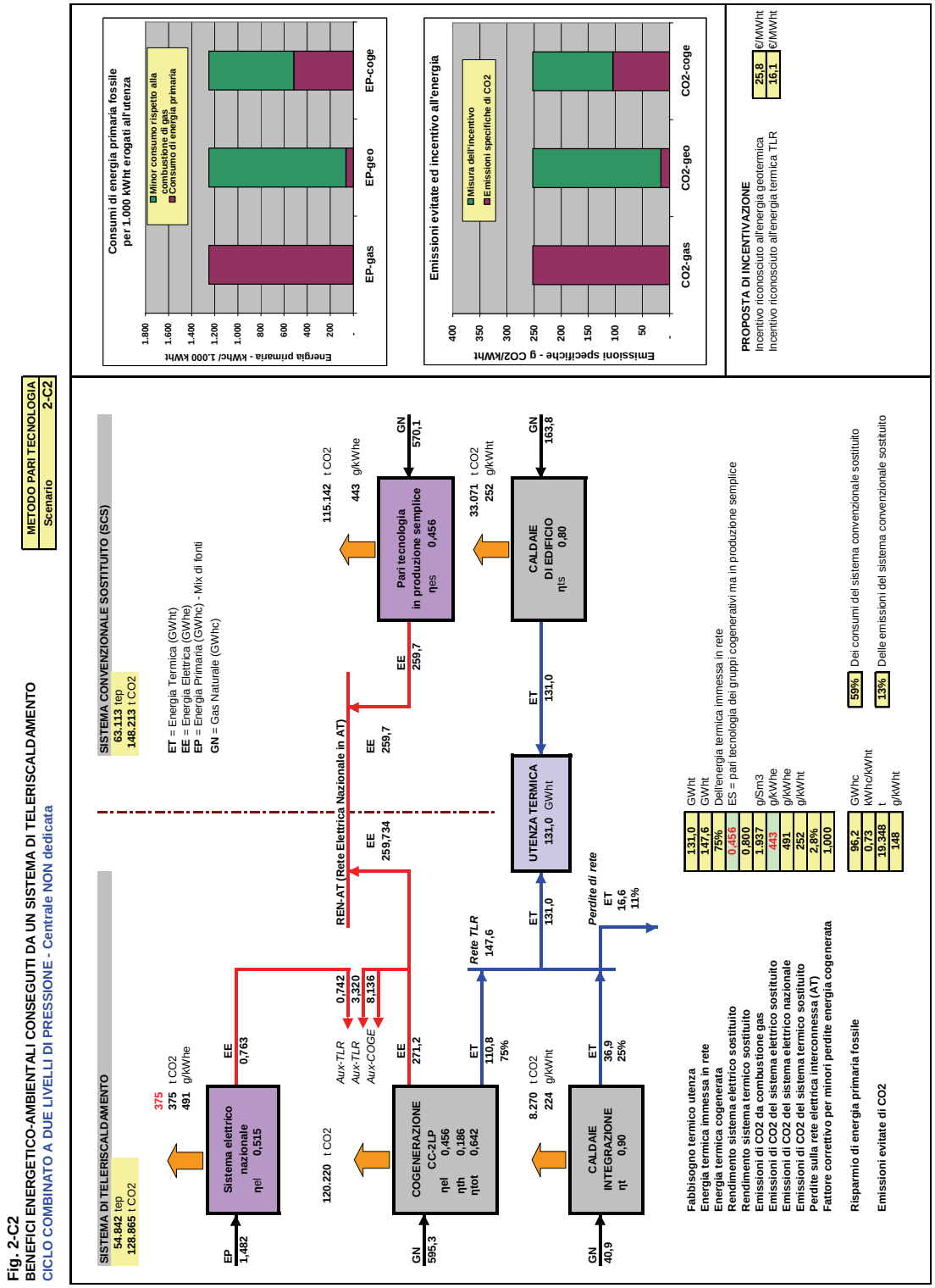
Allegato 2.10
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 2.11
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva



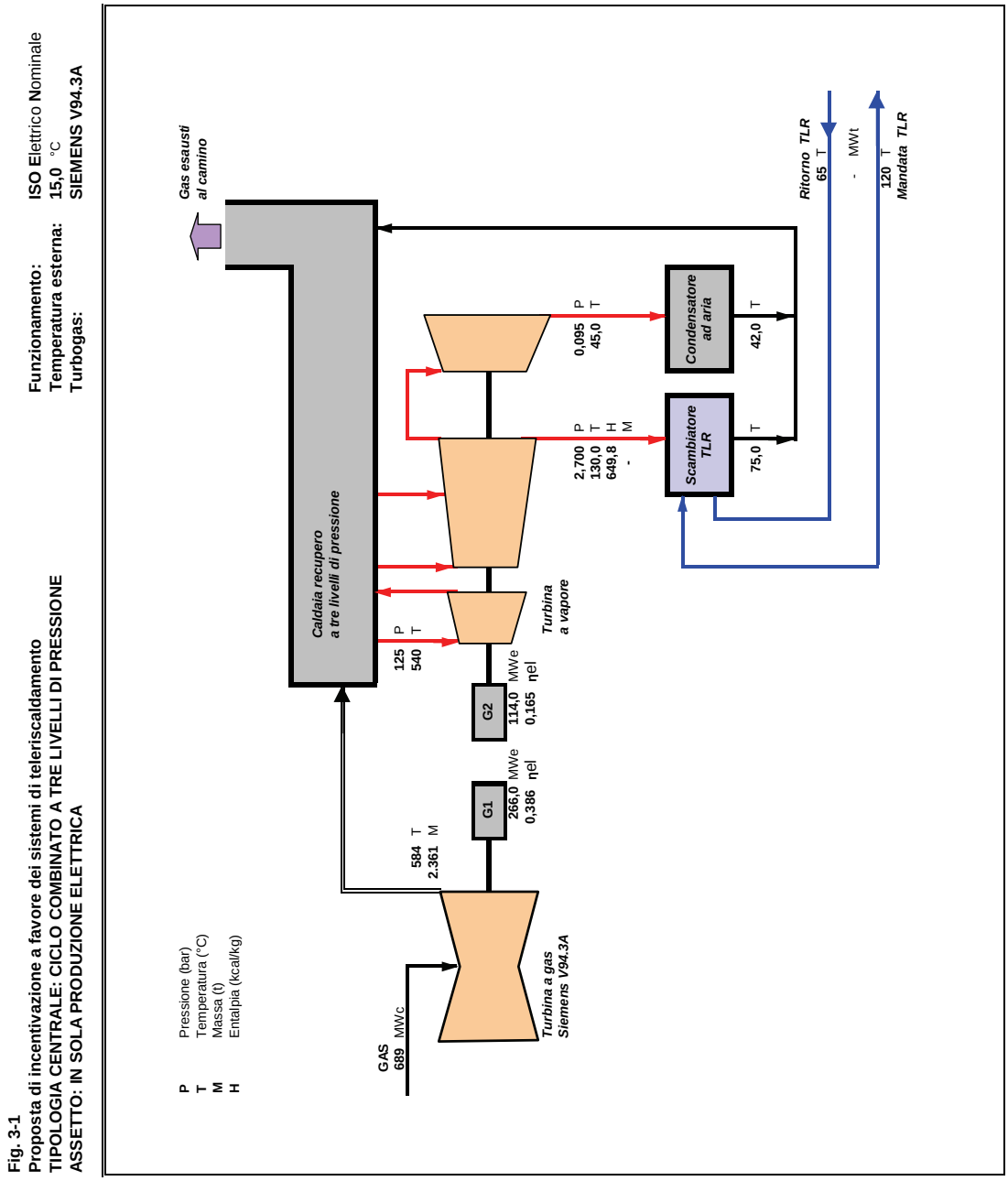
Allegato 2.12
Ciclo combinato gas-vapore a due livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Pari Tecnologia



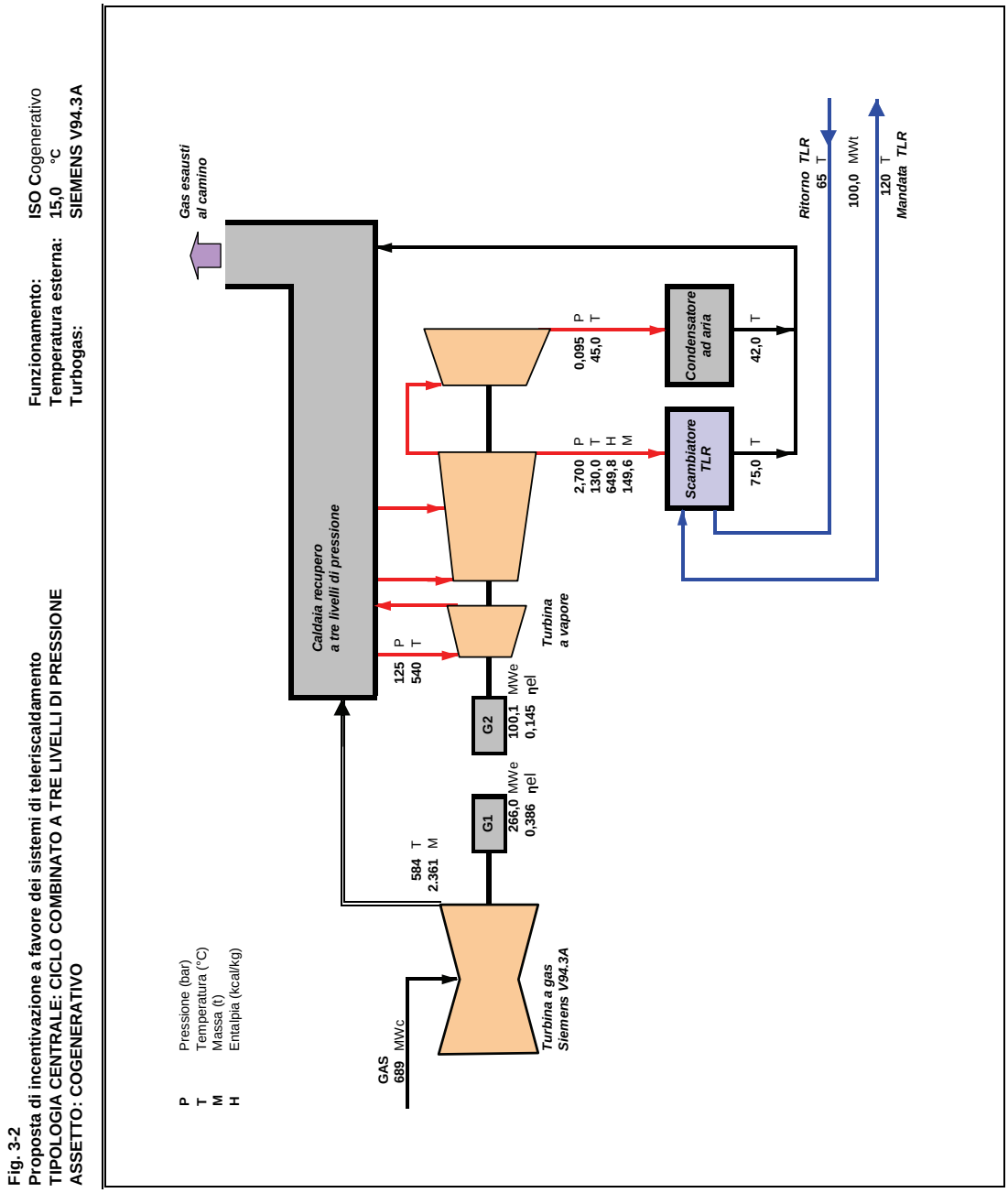
ALLEGATO 3

Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa in ciclo combinato gas-vapore a tre livelli di pressione (CC-3LP)

Allegato 3.1
Ciclo combinato gas-vapore a tre livelli di pressione - Schema di principio
Bilancio energetico in assetto ISO Elettrico Nominale



Allegato 3.2
Ciclo combinato gas-vapore a tre livelli di pressione - Schema di principio
Bilancio energetico in assetto ISO Cogenerativo



Allegato 3.3
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Bilancio energetico mensile - Centrale dedicata (caso non trattabile con il metodo Legge-10/91)

Tab. 3-1
Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU
SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - CC a tre livelli di pressione

Centrale dedicata
Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe (ICN)	MWe	124,5
Pt (ICN)	MWt	34,0
Scenario		3-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht	Da COGE-TV MWht	Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	18.165.873	980.717	19.146.590	93.174	2.795	740	89.639	-	21.132	8.467	29.599	27.985			0,535	0,000		0,535
FEB	16.407.885	556.877	16.964.762	84.234	2.527	584	81.123	-	18.537	4.808	23.345	21.887			0,535	0,000		0,535
MAR	18.165.873	115.553	18.281.426	93.681	2.810	462	90.409	-	17.485	998	18.483	16.868			0,538	0,000		0,538
APR	8.789.938	157.590	8.947.528	45.434	1.363	257	43.875	-	7.707	1.361	9.068	7.701			0,539	0,000		0,539
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-	-	2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-	-	2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	9.961.930	132.552	10.094.482	51.684	1.551	241	49.950	-	7.355	1.144	8.500	7.068			0,541	0,000		0,541
NOV	17.579.877	184.521	17.764.398	90.519	2.716	488	87.316	-	17.927	1.593	19.520	17.958			0,537	0,000		0,537
DIC	18.165.873	702.571	18.868.444	93.251	2.798	666	89.787	-	20.584	6.066	26.650	25.036			0,535	0,000		0,535
TOT	**107.237.250**	**4.275.011**	**111.512.260**	**551.978**	**16.559**	**4.062**	**532.098**	**-**	**110.728**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,537**	**0,108**		**0,644**
	96%	**4%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**0,7%**	**96%**	**0%**	**75%**	**25,0%**	**100%**							
						20.621												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**93.174**	**3.535**	**89.639**	**-**
FEB	**84.234**	**3.111**	**81.123**	**-**
MAR	**93.681**	**3.273**	**90.409**	**-**
APR	**45.434**	**1.620**	**43.875**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**51.684**	**1.792**	**49.950**	**57**
NOV	**90.519**	**3.204**	**87.316**	**-**
DIC	**93.251**	**3.464**	**89.787**	**-**
TOTALE	**551.978**	**20.621**	**532.098**	**742**
In F1	**172.988**		**166.443**	**295**
In F2	**127.112**		**122.473**	**211**
In F3	**251.877**		**243.183**	**236**

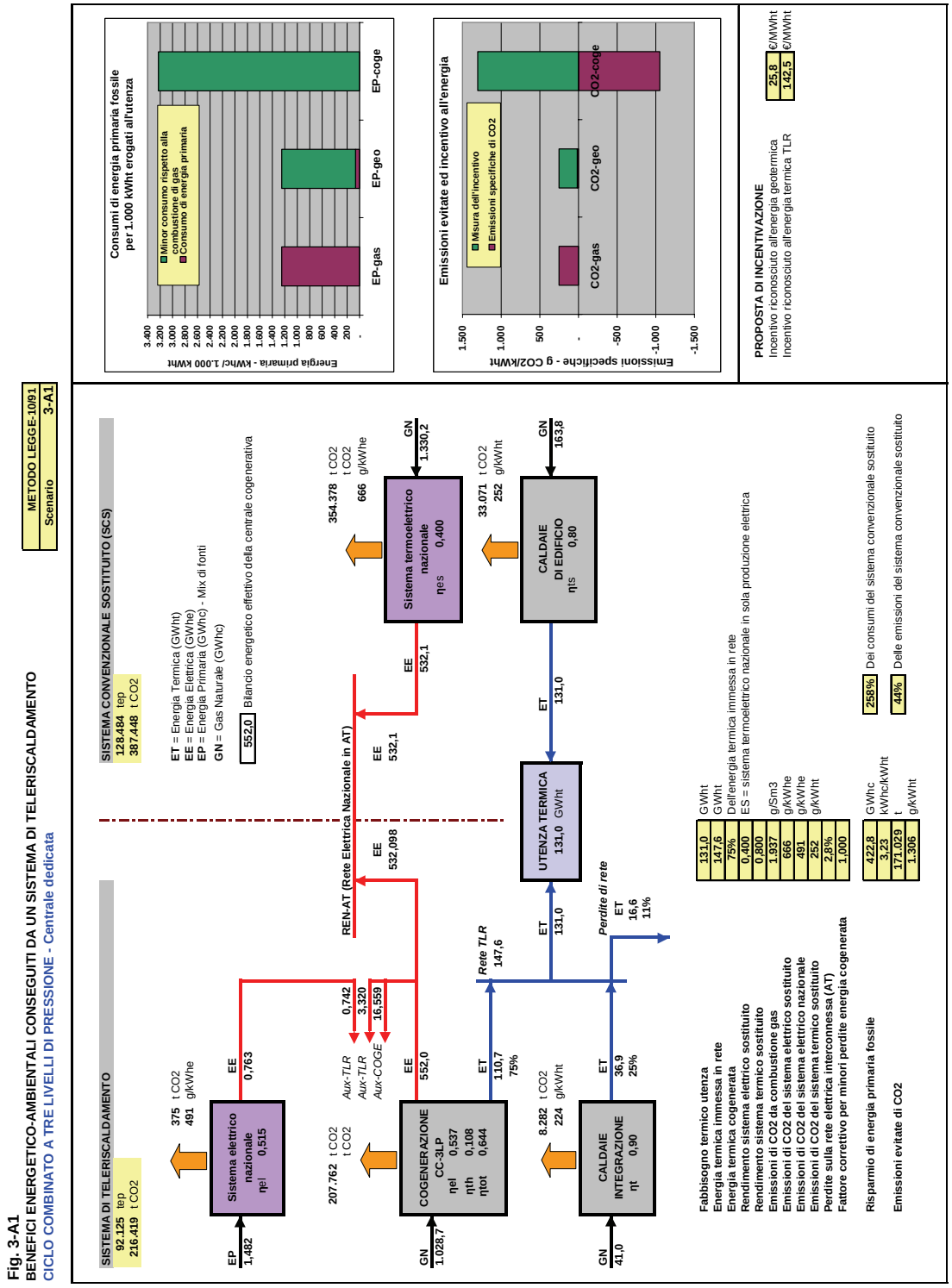
RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91		
Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	114.401	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	128.484	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	91.998	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	92.125	tep
Risparmio energetico conseguito	36.359	tep
Risparmio energetico conseguito	3,2	kWhc/kWht
IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,230	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,171	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI		
Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

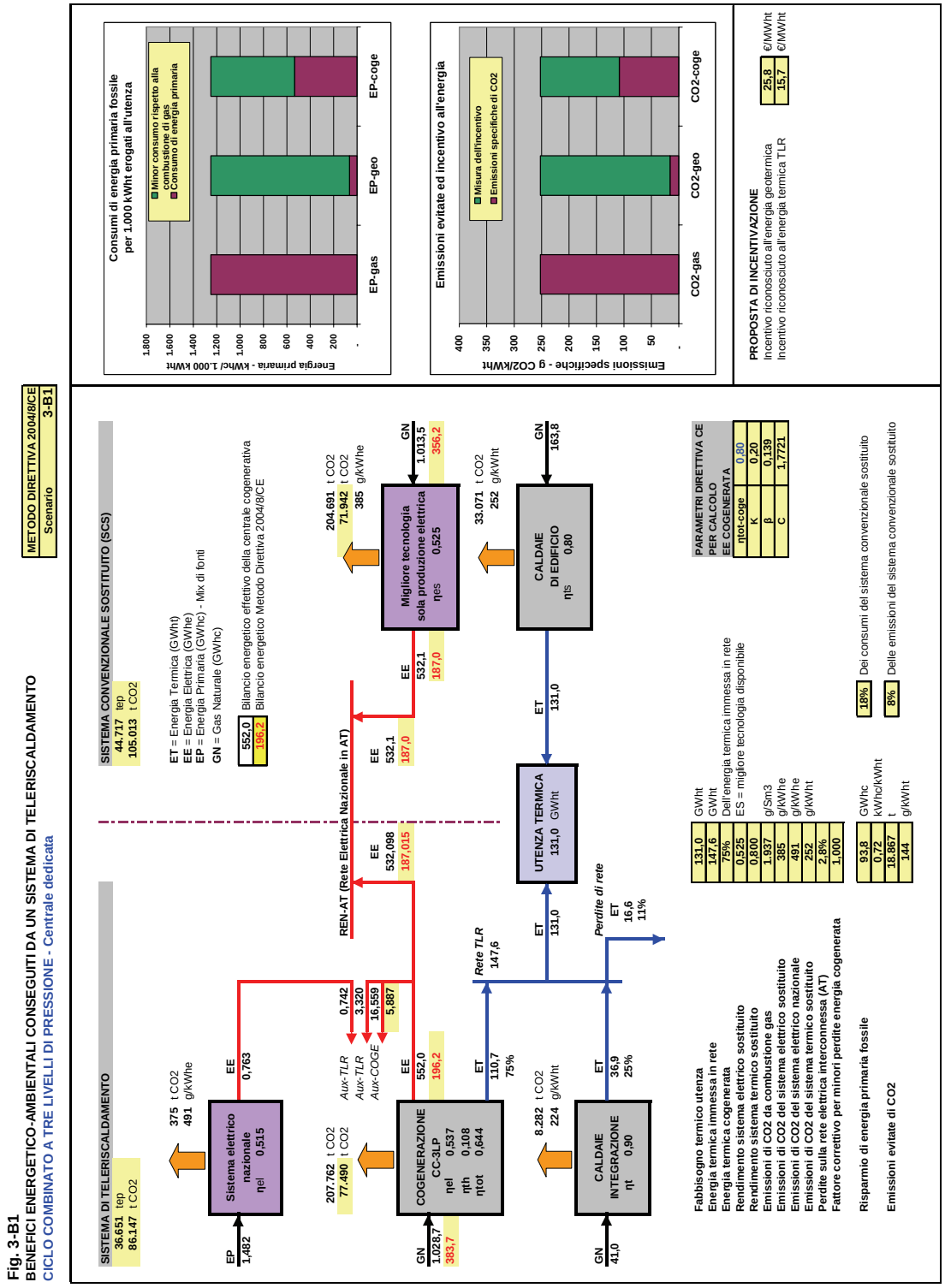
EMISSIONI EVITATE DI CO2		
Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	354.378	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	387.448	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	216.045	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	216.419	t
Emissioni evitate di CO2	171.029	t
Emissioni evitate di CO2	44%	

EMISSIONI SPECIFICHE CO2		
Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	1.306	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

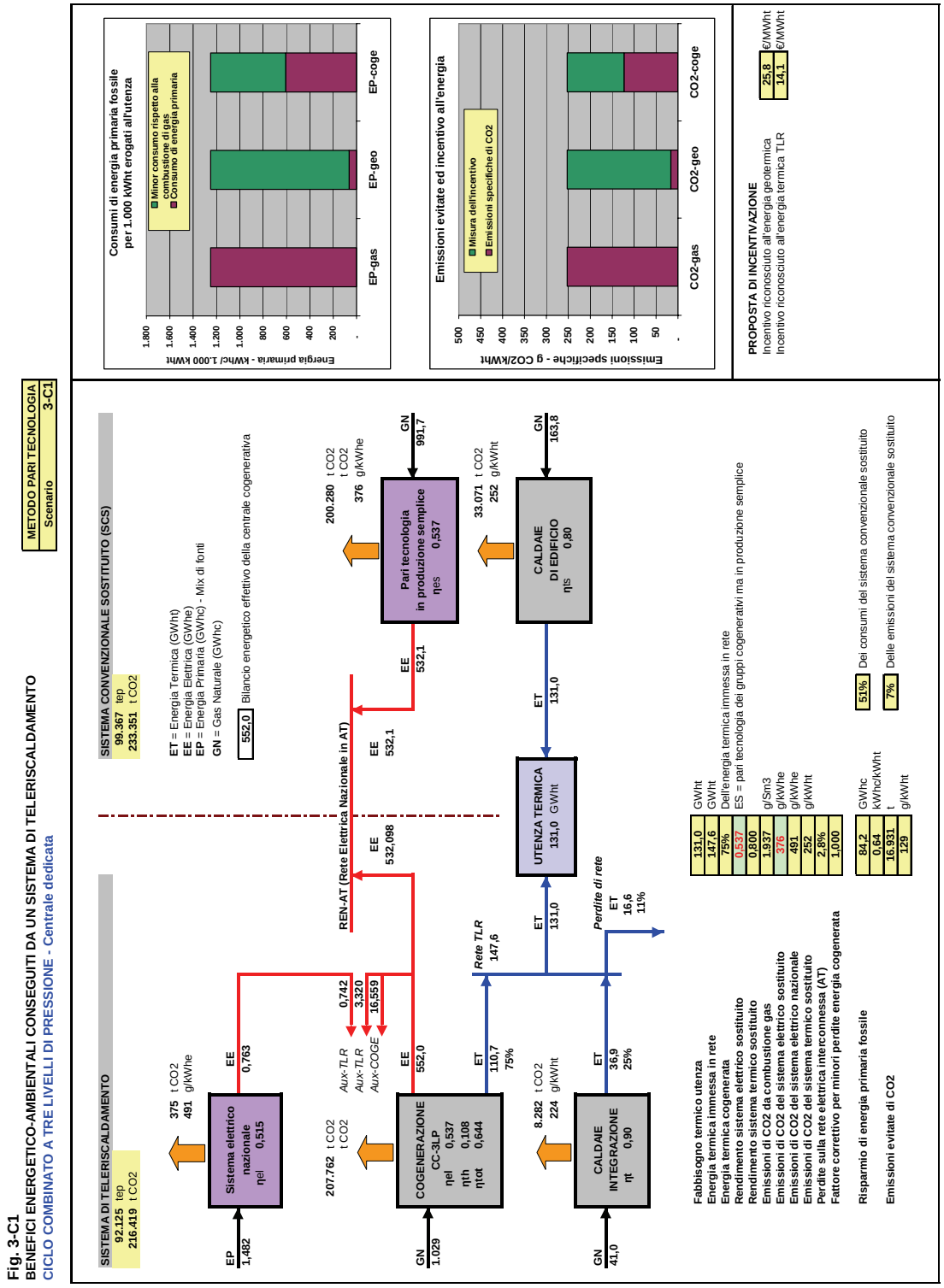
Allegato 3.4
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91 (metodo NON applicabile)



Allegato 3.5
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 3.6
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo "Pari Tecnologia"



Allegato 3.7
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Bilancio energetico mensile - Centrale NON dedicata

Tab. 3-2
Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU
SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - CC a tre livelli di pressione

Centrale NON dedicata
Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe (ICN)	MWe	124,5
Pt (ICN)	MWt	34,0
Scenario		3-A2

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht	Da COGE-TV MWht	Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	18.165.873	980.717	19.146.590	93.174	2.795	740	89.639	-	21.132	8.467	29.599	27.985			0,535	0,000		0,535
FEB	16.407.885	556.877	16.964.762	84.234	2.527	584	81.123	-	18.537	4.808	23.345	21.887			0,535	0,000		0,535
MAR	18.165.873	115.553	18.281.426	93.681	2.810	462	90.409	-	17.485	998	18.483	16.868			0,538	0,000		0,538
APR	17.579.877	157.590	17.737.467	91.940	2.758	257	88.986	-	7.707	1.361	9.068	7.701			0,545	0,000		0,545
MAG	18.165.873	292.703	18.458.575	96.112	2.883	126	93.228	-	-	2.527	2.527	1.316			0,552	0,000		0,552
GIU	17.579.877	283.261	17.863.138	93.011	2.790	122	90.221	-	-	2.446	2.446	1.274			0,552	0,000		0,552
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-	-	2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	11.133.922	283.261	11.417.183	58.907	1.767	122	57.140	-	-	2.446	2.446	1.274			0,552	0,000		0,552
OTT	18.165.873	132.552	18.298.425	95.089	2.853	241	92.053	-	7.355	1.144	8.500	7.068			0,546	0,000		0,546
NOV	17.579.877	184.521	17.764.398	90.519	2.716	488	87.316	-	17.927	1.593	19.520	17.958			0,537	0,000		0,537
DIC	18.165.873	702.571	18.868.444	93.251	2.798	666	89.787	-	20.584	6.066	26.650	25.036			0,535	0,000		0,535
TOT	**171.110.803**	**4.275.011**	**175.385.813**	**889.919**	**26.698**	**4.062**	**859.901**	**-**	**110.728**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,542**	**0,067**		**0,610**
	98%	**2%**	**100%**	**100%**	**3%**	**0%**	**97%**	**0%**	**75%**	**25%**	**100%**							

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**93.174**	**3.535**	**89.639**	**-**
FEB	**84.234**	**3.111**	**81.123**	**-**
MAR	**93.681**	**3.273**	**90.409**	**-**
APR	**91.940**	**3.015**	**88.986**	**61**
MAG	**96.112**	**3.010**	**93.228**	**126**
GIU	**93.011**	**2.913**	**90.221**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**58.907**	**1.889**	**57.140**	**122**
OTT	**95.089**	**3.094**	**92.053**	**57**
NOV	**90.519**	**3.204**	**87.316**	**-**
DIC	**93.251**	**3.464**	**89.787**	**-**
TOTALE	**889.919**	**30.759**	**859.901**	**742**
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	184.879	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	198.961	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	144.693	
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	
Consumo totale centrale TLR	144.821	tep
Risparmio energetico conseguito	54.141	tep
Risparmio energetico conseguito	27%	

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,207	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,114	min (0,150)

Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

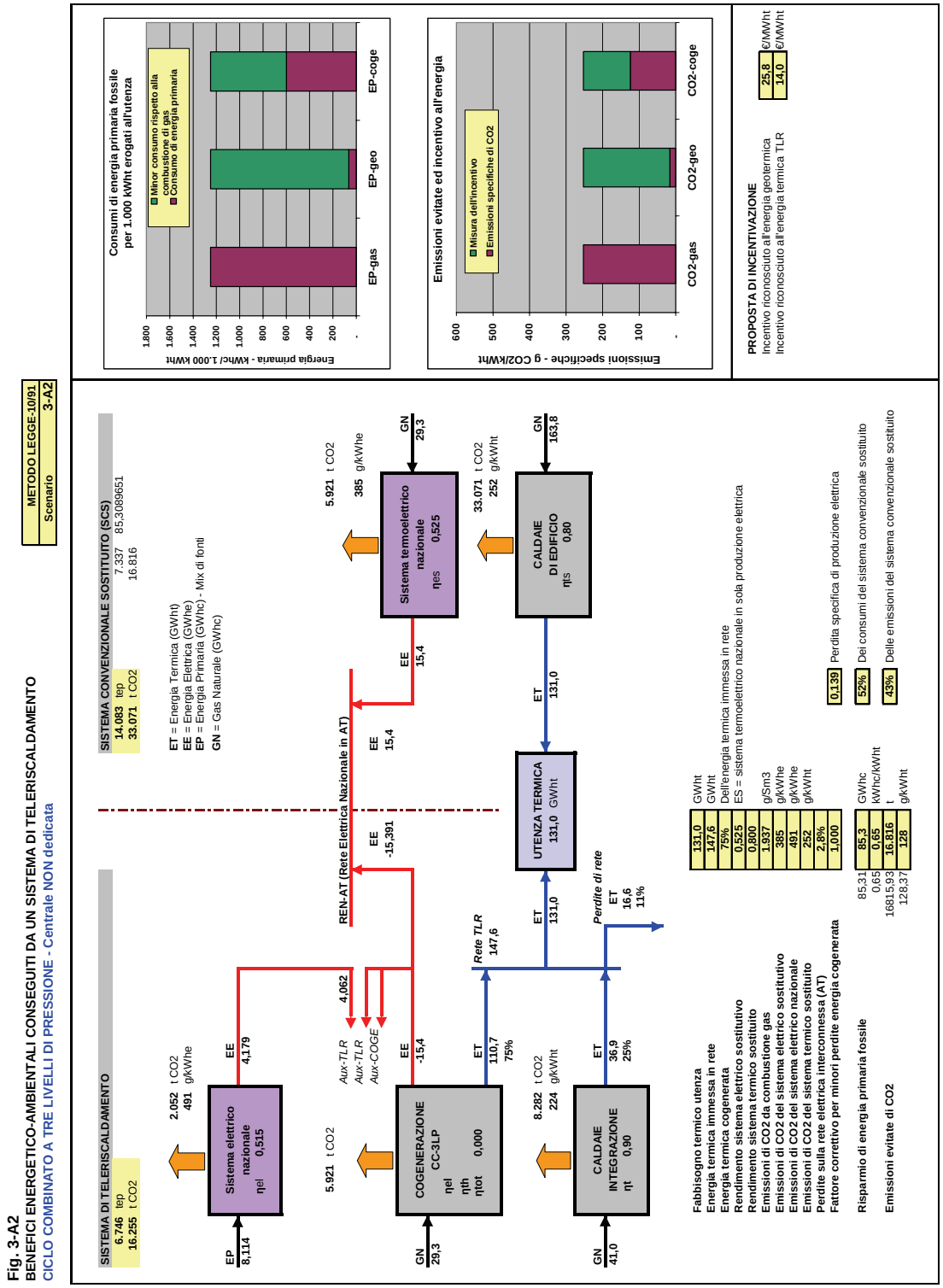
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	572.694	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	605.765	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	339.794	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	340.168	t
Emissioni evitate di CO2	265.597	t
Emissioni evitate di CO2	44%	

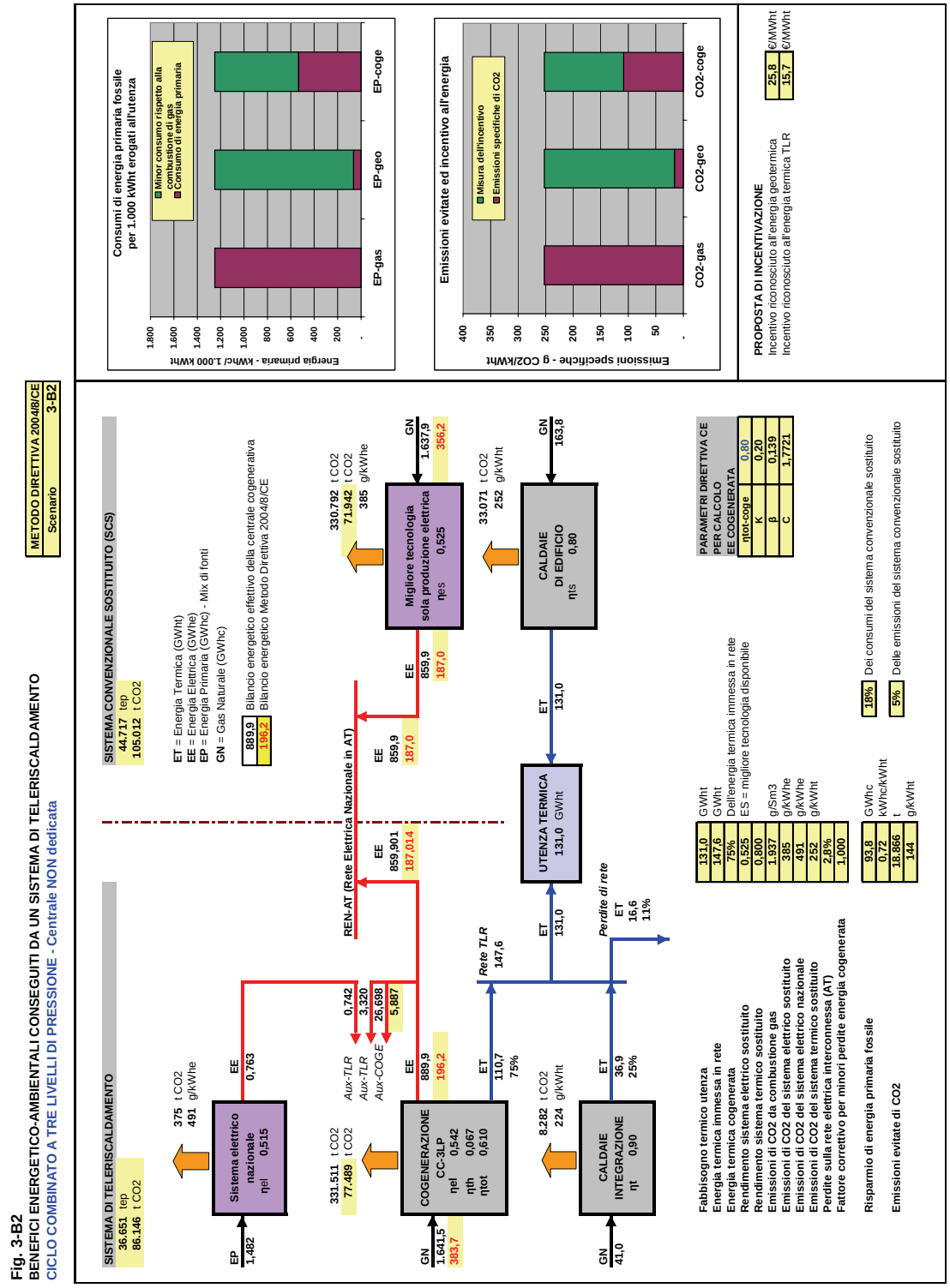
EMISSIONI SPECIFICHE

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	2.027	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

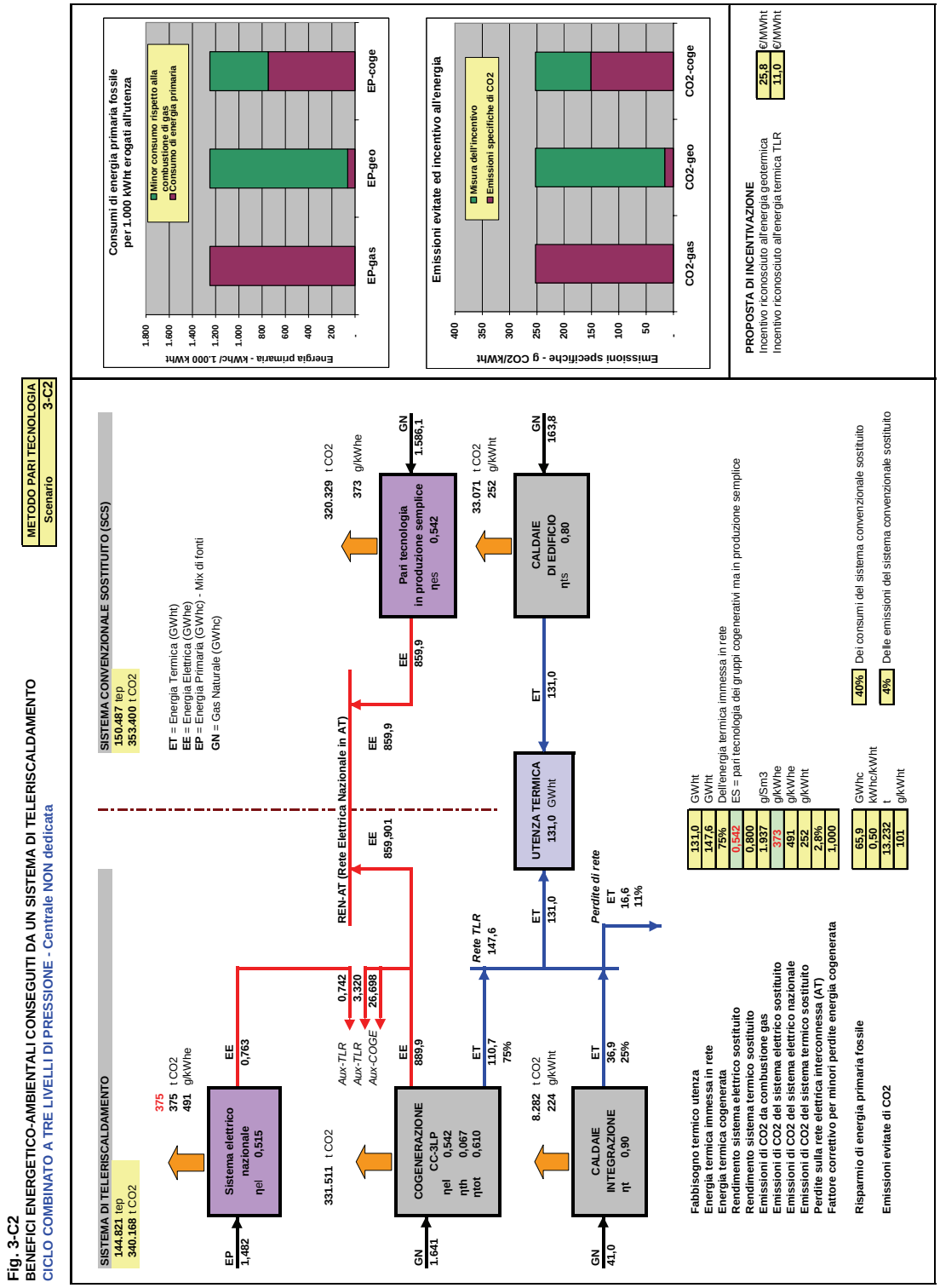
Allegato 3.8
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 3.9
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 3.10
Ciclo combinato gas-vapore a TRE livelli di pressione
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo "Pari Tecnologia"



ALLEGATO 4

Bilanci energetici e ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Motori Alternativi a Gas di ultima generazione e di grossa taglia (MAG-1)

Allegato 4.1
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia - Schema di principio
Bilancio energetico al carico nominale

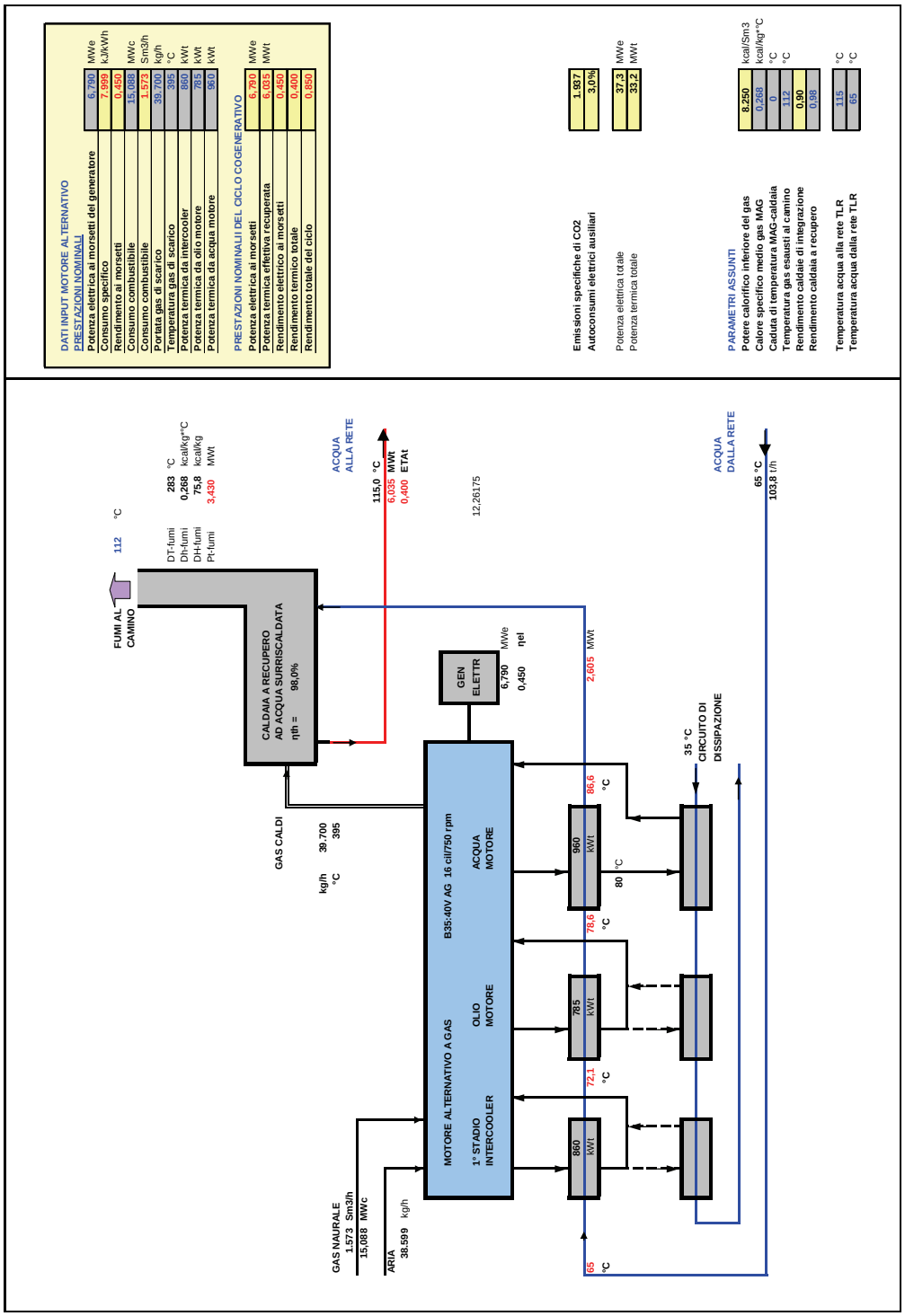


Fig. 4.1
Proposta di incentivazione a favore dei sistemi di teleriscaldamento
IMPIANTO DI COGENERAZIONE CON MOTORE ALTERNATIVO A GAS
BILANCIO ENERGETICO CON PRODUZIONE DI ACQUA SURRISCALDATA - Al 100% del carico

Allegato 4.2
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Bilancio energetico mensile - Centrale dedicata

Tab. 4-1

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Motore Alternativo a Gas MAG-1

Centrale dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	38,2
Pt	MWt	34,0
Scenario		4-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	5.507.046	980.717	6.487.763	23.775	713	740	22.322	21.132		8.467	29.599	27.985			0,450	0,400		0,850
FEB	4.830.982	556.877	5.387.859	20.857	626	584	19.647	18.537		4.808	23.345	21.887			0,450	0,400		0,850
MAR	4.556.716	115.553	4.672.269	19.672	590	462	18.620	17.485		998	18.483	16.868			0,450	0,400		0,850
APR	2.008.599	157.590	2.166.189	8.672	260	257	8.215	7.707		1.361	9.068	7.701			0,450	0,400		0,850
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	1.916.783	132.552	2.049.335	8.275	248	241	7.843	7.355		1.144	8.500	7.068			0,450	0,400		0,850
NOV	4.671.888	184.521	4.856.410	20.170	605	488	19.077	17.927		1.593	19.520	17.958			0,450	0,400		0,850
DIC	5.364.308	702.571	6.066.880	23.159	695	666	21.798	20.584		6.066	26.650	25.036			0,450	0,400		0,850
TOT	**28.856.323**	**4.275.011**	**33.131.334**	**124.580**	**3.737**	**4.062**	**117.522**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,450**	**0,400**		**0,850**
	87%	**13%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**3,3%**	**94%**	**75%**	**0%**	**25,0%**	**100%**							
						7.799												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**23.775**	**1.453**	**22.322**	**-**
FEB	**20.857**	**1.209**	**19.647**	**-**
MAR	**19.672**	**1.052**	**18.620**	**-**
APR	**8.672**	**517**	**8.215**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**8.275**	**489**	**7.843**	**57**
NOV	**20.170**	**1.093**	**19.077**	**-**
DIC	**23.159**	**1.361**	**21.798**	**-**
TOTALE	124.580	7.799	117.522	742
In F1	49.037		46.210	295
In F2	31.393		29.625	211
In F3	44.149		41.687	236

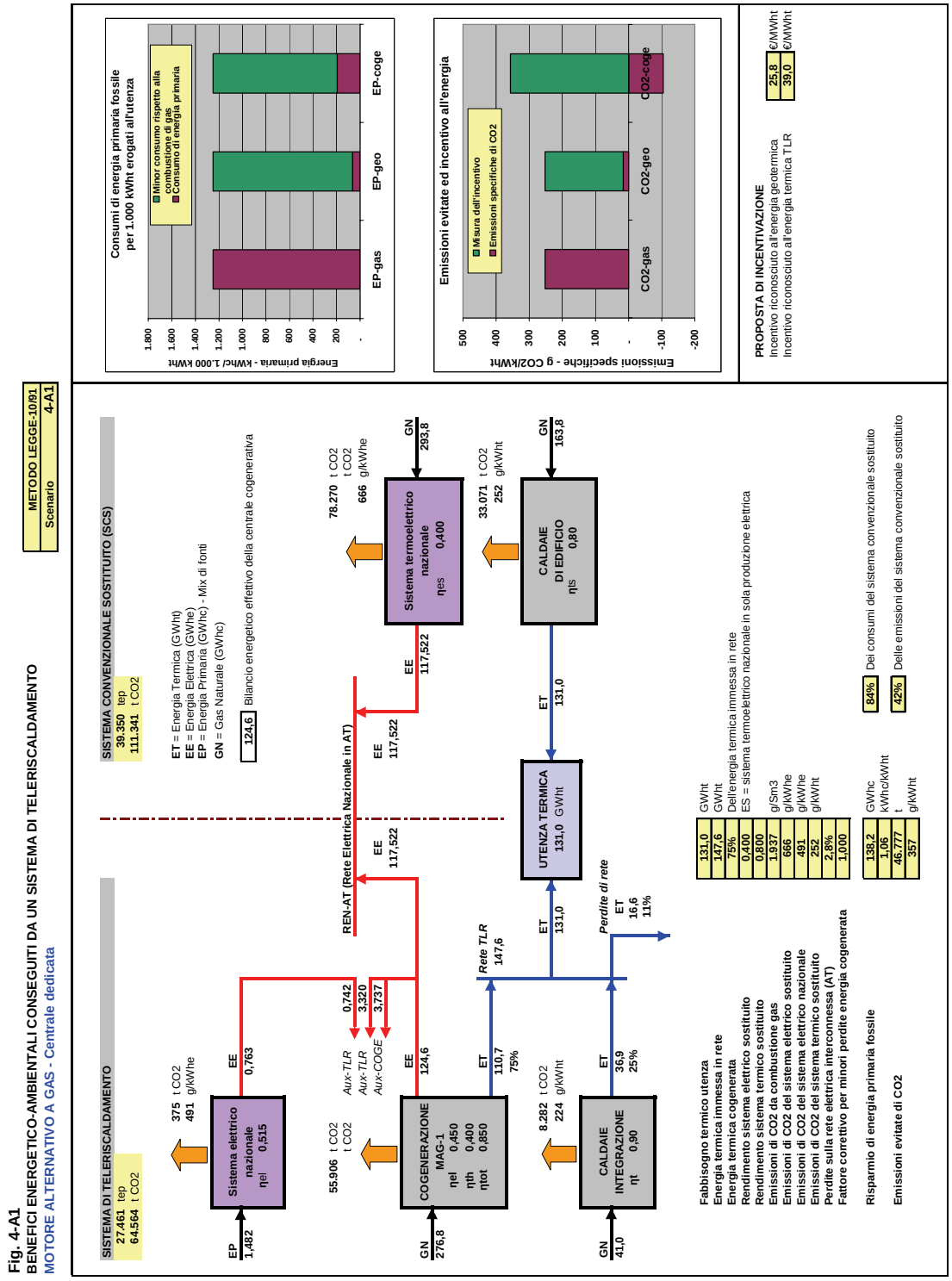
RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91		
Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	25.267	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	39.350	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	27.333	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	27.461	tep
Risparmio energetico conseguito	11.889	tep
Risparmio energetico conseguito	1,055	kWhc/kWht
IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,323	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,478	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI		
Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

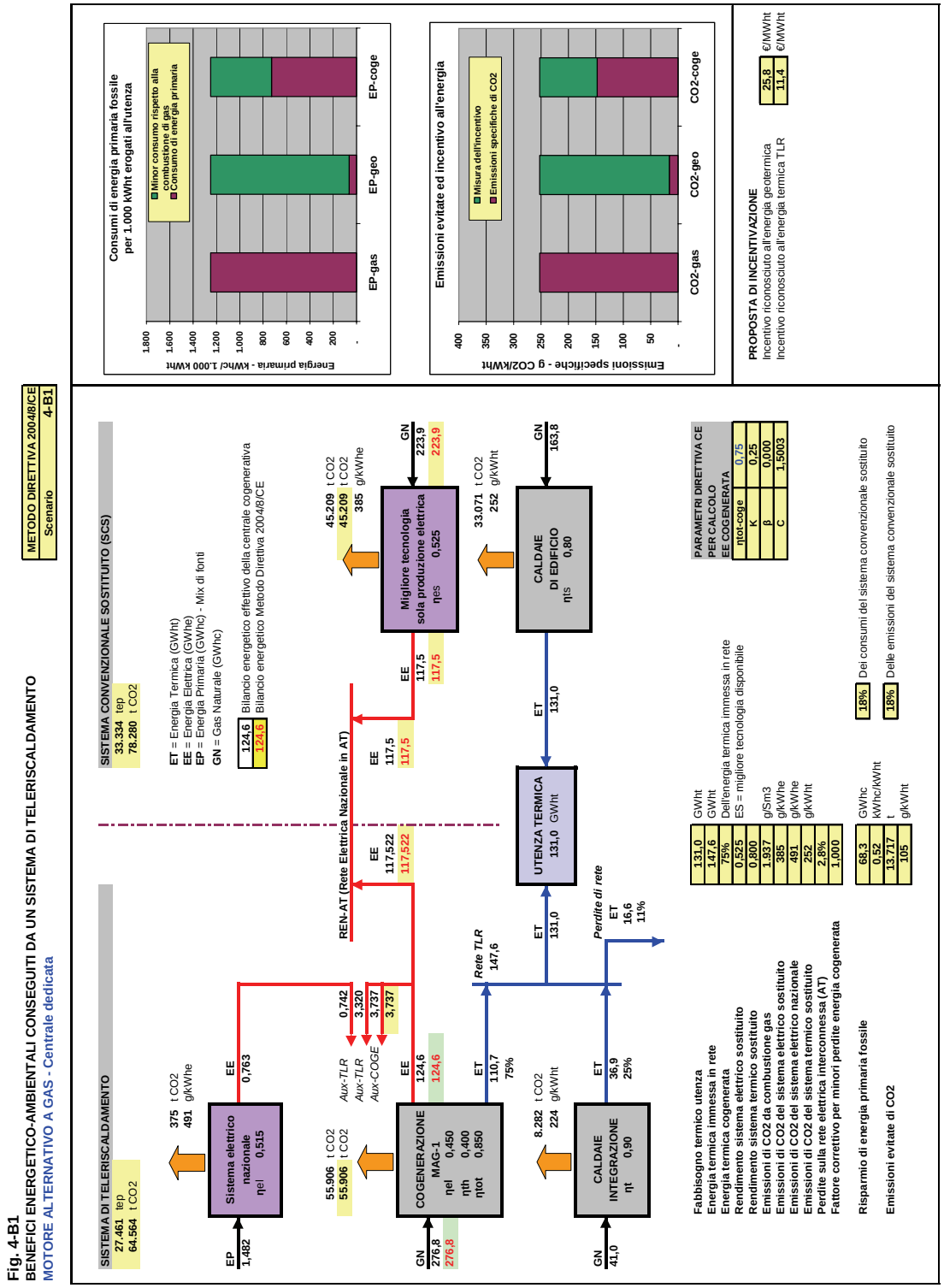
EMISSIONI EVITATE DI CO2		
Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	78.270	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	111.341	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	64.189	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	64.564	t
Emissioni evitate di CO2	46.777	t
Emissioni evitate di CO2	42%	

EMISSIONI SPECIFICHE CO2		
Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	357	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

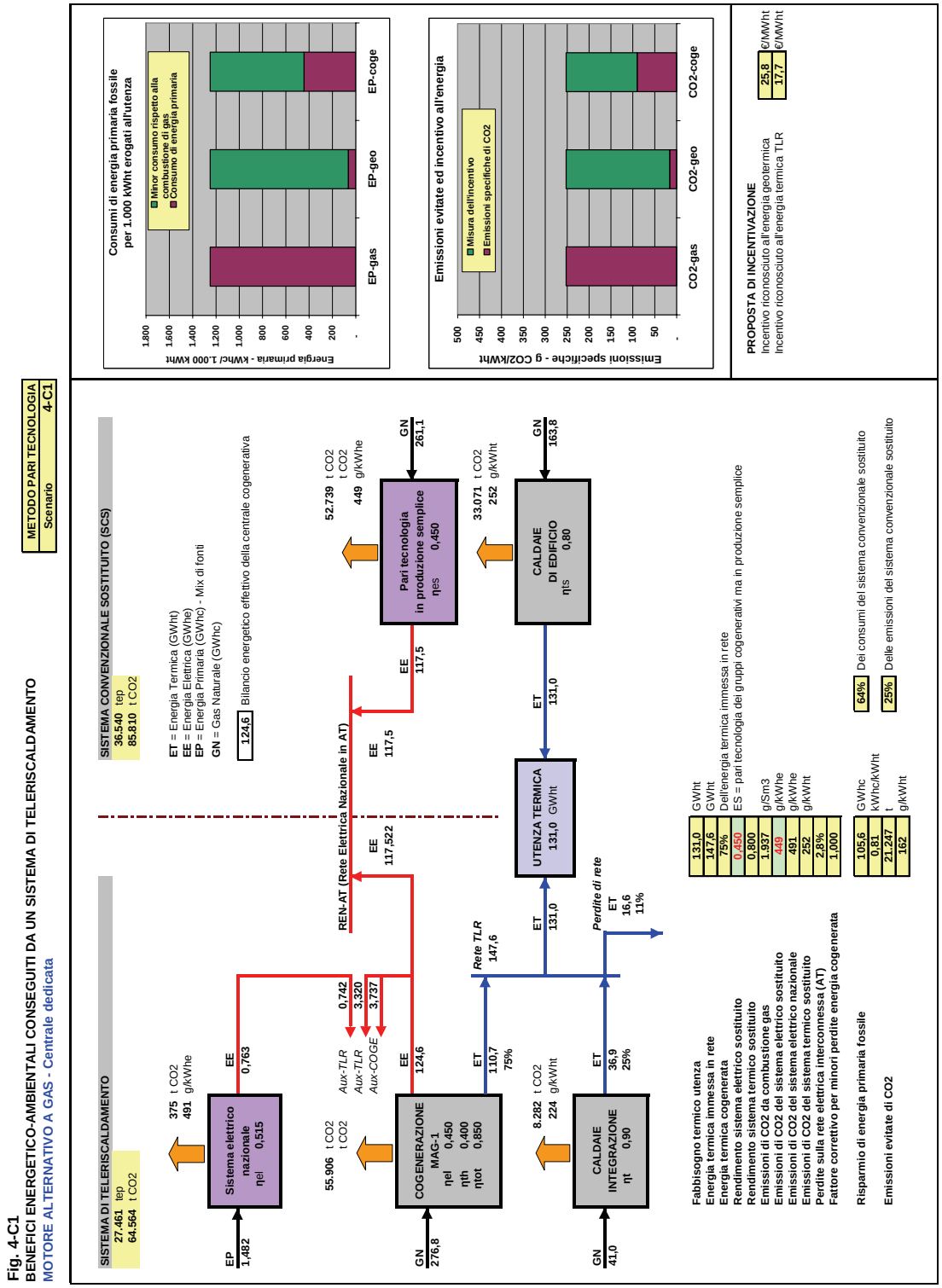
Allegato 4.3
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 4.4
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 4.5
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Pari Tecnologia



Allegato 4.6
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Bilancio energetico mensile - Centrale NON dedicata

Tab. 4-2

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Motore Alternativo a Gas MAG-1

Centrale NON dedicata

Pe	MWe	**38,2**
Pt	MWt	**34,0**
Scenario		**4-A2**

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Cogeneratore Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	5.507.046	980.717	6.487.763	23.775	713	740	22.322	21.132		8.467	29.599	27.985			0,450	0,400		0,850
FEB	4.830.982	556.877	5.387.859	20.857	626	584	19.647	18.537		4.808	23.345	21.887			0,450	0,400		0,850
MAR	4.556.716	115.553	4.672.269	19.672	590	462	18.620	17.485		998	18.483	16.868			0,450	0,400		0,850
APR	5.197.531	157.590	5.355.121	22.439	673	257	21.570	7.707		1.361	9.068	7.701			0,450	0,155		0,605
MAG	6.590.458	292.703	6.883.161	28.453	854	126	27.599	-		2.527	2.527	1.316			0,450	0,000		0,450
GIU	6.377.863	283.261	6.661.124	27.535	826	122	26.709	-		2.446	2.446	1.274			0,450	0,000		0,450
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	4.039.313	283.261	4.322.574	17.439	523	122	16.916	-		2.446	2.446	1.274			0,450	0,000		0,450
OTT	4.893.119	132.552	5.025.671	21.125	634	241	20.307	7.355		1.144	8.500	7.068			0,450	0,157		0,607
NOV	4.671.888	184.521	4.856.410	20.170	605	488	19.077	17.927		1.593	19.520	17.958			0,450	0,400		0,850
DIC	5.364.308	702.571	6.066.880	23.159	695	666	21.798	20.584		6.066	26.650	25.036			0,450	0,400		0,850
TOT	**52.029.225**	**4.275.011**	**56.304.236**	**224.623**	**6.739**	**4.062**	**214.564**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,450**	**0,222**		**0,672**
	92%	**8%**	**100%**	**100%**	**3%**	**2%**	**96%**	**75%**	**0%**	**25%**	**100%**							

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**23.775**	**1.453**	**22.322**	**-**
FEB	**20.857**	**1.209**	**19.647**	**-**
MAR	**19.672**	**1.052**	**18.620**	**-**
APR	**22.439**	**930**	**21.570**	**61**
MAG	**28.453**	**980**	**27.599**	**126**
GIU	**27.535**	**948**	**26.709**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**17.439**	**645**	**16.916**	**122**
OTT	**21.125**	**875**	**20.307**	**57**
NOV	**20.170**	**1.093**	**19.077**	**-**
DIC	**23.159**	**1.361**	**21.798**	**-**
TOTALE	**224.623**	**10.801**	**214.564**	**742**
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	**14.083**	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	**46.131**	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	**60.214**	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	**46.451**	
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	**127**	
Consumo totale centrale TLR	**46.578**	tep
Risparmio energetico conseguito	**13.635**	tep
Risparmio energetico conseguito	**23%**	

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	**0,203**	**min (0,100)**
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	**0,337**	**min (0,150)**

Rendimento caldaie/postcombustione	**0,90**	
PCI gas centrale	**8.250**	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	**0,40**	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	**0,972**	
Rendimento sistema elettrico nazionale	**0,515**	
Rendimento caldaie sostituite	**0,80**	
COP sistema frigo sostituito	**3,00**	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	**25,0**	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	**50,0**	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	**3,0%**	della produzione ai m.m.

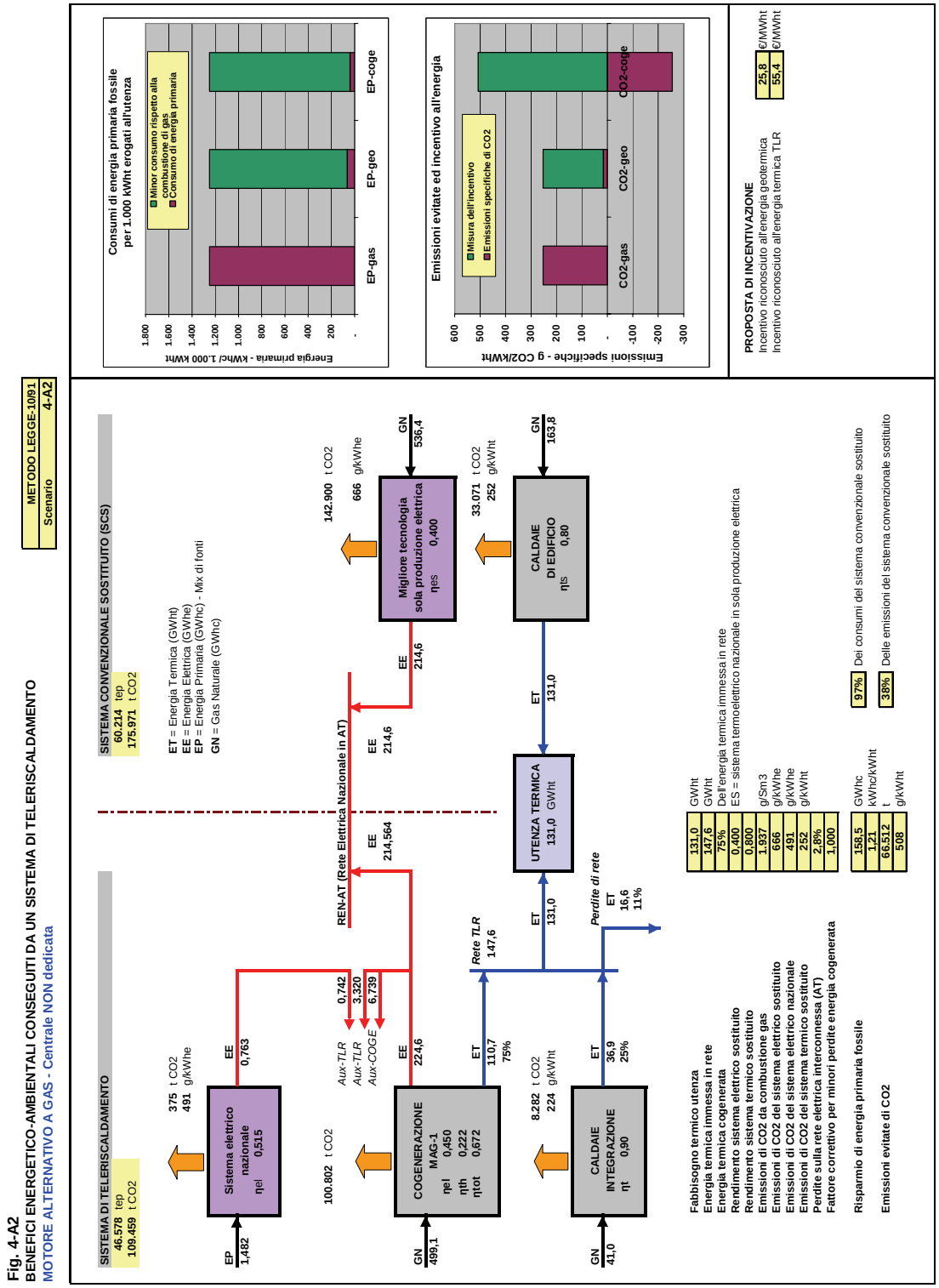
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	**33.071**	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	**142.900**	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	**175.971**	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	**109.084**	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	**375**	t
Emissioni totali centrale TLR	**109.459**	t
Emissioni evitate di CO2	**66.512**	t
Emissioni evitate di CO2	**38%**	

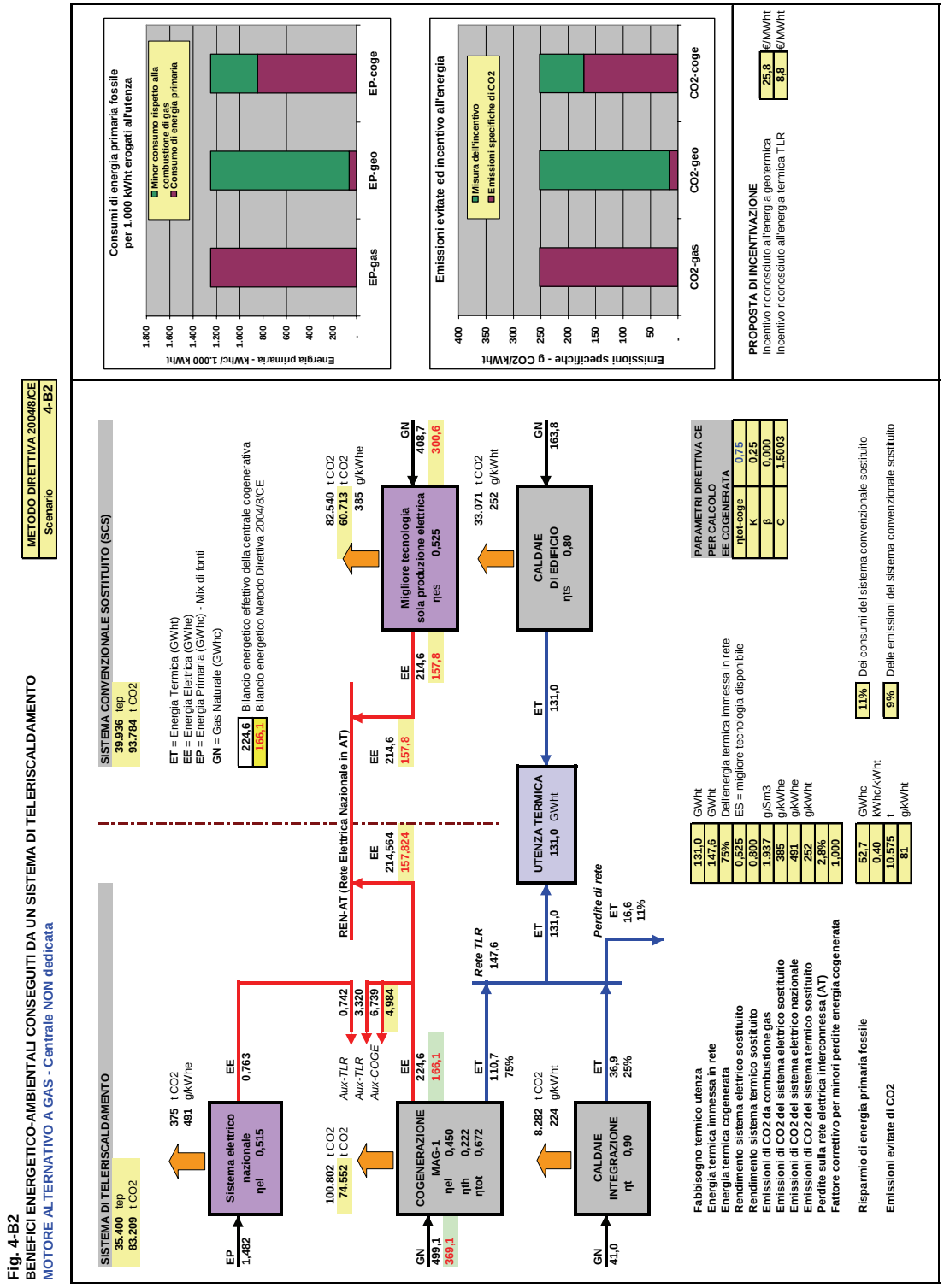
EMISSIONI SPECIFICHE

Da combustione **gas naturale**	**1.937**	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	**2.348**	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	**666**	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	**491**	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	**508**	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	**252**	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	**16**	g/kWht ad utenza

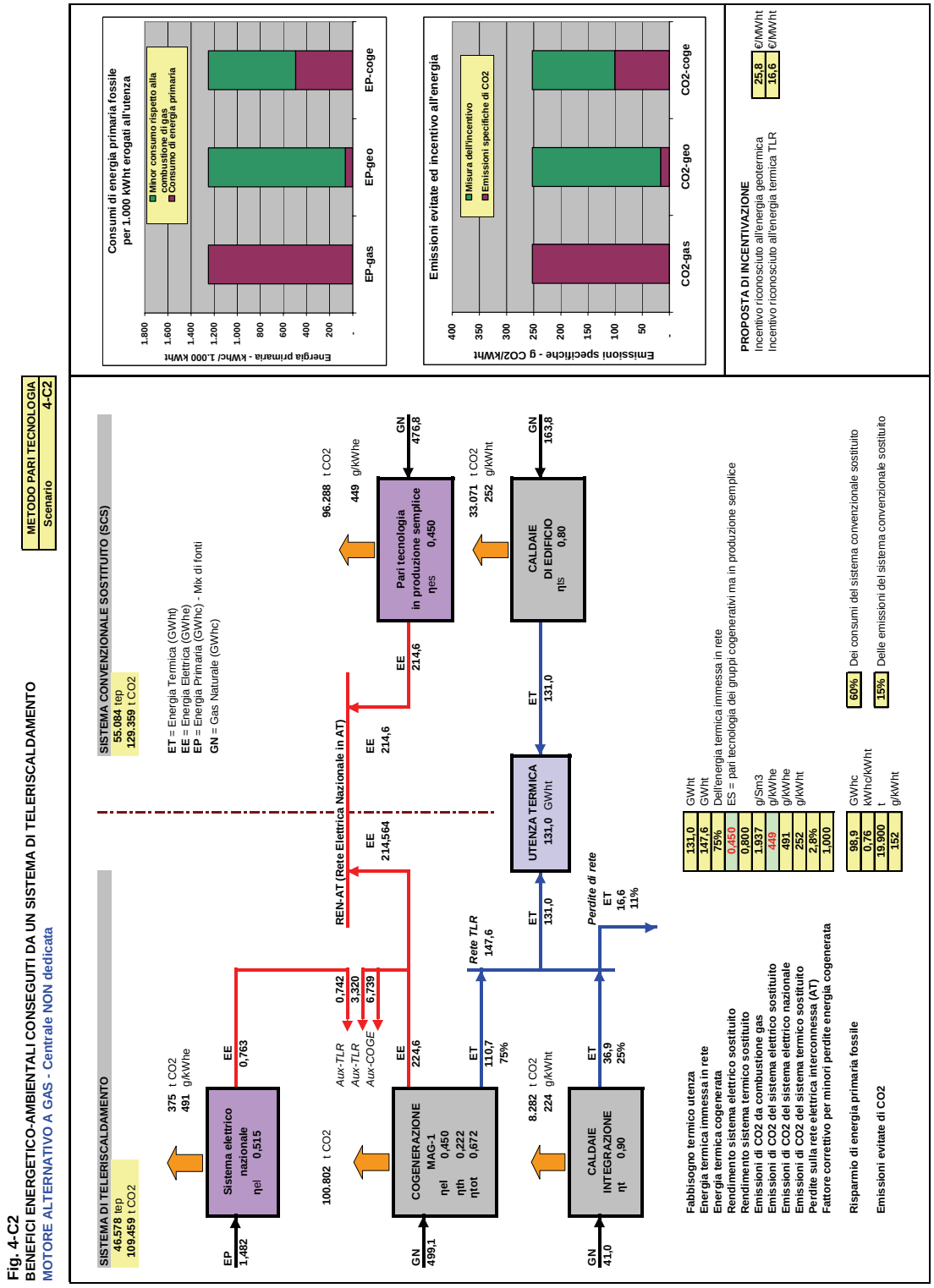
Allegato 4.7
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 4.8
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 4.9
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di grossa taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Pari Tecnologia



ALLEGATO 5

Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Motori Alternativi a Gas di media taglia (MAG-2)

Allegato 5.1
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia - Schema di principio
Bilancio energetico al carico nominale

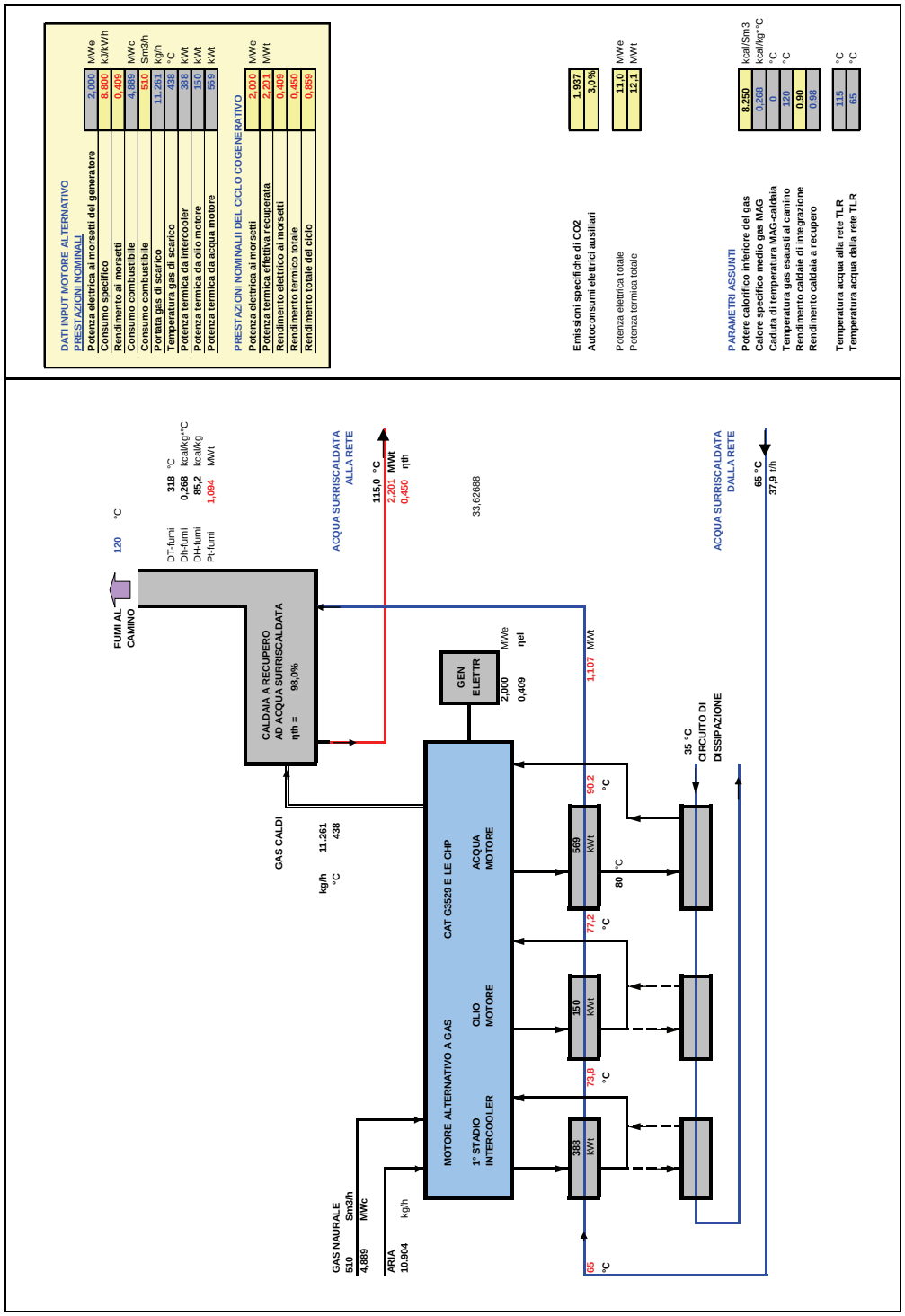


Fig. 5.1
Proposta di incentivazione a favore dei sistemi di teleriscaldamento
IMPIANTO DI COGENERAZIONE CON MOTORE ALTERNATIVO A GAS
BILANCIO ENERGETICO CON PRODUZIONE DI ACQUA SURRISCALDATA - Al 100% del carico

Allegato 5.2
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Bilancio energetico mensile - Centrale dedicata

Tab. 5-1

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Motore Alternativo a Gas

Centrale dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	30,2
Pt	MWt	34,0
Scenario		5-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	4.895.152	980.717	5.875.869	18.784	564	740	17.480	21.132		8.467	29.599	27.985			0,400	0,450		0,850
FEB	4.294.206	556.877	4.851.083	16.478	494	584	15.400	18.537		4.808	23.345	21.887			0,400	0,450		0,850
MAR	4.050.414	115.553	4.165.968	15.542	466	462	14.614	17.485		998	18.483	16.868			0,400	0,450		0,850
APR	1.785.422	157.590	1.943.012	6.851	206	257	6.449	7.707		1.361	9.068	7.701			0,400	0,450		0,850
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	1.703.807	132.552	1.836.359	6.538	196	241	6.158	7.355		1.144	8.500	7.068			0,400	0,450		0,850
NOV	4.152.790	184.521	4.337.311	15.935	478	488	14.969	17.927		1.593	19.520	17.958			0,400	0,450		0,850
DIC	4.768.274	702.571	5.470.845	18.297	549	666	17.082	20.584		6.066	26.650	25.036			0,400	0,450		0,850
TOT	**25.650.065**	**4.275.011**	**29.925.075**	**98.425**	**2.953**	**4.062**	**92.152**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,400**	**0,450**		**0,850**
	86%	**14%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**4,1%**	**94%**	**75%**	**0%**	**25,0%**	**100%**							
						7.015												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**18.784**	**1.303**	**17.480**	**-**
FEB	**16.478**	**1.078**	**15.400**	**-**
MAR	**15.542**	**928**	**14.614**	**-**
APR	**6.851**	**463**	**6.449**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**6.538**	**437**	**6.158**	**57**
NOV	**15.935**	**966**	**14.969**	**-**
DIC	**18.297**	**1.215**	**17.082**	**-**
TOTALE	**98.425**	**7.015**	**92.152**	**742**
In F1	**38.742**		**36.224**	**295**
In F2	**24.802**		**23.232**	**211**
In F3	**34.880**		**32.696**	**236**

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	19.813	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	33.895	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	24.688	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	24.816	tep
Risparmio energetico conseguito	9.080	tep
Risparmio energetico conseguito	0,806	kWhc/kWht
IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,301	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,537	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

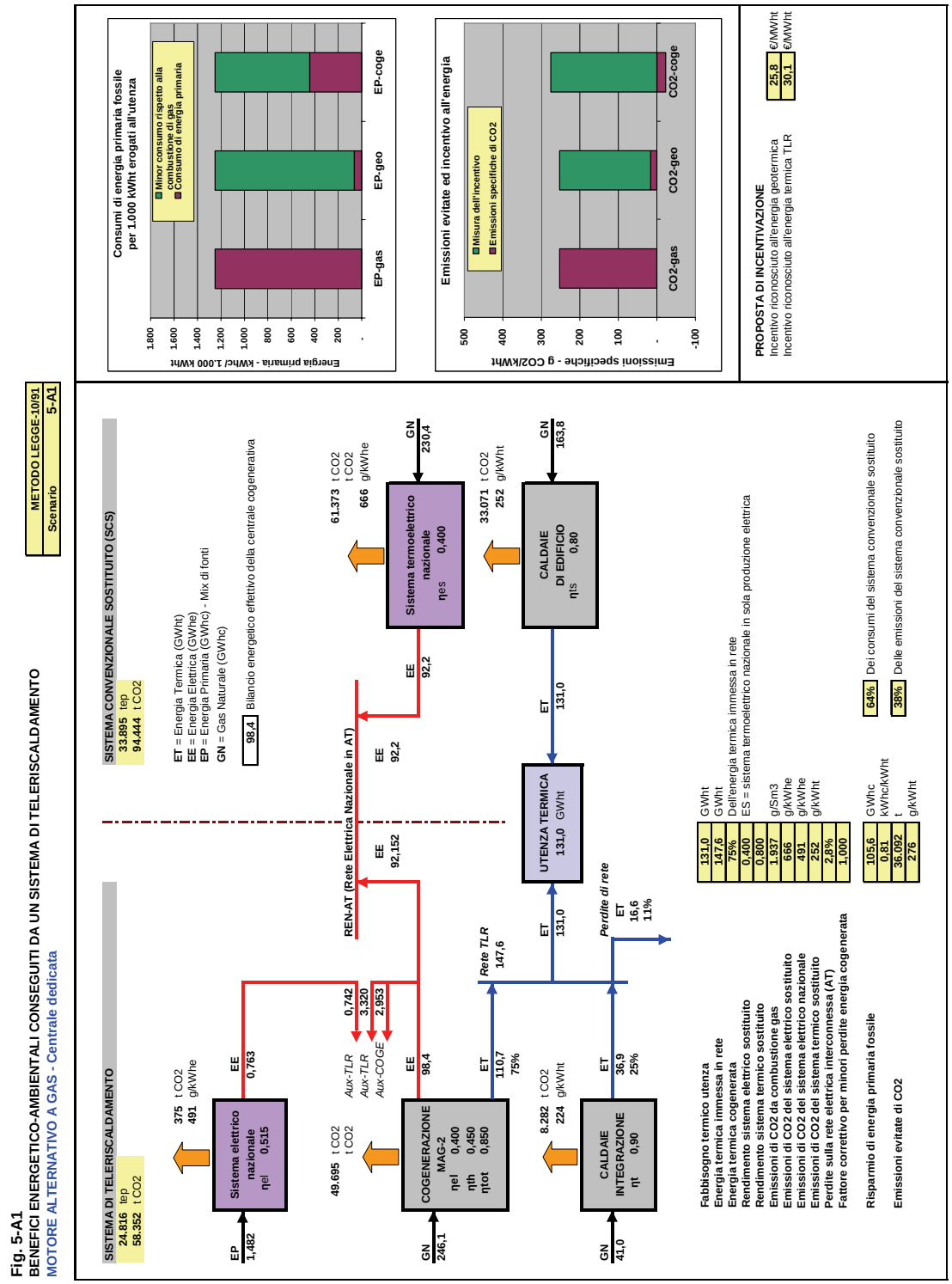
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	61.373	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	94.444	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	57.977	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	58.352	t
Emissioni evitate di CO2	36.092	t
Emissioni evitate di CO2	38%	

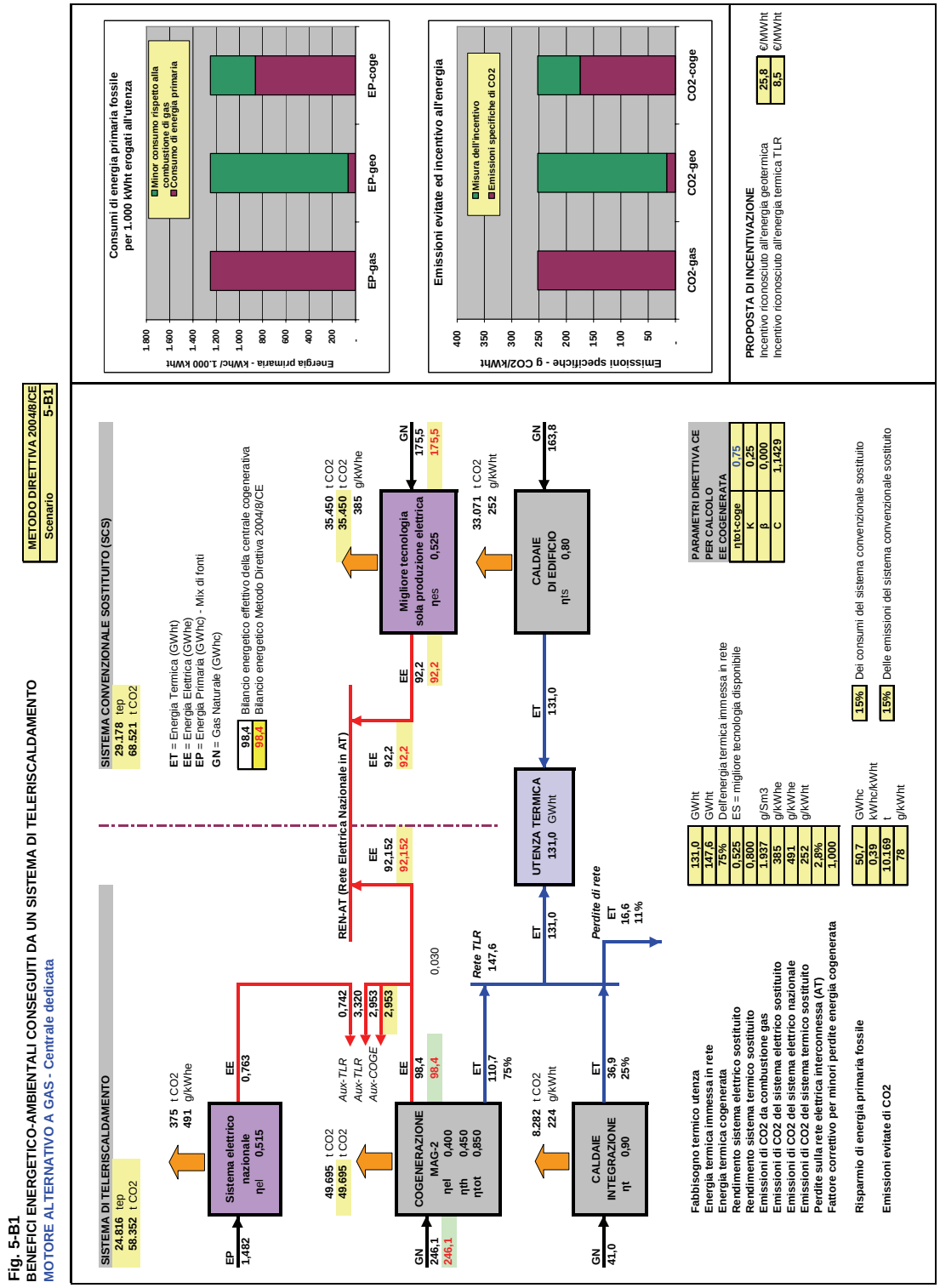
EMISSIONI SPECIFICHE CO2

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	276	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

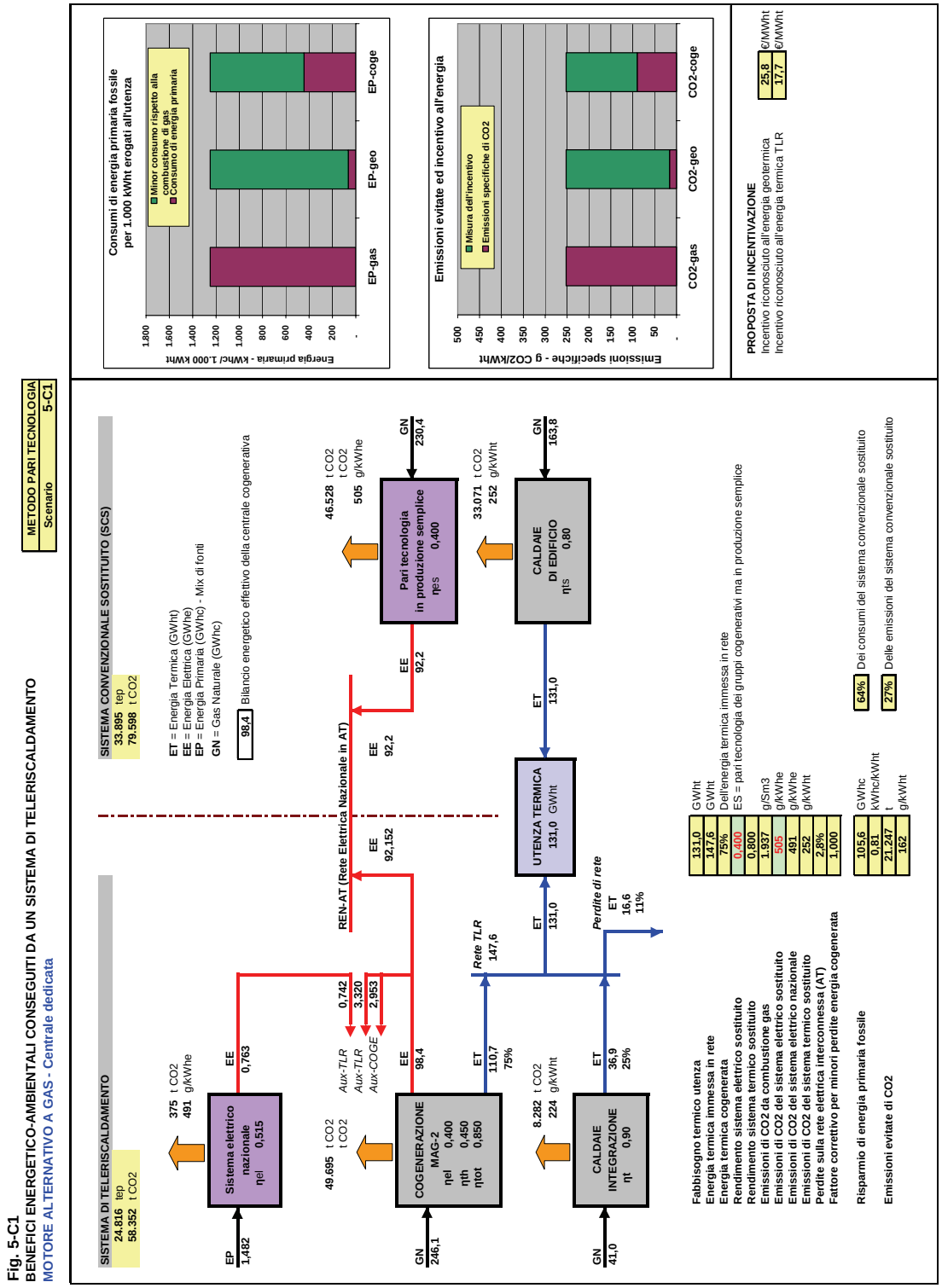
Allegato 5.3
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 5.4
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 5.5
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Pari Tecnologia



Allegato 5.6
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Bilancio energetico mensile - Centrale NON dedicata

Tab. 5-2

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Motore Alternativo a Gas

Centrale NON dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	30,2
Pt	MWt	34,0
Scenario		5-A2

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Cogeneratore Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	4.895.152	980.717	5.875.869	18.784	564	740	17.480	21.132		8.467	29.599	27.985			0,400	0,450		0,850
FEB	4.294.206	556.877	4.851.083	16.478	494	584	15.400	18.537		4.808	23.345	21.887			0,400	0,450		0,850
MAR	4.050.414	115.553	4.165.968	15.542	466	462	14.614	17.485		998	18.483	16.868			0,400	0,450		0,850
APR	4.620.027	157.590	4.777.617	17.728	532	257	17.000	7.707		1.361	9.068	7.701			0,400	0,174		0,574
MAG	5.858.185	292.703	6.150.888	22.479	674	126	21.805	-		2.527	2.527	1.316			0,400	0,000		0,400
GIU	5.669.212	283.261	5.952.472	21.754	653	122	21.101	-		2.446	2.446	1.274			0,400	0,000		0,400
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	3.590.501	283.261	3.873.761	13.778	413	122	13.364	-		2.446	2.446	1.274			0,400	0,000		0,400
OTT	4.349.439	132.552	4.481.991	16.690	501	241	16.005	7.355		1.144	8.500	7.068			0,400	0,176		0,576
NOV	4.152.790	184.521	4.337.311	15.935	478	488	14.969	17.927		1.593	19.520	17.958			0,400	0,450		0,850
DIC	4.768.274	702.571	5.470.845	18.297	549	666	17.082	20.584		6.066	26.650	25.036			0,400	0,450		0,850
TOT	**46.248.200**	**4.275.011**	**50.523.211**	**177.464**	**5.324**	**4.062**	**168.820**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,400**	**0,250**		**0,650**
	92%	**8%**	**100%**	**100%**	**3%**	**2%**	**95%**	**75%**	**0%**	**25%**	**100%**							

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**18.784**	**1.303**	**17.480**	**-**
FEB	**16.478**	**1.078**	**15.400**	**-**
MAR	**15.542**	**928**	**14.614**	**-**
APR	**17.728**	**789**	**17.000**	**61**
MAG	**22.479**	**801**	**21.805**	**126**
GIU	**21.754**	**775**	**21.101**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**13.778**	**536**	**13.364**	**122**
OTT	**16.690**	**742**	**16.005**	**57**
NOV	**15.935**	**966**	**14.969**	**-**
DIC	**18.297**	**1.215**	**17.082**	**-**
TOTALE	**177.464**	**9.386**	**168.820**	**742**
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep	164
Consumo sistema elettrico sostituito	36.296	tep	
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep	
Consumo totale sistema convenzionale	50.379	tep	
Consumo centrale TLR (combustibili)	41.682		485
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127		1,482
Consumo totale centrale TLR	41.809	tep	
Risparmio energetico conseguito	8.570	tep	99,6
Risparmio energetico conseguito	17%		

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,153	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,391	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

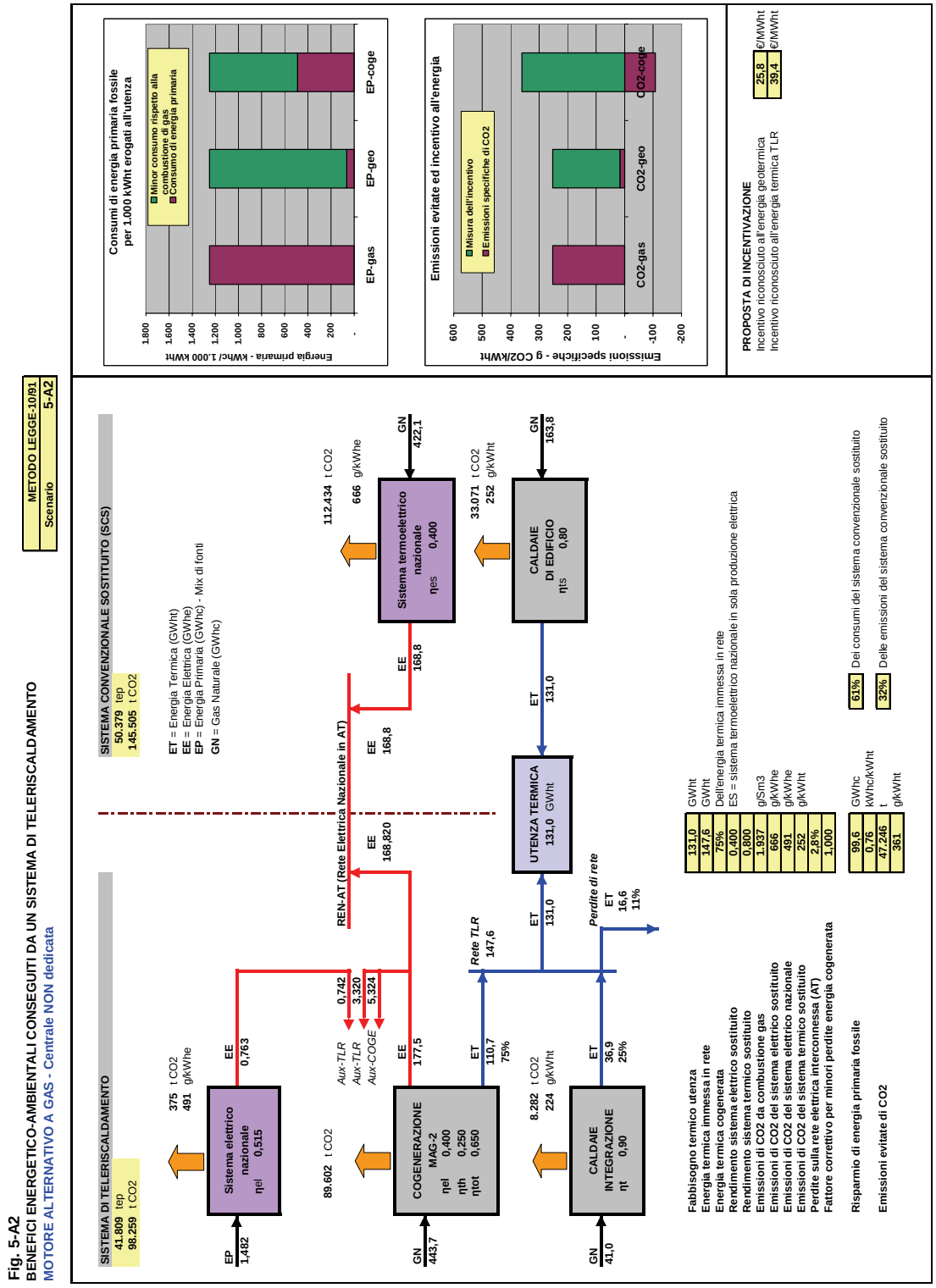
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	112.434	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	145.505	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	97.884	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	98.259	t
Emissioni evitate di CO2	47.246	t
Emissioni evitate di CO2	32%	

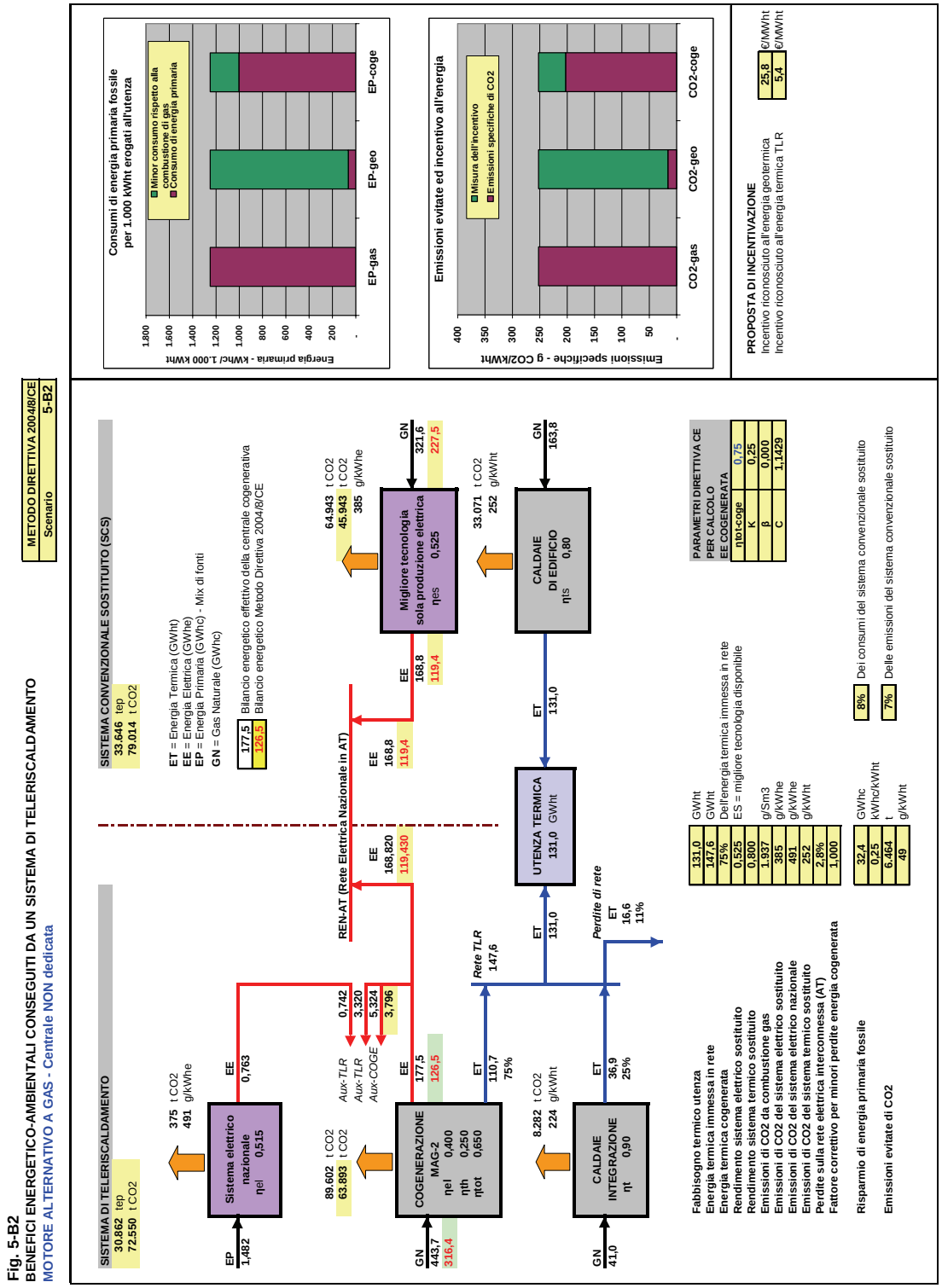
EMISSIONI SPECIFICHE

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	361	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

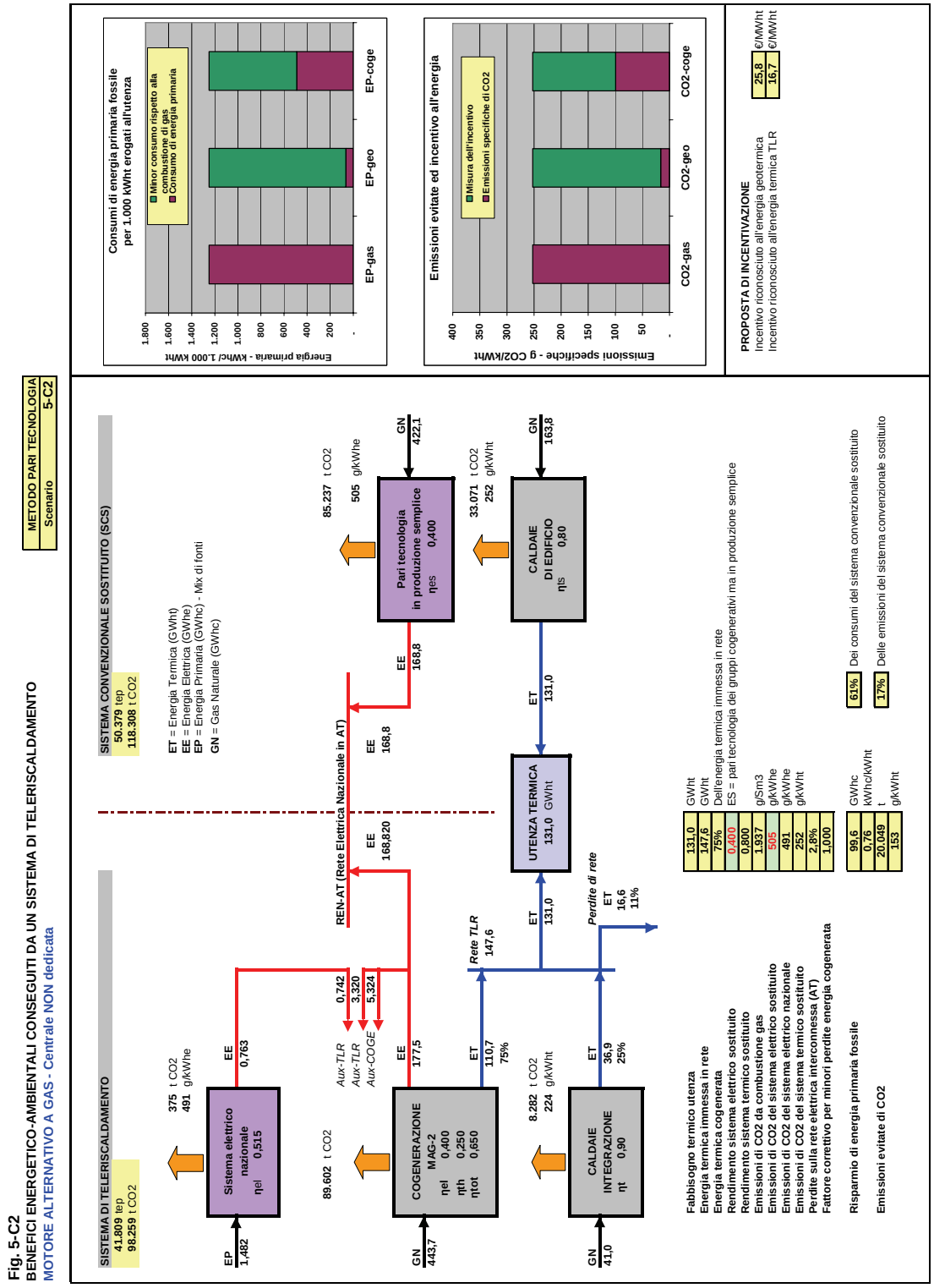
Allegato 5.7
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 5.8
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 5.9
Ciclo cogenerativo con Motore Alternativo a Gas di media taglia
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Pari Tecnologia

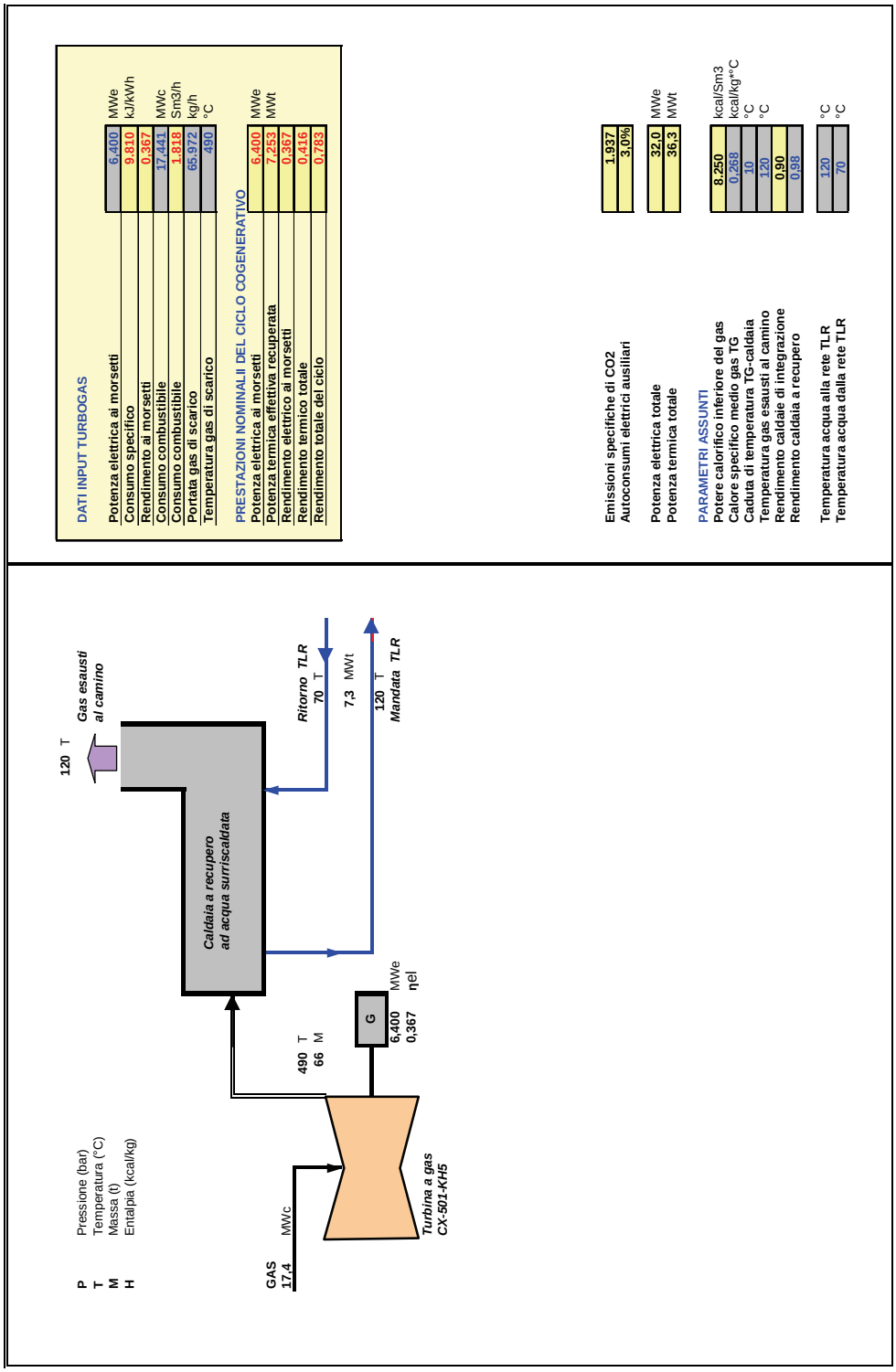


ALLEGATO 6

Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Turbina a Gas in recupero semplice di tipo aeroderivativa (TG-1)

Allegato 6.1
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa in recupero semplice - Schema di principio
Bilancio energetico al carico nominale

Fig. 6-1
Proposta di incentivazione a favore dei sistemi di teleriscaldamento
IMPIANTO DI COGENERAZIONE CON TURBINA A GAS IN CICLO SEMPLICE
BILANCIO ENERGETICO CON PRODUZIONE DI ACQUA SURRISCALDATA - Al 100% del carico - Condizioni ISO



Allegato 6.2
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Bilancio energetico mensile - Centrale dedicata

Tab. 6-1

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Turbina a Gas in ciclo semplice TG-1

Centrale dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	29,8
Pt	MWt	34,0
Scenario		6-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	5.372.727	980.717	6.353.445	18.555	557	740	17.258	21.132		8.467	29.599	27.985			0,360	0,410		0,770
FEB	4.713.153	556.877	5.270.030	16.277	488	584	15.205	18.537		4.808	23.345	21.887			0,360	0,410		0,770
MAR	4.445.577	115.553	4.561.130	15.353	461	462	14.430	17.485		998	18.483	16.868			0,360	0,410		0,770
APR	1.959.609	157.590	2.117.199	6.767	203	257	6.368	7.707		1.361	9.068	7.701			0,360	0,410		0,770
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	1.870.032	132.552	2.002.584	6.458	194	241	6.080	7.355		1.144	8.500	7.068			0,360	0,410		0,770
NOV	4.557.940	184.521	4.742.461	15.741	472	488	14.781	17.927		1.593	19.520	17.958			0,360	0,410		0,770
DIC	5.233.472	702.571	5.936.043	18.074	542	666	16.865	20.584		6.066	26.650	25.036			0,360	0,410		0,770
TOT	**28.152.510**	**4.275.011**	**32.427.521**	**97.224**	**2.917**	**4.062**	**90.988**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,360**	**0,410**		**0,770**
	87%	**13%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**4,2%**	**94%**	**75%**	**0%**	**25,0%**	**100%**							
						6.979												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**18.555**	**1.297**	**17.258**	**-**
FEB	**16.277**	**1.072**	**15.205**	**-**
MAR	**15.353**	**923**	**14.430**	**-**
APR	**6.767**	**460**	**6.368**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**6.458**	**435**	**6.080**	**57**
NOV	**15.741**	**960**	**14.781**	**-**
DIC	**18.074**	**1.208**	**16.865**	**-**
TOTALE	**97.224**	**6.979**	**90.988**	**742**
In F1	**38.270**		**35.766**	**295**
In F2	**24.500**		**22.938**	**211**
In F3	**34.455**		**32.284**	**236**

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	19.562	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	33.645	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	26.753	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	26.880	tep
Risparmio energetico conseguito	6.765	tep
Risparmio energetico conseguito	0,600	kWhc/kWht
IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,259	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,540	min (0,150)
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

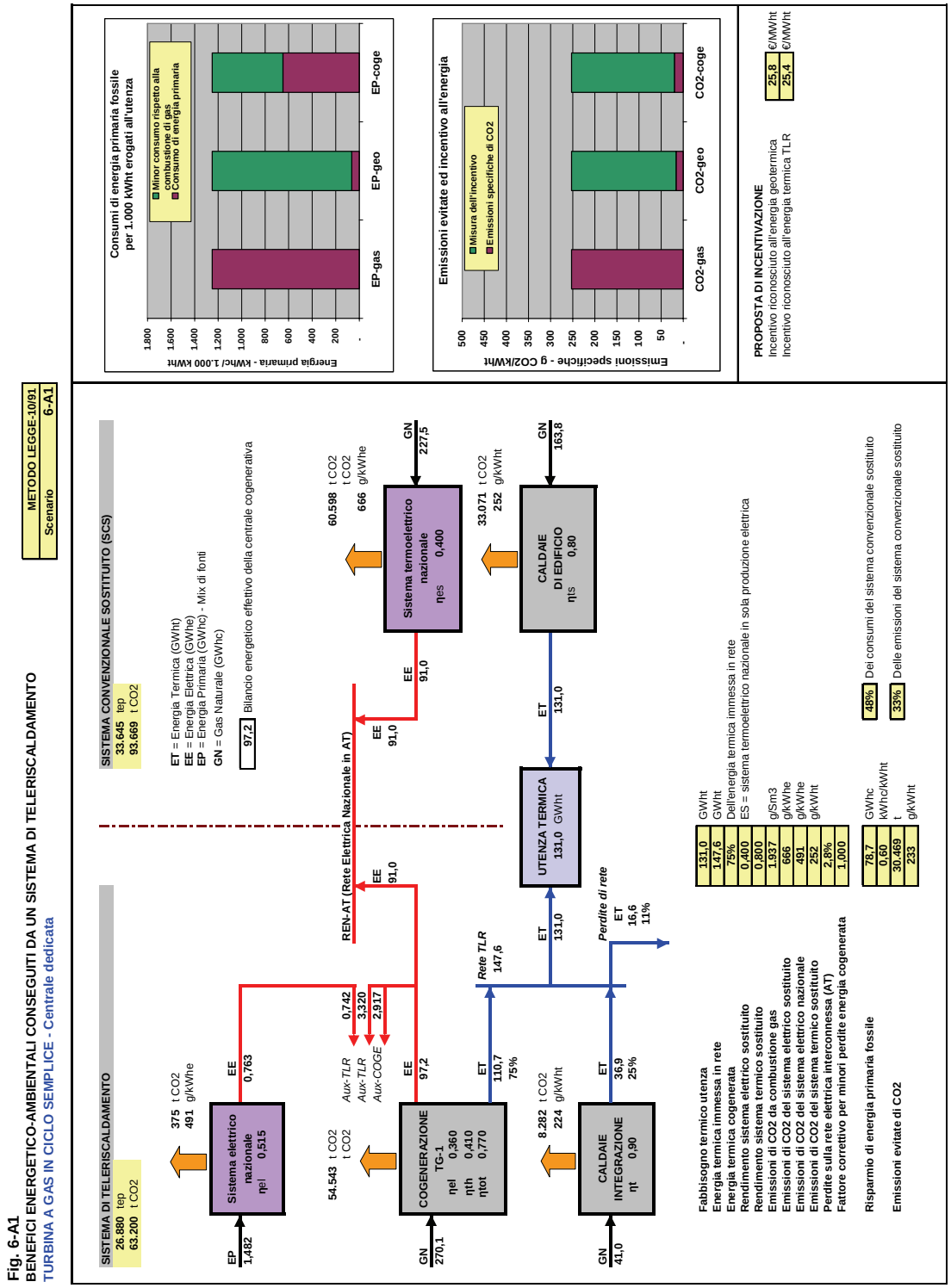
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	60.598	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	93.669	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	62.825	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	63.200	t
Emissioni evitate di CO2	30.469	t
Emissioni evitate di CO2	33%	

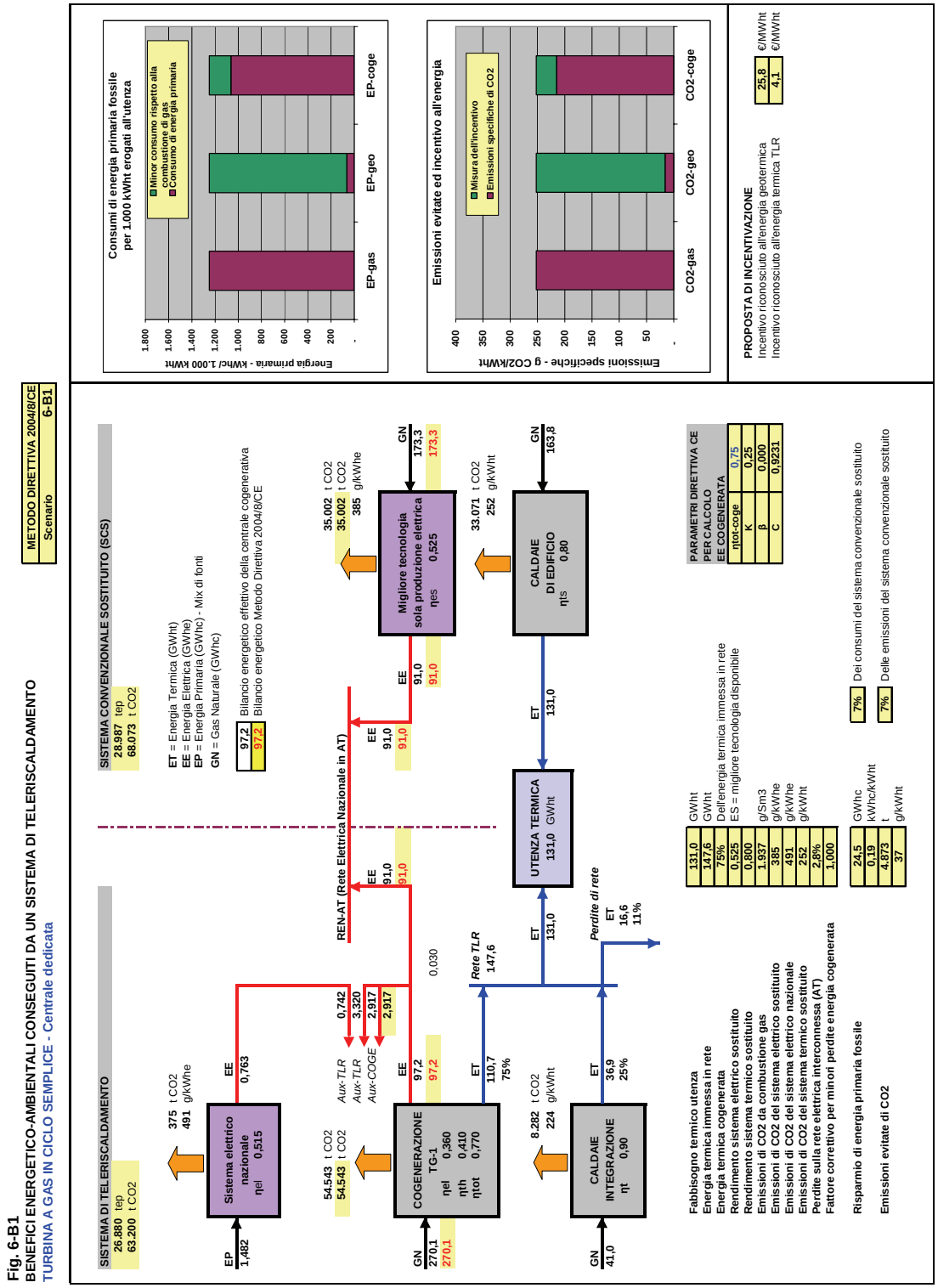
EMISSIONI SPECIFICHE CO2

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	233	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

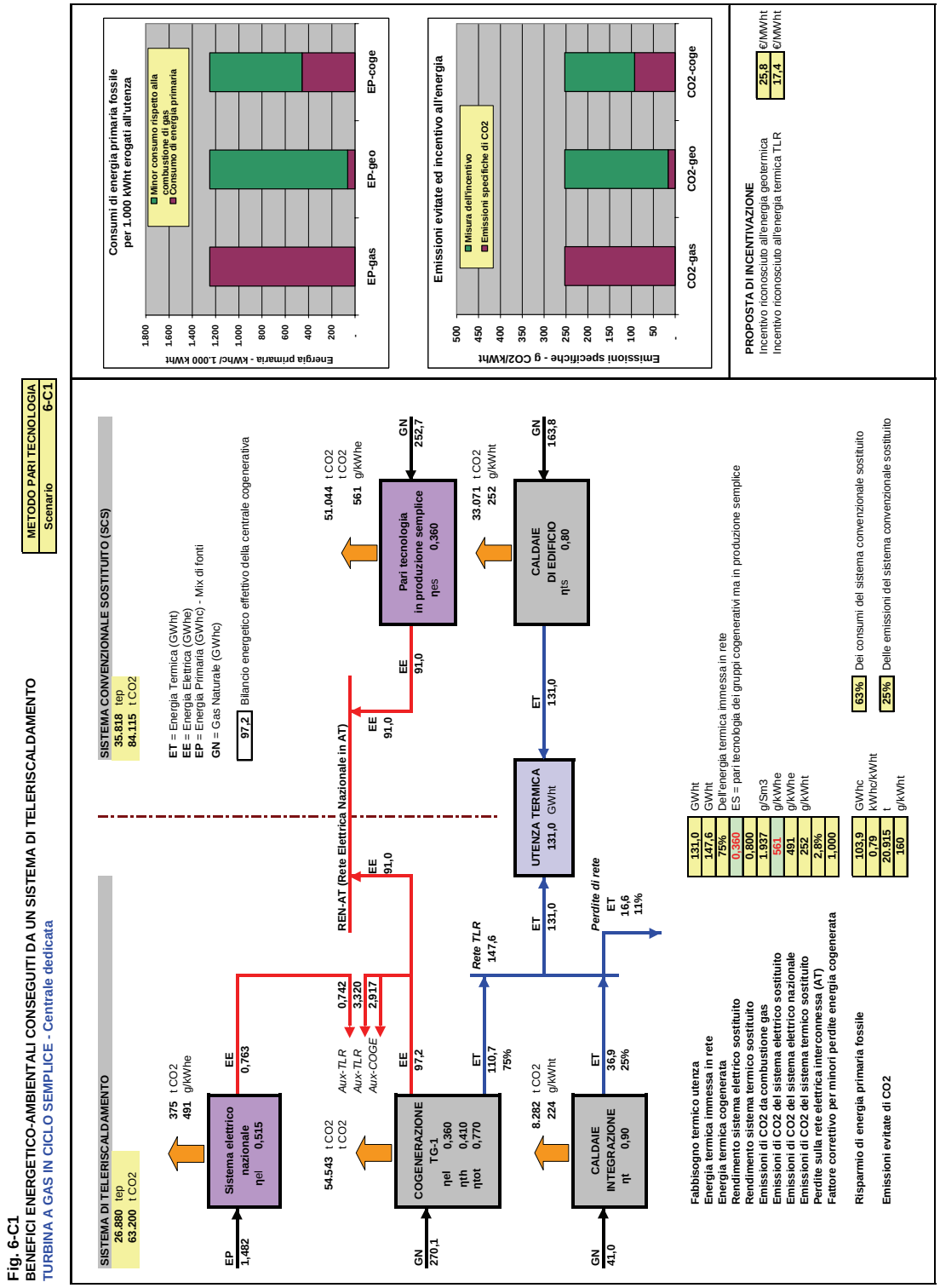
Allegato 6.3
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 6.4
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 6.5
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Pari Tecnologia



Allegato 6.6
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Bilancio energetico mensile - Centrale NON dedicata

Tab. 6-2

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Turbina a Gas in ciclo semplice

Centrale NON dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	29,8
Pt	MWt	34,0
Scenario		6-A2

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Cogeneratore Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi COGE MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	5.372.727	980.717	6.353.445	18.555	557	740	17.258	21.132		8.467	29.599	27.985			0,360	0,410		0,770
FEB	4.713.153	556.877	5.270.030	16.277	488	584	15.205	18.537		4.808	23.345	21.887			0,360	0,410		0,770
MAR	4.445.577	115.553	4.561.130	15.353	461	462	14.430	17.485		998	18.483	16.868			0,360	0,410		0,770
APR	5.070.762	157.590	5.228.352	17.512	525	257	16.790	7.707		1.361	9.068	7.701			0,360	0,158		0,518
MAG	6.429.716	292.703	6.722.418	22.205	666	126	21.539	-		2.527	2.527	1.316			0,360	0,000		0,360
GIU	6.222.305	283.261	6.505.566	21.489	645	122	20.844	-		2.446	2.446	1.274			0,360	0,000		0,360
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	3.940.793	283.261	4.224.054	13.609	408	122	13.201	-		2.446	2.446	1.274			0,360	0,000		0,360
OTT	4.773.775	132.552	4.906.327	16.486	495	241	15.808	7.355		1.144	8.500	7.068			0,360	0,161		0,521
NOV	4.557.940	184.521	4.742.461	15.741	472	488	14.781	17.927		1.593	19.520	17.958			0,360	0,410		0,770
DIC	5.233.472	702.571	5.936.043	18.074	542	666	16.865	20.584		6.066	26.650	25.036			0,360	0,410		0,770
TOT	**50.760.219**	**4.275.011**	**55.035.230**	**175.300**	**5.259**	**4.062**	**166.721**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,360**	**0,227**		**0,587**
	92%	**8%**	**100%**	**100%**	**3%**	**2%**	**95%**	**75%**	**0%**	**25%**	**100%**							

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi COGE-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**18.555**	**1.297**	**17.258**	**-**
FEB	**16.277**	**1.072**	**15.205**	**-**
MAR	**15.353**	**923**	**14.430**	**-**
APR	**17.512**	**783**	**16.790**	**61**
MAG	**22.205**	**793**	**21.539**	**126**
GIU	**21.489**	**767**	**20.844**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**13.609**	**531**	**13.201**	**122**
OTT	**16.486**	**736**	**15.808**	**57**
NOV	**15.741**	**960**	**14.781**	**-**
DIC	**18.074**	**1.208**	**16.865**	**-**
TOTALE	**175.300**	**9.321**	**166.721**	**742**
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	35.845	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	49.927	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	45.404	
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	
Consumo totale centrale TLR	45.532	tep
Risparmio energetico conseguito	4.396	tep
Risparmio energetico conseguito	9%	

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,107	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,394	min (0,150)

Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

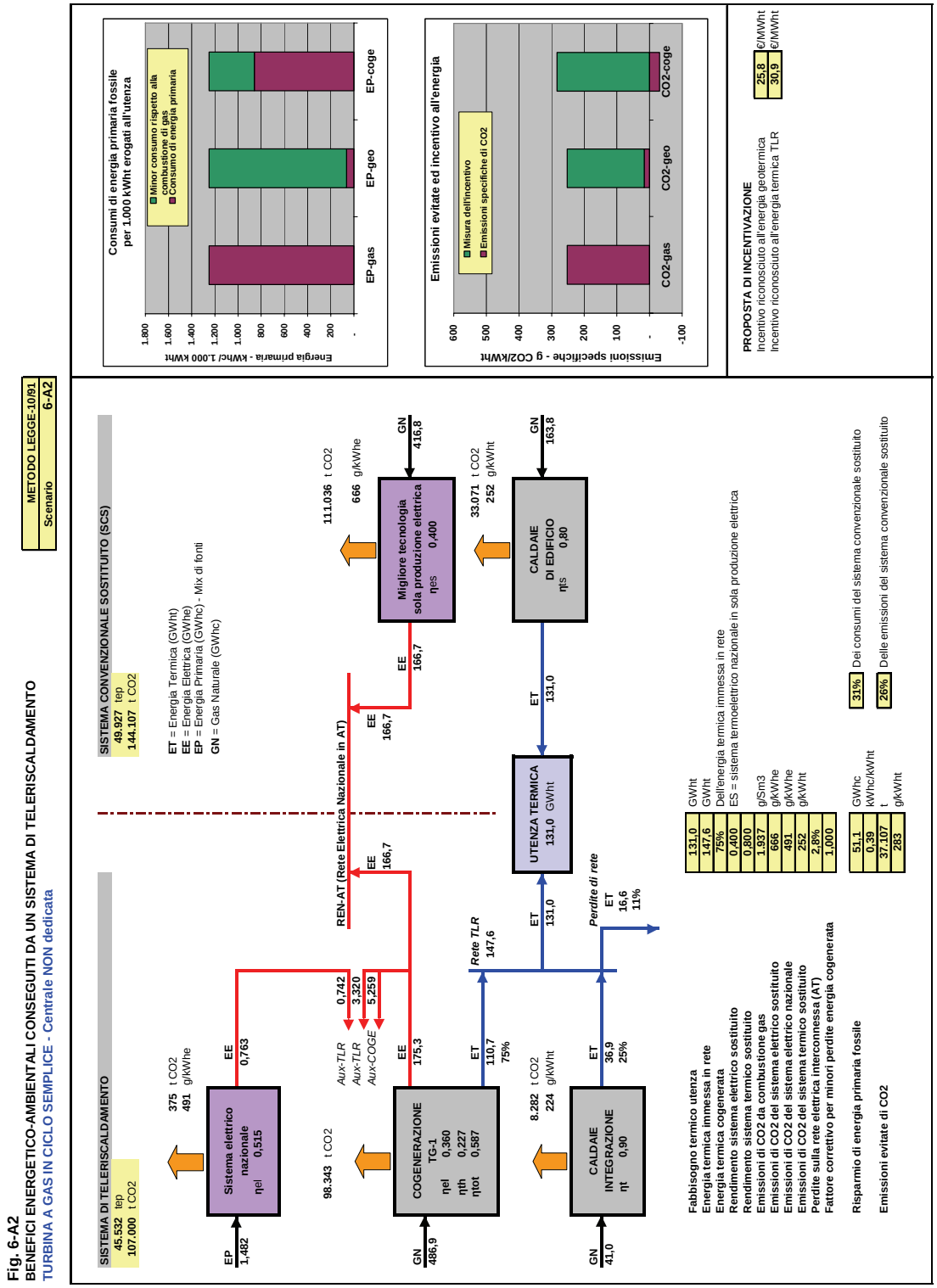
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	111.036	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	144.107	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	106.626	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	107.000	t
Emissioni evitate di CO2	37.107	t
Emissioni evitate di CO2	26%	

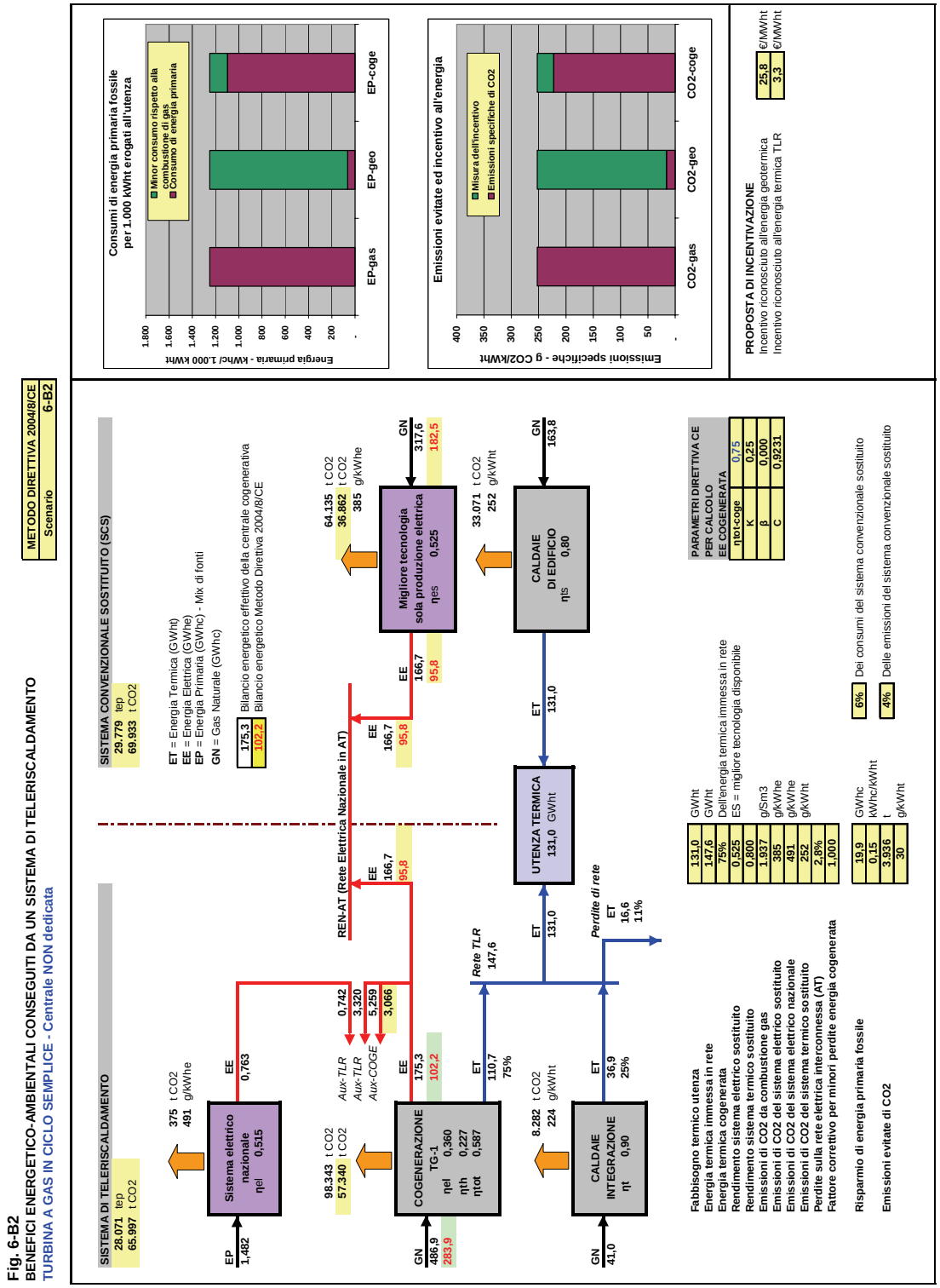
EMISSIONI SPECIFICHE

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	283	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

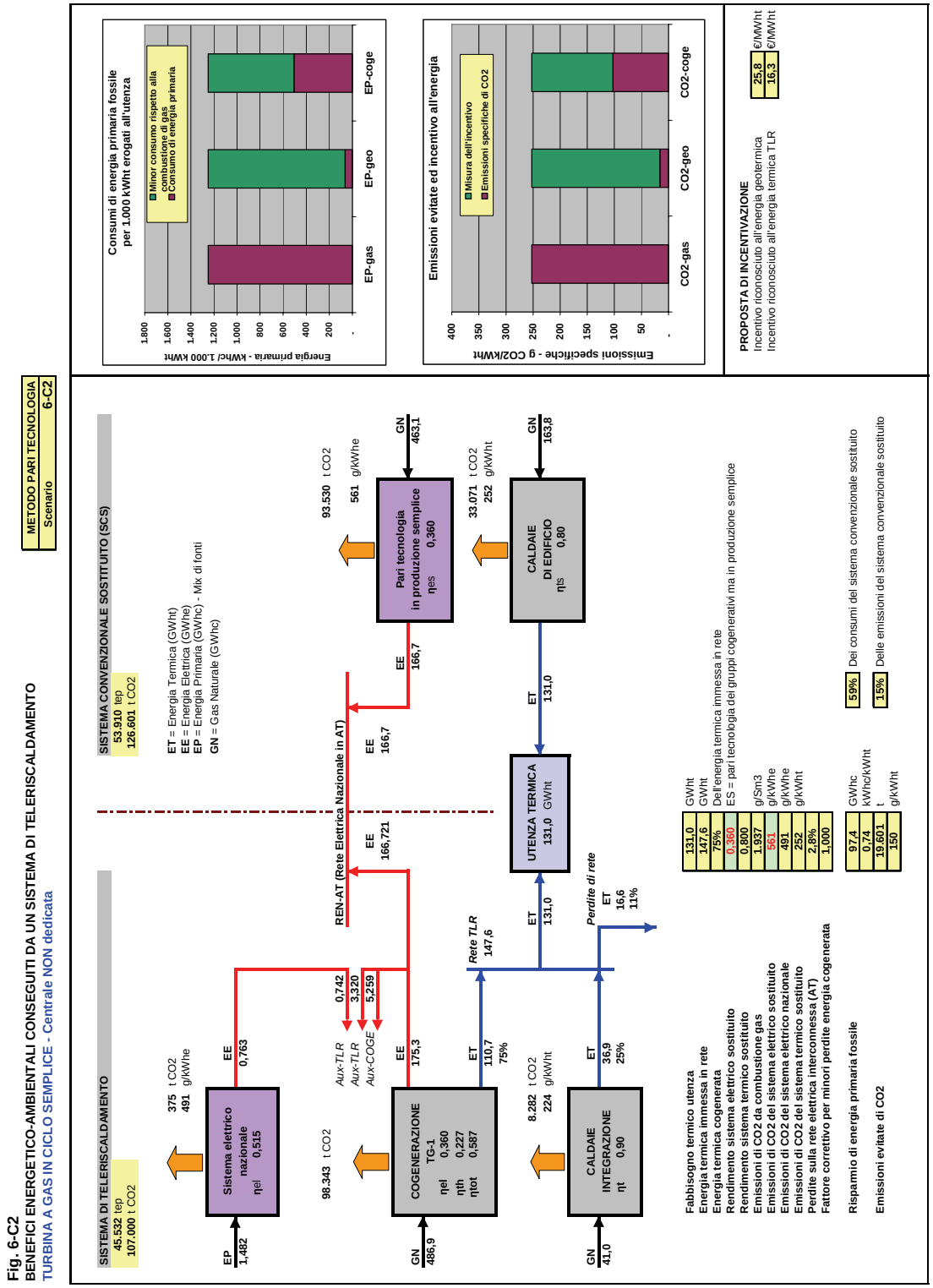
Allegato 6.7
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 6.8
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 6.9
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas aeroderivativa
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Pari Tecnologia

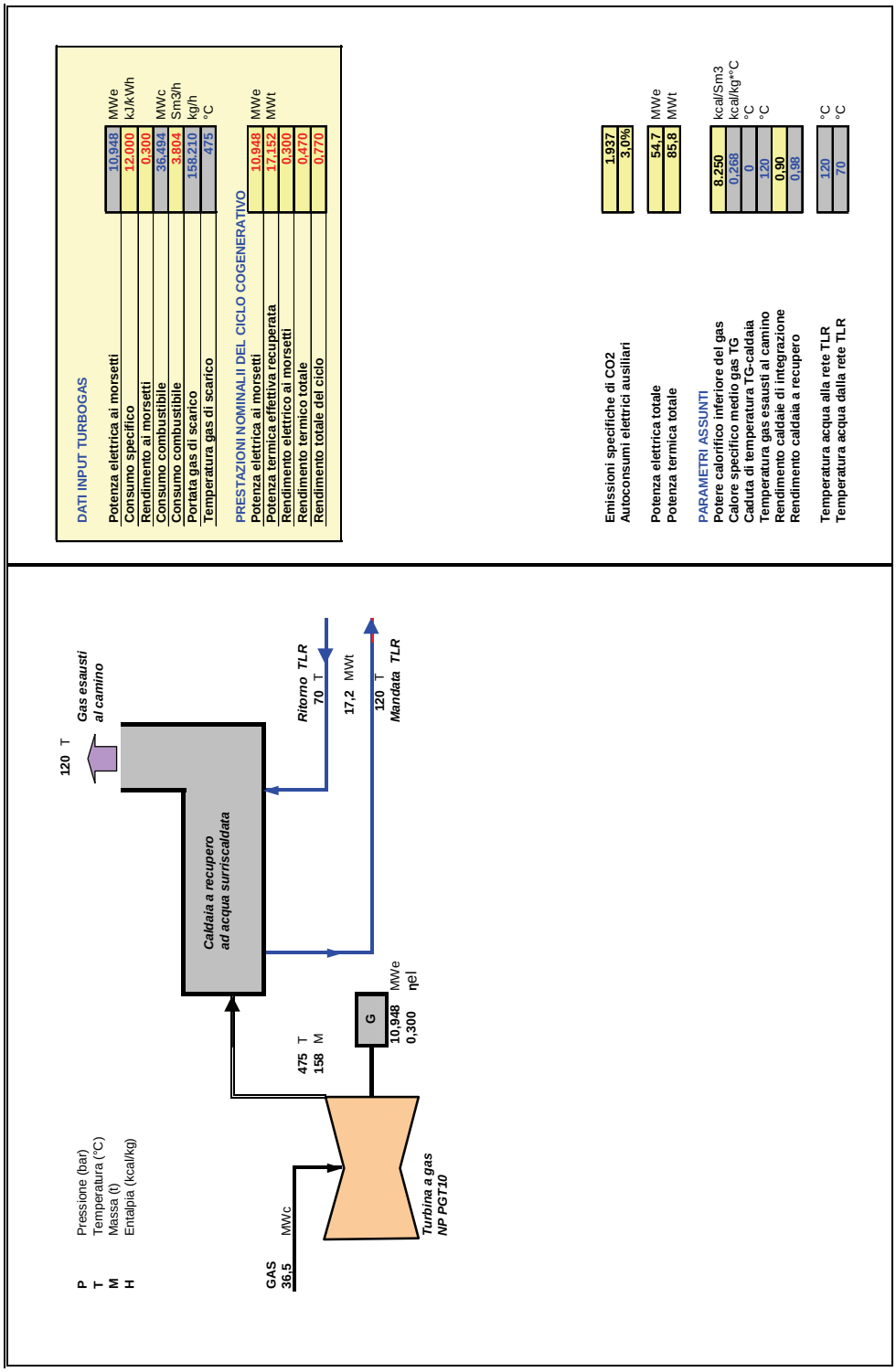


ALLEGATO 7

Bilanci energetici ed ambientali del sistema di teleriscaldamento alimentato da centrale cogenerativa con Turbina a Gas a recupero semplice di tipo heavy duty (TG-2)

Allegato 7.1
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice - Schema di principio
Bilancio energetico al carico nominale

Fig. 7-1
Proposta di incentivazione a favore dei sistemi di teleriscaldamento
IMPIANTO DI COGENERAZIONE CON TURBINA A GAS IN CICLO SEMPLICE
BILANCIO ENERGETICO CON PRODUZIONE DI ACQUA SURRISCALDATA - Al 100% del carico - Condizioni ISO



Allegato 7.2
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Bilancio energetico mensile - Centrale dedicata

Tab. 7-1

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Turbina a Gas in ciclo semplice TG-1

Centrale dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	21,7
Pt	MWt	34,0
Scenario		7-A1

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Turbogas Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi TG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	4.686.847	980.717	5.667.565	13.488	405	740	12.344	21.132		8.467	29.599	27.985			0,300	0,470		0,770
FEB	4.111.474	556.877	4.668.351	11.832	355	584	10.894	18.537		4.808	23.345	21.887			0,300	0,470		0,770
MAR	3.878.056	115.553	3.993.609	11.161	335	462	10.364	17.485		998	18.483	16.868			0,300	0,470		0,770
APR	1.709.446	157.590	1.867.036	4.920	148	257	4.576	7.707		1.361	9.068	7.701			0,300	0,470		0,770
MAG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
GIU	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	-	283.261	283.261	-	-	122	-	-		2.446	2.446	1.274			0,000	0,000		0,000
OTT	1.631.305	132.552	1.763.857	4.695	141	241	4.370	7.355		1.144	8.500	7.068			0,300	0,470		0,770
NOV	3.976.075	184.521	4.160.597	11.443	343	488	10.611	17.927		1.593	19.520	17.958			0,300	0,470		0,770
DIC	4.565.369	702.571	5.267.940	13.139	394	666	12.078	20.584		6.066	26.650	25.036			0,300	0,470		0,770
TOT	**24.558.573**	**4.275.011**	**28.833.583**	**70.677**	**2.120**	**4.062**	**65.237**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,300**	**0,470**		**0,770**
	85%	**15%**	**100%**	**100%**	**3,0%**	**5,7%**	**92%**	**75%**	**0%**	**25,0%**	**100%**							
						6.182												

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG-CT-rete MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**13.488**	**1.145**	**12.344**	**-**
FEB	**11.832**	**939**	**10.894**	**-**
MAR	**11.161**	**797**	**10.364**	**-**
APR	**4.920**	**405**	**4.576**	**61**
MAG	**-**	**126**	**-**	**126**
GIU	**-**	**122**	**-**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**-**	**122**	**-**	**122**
OTT	**4.695**	**382**	**4.370**	**57**
NOV	**11.443**	**831**	**10.611**	**-**
DIC	**13.139**	**1.060**	**12.078**	**-**
TOTALE	70.677	6.182	65.237	742
In F1	27.820		25.630	295
In F2	17.810		16.449	211
In F3	25.047		23.158	236

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91

Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	14.026	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	28.108	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	23.788	tep
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	tep
Consumo totale centrale TLR	23.915	tep
Risparmio energetico conseguito	4.193	tep
Risparmio energetico conseguito	0,372	kWhc/kWht

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,222	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,618	min (0,150)

Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI

Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

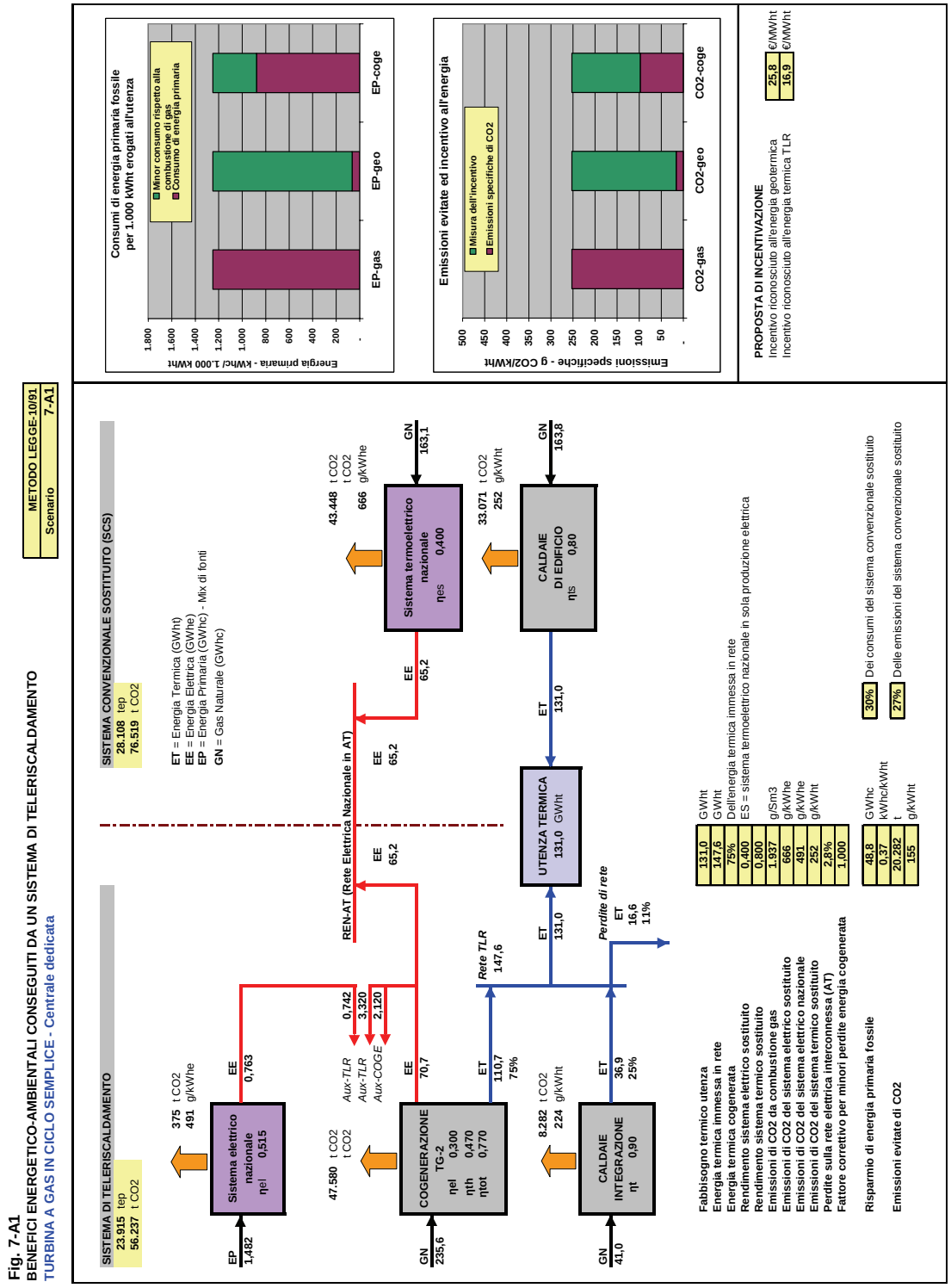
EMISSIONI EVITATE DI CO2

Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	43.448	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	76.519	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	55.862	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	56.237	t
Emissioni evitate di CO2	20.282	t
Emissioni evitate di CO2	27%	

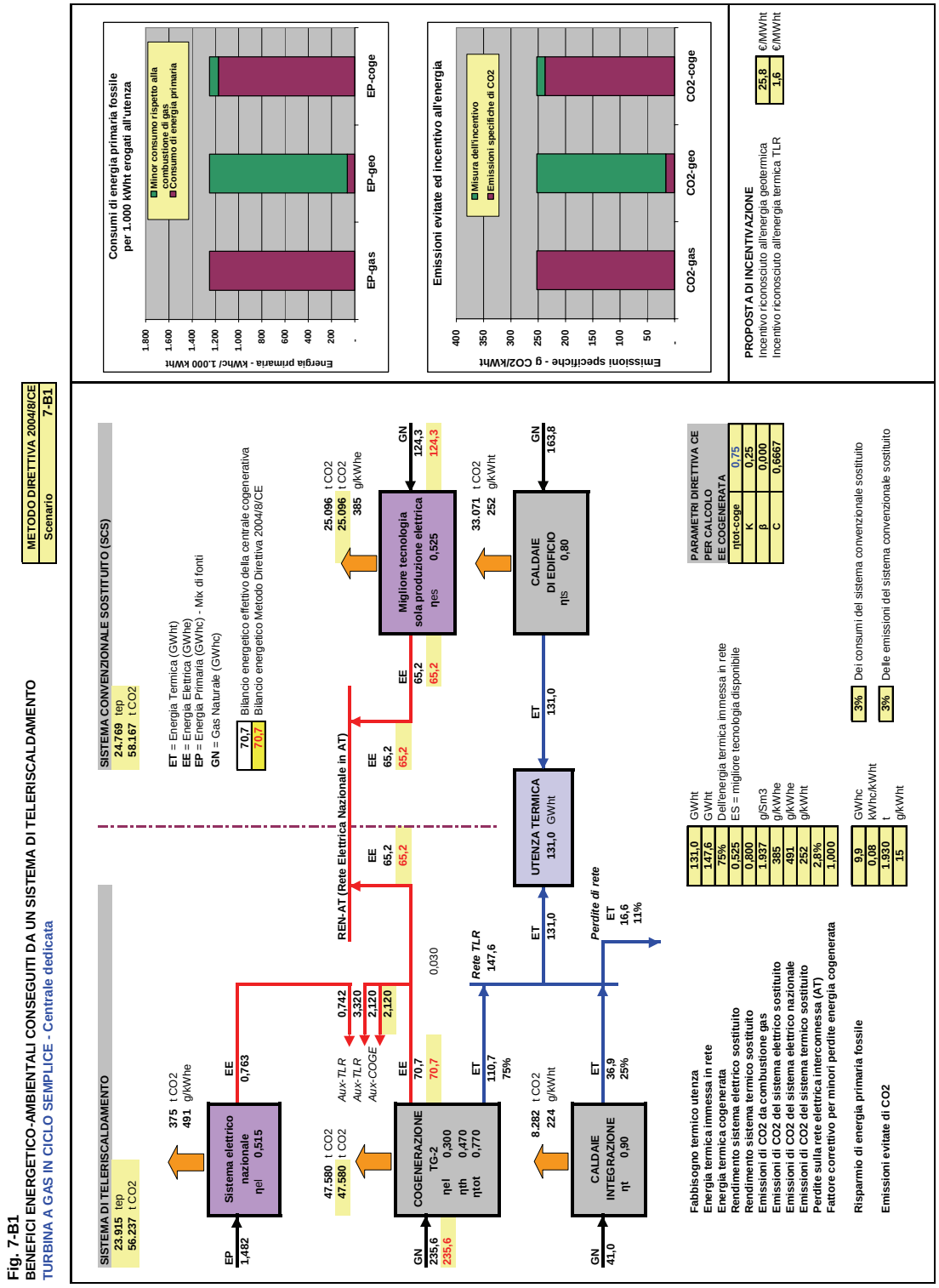
EMISSIONI SPECIFICHE CO2

Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	155	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

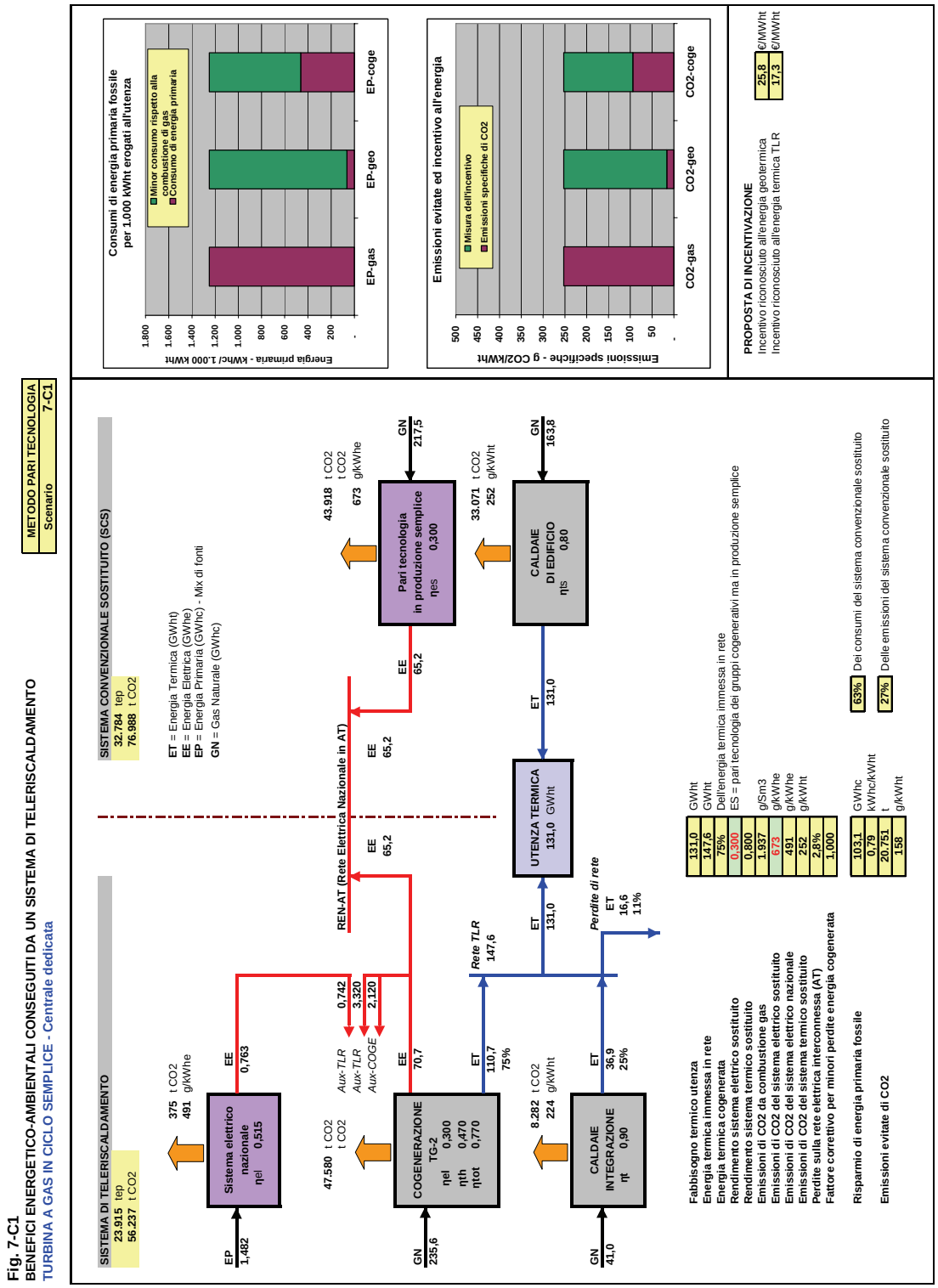
Allegato 7.3
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 7.4
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 7.5
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale dedicata
Metodo Pari Tecnologia



Allegato 7.6
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Bilancio energetico mensile - Centrale NON dedicata

Tab. 7-2

Teleriscaldamento città di: CASO ESEMPIO AIRU

SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO - Turbina a Gas in ciclo semplice TG-2

Centrale NON dedicata

Rendimento sistema elettrico sostituito 0,40

Pe	MWe	21,7
Pt	MWt	34,0
Scenario		7-A2

MESE	CONSUMO GAS NATURALE			PRODUZIONE & CONSUMI ENERGIA ELETTRICA				PRODUZIONE ENERGIA TERMICA					PRODUZIONE ENERGIA FRIGO		PRESTAZIONI CICLO COMBINATO			
	Cogeneratore Sm3	Caldaie Sm3	Totale Sm3	Produzione lorda MWhe	Consumi MAG MWhe	Consumi CT-rete TLR MWhe	Energia alla rete MWhe	Da COGE-REC MWht		Da Caldaie MWht	Produzione Totale MWht	Energia all'utenza MWht	Da GFA MWhf	Da GFC MWhf	ηel	ηth	ηf	ηtot
GEN	4.686.847	980.717	5.667.565	13.488	405	740	12.344	21.132		8.467	29.599	27.985			0,300	0,470		0,770
FEB	4.111.474	556.877	4.668.351	11.832	355	584	10.894	18.537		4.808	23.345	21.887			0,300	0,470		0,770
MAR	3.878.056	115.553	3.993.609	11.161	335	462	10.364	17.485		998	18.483	16.868			0,300	0,470		0,770
APR	4.423.430	157.590	4.581.020	12.730	382	257	12.152	7.707		1.361	9.068	7.701			0,300	0,182		0,482
MAG	5.608.901	292.703	5.901.603	16.142	484	126	15.658	-		2.527	2.527	1.316			0,300	0,000		0,300
GIU	5.427.968	283.261	5.711.229	15.621	469	122	15.153	-		2.446	2.446	1.274			0,300	0,000		0,300
LUG	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
AGO	-	292.703	292.703	-	-	126	-	-		2.527	2.527	1.316			0,000	0,000		0,000
SET	3.437.713	283.261	3.720.974	9.893	297	122	9.597	-		2.446	2.446	1.274			0,300	0,000		0,300
OTT	4.164.357	132.552	4.296.909	11.985	360	241	11.441	7.355		1.144	8.500	7.068			0,300	0,184		0,484
NOV	3.976.075	184.521	4.160.597	11.443	343	488	10.611	17.927		1.593	19.520	17.958			0,300	0,470		0,770
DIC	4.565.369	702.571	5.267.940	13.139	394	666	12.078	20.584		6.066	26.650	25.036			0,300	0,470		0,770
TOT	**44.280.191**	**4.275.011**	**48.555.202**	**127.434**	**3.823**	**4.062**	**120.291**	**110.728**	**-**	**36.909**	**147.637**	**131.000**			**0,300**	**0,261**		**0,561**
	91%	**9%**	**100%**	**100%**	**3%**	**3%**	**94%**	**75%**	**0%**	**25%**	**100%**							

MESE	BILANCIO ENERGIA ELETTRICA			
	Produzione lorda MWhe	Consumi TG-rete-CT MWhe	Cessione alla rete MWhe	Prelievo dalla rete MWhe
GEN	**13.488**	**1.145**	**12.344**	**-**
FEB	**11.832**	**939**	**10.894**	**-**
MAR	**11.161**	**797**	**10.364**	**-**
APR	**12.730**	**639**	**12.152**	**61**
MAG	**16.142**	**611**	**15.658**	**126**
GIU	**15.621**	**591**	**15.153**	**122**
LUG	**-**	**126**	**-**	**126**
AGO	**-**	**126**	**-**	**126**
SET	**9.893**	**419**	**9.597**	**122**
OTT	**11.985**	**601**	**11.441**	**57**
NOV	**11.443**	**831**	**10.611**	**-**
DIC	**13.139**	**1.060**	**12.078**	**-**
TOTALE	127.434	7.885	120.291	742
In F1				
In F2				
In F3				

RISPARMIO ENERGETICO L. 10/91		
Consumo sistema termico sostituito	14.083	tep
Consumo sistema elettrico sostituito	25.863	tep
Consumo sistema frigorifero sostituito		tep
Consumo totale sistema convenzionale	39.945	tep
Consumo centrale TLR (combustibili)	40.058	
Consumo centrale TLR (energia elettrica)	127	
Consumo totale centrale TLR	40.185	tep
Risparmio energetico conseguito	- 240	tep
Risparmio energetico conseguito	-1%	

IRE ex DAAEG-42/02 e307/07	0,022	min (0,100)
LT ex DAAEG-42/02 e307/07	0,473	min (0,150)

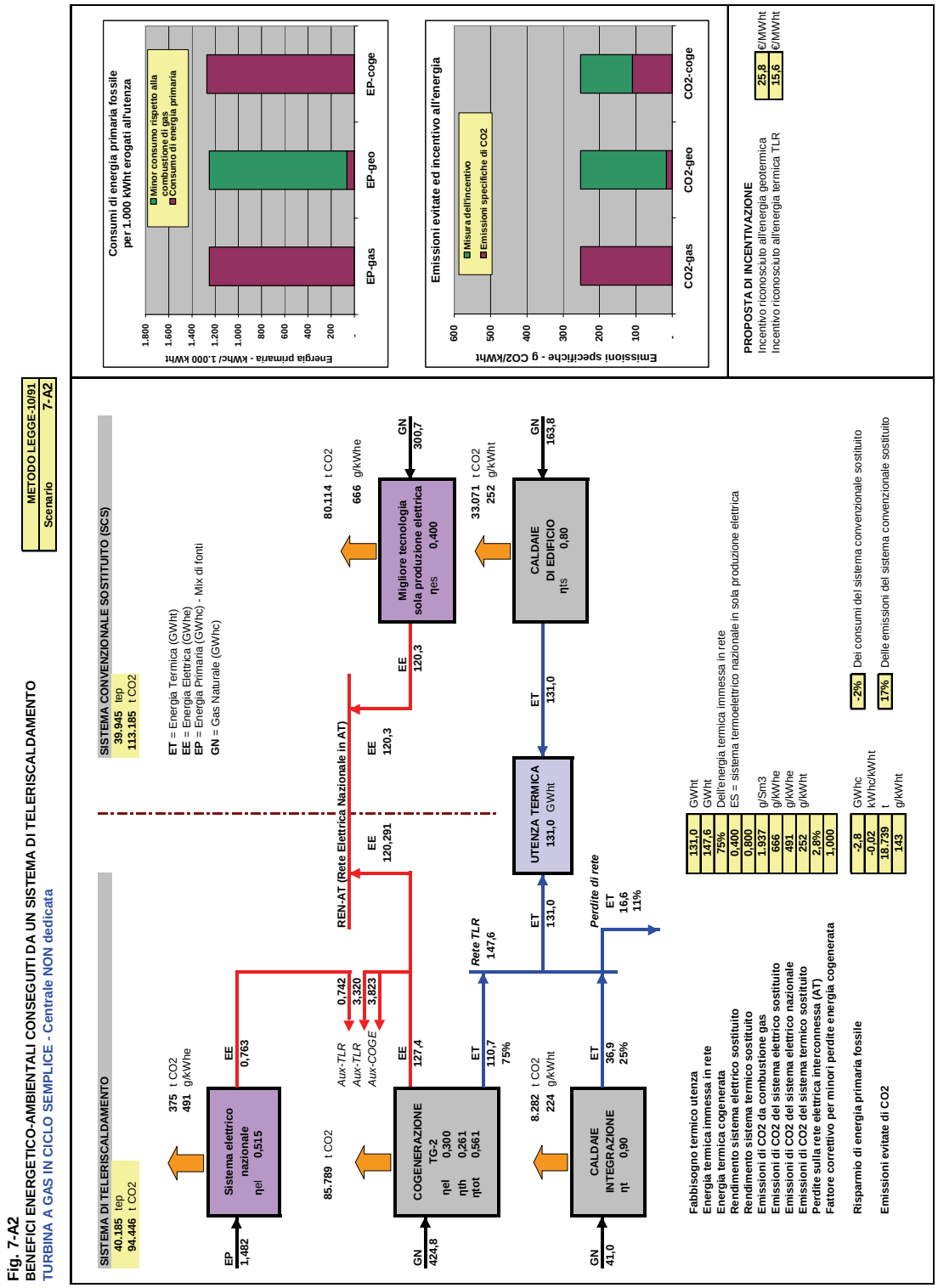
Rendimento caldaie/postcombustione	0,90	
PCI gas centrale	8.250	kcal/Sm3
Rendimento sistema elettrico sostituito	0,40	kcal/kWh
Coefficiente per perdite rete AT	0,972	
Rendimento sistema elettrico nazionale	0,515	
Rendimento caldaie sostituite	0,80	
COP sistema frigo sostituito	3,00	kWhf/kWhe

ALTRI PARAMETRI		
Consumi energia elettrica rete-CT-inverno	25,0	kWhe/MWht
Consumi energia elettrica rete-CT-estate	50,0	kWhe/MWht
Autoconsumi EE cogeneratori	3,0%	della produzione ai m.m.

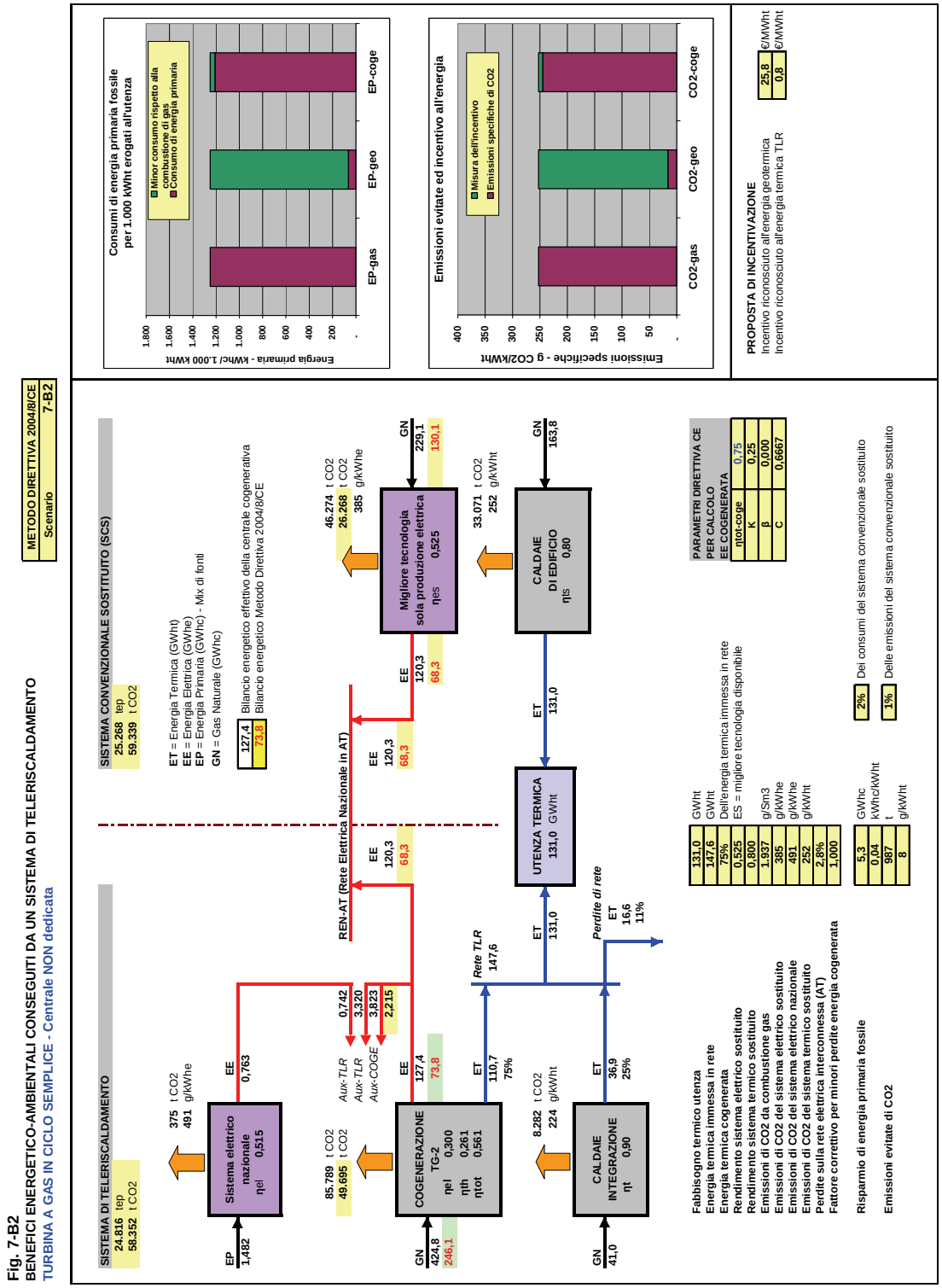
EMISSIONI EVITATE DI CO2		
Emissioni sistema termico sostituito	33.071	t
Emissioni sistema elettrico sostituito	80.114	t
Emissioni sistema frigorifero sostituito		t
Emissioni totali sistema convenzionale	113.185	t
Emissioni centrale TLR (combustibili)	94.071	t
Emissioni centrale TLR (energia elettrica)	375	t
Emissioni totali centrale TLR	94.446	t
Emissioni evitate di CO2	18.739	t
Emissioni evitate di CO2	17%	

EMISSIONI SPECIFICHE		
Da combustione **gas naturale**	1.937	g/Sm3 di gas
Da combustione **gas naturale**	2.348	kg/tep
Sistema elettrico sostituito	666	g/kWhe
Sistema elettrico nazionale	491	g/kWhe
Minori emissioni specifiche sistema TLR	143	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche da combusione gas	252	g/kWht ad utenza
Emissioni specifiche con 100% GEO	16	g/kWht ad utenza

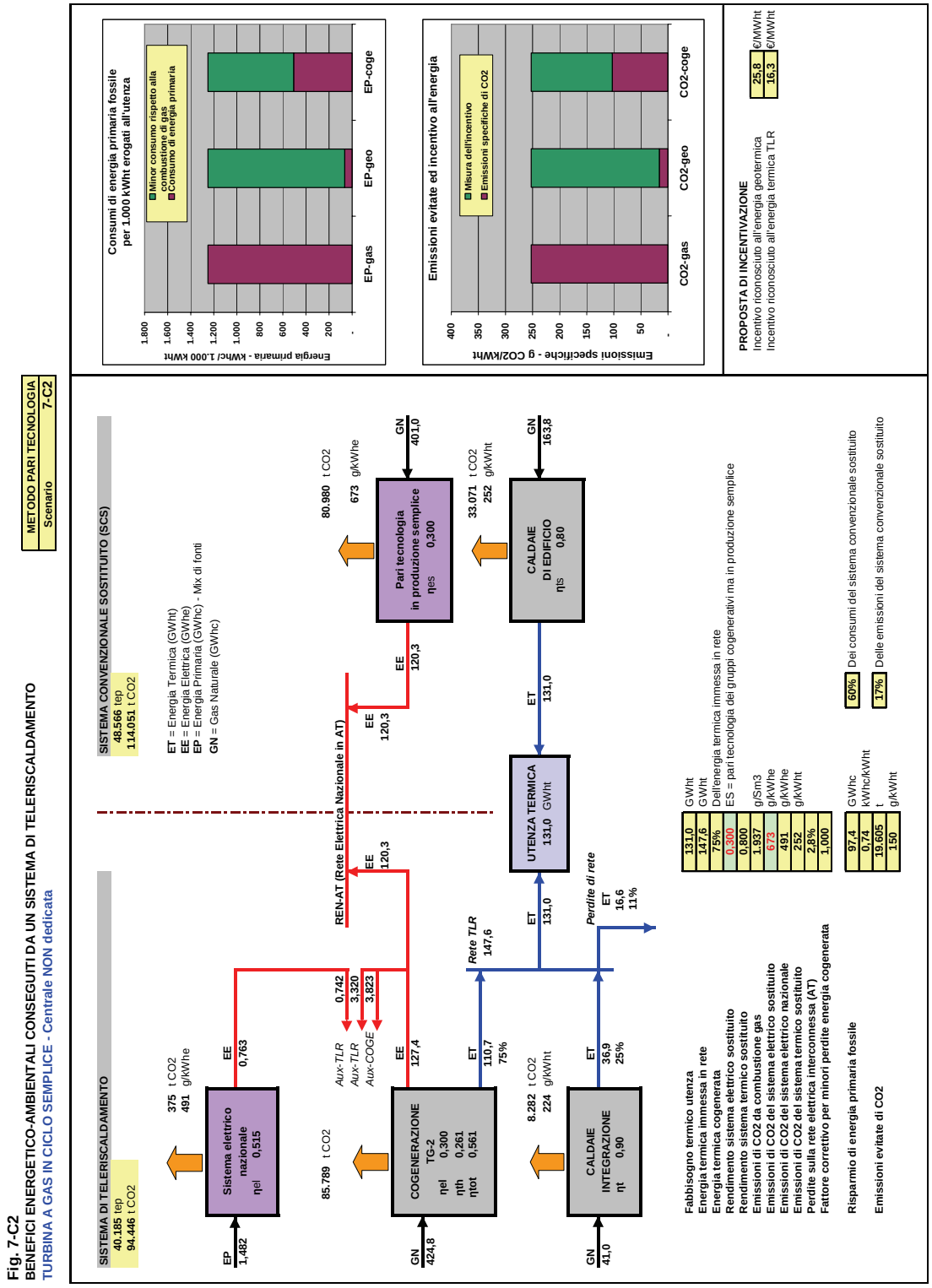
Allegato 7.7
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Legge-10/91



Allegato 7.8
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Direttiva



Allegato 7.9
Ciclo cogenerativo con Turbina a Gas heavy duty in recupero semplice
Sintesi del bilancio energetico ed ambientale annuo - Centrale NON dedicata
Metodo Pari Tecnologia



BIBLIOGRAFIA ESSENZIALE

[1] Cesi–StudioEnergia, *I sistemi di riscaldamento urbano alimentati da impianti di produzione combinata elettricità-calore – Metodologie di progetto e di analisi energetica, ambientale ed economica*, Ricerca di Sistema Nazionale per il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) – Progetto GAME, Sottoprogetto Svalter, Cesi, Milano, dicembre 2005.

[2] Comunità Europea, *Posizione comune definita dal Consiglio in vista dell'adozione della Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda utile di calore nel mercato interno dell'energia*, Consiglio dell'Unione Europea.

[3] Comunità Europea, *Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda utile di calore nel mercato interno dell'energia.*

[4] CEN / CENELEC, *Manual for Determination of Combined Heat and Power (CHP),* documento CWA 45547, Brussels, settembre 2004.

[5] P. Chiesa, *Studi di scenario al 2030 sulle tecnologie per il parco elettrico italiano*, Politecnico di Milano–CESI, Milano, dicembre 2005.

[6] P. Chiesa, E. Macchi, *Presente e futuro del parco termoelettrico italiano: possibili scenari*, Rivista Energia n. 3/2002.

[7] P. Chiesa, E. Macchi, *Settore elettrico italiano: quali alternative e costi per rispettare Kyoto?*, Rivista Energia n. 1/2003.

[8] S. Vignati, *Il sistema di generazione elettrico italiano dopo i recenti accordi sul Protocollo di Kyoto*, Energia, Ambiente e Innovazione, n. 2/2002.

[9] TERNA S.p.A., *Il bilancio dell'energia elettrica in Italia*, Dati relativi all'anno 2005.

[10] AA. VV., *Manuale di teleriscaldamento – Le reti di distribuzione del calore*, ENEA, Roma, 1988.

[11] E. Macchi, P. M. Pellò, E. Sacchi, *Cogenerazione e teleriscaldamento - Aspetti termodinamici ed economici*, CLUD Editrice, Milano, 1984.

[12] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Delibera n. 42/2002 *Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione.*

[13] L. Corbo, D. Dell'Erba, *Energia dai rifiuti – Tecniche di incenerimento e recupero*, EtasLibri, Milano, 1991.

[14] AA.VV., *Cogenerazione, teleriscaldamento, termoutilizzo rifiuti*, Atti del convegno ATI, Lugano, marzo 1994.

[15] E. de Fraia Frangipane, M. Giugliano, *Incenerimento di rifiuti solidi urbani e recupero di energia*, C.I.P.A. Editore, Milano, 1995.

[16] AA. VV., *Qualità ambientale e soluzioni sostenibili*, Atti convegno AICARR, Milano, marzo 2002.

[17] G. Coli, *Impianti energetici ad elevato rendimento – cogenerazione, pompe di calore, impianti solari*, PEG Editrice, Milano, 1992.

[18] AA. VV., *Il condizionamento dell'aria ed il gas naturale*, Atti convegno AICARR, Bari, novembre 1990.

[19] L. Silveri, *Il teleriscaldamento – Da Brescia una proposta su scala nazionale*, Franco Angeli Editore, Milano, 1980.

[20] AA. VV., *Perdite di calore nel teleriscaldamento – Studio teorico e verifica pratica sulla rete di distribuzione della città di Brescia*, ASM Brescia, Quaderni di Sintesi N. 14, Brescia 1979.

[21] A. Kaulard, A. Massarutto, *La gestione integrata dei rifiuti urbani – Analisi dei costi industriali*, Franco Angeli Editore, Milano, 1997.

[22] AA. VV., *Lo smaltimento dei rifiuti urbani*, Ordine degli Ingegneri di Milano.

[23] G. Nicoletti, *Riscaldamento urbano: benefici ambientali, bilanci energetici, aspetti imprenditoriali*, Atti del Congresso AIRU, Bologna, 1994.

[24] D. Guarino, *Metodologia per il confronto economico ed energetico tra sistemi di riscaldamento urbano*, ENEA, Roma, 1988.

[25] ENEL, Rapporto ambientale, anni vari.

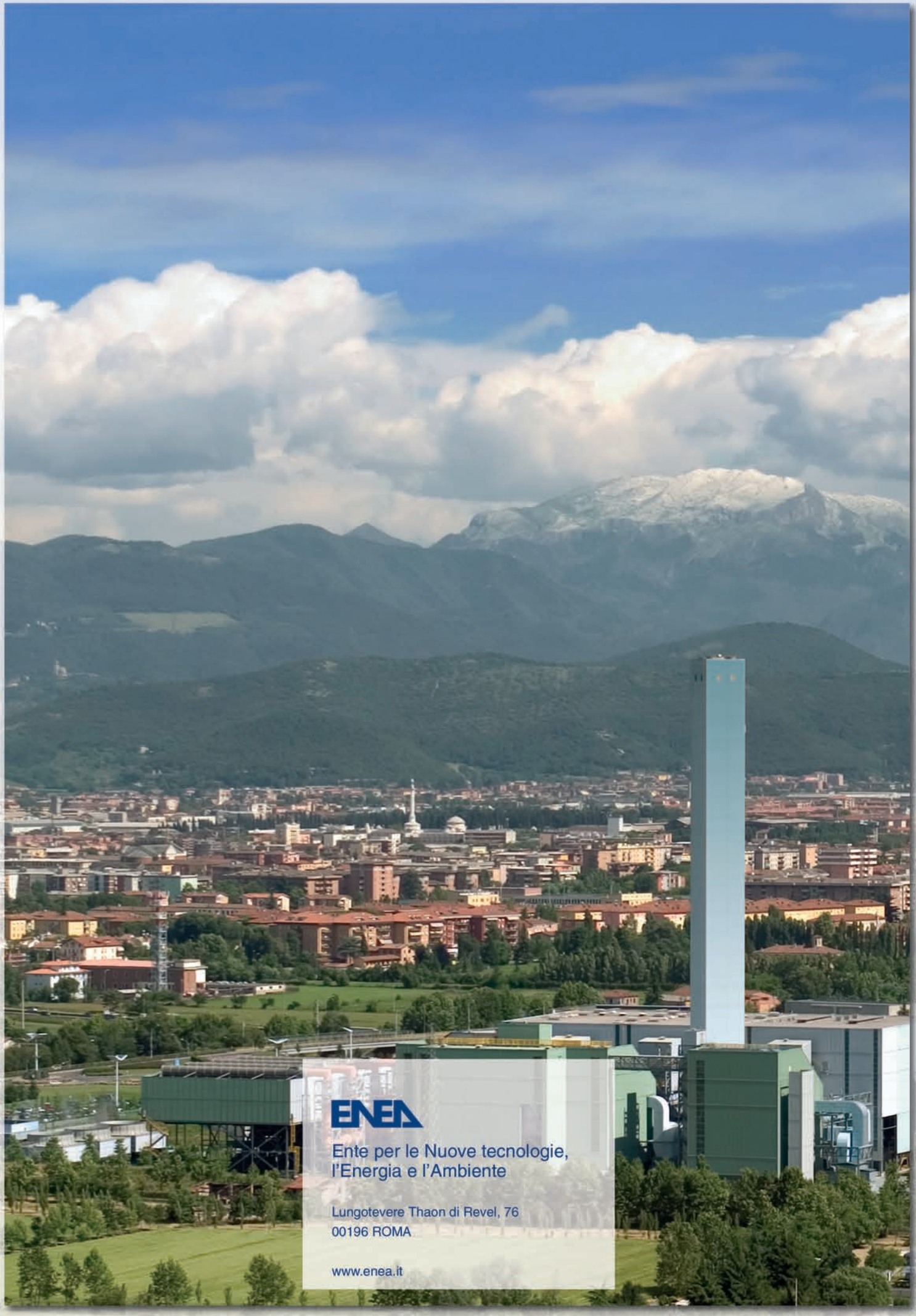
[26] ENEA, Rapporto Energia e Ambiente – anno 2004.

[27] AA. VV., Biomasse agricole e forestali a uso energetico, Rapporto U.N.I.F. e C.N.R.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione

Revisione editoriale: Diana Savelli e Antonino Dattola
Copertina: Bruno Giovannetti, Cristina Lanari

Stampa: Primaprint (Viterbo)
Finito di stampare nel mese di maggio 2009



ENEA

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 ROMA

www.enea.it