

MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI
ENTE NAZIONALE AVIAZIONE CIVILE



AEROPORTO "MARCO POLO" DI TESSERA - VENEZIA

Concessionaria del MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI



COMMESSA

MASTERPLAN ENERGETICO

ELABORATO

COMMESSA: 2004-14

RELAZIONE MASTERPLAN ENERGETICO

CODICE ELABORATO

MPE - 01

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE	NOME FILE:
2						EMISSIONE: 30 giugno 2014
3						
4						SCALA:

PROGETTISTA



SAVE ENGINEERING S.r.l.
Sede Legale: V.le G. Galilei, 30/1 - 30173
Venezia - Tessera (Italia)
Uffici: Via A. Ca' Da Mosto, 12/3 - 30173
telefono: +39/041 260 6191
telefax: +39/041 2606199
e-mail: saveeng@veniceairport.it

DIRETTORE TECNICO
ing. Franco Dal Pos

COMMITTENTE

SAVE S.p.A.
AMMINISTRATORE DELEGATO
ACCOUNTABLE MANAGER

ing. Paolo Simioni

SAVE S.p.A.
DIREZIONE OPERATIVA
R.U.P./R.L.

ing. Corrado Fischer

SAVE S.p.A.
POST HOLDER
PROGETTAZIONE

ing. Franco Dal Pos

SAVE S.p.A.
POST HOLDER
MANUTENZIONE

ing. Virginio Stramazzo

SAVE S.p.A.
POST HOLDER
AREA MOVIMENTO-TERMINAL

sig. Francesco Rocchetto

SAVE S.p.A.
COMMERCIALE
MARKETING NON AVIATION

dott. Andrea Geretto

SAVE S.p.A.
COMMERCIALE E
SVILUPPO AVIATION

dott. Camillo Bozzolo - dott. Giovanni Rebecchi

SAVE S.p.A.
SAFETY MANAGER

sig. Adriano Andreon

CONSULENTE PROGETTISTA



T.E.S.I. Engineering s.r.l.

Via Ernesto Sestan 12 - 38121 TRENTO
Tel. 0461-827960 Fax 0461-426823 E-mail ufficio@studiotesi.it

Responsabile: ing. Lorenzo Strauss - ORDINE INGEGNERI TRENTO N.1003
Collaboratori: ing. Giovanni Barresi

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	1	6	RIQUALIFICAZIONE DEI SISTEMI EDIFICIO-IMPIANTO ATTUALI	33
1.1	Masterplan energetico, perché?	1	6.1	Oggetto della riqualificazione	33
1.1.1	Energia ed attività aeroportuali	1	6.2	Il recupero energetico sul rinnovo dell'aria	33
1.1.2	Il <i>Marco Polo</i> di Venezia	1	6.2.1	Schema di recupero termico di riferimento	33
1.2	Masterplan energetico 2011 e 2014	1	6.2.2	Aria esterna di riferimento	34
1.3	Oggetto e scopo	1	6.2.3	Temperatura esterna di neutralità	34
1.4	Obiettivi	1	6.2.4	Recupero termico invernale	34
2	MASTERPLAN 2011 -2014: COSA CAMBIA?	3	6.2.5	Recupero termico estivo	34
2.1	Programma di sviluppo aeroportuale	3	6.3	Il free-cooling estivo e medio-stagionale	34
2.2	Architettura generale di impianto	4	6.4	La modulazione della portata di ventilazione	35
2.3	Sfruttamento di fonti rinnovabili	5	6.5	La termoregolazione del trattamento aria	35
2.4	Centrale di trigenerazione	5	6.6	Altre forme di ottimizzazione meccanica	35
2.5	Progetti in corso	5	6.7	Altre forme di ottimizzazione elettrica	36
3	QUADRO NORMATIVO	6	6.7.1	Illuminazione	36
3.1	Riferimenti normativi internazionali ed europei	6	6.7.2	Trasformazione, distribuzione ed altri provvedimenti	36
3.1.1	Protocollo di Kyoto e accordi internazionali per la riduzione dei gas serra	6	6.8	Aggiornamento dello scenario di partenza	36
3.1.2	Principali Direttive Europee su risparmio energetico ed energie rinnovabili	7	7	SCENARI DI MEDIO TERMINE	37
3.1.3	Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione	10	7.1	Scenario energetico-ambientale	37
3.1.4	Comunicazione COM(2011) 112	10	7.2	Scenario economico-tariffario	37
3.1.5	Direttiva 2012/27/UE	11	7.3	Evoluzione standard prestazionali edifici	37
3.2	Riferimenti normativi nazionali	11	7.4	Evoluzione dell'impiantistica tecnologica negli edifici	38
3.2.1	Efficienza energetica nell'edilizia e certificazione energetica	12	7.5	Implicazione degli scenari descritti	38
3.2.2	Fonti rinnovabili	14	8	REQUISITI ED ORIENTAMENTI GENERALI DI INTERVENTO	39
3.2.3	Efficienza energetica negli usi finali	17	8.1	Elevata efficienza energetica	39
3.3	Riferimenti normativi regionali	21	8.2	Ridotto impatto ambientale	39
4	QUADRO POLITICHE ENERGETICHE	24	8.3	Elevati livelli di comfort	40
4.1	Politiche energetiche nazionali	24	8.4	Flessibilità strutturale	40
4.1.1	SEN: Strategia Energetica Nazionale	26	8.5	Elevata manutenibilità	40
4.1.2	FER	27	8.6	Intelligenza distribuita telecontrollata	41
4.2	Politiche energetiche locali	28	8.7	Bilanciamento delle fonti energetiche di approvvigionamento	41
5	ELEMENTI IN INGRESSO	30	8.8	Visibilità dei comportamenti energeticamente virtuosi	41
5.1	Servizi energetici	30	8.9	Aspetti economici	42
5.2	Stato attuale	30	8.10	Integrazione di fonti tradizionali ed alternative	42
5.2.1	Caratteristiche generali dell'insediamento attuale	30	8.10.1	Costi di investimento e costi di esercizio	42
5.2.2	Fabbisogni termici	30	8.10.2	Curva di durata	42
5.2.3	Fabbisogni elettrici	30	8.10.3	Produzione energetica di base ed integrazione di punta/scorta	42
5.2.4	Fabbisogni frigoriferi	32	8.11	Architettura generale di impianto	43
5.3	Scenario di partenza	32	8.11.1	Grado di centralizzazione	43
			8.11.2	Generazioni remote	43
			8.12	Relazioni energetiche col contesto circostante	44
			9	SFRUTTAMENTO DELLE RISORSE RINNOVABILI	45

9.1	introduzione	45	11.4.2	Criteri di ottimizzazione gestionale	56
9.2	Produzione energia elettrica	45	11.4.3	Estensione della rete di teleriscaldamento	56
9.2.1	Eolico	45	11.4.4	Allacciamenti alla rete di teleriscaldamento	56
9.2.2	Biomasse	45	11.4.5	Rinnovabili e recuperi termici	58
9.2.3	Idroelettrico	46	11.5	Recuperi termici	58
9.2.4	Maree e moto ondoso	46	11.5.1	Recuperatori a condensazione	60
9.2.5	Fotovoltaico	46	11.5.2	Scambiatori di separazione raffreddamenti b.t.	60
9.3	Produzione energia termica	46	11.5.3	Unità centrifuga in allestimento b.t./a.t.	60
9.3.1	Geotermia/Idrotermia	46	11.5.4	Circuitazione dell'acqua calda	60
9.3.2	Solare termico	46	11.5.5	Free cooling	60
9.3.3	Generazione a biomasse	46	11.5.6	Schema funzionale proposto	60
10	MODELLO ENERGETICO DI SVILUPPO	47	11.6	Fonti rinnovabili	65
10.1	Approccio metodologico	47	11.6.1	Criteri generali	65
10.2	Definizione degli indicatori di fabbisogno energetico	47	11.6.2	Fotovoltaico	65
10.2.1	Gli indicatori energetici proposti	47	11.6.3	Geotermia	66
10.2.2	La dinamica di variazione degli indicatori	47	11.7	Costi di esercizio	67
10.2.3	Indicatori 2011 e 2014	47	11.8	Conclusioni	68
10.2.4	Prestazioni limite e virtuose	48	12	ANALISI ENERGETICA	69
10.3	Valori e trend degli indicatori	48	12.1	Dinamica di sviluppo dell'impianto	69
10.3.1	Indice energetico di riscaldamento e_r	48	12.2	Parametri di trasformazione energetica	69
10.3.2	Indice energetico di raffrescamento e_f	49	12.2.1	Bilancio termico di cogenerazione	69
10.3.3	Indice energetico di ventilazione	49	12.2.2	Prestazioni delle unità termofrigorifere	69
10.3.4	Indice energetico di illuminazione	49	12.2.3	Incidenza degli ausiliari	70
10.3.5	Indice energetico di processo	50	12.2.4	Rendimenti di distribuzione	70
10.4	Parametri caratteristici	50	12.3	Potenze assorbite e generate	70
10.5	Dati geometrici	50	12.4	Curve di durata	71
10.6	Dati di utilizzazione e fattori correttivi	50	12.4.1	Introduzione	71
10.7	Trend dei fabbisogni e carichi energetici attesi	52	12.4.2	Curve di durata servizio riscaldamento	71
10.7.1	Diagrammi di sviluppo: volumi	52	12.4.3	Curve di durata servizio di raffreddamento	73
10.7.2	Diagrammi di sviluppo: energie (diagrammi 2011- 2031)	52	12.4.4	Curve di durata servizio elettrico	74
10.7.3	Diagrammi di sviluppo: potenze (diagrammi 2011- 2031)	52	12.5	Energie assorbite e generate	75
10.8	Conclusioni	53	12.6	Parametri energetici significativi	77
11	CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO	54	12.7	Conclusioni	77
11.1	Architettura di impianto	54	13	CONFORMITÀ DEL PIANO DI SVILUPPO ENERGETICO	79
11.2	Integrazione tra centrali principale e remote	54	13.1	Prescrizioni normative	79
11.3	Assetto termoidraulico	54	13.2	Edifici teleriscaldati	79
11.3.1	Regimi termici e fluidi	54	13.2.1	Deroga per teleriscaldamento	79
11.3.2	Verifiche in campo e possibili provvedimenti	54	13.2.2	Clausola compensativa	79
11.3.3	Strategie di riduzione dei regimi termici	55	13.2.3	Conclusioni	80
11.4	Dimensionamento della centrale di trigenerazione	55	13.3	Edifici autonomi	80
11.4.1	Caratteristiche dell'impianto di trigenerazione	55	13.3.1	Deroga per "impossibilità tecnica"	80

13.3.2	Osservanza delle percezioni normative	80
13.3.3	Conclusioni	80
14	LINEE GUIDA GENERALI	81
14.1	Aerostazione esistente	81
14.2	Ampliamenti in avanzata fase di progettazione	81
14.3	Nuovi fabbricati	81

1 INTRODUZIONE

1.1 MASTERPLAN ENERGETICO, PERCHÉ?

1.1.1 Energia ed attività aeroportuali

Lo svolgimento delle attività tipiche di un'infrastruttura aeroportuale presenta fabbisogni energetici significativi, in relazione sia alla volumetria dei fabbricati da alimentare, sia alle molteplicità di attività rivolte agli utenti (dal parcheggio automezzi alla gestione trasporti collettivi, dall'accettazione all'attesa fino all'imbarco, dalla ristorazione all'offerta commerciale) e tipicamente connesse al trasporto aereo (controlli di sicurezza e doganali, sorveglianza, consegna e ritiro bagagli, trasferimento passeggeri, smistamento bagagli e merci, prevenzione incendi...), incluse attività tecniche ed amministrative.

La domanda di energia si articola nel modo più ampio, spaziando dall'elettricità per le attività di processo e di illuminazione, ai servizi di climatizzazione (riscaldamento, raffrescamento ventilazione) ai servizi di benessere (acqua calda per usi sanitari e di ristorazione), coprendo la quasi totalità delle ore giornaliere ed interessando i 365 giorni annui.

Il consumo energetico ha dunque un impatto importante sia in termini economici, che di impatto ambientale diretto (emissioni locali legate ai consumi in sito di fonti fossili) o indiretto (emissioni remote connesse ai prelievi elettrici).

1.1.2 Il Marco Polo di Venezia

Dopo gli scali milanesi e romani, l'aeroporto di Venezia ha consolidato da tempo la propria terza posizione tra gli scali italiani, cosegando un trend di crescita continua e destinato negli anni futuri ad incontrare ulteriori incrementi.

Le analisi di mercato condotte prevedono un'espansione dagli attuali 8,5 milioni di passeggeri ai 15 attesi per il 2030, con una crescita pressoché costante nell'ordine dei 400.000 passeggeri all'anno. Corrispondentemente è previsto un aumento del numero di movimenti annui dagli attuali 75.000 ai 110.000 attesi al termine del periodo considerato.

Coerentemente con questa dinamica di sviluppo la società di gestione dei servizi aeroportuali ha programmato un potenziamento delle strutture a disposizione, inquadrando in un piano di sviluppo definito da tempo ed in continua ed incessante evoluzione e traduzione in realtà.

Nell'ambito di tale dinamica di sviluppo è inevitabile che anche i consumi energetici siano destinati a subire una crescita importante, che inevitabilmente impone le conseguenti considerazioni in materia di impatto ambientale e le misure di mitigazione da intraprendere.

In questo senso la direzione aeroportuale ha scelto da tempo di intraprendere un percorso orientato ad una maggiore efficienza energetica e alla conseguente riduzione dell'impatto ambientale, aderendo tra l'altro ad un programma collettivo di riduzione delle emissioni di carbonio degli aeroporti. A tale scopo nel giugno 2009 è stata istituita volontariamente la Airport Carbon Accreditation, a cui Venezia Tessera ha deciso di aderire.

1.2 MASTERPLAN ENERGETICO 2011 E 2014

Con questo obiettivo, già nel 2011 è stato sviluppato un primo documento di pianificazione energetica, il Masterplan Energetico (MPE), che individuava obiettivi, criteri e target di sviluppo del sistema energetico per il periodo fino al 2035.

A distanza di tre anni pressoché esatti dall'emissione di tale documento, emerge oggi la necessità di procedere ad un aggiornamento del medesimo, in relazione ad alcune circostanze intervenute nel frattempo.

In particolare:

- il programma di sviluppo aeroportuale, coerentemente con la propria natura "dinamica", ha subito variazioni significative, richiedendo un adeguamento del piano che disciplina le implicazioni energetiche dello sviluppo;
- è stata deliberata e sviluppata la scelta progettuale di procedere alla realizzazione di una centrale di trigenerazione, opera fondamentale per lo sviluppo energetico aeroportuale, ed orientata ad una spinta di centralizzazione dei servizi energetici;
- le indicazioni generali contenute nel MPE 2011 sono state oggetto di analisi e di valutazione specifica, che hanno evidenziato alcuni indirizzi da confermare ed altri da riorientare, in ragione di esperienze e misure acquisite nel frattempo.

L'aggiornamento del documento rappresenta altresì un'occasione per recepire i progressi conseguiti nel processo di riqualificazione tecnologica dell'impiantistica esistente.

1.3 OGGETTO E SCOPO

Il presente documento ha dunque lo scopo di aggiornare le valutazioni e le conclusioni della precedente edizione del 2011 in relazione ai mutamenti che gli scenari hanno subito nel frattempo.

In particolare saranno oggetto di aggiornamento:

- il quadro normativo di riferimento;
- il quadro dei fabbisogni energetici;
- i requisiti e gli orientamenti generali di intervento;
- lo sfruttamento delle fonti rinnovabili ed assimilate;
- la riqualificazione dell'esistente;
- i risultati e le conclusioni.

1.4 OBIETTIVI

Gli obiettivi del presente *masterplan* possono essere sinteticamente riassunti come di seguito indicato:

- *fornire le linee guida per lo sviluppo energetico dei fabbricati e siti tecnologici*: in relazione al programma di sviluppo dell'area e dei servizi circostanti l'attuale aerostazione, ovvero criteri generali che ispirino le scelte esecutive, nella definizione progettuale degli interventi programmati;
- *risultare concretamente utile in un'efficace azione di razionalizzazione del sistema energetico*, con indicazioni volte ad uniformare, per quanto possibile, gli orientamenti progettuali dei singoli interventi, al fine di assicurare una razionalità dell'insieme e prevenire una molteplicità di scelte non coerenti ad un quadro unitario;
- *produrre orientamenti coerenti con gli standard normativi prevedibili per il medio termine*, richiedendo, in un contesto di incessante evoluzione normativa (in

particolare per quel che riguarda gli standard energetici) target *dinamici*, ovvero in grado di cogliere e prevedere i ragionevoli sviluppi dei parametri prestazionali, cui gli edifici si dovranno conformare;

- *favorire ottimizzazioni/economie di scala, basate sul programma di sviluppo di medio termine*, individuando strategie articolate, in previsione di una situazione conclusiva di ampio respiro, permettendo di valutare ottimizzazioni, crescite modulari, potenziamenti distribuiti nel tempo, pianificazioni di revisioni strategiche ed eventuali correzioni

2 MASTERPLAN 2011 -2014: COSA CAMBIA?

Nel periodo trascorso tra l'emissione del MPE 2011 e lo stato attuale sono intervenute le circostanze richiamate in precedenza e che, qui di seguito, vengono analizzate con maggiore dettaglio, al fine di comprendere l'impatto che esse hanno sull'aggiornamento del documento stesso.

2.1 PROGRAMMA DI SVILUPPO AEROPORTUALE

Rispetto alla configurazione del 2011, il programma di sviluppo presenta le seguenti sostanziali situazioni:

- risulta confermata la volontà la scelta di realizzare la centrale di trigenerazione, e progettualmente definita la relativa soluzione, di cui al paragrafo successivo;
- risulta inoltre confermata la scelta di procedere all'ampliamento del terminal principale, e progettualmente definita la soluzione, frazionata nei lotti 1 e 2;
- la programmazione di lungo termine è soggetta ad una pausa di riflessione, in particolare con la sospensione della parte ricettiva del programma.

Il focus della pianificazione si concentra pertanto prevalentemente su opere di breve e medio termine, soprassedendo temporaneamente sulla definizione più precisa dei programmi a lunga scadenza.

L'orizzonte temporale dell'aggiornamento del MPE oggetto del presente documento presenta quindi un duplice livello:

- una proiezione fino al 2021 basata su opere in gran parte deliberate e definite in termini progettuali, con un grado di dettaglio tali da consentire valutazioni energetiche di una certa precisione;
- un'estensione dell'orizzonte temporale al 2030, gravata al contrario da notevoli incertezze, ma comunque opportuna per la definizione di un programma strategico di lungo termine, indipendentemente dalla soluzione che i diversi interventi incontreranno con il passare del tempo.

Se da un lato è connaturato in ogni forma di programmazione che gli interventi prossimi godano di attendibilità ben maggiore di quelli più distanti nel tempo, nel caso in esame è opportuno sottolineare la "doppia velocità" in cui si articola il programma di sviluppo, con un elevato grado di definizione per le opere di breve, cui si contrappone una ben maggiore alea di incertezza per quelle di lungo termine.

La seguente tabella aggiorna il programma di sviluppo aeroportuale, indicando i diversi interventi e le corrispondenti fasi temporali di sviluppo concordate con la committenza in cui è prevista la loro realizzazione.

rif. PSA	INTERVENTI tipologia e descrizione	FASI					
		Attuale	Riqua	2014-2016	2017-2021	2022-2025	2026-2030
	Enac	1	1	1	1	1	1
	Vecchia aerostazione	1	1	1	1	1	1
	Vecchia aerostazione	1	1	1			
	Palazzina uffici	1	1	1	1	1	1
	Palazzina area tecnica	1	1	1	1	1	1
	Officina automezzi	1	1	1	1	1	
	Villette	1	1	1	1	1	1
	V.F.	1	1				
	Merci	1	1	1	1	1	1
	Hangar	1	1	1	1		
	Catering	1	1	1	1	1	1
	Terminal Passeggeri esistenti	1	1	1	1	1	1
	Totale						
TERMINAL							
1.01	Ampliamento Terminal Lotto 1			1	1	1	1
1.04	Ampliamento terminal Lotto 2A+2B+2C				1	1	1
EDIFICI VARI							
2.09	Riprotezione VF e GdF			1	1	1	1
2.09	Riprotezione VF e GdF			1	1	1	1
2.09	Riprotezione VF e GdF				1	1	1
2.19	Riprotezione UPS e Dogana			1	1		
2.20	Campo prove VF			1	1	1	1
2.21	Ristrutturazione V.A. (3°tranche) e nuova auto rimessa			1	1	1	1
2.33	DHL nuovo cargo building			1	1	1	1
2.33	DHL nuovo cargo building				1	1	1
SIST.DI ACCESSO - VIABILITA' - PARCHEGGI							
3.01	Moving walkway. Fase 1: Tratta terminal Acqueo-Aerostazione			1	1	1	1
3.01	Nuova darsena			1	1	1	1
	Parcheeggi auto	1	1	1	1	1	1
	Park 1 multipiano	1	1	1	1	1	1
3.05	park multipiano B1				1	1	1
3.41	park P6			1	1	1	1
3.42	Ampliamento parcheggio P4			1	1	1	1
3.43	Parcheeggio moving walkway			1	1	1	1
	Riduzione parcheggi				1	1	1
	Parcheeggi bus	1	1	1	1	1	1
INFRASTRUTTURE DI VOLO							
	Piazzale esistente	1	1	1	1	1	1
4.06	ampliamento piazzali - fase 1 e 2			1	1	1	1
4.06	ampliamento piazzali - fase 1 e 2				1	1	1
4.14	Riqua e adeguamento normativo infrastrutture di volo						
IMPIANTI							
5.03	Spostamento deposito carburanti e ricollocazione	1	1	1	1	1	1
5.03	Spostamento deposito carburanti e ricollocazione			1	1	1	1
5.33	Linea e cabina Alta Tensione/Media Tensione			1	1	1	1
ECOLOGIA							
6.18	Trigenerazione, Cunicolo acqua refrigerata, centrale frigorifera	1	1	1	1	1	1

rif. PSA	INTERVENTI tipologia e descrizione	FASI					
		Attuale	Riquale	2014-2016	2017-2021	2022-2025	2026-2030
LAND SIDE							
2.01	Stazione ferroviaria interrata					1	1
2.28	Hangar (in sostituzione dell'attuale)					1	1
2.40	varco doganale, ampliamento sup. scoperta					1	1
2.42	Nuovo Presidio VVF x seconda pista					1	1
2.47	Cargo remoto - edificio 1					1	1
2.48	Cargo remoto - edificio 2					1	1
2.49	cargo remoto - edificio 3					1	1
3.06	Parcheggio multipiano B2					1	1
3.07	Sosta breve sulla viabilità parcheggi					1	1
3.11	Parcheggio multipiano B6					1	1
3.19	Viabilità - sistemazione dei tratti esistenti					1	1
3.20	Viabilità - tratti temporanei per cantiere stazione					1	1
3.22	Viabilità - nuovi tratti, a servizio degli edifici - fase 1					1	1
3.37	Viabilità a servizio nuova area cargo					1	1
3.38	Urbanizzazione e parcheggi nuova area cargo					1	1
3.41	Nuova viabilità accesso - 3° tratto, tipo B, br etella-Altino					1	1
5.02	Spostamento torino piezometrico					1	1
5.04	Spostamento stazione servizio carburanti					1	1
AIR SIDE							
4.04.05	Ampliamento del piazzale per cargo remoto					1	1
4.06.3	Ampliamento del piazzale - fase 3					1	1
4.14.1	Nuova pista					1	1
4.14.2	Strip nuova pista					1	1
In previsione 2026-2030							
LAND SIDE							
1.04	Terminal passeggeri - lotto 4 Ampliamento						1
2.01.1	Stazione ferroviaria interrata AV/AC						1
2.02	Interchange: collegamento stazione/terminal/parcheggi						1
2.05	Edificio per addetti aeroportuali						1
2.32	Edificio ad uffici/terziario B3						1
2.33	Edificio ad uffici/terziario B4						1
2.34	Edificio ad uffici/terziario B5						1
2.50	Edificio ad uffici - Enti di Stato						1
2.51	Edificio ad uffici - terziario e direzione						1
2.52	Ricettivo - edificio 1						1
2.53	Ricettivo - edificio 2						1
2.54	Servizi al passeggero per accesso alla darsena						1
2.55	Edificio ad uffici (nuova palazzina SAVE)						1
3.08	Park uffici B3						1
3.09	Park uffici B4						1
3.10	Park uffici B5						1
3.12	Sosta su strada Stazione FS						1
3.13	Park a raso Bus						1
3.18	Terminal Bus						1
3.23	Viabilità - nuovi tratti, a servizio degli edifici fase 2						1
3.24	Spazi aperti attrezzati						1
3.28	Viabilità - nuove rampe di accesso ai park multipiano						1
3.29	Viabilità - rampe attuali, sistemazione e prolungamento						1
3.45	Parcheggi a raso (Aeroterminale)						1
3.46	Sistemazione a verde (Aeroterminale)						1
3.47	Nuova viabilità (Aeroterminale)						1
AIR SIDE							
2.39	Hangar aviazione generale n. 1						1
2.45	Hangar aviazione generale n. 2						1
2.46	Hangar aviazione generale n. 3						1
4.06.4	Ampliamento del piazzale fase 4						1

2.2 ARCHITETTURA GENERALE DI IMPIANTO

Il programma di alimentazione energetica dei diversi fabbricati e delle varie utenze sul settime aeroportuale recepisce, dalla realtà in essere e dalle indicazioni del MPE 2011, un orientamento deciso verso un'architettura fortemente centralizzata del sistema impiantistico, facente capo ad una unità principale che concentra le trasformazioni energetiche (generazione di calore, freddo ed elettricità) con le ottimizzazioni che conseguono all'applicazione di soluzioni avanzate di poli-generazione.

Accanto le suddette ottimizzazioni, a favore di un'architettura fortemente centralizzata depongono come noto numerosi vantaggi:

- maggiore efficienza delle unità di generazione: concentrando la potenzialità da una molteplicità dispersa di generatori in pochi esemplari di elevata potenzialità, questi ultimi esprimono maggiori efficienze, grazie a soluzioni ed ottimizzazioni giustificate solo in presenza di caratteristiche dimensionali rilevanti;
- facilità gestionale e manutentiva: la concentrazione in un unico sito delle principali apparecchiature di trasformazione e generazione ne facilita l'attività di conduzione, sorveglianza e riparazione in caso di avaria;
- frazionamento ottimizzato della potenzialità totale: la potenza nominale di impianto richiesta, in una architettura centralizzata, può essere frazionata su un adeguato numero di unità, onde beneficiare di una capacità di parzializzazione e di una ridondanza adeguate, a fronte di sovraccosti contenuti;
- minor costo unitario della potenza installata: l'effetto "taglia" giova generalmente al costo delle apparecchiature, sfruttando una legge di costo "meno che proporzionale" tristezza la potenzialità nominale.

Adeguati provvedimenti devono essere posti in atto per minimizzare i seppur limitati svantaggi di una soluzione centralizzata, sostanzialmente connessi al sistema distributivo, sia in sede di realizzazione (costo delle opere), sia in sede gestionale (oneri per dispersioni di circolazione).

In un'ottica di ottimizzazione delle risorse impiegate, il MPE 2011 suggeriva l'opportunità di conservare la parte più efficiente del parco macchine di generazione del freddo quale integrazione della produzione centralizzata, per fronteggiare la duplice circostanza di condizioni di picco eccezionali o di disservizi imprevisti. Questa soluzione, che a prima vista rappresenta una "contaminazione" del concetto di centralizzazione nella sua accezione più pura, è sostanzialmente mutuata dal concetto oggi in progressiva diffusione nel settore elettrico di "smart grid", vale a dire di una rete che, accanto ai nuclei consolidati di alimentazione di un'utenza diffusa, aggiunge una molteplicità di fonti distribuite geograficamente, da attivare in relazione alle condizioni e circostanze di carico.

Questo approccio risponde alle opportunità di un utilizzo oculato delle risorse già disponibili, evitando la precoce rottamazione di unità ancora efficienti (ed i conseguenti costi di alienazione), per sfruttarne le potenzialità in un funzionamento energeticamente poco significativo (quale la copertura dei picchi o di disservizi) e consentendo di salvaguardare costi ed efficienze di esercizio comunque elevati, compatibilmente con oneri di investimento contenuti.

2.3 SFRUTTAMENTO DI FONTI RINNOVABILI

Nelle progettazioni in fase di conclusione e nella realizzazione degli ampliamenti di prossimo affidamento, questo tipo di concetto è stato esteso ad una quota della generazione termica (oltre che frigorifera), al fine di sfruttare una risorsa rinnovabile a basso costo di investimento, peraltro già individuata nel MPE 2011: la geotermia a circuito chiuso.

Questa opportunità si è infatti prospettata come molto attraente alla luce dell'importanza delle opere di palificazione che la progettazione strutturale delle opere di prossima realizzazione ha indicato come inevitabili, in relazione ai carichi e alle caratteristiche idrogeologiche e geotecniche del terreno sottostante.

In altre parole, la possibilità di introdurre tubazioni di scambio termico all'interno di opere verticali sotterranee si è prospettata quale opportunità di trasformare elementi meramente strutturali in "pali energetici", con un extra costo assolutamente contenuto (le opere di perforazione sarebbero comunque state sostenute, così come il costo dei materiali strutturali si circoscrive all'additivo fluidificante necessario per ottimizzare la producibilità termica e l'efficienza di scambio dell'elemento).

Si tratta dunque di una geotermia a circuito chiuso "verticale", benché la profondità di perforazione di scambio termico si è limitata alle necessità geotecniche (20 m), a fronte dei convenzionali 100-120 m di profondità delle ordinarie sonde geotermiche.

Questa opportunità è stata inoltre sfruttata alla luce di due circostanze tecniche particolari: da un lato i risultati di un GRT (*Ground Response Test*), che hanno confermato l'ottima conducibilità del terreno lagunare, in virtù della presenza di acqua che facilita la trasmissione del calore (sono stati riscontrati valori dell'ordine di 80 W/m, contro i 50-55 convenzionali); dall'altro il possibile trasferimento del tracciato della ferrovia sublagunare in altra zona, che, facendo venir meno un'importante occasione di scambio termico con il terreno, ha di fatto "concentrato" sulle altre opere geotecniche questa opportunità.

Per contro, alcune considerazioni più articolate, svolte sulla scorta di esperienze acquisite e di valutazioni puntuali, hanno portato a riconsiderare l'ipotesi di sfruttamento idrotermico (sfruttamento del contenuto energetico estivo ed invernale dell'acqua della laguna, rispettivamente per processi di smaltimento e di prelievo del calore tramite un sistema a circuito aperto), a carico della quale sono emerse alcune serie e motivate riserve:

- la difficoltà nel collegamento della centrale alle opere di presa e restituzione dell'acqua marina, soprattutto in relazione alla necessità di attraversare gli spazi di atterraggio-decollo e manovra degli aeromobili;
- le criticità connesse al trascinarsi e alla filtrazione di materiali solidi sospesi, incluso il rischio di proliferazione di alghe ed organismi viventi in laguna (molluschi, crostacei, ecc.).

A fronte delle suddette problematiche la tecnologia mette a disposizione contromisure adeguate, di cui devono essere considerate con attenzione le ripercussioni gestionali. Questa strada, che conserva intatto il suo interesse scientifico e la sua attrattività energetica, alla luce delle considerazioni svolte passa però in una posizione di subordinazione rispetto alla "geotermia circuito chiuso" sopra illustrata, che, benché limitata in termini di potenzialità, assicura oneri di gestione e manutenzione che appaiono ragionevolmente più sostenibili.

Questi aspetti saranno dunque motivo di approfondimento specifico nello spazio destinato alla scelta delle fonti rinnovabili che si intende sfruttare.

2.4 CENTRALE DI TRIGENERAZIONE

Nei tre anni trascorsi dalla produzione ed emissione del MPE 2011, oltre alla citata opzione per un'architettura fortemente centralizzata di impianto, è stata confermata la proposta contenuta nello stesso documento circa la realizzazione di un sistema di generazione combinata di elettricità, calore e freddo (trigenerazione).

Si tratta di un investimento di notevole impegno e di grande rilevanza energetica, che prospetta la generazione di calore e freddo quale "cascame" della generazione di elettricità, assicurandosi un considerevole beneficio energetico, una sostanziale riduzione delle emissioni globali ed una drastica riduzione dei costi di esercizio.

Rispetto ai criteri indicati dal MPE 2011, la centrale in progetto presenta una potenzialità più elevata (circa doppia), in ragione delle seguenti particolari circostanze:

- i costi dell'energia praticati dagli enti distributori per la fornitura di elettricità e gas di rete, che vedono quest'ultimo contraddistinto da una tariffa particolarmente conveniente rispetto a quella contrattualizzata per l'elettricità;
- l'interesse dello scalo aeroportuale a potenziare le fonti autonome di generazione elettrica, in grado di sostenere le utenze sensibili e non interrompibili in caso di disservizio della pubblica rete.

La prima circostanza porta evidentemente a spostare verso l'alto il dimensionamento ottimale dell'impianto; la politica tariffaria vigente nel libero mercato è determinata dai vincoli ed indirizzi provenienti dall'AEEG nel caso in esame indirizza verso un dimensionamento più "largo" rispetto ad un "ottimo energetico" inteso in senso strettamente energetico.

Nel valutare la seconda circostanza, va tenuto presente il pubblico interesse del servizio offerto agli utenti e l'orientamento conseguente a disporre di fonti di autoproduzione elettrica in grado di incrementare l'autosufficienza della funzionalità della struttura in caso di mancanza di rete.

La scelta di frazionare su due unità cogenerative l'impianto di autoproduzione giova al tempo stesso sia alla ridondanza delle fonti (maggiore affidabilità), sia alla flessibilità di esercizio, consentendo un funzionamento con ampio campo di modulazione della potenza cogenerata e la conseguente facoltà del gestore di privilegiare un'ottimizzazione economica piuttosto che un'ottimizzazione energetica (modulazione secondo la minore tra le richieste termica ed elettrica).

2.5 PROGETTI IN CORSO

Rispetto al contesto di stesura di MPE 2011, allo stato attuale sono in fase di avanzata progettazione e prossimo appalto i lavori per l'ampliamento del terminal esistente:

- lotto 1 (circa 80.000 mc), la cui realizzazione è prevista per il prossimo biennio;
- lotto 2 (circa 420.000 mc), di costruzione prevista per il triennio successivo.

Il complesso degli ampliamenti comporta dunque un incremento di volumetria lorda di circa 500.000 mc, cui corrispondono potenze nominali termica e frigorifera rispettivamente di 6,6 e 8,7 MW. La costruzione della centrale di trigenerazione è prevista in concomitanza a quella del lotto 1. L'ultimazione del lotto 2 prospetta un incremento delle potenze termica e frigorifera prossimo al raddoppio e tale da assorbire in pieno la produzione combinata di elettricità, caldo e freddo provenienti dall'impianto di trigenerazione.

3 QUADRO NORMATIVO

3.1 RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI ED EUROPEI

3.1.1 Protocollo di Kyoto e accordi internazionali per la riduzione dei gas serra

La principale problematica che ha portato alla definizione di accordi e politiche ambientali ed energetiche internazionali è senza dubbio quella dei cambiamenti climatici indotti dall'incremento della concentrazione di gas serra nell'atmosfera di origine antropogenica.

La concentrazione di gas serra nell'atmosfera è andata infatti progressivamente aumentando a partire dalla rivoluzione industriale del '700 ed ha subito una rapida accelerazione negli ultimi decenni. L'intenso dibattito nella comunità scientifica, se non ha trovato un accordo completo sulle conseguenze a medio termine di tale aumento, dà in ogni caso per certo che ne deriverà un incremento della temperatura media media dell'atmosfera terrestre.

La consapevolezza della difficile reversibilità delle alterazioni climatiche di origine antropomorfa ha condotto molti Paesi a sottoscrivere accordi internazionali per limitare l'entità delle emissioni di gas serra. Nell'ambito di questi accordi va compreso il Protocollo di Kyoto.

A partire dal vertice mondiale di Rio de Janeiro del 1992 si fece strada la convinzione della necessità di ridurre le emissioni di gas serra, la cui tendenza è invece quella di un aumento continuo sia da parte dei Paesi industrializzati che ancora di più per i valori di partenza inferiori, per i Paesi in via di sviluppo. Sembrò allora ragionevole chiedere una riduzione delle emissioni di gas serra da parte dei Paesi industrializzati, con l'obiettivo di riportarli ai valori del 1990. E' questa la base del Protocollo di Kyoto con il quale i Paesi firmatari si impegnano a ridurre per il periodo 2008-2012 (*commitment period*) il totale delle emissioni di gas ad effetto serra almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990 (*baseline*).

Il Protocollo di Kyoto venne sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 Paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC).

Il Protocollo di Kyoto concerne le emissioni di sei gas ad effetto serra:

- biossido di carbonio (CO₂);
- metano (CH₄);
- protossido di azoto (N₂O);
- idrofluorocarburi (HFC);
- perfluorocarburi (PFC);
- esafluoro di zolfo (SF₆).

Esso rappresenta un importante passo avanti nella lotta contro il riscaldamento planetario perché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione dei gas ad effetto serra.

Globalmente, gli Stati inclusi nell'allegato I della convenzione quadro (ovvero i paesi industrializzati) si impegnano collettivamente a ridurre le loro emissioni di gas ad effetto serra, nel periodo 2008-2012, per una riduzione delle emissioni totali dei paesi sviluppati di

almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990. L'allegato B del protocollo contiene gli impegni quantificati sottoscritti dagli Stati contraenti.

L'Unione Europea ha ratificato il Protocollo di Kyoto il 31 maggio 2002. Tra il 2008 e il 2012, gli Stati che erano membri dell'UE prima del 2004 devono ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra dell'8%. Gli Stati membri che hanno aderito all'UE dopo questa data s'impegnano a ridurre le loro emissioni dell'8%, ad eccezione della Polonia e dell'Ungheria (6%) e di Malta e Cipro che non figurano nell'allegato I della convenzione quadro.

Per il periodo anteriore al 2008, gli Stati contraenti si impegnano ad ottenere entro il 2005 concreti progressi nell'adempimento degli impegni assunti e a fornirne le prove.

Gli Stati contraenti possono utilizzare il 1995 come anno di riferimento per le emissioni di HFC, PFC e SF₆.

- per raggiungere questi obiettivi, il Protocollo propone una serie di mezzi di azione;
- rafforzare o istituire politiche nazionali di riduzione delle emissioni (miglioramento dell'efficienza energetica, promozione di forme di agricoltura sostenibili, sviluppo di fonti di energia rinnovabili, ecc.);
- cooperare con le altre parti contraenti attraverso scambi di esperienze o di informazioni e il coordinamento delle politiche nazionali attraverso i cosiddetti meccanismi flessibili: *emission trading*, *joint implementation (JI)*, *clean development mechanism (CDM)*.

Il trattato è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica anche da parte della Russia, senza tuttavia l'adesione da parte degli USA. Il Protocollo per altro non pone alcun vincolo a Paesi considerati al tempo in via di Sviluppo come Cina, India, Brasile, ormai responsabili invece di una consistente quota di emissioni di gas serra.

L'Unione Europea dopo la ratifica è indubbiamente l'istituzione che più ha creduto e ha concretamente dimostrato il proprio impegno al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati.

Oltre alla ratifica infatti con la *Direttiva Emission Trading 2003/87/CE* si è istituito un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas effetto serra nell'Unione Europea e con la *Direttiva Linking 2004/101/CE* viene integrato il mercato europeo delle emissioni con i meccanismi flessibili JI e CDM consentendo l'utilizzo nell'ambito del mercato delle emissioni europeo dei crediti generati da quest'ultimi. La Direttiva è stata poi successivamente modificata con la *Direttiva 2008/101/CE* che ne estende gli obblighi al trasporto aereo.

Alla soglia della conclusione del *commitment period* del Protocollo tuttavia la comunità internazionale sta cercando di trovare una strada condivisa per rilanciare anche per il futuro attraverso accordi che coinvolgano in questo caso anche tutte le cosiddette economie emergenti (Cina, India, Brasile...).

Il Parlamento Europeo alla fine del 2008 ha approvato il pacchetto clima-energia volto a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020, noto anche come **pacchetto 20-20-20**: ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, conseguire il 20% di risparmio di energia primaria e aumentare al 20% la quota di copertura dei fabbisogni energetici attraverso fonti rinnovabili.

Il pacchetto comprende 6 provvedimenti dai quali sono poi scaturite le relative Direttive Europee:

- Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (ETS): Direttiva 2009/29/CE che modifica la precedente Direttiva Emission Trading, estendendone l'applicazione a più settori e su un orizzonte temporale che va oltre il 2012 e Kyoto;
- Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni fra gli Stati membri;
- Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio: Direttiva 2009/31/CE, che istituisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ecosostenibile di biossido di carbonio (CO₂) con la finalità di contribuire alla lotta contro il cambiamento climatico. Fino a 300 milioni di euro, attinti dal sistema di scambio di emissione, finanzieranno 12 progetti dimostrativi, mentre le grandi centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterraneo.
- Promozione delle energie rinnovabili: Direttiva 2009/28/CE (di cui si parlerà nel paragrafo successivo) che stabilisce obiettivi nazionali obbligatori per garantire che, nel 2020, il 20% del consumo di energia provenga da fonti rinnovabili. La direttiva fissa poi al 10% la quota di energia "verde" nei trasporti e i criteri di sostenibilità ambientale per i biocarburanti. Dovrà essere garantito l'accesso alle reti di trasporto e distribuzione gas ai biocombustibili.
- Riduzione delle emissioni di CO₂ ammesso per le automobili che fissa il livello medio di emissioni di CO₂ delle auto nuove a 130 g_{CO2}/km a partire dal 2012, da ottenere con miglioramenti tecnologici dei motori. Una riduzione di ulteriori 10 g dovrà essere ricercata attraverso tecnologie di altra natura e il maggiore ricorso ai biocarburanti. Sono previste "multe" progressive per ogni grammo di CO₂ in eccesso, ma anche agevolazioni per i costruttori che sfruttano tecnologie innovative e per i piccoli produttori
- Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili: Direttiva 2009/30/CE che fissa specifiche tecniche per i carburanti e un obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili, da conseguire entro fine 2020 ricorrendo, ad esempio, ai biocarburanti. L'obiettivo potrebbe salire fino al 10% mediante l'uso di veicoli elettrici e l'acquisto dei crediti previsti dal protocollo di Kyoto. Il tenore di zolfo del gasolio per macchine non stradali, come i trattori, andrà ridotto.

L'insieme dei provvedimenti sopra descritti evidenzia chiaramente gli orientamenti dell'UE che non hanno tuttavia trovato riscontro da parte degli attori del complesso processo di negoziato internazionale.

Nel corso dell'attesa COP 15 tenutasi a Copenaghen nel dicembre 2009, considerata alla vigilia determinante per la definizione di un accordo internazionale in grado di porre le basi decisive per il post-Kyoto, non ha portato a risultati concreti.

Lo scopo fondamentale della Conferenza avrebbe dovuto consistere in un superamento e aggiornamento il più possibile condiviso del Protocollo di Kyoto in scadenza nel 2012, in un quadro di riferimento individuato nella cosiddetta "road map di Bali" che, per la prima volta, cominciasse ad "attualizzare" anche gli ultimi obiettivi di lungo termine (quello al 2050 della UNFCCC, la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici) ponendone fin da ora in modo concreto i presupposti di fattibilità: riaffermazione o ridefinizione degli obiettivi intermedi al 2020 e/o altra data da stabilire; strategie di azione (mitigazione e adattamento); strumenti di cooperazione (trasferimenti tecnologici; risorse finanziarie).

Citando ENEA, "si può affermare che il pregio principale della COP 15 sia consistito nel portare alla ribalta il dialogo tra USA e Cina sul clima (nel quale sono stati coinvolti anche

altri Paesi emergenti come India, Brasile e Sud Africa), e di far loro, per la prima volta in assoluto, riconoscere l'esistenza dei problemi posti dai cambiamenti climatici nonché acquisire la volontà di risolverli, cosa questa mai accaduta in passato. Tuttavia, dal punto di vista pratico e dei risultati concreti, la Conferenza di Copenhagen si è conclusa solo con una "presa d'atto" di un accordo risolvendosi, per tutti gli altri aspetti, in un vero e proprio fallimento."

Nel dicembre 2010 si è tenuta la COP 16 a Cancun, che non ha anch'essa prodotto risultati concreti in termini di impegni importanti e vincolanti ma ha tuttavia evidenziato la consapevolezza da parte delle parti coinvolte del problema dei cambiamenti climatici e ancora il potenziale spazio per un accordo futuro che si spera possa essere ottenuto nel corso della COP 17 che si terrà a Durban nel 2017.

Gli elementi più concreti dell'accordo di Cancun, sono sostanzialmente due:

- l'impegno dei Paesi industrializzati (quelli del vecchio protocollo di Kyoto) a ridurre dal 25% al 40% le loro emissioni di gas serra entro il 2020, anche se nessuno si vincola ad una cifra precisa. Questo dovrebbe avvenire con il "rinnovo" del protocollo di Kyoto dopo la sua data di scadenza che, ricordiamolo, è il vicinissimo 2012. Nel contempo anche i Paesi in via di sviluppo si sono presi l'impegno di ridurre (non si stabilisce di quanto).
- viene creato un *Green climate fund*, per il trasferimento di denaro e di tecnologie verso i Paesi in via di sviluppo, e un *Cancun adaptation framework* per rendere concreta la possibilità che questi Paesi così vulnerabili riescano a "difendersi" dai danni climatici nell'immediato futuro mediante progetti di adattamento. I fondi a favore di questi Paesi vengono quantificati in 30 miliardi di dollari, con la possibilità di passare a 100 miliardi di dollari all'anno nel 2020.

3.1.2 Principali Direttive Europee su risparmio energetico ed energie rinnovabili

3.1.2.1 Direttiva 2002/91/CE (EPBD) e nuova Direttiva 2010/31/CE (NZEB)

Il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici rappresenta un obiettivo primario nelle politiche energetiche dell'Unione Europea.

Nel dicembre 2002 è stata pubblicata la Direttiva 2002/91/CE, nota anche come Direttiva EPBD (Energy Performance Building Directive)

Essa ha introdotto:

- Il quadro generale di una metodologia per il calcolo del rendimento energetico integrato degli edifici
- L'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione
- L'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici esistenti di grande metratura sottoposti a importanti ristrutturazioni
- La certificazione energetica degli edifici
- L'ispezione periodica delle caldaie e dei sistemi di condizionamento dell'aria negli edifici, nonché una perizia del complesso degli impianti termici le cui caldaie abbiano più di 15 anni.

Fra gli elementi più importanti indubbiamente spicca l'introduzione della certificazione energetica, che in prospettiva dovrà essere uno strumento importante per introdurre la variabile energetica nella determinazione del valore economico degli edifici.

La certificazione energetica definisce la prestazione energetica di un edificio esprimendolo attraverso una classe (A,B,C,D...). Il rendimento energetico dell'edificio viene definito come la "quantità di energia effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare i vari bisogni connessi ad un uso **standard** dell'edificio compresi, tra gli altri, il riscaldamento, il riscaldamento dell'acqua, il raffreddamento, la ventilazione e l'illuminazione" e va espresso considerando tutti gli elementi endogeni ed esogeni che influenzano la prestazione energetica del sistema edificio-impianto.

- dovrebbe descrivere la reale situazione dell'edificio in termini di rendimento energetico
- deve essere messo a disposizione del proprietario o del locatario in tutte le compravendite e locazioni nonché in fase di costruzione
- vale al massimo 10 anni
- dovrebbe specificare:
 1. Valori vigenti per norma di legge (limite superiore della classe C)
 2. Valori di riferimento per consentire una valutazione del rendimento energetico dell'edificio
 3. Raccomandazioni per il miglioramento del rendimento energetico in termini di costi-benefici

Ha scopo informativo per guidare il mercato e premiare gli operatori virtuosi.

La Direttiva EPBD ha dato il via ad un intenso processo di normazione in ragione del mandato 343 che il CEN ha ricevuto dalla Commissione Europea al fine di produrre un quadro armonizzato di norme tecniche europee relative al sistema edificio impianto.

Il processo di recepimento da parte dei Paesi membri dell'UE è stato piuttosto lungo e tortuoso e non per altro ancora concluso completamente.

In ragione del pacchetto clima ed energia 20-20-20 ed al fine rilanciare l'azione di promozione dell'efficienza energetica negli edifici superando in parte i limiti della precedente Direttiva, nel 2010 è stata emanata una nuova Direttiva, che porterà dal gennaio 2012 all'abrogazione della Direttiva EPBD stessa: la Direttiva 2010/31/CE.

La nuova Direttiva è entrata in vigore l'8 luglio 2010 e si propone l'obiettivo di ridurre i fabbisogni di energia primaria degli edifici che oggi in Europa sono responsabili di circa il **40%** dei fabbisogni energetici complessivi.

Il principale elemento introdotto è il concetto di Edificio ad Energia Quasi Zero (*Near Zero Energy Buildign, NZEB*) che rappresenta l'obiettivo futuro per nuovi edifici.

Per "Edificio ad Energia Quasi Zero" si intende un "edificio ad altissima prestazione energetica, determinata conformemente all'allegato I. Il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze".

L'art. 9 stabilisce che:

- Entro il 31 dicembre 2020 tutti gli edifici di nuova costruzione siano NZEB
- Entro il 31 dicembre 2018 tutti gli edifici pubblici di nuova costruzione siano NZEB

Si prevede un avvicinamento graduale a questo obiettivo entro il 2015.

La definizione di NZEB sarà concretizzata attraverso un indice di energia primaria limite definito a livello nazionale o regionale (al di sotto di un dato valore l'edificio diventa NZEB).

Per quanto riguarda i nuovi edifici, in particolare la Direttiva stabilisce la necessità di valutare la fattibilità tecnica, ambientale ed economica delle seguenti tecnologie per qualsiasi edificio di nuova costruzione (se disponibili), documentando la valutazione e rendendola disponibile ai fini della verifica, senza però stabilire una soglia di 1000 m² come avveniva nella precedente EPDB,

- a) sistemi di fornitura energetica decentrati basati su energia da fonti rinnovabili;
- b) cogenerazione;
- c) teleriscaldamento o teleraffrescamento urbano o collettivo, in particolare se basato interamente o parzialmente su energia da fonti rinnovabili;
- d) pompe di calore.

Dal punto di vista della diffusione degli impianti ad alta efficienza si tratta di un articolo di grande importanza

In relazione agli edifici esistenti l'art.6 ribadisce la necessità di fornire prescrizioni minime sia in caso di ristrutturazioni parziali (limiti sugli elementi d'involucro o sui rendimenti globali degli impianti, da proporre eventualmente anche sugli edifici di nuova costruzione) sia nel caso di ristrutturazione rilevante.

Si introduce l'Attestato di Prestazione Energetica (APE) che tuttavia non si differenzia molto nella definizione dall'Attestato di Certificazione Energetica definito dalla EPBD.

L'attestato di prestazione energetica comprende la prestazione energetica di un edificio e valori di riferimento quali i requisiti minimi di prestazione energetica al fine di consentire ai proprietari o locatari dell'edificio o dell'unità immobiliare di valutare e raffrontare la prestazione energetica.

L'attestato di prestazione energetica può comprendere informazioni supplementari, quali il consumo energetico annuale per gli edifici non residenziali e la percentuale di energia da fonti rinnovabili nel consumo energetico totale.

L'attestato di prestazione energetica comprende raccomandazioni per il miglioramento efficace o ottimale in funzione dei costi della prestazione energetica dell'edificio o dell'unità immobiliare (sia nell'ottica di una ristrutturazione importante sia per singoli elementi tecnici.)

Come per l'ACE deve essere prodotto in caso di nuova costruzione, vendita o locazione a nuovo locatario.

Per gli edifici in cui una metratura utile totale di oltre 500 m² è occupata da enti pubblici e abitualmente frequentata dal pubblico. Il 9 luglio 2015 la soglia di 500 m² è abbassata a 250.

Fra gli altri contenuti della Direttiva, si segnalano:

- l'obiettivo di arrivare alla fissazione di un livello ottimale in funzione dei costi per i Requisiti Minimi di prestazione energetica degli edifici attraverso il contributo dei singoli Paesi
- l'adozione sistema controllo indipendente per la verifica degli obiettivi della Direttiva
- la definizione di esperti indipendenti
- regole e prescrizioni in relazione alle ispezioni di impianti termici e frigoriferi.

Gli Stati Membri dovranno procedere al recepimento della Direttiva secondo le seguenti modalità:

- entro il 9 luglio 2012 dovrà essere completato il recepimento degli articoli dal 2 al 18, articolo 20 e 27
- dal 9 luglio 2013 dovranno provvedere all'applicazione degli articoli 2,3,9, 11, 12, 13, 17, 18, 20 e 27
- dal 9 gennaio 2013 (per gli Edifici pubblici) e dal 9 luglio 2013 (per gli altri edifici) dovranno applicazione degli articoli 4,5,6,7,8,14,15 e 16.

Indubbiamente si tratta di una Direttiva ambiziosa, coordinata con la Direttiva RES 2009/28/CE che oltre a definire gli obiettivi per le nuove costruzioni pone l'accento sulle problematiche relative alla riqualificazione degli edifici esistenti.

3.1.2.2 Direttiva 2009/28/CE (Direttiva RES)

La Direttiva 2009/28/CE nota anche come Direttiva RES è stata approvata nell'ambito pacchetto clima-energia 20-20-20, come evidenziato nel paragrafo precedente. Essa definisce gli ambiziosi obiettivi dell'UE per lo sviluppo dell'impiego da fonti rinnovabili, non solo per la produzione di energia elettrica ma anche per la copertura del fabbisogno di energia destinato alla climatizzazione estiva ed invernale e alla produzione di acqua calda sanitaria.

Tali obiettivi nazionali generali obbligatori sono coerenti con l'obiettivo di una quota pari almeno al 20 % di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2020.

La definizione di "energia da fonte rinnovabile" riportata nella Direttiva è la seguente: "energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas". Rispetto alla precedente definizione presente nella Direttiva 2001/77/CE, emerge in particolare l'ampliamento della definizione allo scopo di includere fra le tecnologie "alimentate da fonti rinnovabili" anche le pompe di calore: secondo la Direttiva, la quota rinnovabile relativa ad una pompa di calore corrisponde all'energia prelevata dalla sorgente, sia essa l'aria esterna (energia aerotermica), terreno (energia geotermica), acque superficiali (idrotermica).

La Direttiva fissa per ciascuno Stato membro un obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia (con il quale si intende secondo la Direttiva "i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione") entro il 2020.

Contiene quindi strumenti finalizzati a promuovere la diffusione delle rinnovabili. Per quanto riguarda il settore dei trasporti, la quota di energia da fonti rinnovabili deve essere pari almeno al 10 % del consumo finale di energia entro il 2020.

In particolare la Direttiva prevede quanto segue:

- ciascuno Stato membro è obbligato ad adottare un piano di azione nazionale che fissa la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento per il 2020. I piani dovranno inoltre prevedere le modalità delle riforme dei regimi di autorizzazione, pianificazione e di fissazione delle tariffe, nonché l'accesso alle reti elettriche, a favore dell'energia da fonti rinnovabili.

- gli Stati membri possono «scambiare» una quantità di energia da fonti rinnovabili mediante un trasferimento statistico, possono intraprendere progetti comuni per la produzione di elettricità e di riscaldamento da fonti rinnovabili e possono inoltre stabilire una cooperazione con paesi terzi, sempre che siano soddisfatte le seguenti condizioni
- l'elettricità è consumata nella Comunità;
- l'elettricità è prodotta in un impianto di nuova costruzione (dopo il giugno 2009)
- la quantità di elettricità prodotta ed esportata non ha beneficiato di nessun altro sostegno.
- ciascuno Stato membro deve essere in grado di poter garantire l'origine dell'elettricità, nonché dell'energia per il riscaldamento e il raffreddamento, da fonti rinnovabili. L'informazione contenuta in queste garanzie di origine è normalizzata e deve essere riconosciuta da tutti gli Stati dell'UE;
- gli Stati membri devono realizzare le infrastrutture necessarie alle energie prodotte da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti. A tal fine, devono:
- verificare che i gestori garantiscano la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili;
- provvedere affinché questo tipo di energia abbia un accesso prioritario.

La Direttiva prende in considerazione l'energia prodotta a partire dai biocarburanti e dai bioliquidi e in relazione a questo precisa:

- che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti e di bioliquidi presi in considerazione deve essere pari almeno al 35 %. A decorrere dal 1° gennaio 2017 la percentuale di riduzione deve essere portata almeno al 50 %.
- biocarburanti e i bioliquidi sono realizzati a partire da materie prime provenienti dall'interno o dall'esterno della Comunità. I biocarburanti e i bioliquidi non devono essere prodotti a partire da materie prime provenienti da terreni di grande valore in termini di diversità biologica o che presentano un rilevante stock di carbonio. Per beneficiare di un sostegno finanziario devono essere qualificati come «sostenibili» secondo i criteri definiti dalla Direttiva stessa.

La Direttiva fornisce inoltre gli strumenti per poter determinare il contributo "rinnovabile" di alcune tecnologie (normalizzazione produzione eolico e idroelettrico, pompe di calore)

L'art. 14 infine, paragrafo 3 impone l'obbligo agli Stati membri di definire entro il 31 dicembre 2012 sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione degli installatori su piccola scala di caldaie o di stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici o termici, di sistemi geotermici poco profondi e di pompe di calore.

3.1.2.3 Direttiva 2006/32/CE: efficienza energetica in usi finali e servizi energetici

La direttiva UE 2006/32/CE, direttiva sul servizio energia, pone come obiettivo per gli Stati membri il conseguimento di un risparmio di energia primaria pari al 9% al nono anno di applicazione della Direttiva, ottenuto con misure di miglioramento dell'efficienza energetica e attraverso i servizi energetici.

Ogni Stato membro deve predisporre un PAEE, Piano Azione per l'Efficienza Energetica.

Di particolare interesse in questo è senza dubbio l'attenzione posta al concetto di servizio energia ed alla necessità di un suo sviluppo e applicazione.

Per «servizio energetico» si definisce «la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie e/o operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e/o a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili».

La direttiva obbliga gli Stati Membri in particolare a:

- eliminare tutte le barriere presenti sul mercato, spesso poste dai distributori o dalle normative, per lo sviluppo del settore dei servizi energetici
- favorire la formazione di un mercato di servizi energetici in cui i distributori non siano gli unici operatori: impulso alle attività delle ESCO
- favorire la creazione di strumenti finanziari specifici per il servizio energia
- prevedere finanziamenti agevolati ed incentivi per il settore
- promuovere le diagnosi energetiche a cominciare dal settore pubblico
- definire sistemi di accreditamento e certificazione che qualifichino le capacità degli operatori nel settore servizio energia (ESCO in particolare) (art. 8)

3.1.3 Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione

La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento e del Consiglio europei, n. 2004/8/CE, si prefigge l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. Pertanto è fondamentale, prima di tutto, individuare cosa si intende per calore utile, essendo la direttiva basata su tale concetto. «Calore utile», secondo la direttiva medesima, è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione.

La direttiva 2004/8/CE intende altresì armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. Per raggiungere i suddetti obiettivi, la direttiva medesima introduce due strumenti che nel seguito saranno esaminati:

- la definizione di energia elettrica «qualificabile come cogenerativa» (la cosiddetta elettricità da cogenerazione in questo), a partire dalla domanda di calore utile, prevedendo che gli Stati membri riconoscano una «garanzia di origine» solo all'energia elettrica qualificabile come cogenerativa e prodotta da cogenerazione ad alto rendimento;
- ogni beneficio solo alla cogenerazione ad alto rendimento.

La direttiva 2004/8/CE muove dalla volontà di promuovere lo sviluppo della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile, riconoscendo pertanto che la finalità della cogenerazione è quella di utilizzare l'energia primaria del combustibile in modo ottimale producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando i livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

In particolare precisa che:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile sia da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento sia da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari all'80%.

Infatti, il rendimento di primo principio, che, basandosi sul primo principio della termodinamica, equipara l'energia elettrica a quella termica, tende ad assumere valori più elevati nel momento in cui è considerevole il recupero termico.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75 e dell'80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come prodotta in modo convenzionale. La prima frazione, secondo la direttiva 2004/8/CE, si ottiene moltiplicando il calore utile prodotto, al netto della produzione da caldaie ausiliarie, per il rapporto C di massimo recuper termico dell'impianto; cioè la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse nella condizione di massimo recupero termico. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e così calcolata, è da utilizzarsi anche per armonizzare i dati statistici a livello europeo.

Per definire la cogenerazione ad alto rendimento, la direttiva 2004/8/CE utilizza un criterio basato sull'indice PES (concettualmente equivalente all'IRE). In particolare, la cogenerazione ad alto rendimento è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore che fornisce un risparmio di energia primaria, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore;
- la produzione combinata di energia elettrica e calore mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè di potenza rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che forniscono un risparmio di energia primaria.

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica è denominato PES – Primary Energy Saving e può essere calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica (come l'IRE in Italia) o con riferimento alla sola quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa, come sopra definita.

3.1.4 Comunicazione COM(2011) 112

In data 8 marzo 2011 la commissione Europea ha inviato una comunicazione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale e al Comitato delle Regioni, relativa ad una tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050, nella quale si prevede, per il settore energetico, l'elaborazione di scenari specifici. Fornisce anche i mezzi per conseguire tale «decarbonizzazione» senza mettere a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la competitività. La presente comunicazione illustra, dunque, i cardini su cui dovrebbe fondarsi l'azione per il clima promossa dall'UE per

per conseguire i risultati predetti. Di fatto l'Unione Europea adotta una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva prevede cinque obiettivi principali che definiscono i traguardi che l'UE dovrebbe raggiungere entro il 2020. Uno di questi riguarda il clima e l'energia: gli Stati membri si sono impegnati a ridurre le emissioni di gas serra del 20%, a portare al 20% la quota di energie rinnovabili nel mix energetico dell'UE e ad ottenere un incremento del 20% dell'efficienza energetica entro il 2020. Se da una parte vi sono i presupposti per il raggiungimento di due di questi obiettivi da parte dell'UE, dall'altra è indispensabile intensificare sforzi e azioni mirate per conseguire un miglioramento dell'efficienza energetica. La priorità però rimane per il raggiungimento di tutti gli obiettivi già fissati per il 2020. Per contenere entro i 2°C il riscaldamento globale prodotta dal cambiamento climatico, il Consiglio Europeo ha riconfermato nel febbraio 2011 l'obiettivo dell'UE di ridurre le emissioni di gas serra dell'80-95% entro il 2050 rispetto al 1990, nel contesto delle riduzioni che il secondo Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici i paesi sviluppati devono realizzare collettivamente.

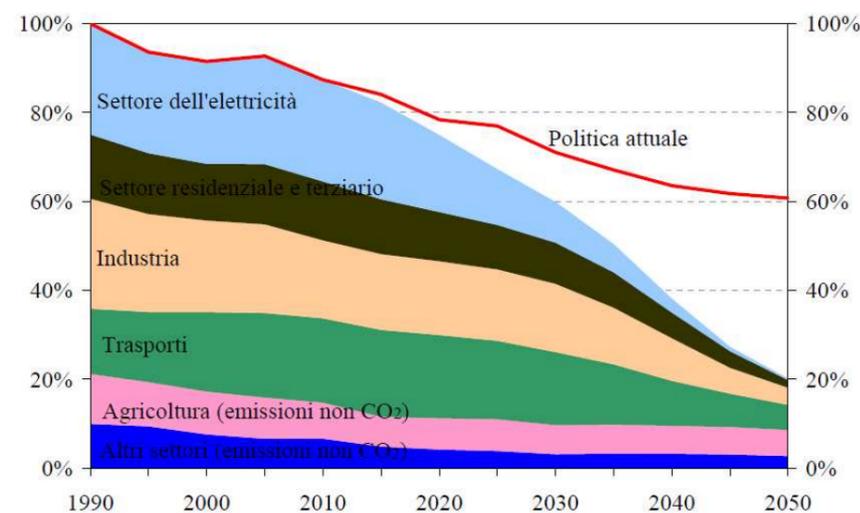
Insieme al Libro bianco sui trasporti e al piano di efficienza energetica, la presente comunicazione è uno dei documenti chiave dell'iniziativa faro sull'uso efficiente delle risorse.

Essa propone una tabella di marcia per prospettive di azione fino al 2050, che consentirebbe all'UE di conseguire l'obiettivo della riduzione dei gas serra come detto precedentemente.

Definisce una serie di tappe principali destinate a verificare se l'UE sta rispettando i tempi per il raggiungimento del proprio obiettivo e illustra le sfide politiche, le necessità di investimento e le opportunità esistenti nei vari settori, tenendo conto che l'obiettivo di riduzione dell'80-95% dovrà essere attuato in ampia misura all'interno dell'UE.

Il seguente grafico riportato nella stessa COM(2011) 129 indica gli andamenti delle riduzioni nei vari settori facenti uso di fonti energetiche, a partire dal 1990 al 2050, fino al conseguimento degli obiettivi prefissati.

Figura 1: emissioni di gas serra dell'UE - verso una riduzione interna dell'80% (100% =1990)



fonte COM(2011) 129

3.1.5 Direttiva 2012/27/UE

La direttiva del Parlamento Europeo, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale Europea L315 del 14 novembre 2012, modifica le direttive 2009/125/CE e 201/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE. Essa è entrata in vigore il 4 dicembre 2012 e dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 5 giugno 2014.

La direttiva stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione Europea al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale prefissato dal cosiddetto "pacchetto clima-energia 20/20/20" di una riduzione del 20% dei consumi energetici entro il 2020. Il duplice scopo profilato riguarda anche la creazione di presupposti di base per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica al di là di tale data.

Viene chiesto agli stati membri di risparmiare energia fissando obiettivi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica per il 2020.

I requisiti suddetti sono intesi come minimi e non impediscono ai singoli Stati membri di mantenere o introdurre misure ancor più rigorose. Qualora la normativa nazionale preveda misure più rigorose, gli Stati membri notificano tale normativa alla Commissione.

Di fatto, gli Stati membri si sono opposti a un target vincolante ed per questo motivo che l'obiettivo diventa indicativo. Quindi la direttiva è fatto di un compromesso.

Gli effettivi risparmi saranno calcolati a partire dal 2014 e ci sarà una nuova revisione nel 2016. L'Unione Europea non dovrà superare consumi pari a 1474 Mtep di energia primaria o non superiore a 1078 Mtep di energia finale.

L'articolo 16 e 17 fissa entro il 31 dicembre 2014 la data entro la quale gli Stati membri dovranno mettere a disposizione dei fornitori di servizi energetici e di audit energetici, dei responsabili delle questioni energetiche e degli installatori di elementi edilizi connessi all'energia adeguati programmi di formazioni e sistemi di certificazione e/o accreditamento e/o regimi equivalenti di qualificazione riconosciuti e condivisi tra i paesi. La direttiva stratta anche garanzie di trasparenza ai consumatori allo fine di conseguire in modo affidabile gli obiettivi. Gli Stati membri rendono pubblici i regimi di certificazione e/o accreditamento o i regimi equivalenti di qualificazione di cui al paragrafo 1 dell'articolo 16 e cooperano tra loro e con la commissione per comparare i regimi e garantirne il riconoscimento.

Gli Stati membri adottano misure appropriate per sensibilizzare i consumatori alla disponibilità dei regimi di qualificazione e/o certificazione, in conformità all'art. 18, paragrafo 1, diffondendo, ad esempio, informazioni chiare e accessibili su contratti relativi ai servizi energetici disponibili al fine di garantire risparmi energetici e tutelare diritti; strumenti finanziari, incentivi, contributi, ecc..

L'articolo 24 della direttiva fissa date di monitoraggio, attuazione e revisione di obiettivi e misure prefissate dagli Stati membri.

3.2 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI

La Legislazione nazionale in tema di efficienza energetica, fonti rinnovabili ed incentivazione delle stesse si muove nel solco segnato dalle Direttive Europee in tema, necessariamente attraverso decreti legislativi che recepiscono le Direttive stesse applicandole alla realtà nazionale secondo le modalità consentite. I principi pertanto che sottostanno alla normativa nazionale non differiscono di fatto da quelli che costituiscono l'impianto normativo dell'Unione Europea.

I decreti di particolare interesse per lo studio in oggetto sono:

- legislazione in recepimento della Direttiva 2002/91/CE relativa alla certificazione energetica e agli usi energetici negli edifici;
- legislazione in recepimento della Direttiva 2009/28/CE e della precedente 2001/77/CE relativo alla promozione e regolamentazione degli impieghi di sistemi alimentati da fonti rinnovabili;
- legislazione relativa alla promozione dell'uso efficiente dell'energia nel settore civile ed industriale;
- legislazione relativa all'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili o impianti cogenerativi ad alto rendimento;
- legislazione relativa alla regolamentazione del mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale;
- legislazione relativa alla tutela dell'ambiente e alla riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera.

I provvedimenti d'interesse sono emanati sotto forma di Decreti Legislativi, Decreti del Presidente della Repubblica, Decreti Ministeriali e attraverso le Deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (se riguardano la regolamentazione di aspetti che concernono il mercato elettrico e il mercato gas naturale attraverso).

Di seguito si porrà l'accento sui più importanti provvedimenti relativi all'efficienza energetica e alla promozione delle fonti rinnovabili.

3.2.1 Efficienza energetica nell'edilizia e certificazione energetica

Il quadro normativo nazionale in tema di efficienza energetica in edilizia ha vissuto diverse fasi di sviluppo, così sintetizzabile:

1. Legge 373 dell'agosto 1976: dopo la prima crisi energetica compare per la prima volta l'esigenza di imporre dei requisiti energetici alle nuove costruzioni; la legge 373 fissa dei limiti per il coefficiente di dispersione relativo ad involucro;
2. Legge 10 del gennaio 1991: si tratta di un provvedimento storico, che ha introdotto numerose novità. Ai nuovi edifici sono imposti requisiti minimi sia relative all'involucro sia al sistema edificio impianto
3. Legislazione in vigore: D.Lgs. 192/2005, D.Lgs.311/2006 D.P.R. 59/09, D.Lgs. 28/2011, DL 63/2013 e D.M. 26 giugno 2009 (Linee Guida Nazionali per la Certificazione Energetica): questi provvedimenti costituiscono il recepimento italiano della Direttiva EPDB, non ancora completamente concluso in ragione dell'assenza di un ulteriore decreto per la definizione a livello nazionale dei requisiti della figura del certificatore (non esiste ancora un albo dei certificatori energetici a livello nazionale, alcune regioni hanno legiferato autonomamente per creare degli albi locali).

Si illustreranno sinteticamente i contenuti delle norme attualmente in vigore.

3.2.1.1 D.Lgs 192-311, D.P.R. 59/09 e Linee Guida per la Certificazione Energetica

Le normative nazionali in tema di efficienza energetica in edilizia oggi in vigore definiscono requisiti più o meno stringenti per l'involucro edilizio e gli impianti installati in funzione della diversa categoria di intervento. E' possibile suddividere gli interventi oggetto di imposizioni normative come segue:

- nuova costruzione di edifici ed impianti in essa contenuti;
- ampliamenti con volume superiore al 20% del volume esistente dell'edificio stesso

- ristrutturazione integrale degli elementi di involucro e demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria di edifici
- ristrutturazioni totale o parziale e manutenzione straordinaria dell'involucro (casi non inclusi nei punti precedenti)
- nuova installazione di impianti termici in edifici esistenti o ristrutturazione degli stessi impianti
- sostituzione dei generatori di calore.

Già di fatto la Legge 10/91 prevedeva questo tipo di suddivisione fissando limiti prestazionali per l'involucro, il fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale e rendimenti minimi di impianto. Il Decreto Legislativo 192/05 (poi aggiornato dal Decreto Legislativo 311/06) recepisce la Direttiva Europea 2002/91/CE (EPDB), modificando in parte la legislazione esistente definendo limiti progressivamente più restrittivi. Nel 2009 è stato emanato il D.P.R. 59/09 che ha ulteriormente modificato l'impianto normativo esistente definito dalla coppia di Decreti "192-311" ampliandone l'applicazione e aggiornando le norme tecniche di riferimento.

Il 26 giugno 2009 infine sono state pubblicate le Linee Guida per la Certificazione Energetica degli edifici, che hanno definito uno standard nazionale per la certificazione energetica. Il processo di recepimento della Direttiva EPDB è pertanto stato quasi del tutto completato mancando all'appello in particolare un decreto che definisca a livello nazionale le caratteristiche della figura del certificatore energetico, attualmente disciplinata in via transitoria dal Decreto Legislativo 115/08.

Il D.lgs 192/05 attribuiva alle Regioni/ Province Autonome il compito di emanare una propria di attuazione della Direttiva 2002/91/CE (Art.17) (cosiddetta clausola di cedevolezza): le Regioni avevano fin dal 2005 pertanto la possibilità di recepire direttamente la Direttiva EPDB definendo una normativa pari o più restrittiva di quella nazionale. In ragione del ritardo del completamento del processo di recepimento ed in particolare nella definizione della certificazione energetica a livello nazionale, arrivata solo nel 2009, alcune Regioni e Province autonome hanno deciso di legiferare in materia, introducendo in anticipo rispetto a quanto previsto a livello nazionale un sistema di certificazione energetica e propri regolamenti "energetici". In tal senso hanno operato in particolare Regione Lombardia, Provincia Autonoma di Bolzano, Regione Emilia Romagna, Regione Liguria, Regione Piemonte.

Altre Regioni in seguito alla pubblicazione delle Linee Guida Nazionali per la certificazione energetica hanno pubblicato proprie normative e regolamenti, mantenendo lo schema di certificazione definito a livello nazionale come imposto dalle Linee Guida stesse (Regione Toscana, Friuli Venezia Giulia...). Alcune di esse hanno adottato in realtà schemi di certificazione di sostenibilità ambientale (in alcuni casi volontari o applicati agli edifici pubblici o per la richiesta di incentivi, come per Puglia e Marche, in altri obbligatori per tutti come nel caso del protocollo V.E.A. della Regione Friuli Venezia Giulia), di cui la parte di certificazione energetica ai sensi delle Linee Guida è solo una parte. Il protocollo ambientale di riferimento normalmente scelto è il "Protocollo I.T.A.C.A."

La Regione Veneto è invece una delle Regioni che non ha ancora legiferato in materia di efficienza energetica nell'edilizia e di certificazione energetica, pertanto in Veneto si applica direttamente la normativa nazionale: dal punto di vista degli adempimenti da soddisfare a livello nazionale, nelle Regioni che non hanno legiferato direttamente in materia, devono pertanto essere rispettati i requisiti imposti dall'insieme coordinato di D.P.R. 59/09 e D.Lgs 192-311; la certificazione energetica invece dovrà essere redatta, sia per i nuovi edifici sia

per gli esistenti, secondo le modalità e nei casi previsti dalle Linee Guida Nazionali per la Certificazione Energetica Degli Edifici (D.M. 26 giugno 2009).

L'Italia è convenzionalmente suddivisa in 6 zone termiche (A,B,C,D,E,F dal clima più caldo a quello meno rigido), in funzione dei gradi giorno invernali. Inoltre gli edifici vengono classificati in categorie diverse sulla base dei criteri definiti dal D.P.R. 412/93 (E.1. residenziali ecc.)

I principali contenuti dei Decreti sopra citati, in funzione della zona climatica e della categoria di edificio, sono i seguenti:

- determinazione di requisiti minimi nazionali, con limiti più severi per gli edifici pubblici a seconda della tipologia di intervento, relativi a:
 - prestazione energetica del sistema edificio impianto in regime di funzionamento invernale (fabbisogno di energia primaria) espressi in kWh/(m² anno) per edifici residenziali e kWh/(m³ anno) per gli altri edifici, funzioni del clima e del fattore di forma dell'edificio S/V (rapporto fra superficie disperdente e volume riscaldato);
 - prestazione energetica dell'involucro edilizio in regime di funzionamento estivo (limiti fissati dal D.P.R. 59/09);
 - trasmittanza termica (W/(m² K)) dei componenti dell'involucro opachi e trasparenti;
 - massa termica superficiale delle pareti o in alternativa ai valori di trasmittanza termica periodica delle pareti opache verticali e orizzontali, nelle località caratterizzate da livelli di radiazione solare mediamente elevati (irradiazione media giornaliera non inferiore a 290 W/m²);
 - rendimento di produzione dei generatori di calore;
 - rendimento globale medio stagionale dei generatori di calore;
 - formazione di condensa superficiale ed interna alle pareti opache;
- caratteristiche dei generatori di calore alimentati a biomasse al fine del riconoscimento della rinnovabilità del generatore di calore stesso;
- definizione di criteri di principio obbligatori o preferenziali per la progettazione dell'involucro edilizio e dell'impianto termico, fra cui:
 - adozione di sistemi schermanti (obbligatorio);
 - adozione di sistemi di ventilazione meccanica controllata qualora non sia efficace la ventilazione naturale;
 - realizzazione di impianti centralizzati (preferenziale) e predisposizione della contabilizzazione individuale al di sopra delle 4 unità immobiliari;
 - norme tecniche da utilizzare per il calcolo delle prestazioni energetiche degli edifici (UNI TS 11300-1, UNI TS 11300-2 e s.m.i. e relative norme correlate).

Per quanto riguarda gli obblighi di copertura minima del fabbisogno da fonte rinnovabile, in recepimento alla Direttiva 2009/28/CE, sono stati definiti con il Decreto Romani Decreto 3 marzo 2011 n. 28 di cui si parlerà nel paragrafo successivo relativo alle fonti energetiche rinnovabili.

In merito alla certificazione energetica degli edifici, le Linee Guida Nazionali (D.M. 26 giugno 2009) definiscono criteri, metodi di calcolo e schemi.

La definizione delle classi è per il momento limitata alla climatizzazione invernale ed alla produzione di acqua calda sanitaria, mentre per quanto riguarda la climatizzazione estiva ci si limita ad una classificazione di tipo qualitativo basata sulla prestazione energetica dell'involucro edilizio. In prospettiva dovrà essere completato il quadro attraverso la

definizione dei criteri di classificazione per illuminazione e climatizzazione estiva. Dovrà inoltre essere emanato un Decreto per chiarire le caratteristiche ed i requisiti richiesti per l'individuazione della figura professionale del certificatore energetico. Le Linee Guida come detto riguardano unicamente le Regioni che non hanno definito criteri propri prima della loro emanazione, tuttavia un articolo del decreto stesso invita ad un progressiva armonizzazione delle normative regionali con quella nazionale.

Gli indici di energia primaria definiti sono i seguenti:

- EP_i: indice di prestazione energetica relativo al fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale;
- EP_e: indice di prestazione energetica relativo al fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione estiva;
- EP_{acs}: indice di prestazione energetica relativo al fabbisogno di energia primaria per la produzione di acqua calda sanitaria;
- EP_{ill}: indice di prestazione energetica relativo al fabbisogno di energia primaria per l'illuminazione artificiale.

Vi sono poi due indici di riferimento per la prestazione energetica dell'involucro edilizio:

- EP_{i,invol}: prestazione energetica invernale dell'involucro edilizio;
- EP_{e,invol}: prestazione energetica estiva dell'involucro edilizio.

Le Linee Guida individuano diversi metodi di calcolo, consentendo semplificazioni per gli edifici esistenti, in particolari quelli residenziali di superficie limitata:

- metodo di calcolo di progetto (metodo completo) basato sull'applicazione completa delle UNI TS 11300, obbligatorio per edifici di nuova costruzione o completamente ristrutturati
- metodo di calcolo da rilievo sull'edificio o standard, con tre varianti:
- metodo standardizzato UNI TS 11300, applicabile a tutti gli edifici esistenti
- approccio per analogia costruttiva (metodo DOCET realizzato da CNR ed ENEA), applicabile per edifici residenziali esistenti con superficie utile fino a 3000 m²
- sulla base dei principali dati climatici, tipologici, geometrici ed impiantistici con metodo semplificato definito dall'Allegato 2 dell'Allegato A alle Linee Guida applicabile ad edifici residenziali esistenti fino a 1000 m².

La determinazione della classe relativa alla prestazione energetica per la climatizzazione invernale del sistema edificio impianto è basata sul calcolo del rapporto percentuale fra la prestazione energetica effettiva e il limite di legge definito dal D.lgs 192/05. La classe energetica è pertanto funzione delle condizioni climatiche e anche del fattore di forma dell'edificio S/V.

In funzione del rapporto fra fabbisogno di energia primaria per unità di superficie o volume effettivo ed il relativo limite di legge 2010, la classe dell'edificio sarà:

- classe A+ con rapporto inferiore al 25%
- classe A con rapporto compreso fra 25% e 50%
- classe B con rapporto compreso fra 50% e 75%
- classe C con rapporto compreso fra 75% e 100%.

La classe energetica relative al fabbisogno di energia primaria per la produzione di acqua calda sanitaria è invece basata su valori assoluti (classe A con EPacs inferiore a 9 kWh/m² anno).

3.2.1.2 Decreto 8 marzo 2013

Tenendo conto del ruolo strategico del settore energetico per la crescita del paese e degli obiettivi generali di politica energetica del paese di cui alla legge del 23 agosto 2004 n. 239, tenendo altresì conto di tutte le indicazioni provenienti dall'UE con riferimento alla necessità di dotarsi di atti di indirizzo e misure appropriate per assicurare uno sviluppo sostenibile dell'energia, alla luce e guidati da varie Direttive dell'UE, lo stato italiano sancisce il decreto dell'8 marzo 2013 il quale approva il documento contenente la "Strategia Energetica Nazionale (SEN). Tale strategia è un atto dovuto e richiesto dall'UE con la Direttiva 2012/27/UE. La strategia si pone un obiettivo: un'energia più competitiva e sostenibile. Visto sotto un altro aspetto, la priorità per il Paese e per il Governo è la crescita economica sostenibile. Il settore energetico è certamente un elemento chiave per la crescita, sia come fattore abilitante, sia come fattore di crescita in sé.

3.2.2 Fonti rinnovabili

In qualità di Stato Membro dell'Unione Europea l'Italia si è impegnata ad incrementare fino al 17% entro il 2020 la quota dei consumi finali lordi di energia coperta con fonti rinnovabili. In ragione di questo impegno è stato elaborato un Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili ed è stato emanato il 3 marzo 2011 il Decreto Romani in recepimento della Direttiva 2009/28/CE.

In sintesi i principali contenuti del Decreto Romani sono i seguenti:

- semplificazione delle procedure amministrative: la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili dovrà essere disciplinata da procedure specifiche a diversi livelli di semplificazione in relazione all'impatto degli interventi. Il Decreto definisce 3 diversi livelli secondo un criterio di proporzionalità;
- autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come modificato dall'articolo 5 del presente decreto;
- procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6, di nuova introduzione;
- comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11;
- definizione di provvedimenti per favorire l'integrazione della produzione di biometano con la rete di trasporto e distribuzione del gas naturale;
- modifiche e riordino al regime di incentivazione delle fonti rinnovabili, in particolare per la produzione di energia elettrica;
- introduzione di nuove forme di incentivazione, da definire con futuri decreti, per i sistemi da fonte rinnovabile per la produzione di energia termica;
- obbligo qualificazione degli installatori di sistemi alimentati da fonti rinnovabili e definizione dei criteri di accreditamento degli enti formazione;
- nuovi obblighi per le percentuali di copertura con fonti rinnovabili dei consumi di energia primaria per la climatizzazione degli edifici.

In relazione all'ultimo punto, sicuramente il più rilevante per il settore dell'edilizia, il Decreto prevede per progetti di edifici di nuova costruzione e di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti dovrà essere prevista la copertura da fonti rinnovabili dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo le seguenti percentuali:

- copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria (esclusi edifici allacciati alla rete di teleriscaldamento in cui il teleriscaldamento copre il 100% dei fabbisogni);
- copertura delle percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento (esclusi edifici allacciati alla rete di teleriscaldamento in cui il teleriscaldamento copre il 100% dei fabbisogni) secondo le seguenti scadenze:
 - il 20 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
 - il 35 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
 - 50 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017.

Deve inoltre essere obbligatoriamente installata sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, una potenza elettrica P, misurata in kW, pari a $P = K/S$ (con S superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, misurata in m²); K sarà:

- K = 80, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- K = 65, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- K = 50, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017

Se gli edifici sono in zona A (centro storico), gli obblighi sono ridotti al 50%. Se si tratta di edifici pubblici, gli obblighi relativi alla copertura dei fabbisogni termici sono incrementati del 10%.

L'iniziale divieto di soddisfare gli obblighi stessi con impianto di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili che alimenti a sua volta dispositivi o impianti per la produzione di acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento è stato successivamente rimosso.

Impianti fotovoltaici o solari termici realizzati per rispettare i requisiti sopra riportati dovranno essere installati in modo complanare alla falda, aderenti o integrati.

Gli impianti realizzati al fine di soddisfare le percentuali di copertura obbligatorie non potranno godere di incentivi pubblici, se non per la quota eventualmente eccedente la percentuale minima richiesta. Superando gli obblighi almeno del 30% si avrà però un bonus volumetrico pari al 5%.

Di seguito si analizza per ciascuna fonte rinnovabile, il quadro dei principali provvedimenti e meccanismi di incentivazione.

3.2.2.1 Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile gode di semplificazioni e regimi di incentivazioni specifici a seconda della tipologia di sistema.

La società che gestisce i meccanismi di incentivazione e semplificazione relative alle fonti rinnovabili è il G.S.E. S.p.A. (Gestore Servizi Energetici).

Innanzitutto al di là delle incentivazioni, l'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile gode della priorità di dispacciamento e beneficia di semplificazioni nella gestione delle richieste di connessione da parte del gestore di rete (secondo le disposizioni di cui al Testo Integrato Connessioni Attive, Del. AEEG 99/08 e s.m.i. fra cui in particolare è importante considerare la Del. AEEG 125/10).

I "piccoli" produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile possono inoltre usufruire di alcune semplificazioni messe a disposizione dallo Stato attraverso il G.S.E. secondo regole formali stabilite dall'AEEG:

- per potenze nominali dell'impianto fino a 200 kW, il regime di scambio sul posto: l'energia prodotta in eccedenza rispetto ai propri autoconsumi contestuali alla produzione, viene valorizzata dal G.S.E. remunerando il produttore con il cosiddetto contributo in conto scambio. Quest'ultimo è costituito da una quota di remunerazione dell'energia elettrica ceduta e da una quota di "rimborso" dei costi sostenuti per l'acquisto dell'energia prelevata e pagata dal produttore secondo le modalità ordinarie al venditore scelto. Il tutto è disciplinato dalla Delibera AEEG 74/08 e s.m.i.
- per potenze nominali dell'impianto di taglia qualsiasi di origine solare è possibile stipulare una convenzione con il G.S.E. per il ritiro dedicato ai sensi della Delibera AEEG 280/07 e s.m.i. L'energia elettrica viene remunerata attraverso la determinazione del prezzo medio zonale orario del mercato elettrico e pertanto si tratta di un meccanismo che non comporta significativi esborsi per la collettività. Solo gli impianti fino a 1 MW elettrico godono di tariffe minime garantite per i primi 2 milioni di kWh annui messi in rete.

L'energia elettrica da fonte rinnovabile può altresì ottenere dal GSE la cosiddetta "Garanzia di Origine": il GSE è infatti certificato l'origine rinnovabile dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati appunto da fonti rinnovabili. Il tutto può essere coordinato con il sistema dei certificati RECS, mercato di titoli volontari europeo che attestano proprio l'origine rinnovabile.

In merito all'incentivazione il panorama normativo è in continua evoluzione.

I sistemi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile diversa dal fotovoltaico presenti in Italia sono in questo momento regolati dal D.M. 6/07/2012 che stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi. La produzione netta immessa in rete è il minor valore tra la produzione netta dell'impianto e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dallo stesso.

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base – il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'**Allegato 1** del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).
- un **incentivo (I)** per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in

rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

Un tema particolarmente delicato e dibattuto è quello delle autorizzazioni amministrative per la realizzazione di impianti alimentati da fonte rinnovabile in particolare elettrici. Anche in questo caso la disciplina è in continuo aggiornamento peraltro con variazioni a carattere Regionale, essendo demandata alle Regioni l'attuazione delle normative stesse, con delega da parte delle Regioni stesse alle Province. Il quadro è molto articolato per essere sintetizzato, tuttavia è possibile sottolineare come con le modifiche introdotte dal Decreto Romani siano tre i "livelli" di autorizzazione, in funzione della tipologia e delle caratteristiche dell'impianto progressivamente più leggeri:

- autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come modificato dall'articolo 5 del Decreto Romani; l'autorizzazione unica è dedicata agli impianti di potenza maggiore e aventi impatto ambientale non trascurabile. I criteri con cui si stabilisce se un impianto è soggetto o meno ad autorizzazione unica (procedimento Regionale o Provinciale) sono stabiliti dalle Linee Guida Nazionali per l'Autorizzazione Unica D.M. 10 settembre 2010 e dalle relative (ed eventuali) norme di recepimento a livello Regionale. In funzione delle caratteristiche dell'impianto, quest'ultimo può essere soggetto alle procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e delle relative norme regionali di recepimento.
- procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del Decreto Romani, di nuova introduzione e gestita dai Comuni quest'ultima sarà dedicata agli impianti da fonte rinnovabile non soggetti ad autorizzazione unica, che precedentemente all'entrata in vigore del Decreto Romani erano disciplinate secondo le Linee Guida Nazionali all'Autorizzazione unica dalla D.I.A.
- comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11, quest'ultima possibile per tutti gli impianti solari termici e fotovoltaici purché complanari o aderenti alla copertura dell'edificio e realizzati in zone non soggette a vincoli.

Gli impianti geotermici per la produzione di energia elettrica sono disciplinati dal Decreto 11 febbraio 2011 così come modificato dal Decreto Romani.

3.2.2.2 Produzione di energia termica da fonte rinnovabile

Le politiche di sostegno delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia termica sono indubbiamente meno organiche e strutturate rispetto a quanto si è visto nel paragrafo precedente relativamente alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Il Decreto Romani tuttavia delinea un quadro futuro di sicuro interesse anche in relazione ai possibili incentivi; i sistemi per la produzione di energia termica infatti saranno incentivati attraverso sistemi di incentivazione dedicati quali:

- mediante contributi a valere sulle tariffe del gas naturale per impianti di piccole dimensioni (nuovo sistema di incentivazione da definire nei dettagli che sarà gestito dal GSE);
- attraverso il meccanismo dei certificati bianchi (di cui si parlerà nel paragrafo relativo all'efficienza energetica).

Considerando la classificazione introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE, i sistemi alimentati da fonte rinnovabili di tipo termico sono i seguenti:

- solare termico;
- sistemi alimentati a biomasse;
- pompe di calore aerotermiche, geotermiche, idrotermiche.

Come già spiegato in precedenza saranno queste tecnologie a giocare un ruolo determinante negli edifici di nuova realizzazione che dovranno soddisfare i criteri previsti dal Decreto Romani ed in prospettiva per consentire la realizzazione di edifici che rispettino i requisiti per essere definiti *Near Zero Energy Building*.

Oltre ai descritti obblighi previsti dal Decreto Romani che entreranno progressivamente in vigore, per queste tipologie di sistemi vi sono disposizioni legislative specifiche nelle Regioni che hanno recepito la Direttiva EPDB direttamente ed in alcuni casi anche nei regolamenti edilizi comunali.

L'installazione di impianti solari termici già con il D.lgs 115/08 può essere realizzata attraverso una comunicazione preventiva, nell'ipotesi che l'impianto sia installato in modo aderente alla copertura e in zone non vincolate.

La realizzazione di impianti solari termici su edifici esistenti beneficia della detrazione fiscale 65% fino alla fine del 2014 e 50% per tutto l'anno 2015 (detrazione introdotta con la Finanziaria 2007 e successivamente reiterata variando la percentuale del beneficio fiscale da 55% a 65%). Per accedere alle incentivazione gli impianti solari termici dovranno rispettare determinati requisiti introdotti dal Decreto Romani:

- pannelli solari e bollitori impiegati sono garantiti per almeno cinque anni;
- gli accessori e i componenti elettrici ed elettronici sono garantiti almeno due anni;
- i pannelli solari presentano un'attestazione di conformità alle norme UNI EN 12975 o UNI EN 12976 che è stata rilasciata da un laboratorio accreditato. Sono equiparate alle UNI EN 12975 e UNI EN 12976 le norme EN 12975 e EN 12976 recepite dagli enti nazionali di normazione appartenenti al CEN Comitato Europeo di Normazione;
- l'installazione dell'impianto è stata eseguita in conformità ai manuali di installazione dei principali componenti;
- per il solare termico a concentrazione, in deroga a quanto previsto alla lettera c) e fino alla emanazione di norme tecniche UNI, la certificazione UNI è sostituita da un'approvazione tecnica da parte dell'ENEA;
- a decorrere da due anni dall'entrata in vigore del Decreto Romani, i pannelli siano dotati di certificazione *solar keymark*.

I sistemi alimentati a biomasse godono anch'essi di agevolazioni, tuttavia viene posto l'accento sulle caratteristiche tecniche dei generatori impiegati in particolare in relazione alle emissioni in atmosfera causate dalla combustione delle biomasse stesse. Proprio relativamente a questo aspetto il Decreto Romani prevede che le Regioni possano eventualmente escludere le biomasse dai sistemi da impiegare per la copertura della quota rinnovabile qualora risulti necessario per assicurare il processo di raggiungimento e mantenimento dei valori di qualità dell'aria relativi a materiale particolato (PM10 e PM 2,5) e ad idrocarburi policiclici aromatici (IPA).

Il D.P.R. 59/09 prevede che per la determinazione del fabbisogno di energia primaria dell'edificio, siano considerati ricadenti fra gli impianti alimentati da fonte rinnovabile gli impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati a biomasse combustibili quelli che rispettano i seguenti requisiti:

- rendimento utile nominale minimo conforme alla classe 3 di cui alla norma Europea UNI EN 303-5;
- limiti di emissione conformi all'allegato IX alla parte quinta del DLgs 152/06 e s.m.i., ovvero i più restrittivi limiti fissati da norme regionali, ove presenti;
- utilizzano biomasse combustibili ricadenti fra quelle ammissibili ai sensi dell'allegato X alla parte quinta del DLgs 152/06 e s.m.i.

Il Decreto Romani ai fini di consentire agli impianti a biomasse di aver accesso ad incentivi, fissa invece i seguenti requisiti:

- per gli impianti che utilizzano biomasse ovvero bioliquidi per la produzione di energia termica ai fini dell'accesso agli incentivi statali, a decorrere da un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono richiesti i seguenti requisiti:
 - efficienza di conversione non inferiore all'85%;
 - rispetto dei criteri e dei requisiti tecnici stabiliti dal provvedimento di cui all'articolo 290, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006.
- per le biomasse utilizzate in forma di pellet o cippato ai fini dell'accesso agli incentivi statali, a decorrere da un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, è richiesta la conformità alle classi di qualità A1 e A2 indicate nelle norme UNI EN 14961-2 per il pellet e UNI EN 14961-4 per il cippato.

Grandi aspettative vi sono infine per lo sviluppo e la diffusione delle pompe di calore per la climatizzazione invernale, estiva e la produzione di acqua calda sanitaria. Dal punto di vista delle agevolazioni, per gli edifici esistenti esiste anche in questo caso la detrazione fiscale del 65% in sostituzione dell'impianto termico esistente (65% fino alla fine del 2014, 50% per tutto l'anno 2015). Dal punto di vista autorizzativo se si eccettuano i sistemi geotermici, non vi sono particolari criticità trattandosi di interventi già disciplinati dalle leggi in vigore.

L'accesso agli incentivi è vincolato al rispetto di determinati requisiti prestazionali, così definiti dal Decreto Romani:

- per le pompe di calore elettriche il coefficiente di prestazione (COP) e, qualora l'apparecchio fornisca anche il servizio di climatizzazione estiva, l'indice di efficienza energetica (EER) devono essere almeno pari ai valori indicati per l'anno 2010 nelle tabelle di cui all'allegato 1, paragrafi 1 e 2 del decreto ministeriale 6 agosto 2009, così come vigente alla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo. La prestazione delle pompe deve essere misurata in conformità alla norma UNI EN 14511:2008. Al momento della prova la pompa di calore deve funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nella tabella;
- per le pompe di calore a gas il coefficiente di prestazione (COP) deve essere almeno pari ai valori indicati per l'anno 2010 nella tabella di cui all'allegato 1, paragrafo 3, del decreto ministeriale 6 agosto 2009, così come vigente alla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo. Qualora l'apparecchio fornisca anche il servizio di climatizzazione estiva, l'indice di efficienza energetica (EER) deve essere almeno pari ai pertinenti a 0,6 per tutte le tipologie. La prestazione delle pompe deve essere misurata in conformità alle seguenti norme, restando fermo che al momento della prova le pompe di calore devono funzionare a pieno regime, nelle condizioni sopra indicate:
 - UNI EN 12309-2:2008: per quanto riguarda le pompe di calore a gas ad assorbimento (valori di prova sul p.c.i.);

- UNI EN 14511: 2008 per quanto riguarda le pompe di calore a gas a motore endotermico;
- Per le pompe di calore a gas endotermiche non essendoci una norma specifica, si procede in base alla UNI EN 14511: 2008, utilizzando il rapporto di trasformazione primario - elettrico = 0,4.;
- per le pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria è richiesto un COP > 2,6 misurato secondo la norma EN 16147 e successivo recepimento da parte degli organismi nazionali di normazione.

La realizzazione di impianti di teleriscaldamento (o teleraffreddamento) può o meno implicare l'utilizzo di fonti rinnovabili. Di norma questi impianti potranno godere dei certificati bianchi sulla quota di energia primaria risparmiata.

3.2.3 Efficienza energetica negli usi finali

L'efficienza energetica negli usi finali rappresenta dal punto di vista strategico un elemento chiave per il contenimento del fabbisogno di energia primaria, essendo il potenziale di risparmio energetico sull'esistente molto elevato, in particolare per quanto riguarda la climatizzazione degli edifici ma anche per il settore industriale e dei trasporti.

Oltre al quadro legislativo relativo agli edifici (illustrato nei paragrafi precedenti), vi sono alcuni provvedimenti specifici finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali che interessano tutti i settori, fra i quali i più importanti sono i seguenti:

- i due D.M. 20 luglio 2004: "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" e "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79". Questi Decreti aggiornano due precedenti provvedimenti legislativi emanati nel 2001 ma rimasti inattuati fino al 2004 che introducevano il cosiddetto "meccanismo dei certificati bianchi", che sarà illustrato nel dettaglio nel paragrafo successivo;
- Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20: "Attuazione della direttiva 2004/8/CE/ sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE", che adegua la normativa italiana a quella Europea in materia di cogenerazione ad alto rendimento, stabilendo appositi meccanismi di incentivazione da avviare negli anni successivi;
- Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21/12/2007: "Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi", che aggiorna ed estende fra le altre cose il meccanismo dei certificati bianchi;
- Decreto Legislativo 30 maggio 2008 n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE": si tratta di un Decreto che recepisce la Direttiva Europea sul servizio energia già illustrata in precedenza. Il decreto risulta essere di grande rilievo poichè affronta a largo spettro diversi aspetti di interesse per il settore energetico. Di seguito si riporta una sintesi delle principali novità:

- vengono definite chiaramente le ESCO (*Energy Service Company*), come società di servizi in grado di offrire contratti a prestazioni garantite e di partecipare al rischio finanziario degli interventi;
 - sono adottate misure di armonizzazione e distribuzione delle funzioni fra Stato e Regioni relativamente all'efficienza energetica;
 - sono previste evoluzioni del meccanismo dei certificati bianchi, fra cui l'estensione degli obblighi alle società di vendita di energia e il rafforzamento degli strumenti per facilitare la presentazione di progetti;
 - viene introdotto un fondo di garanzia a favore delle ESCO da 25 M€;
 - sono previste una serie di semplificazioni amministrative ed autorizzative sia per l'installazione di impianti solari termici e fotovoltaici aderenti alle coperture, sia in termini di deroga alle distanze di confine per gli interventi di isolamento termico delle pareti perimetrali;
 - si assegna un ruolo importante al settore pubblico, che è chiamato ad utilizzare al meglio gli strumenti tecnici, economici e finanziari per realizzare interventi di miglioramento dell'efficienza e per promuovere azioni sul territorio (e.g. effettuazione di diagnosi energetiche, ricorso a contratti di rendimento energetico, green procurement, finanziamento tramite terzi, etc);
 - si promuovono la qualificazione e la certificazione delle competenze dei soggetti coinvolti nell'offerta di servizi energetici (da qui la normativa UNI CEI 11352 sulle ESCO e la UNI CEI 11339 sugli esperti in gestione dell'energia) e si impone una maggiore trasparenza nelle fatture ed una funzione di orientamento al consumatore su interventi per ridurre gli sprechi e gestire al meglio l'energia;
 - vengono definiti il *contratto servizio energia* ed il *contratto servizio energia plus* introdotto dal DPR 412/93, e si specifica l'importanza per il settore pubblico di individuare una controparte (l'energy manager dove presente);
 - sono definiti i criteri per i soggetti abilitati alla certificazione energetica degli edifici.
- Decreto 19 febbraio 2007 come modificato dal decreto 26 ottobre 2007 e coordinato con il decreto 7 aprile 2008 e con il decreto 6 agosto 2009 - Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'art. 1, comma 349 della legge 27 dicembre 2006, n. 296 e Decreto 11 marzo 2008 coordinato con decreto 26 gennaio 2010 - Attuazione dell'articolo 1, comma 24, lettera a) della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per la definizione dei valori limite di fabbisogno di energia primaria annuo e di trasmittanza termica ai fini dell'applicazione dei commi 344 e 345 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296. Si tratta della Legislazione che regola l'accesso alle detrazioni fiscali del 55% per il risparmio energetico sugli edifici.

E' opportuno in particolare analizzare nel dettaglio quanto prevede la legislazione per quanto riguarda i cosiddetti certificati bianchi e la cogenerazione ad alto rendimento.

3.2.3.1 Certificati bianchi e mercato dell'efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica è stato introdotto per la prima volta in Italia con i decreti emanati il 24 aprile 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'agricoltura di concerto con il Ministro dell'ambiente, poi aggiornati con i D.M. 20 luglio 2004.

L'elemento saliente del sistema introdotto è la creazione di fatto di un mercato correlato di titoli (Titoli di Efficienza Energetica – TEE, c.d. certificati bianchi) in cui soggetti obbligati da specifici obiettivi annuali (distributori di energia elettrica e gas) e soggetti volontari (ESCO e società con obbligo di nomina di energy manager) si scambiano certificati attestanti risparmio energetico ottenuto attraverso la realizzazione di interventi. In sostanza i distributori di energia elettrica e gas sono chiamati ogni anno a dimostrare di aver ottenuto un risparmio energetico di energia primaria pari a quanto imposto loro per legge; per adempiere a tale obbligo possono agire mediante azioni dirette, sia tramite società controllate, ovvero attraverso "società terze operanti nel settore dei servizi energetici". In alternativa alla realizzazione di progetti, i soggetti obbligati possono scegliere di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando da terzi, in tutto o in parte, certificati denominati "titoli di efficienza energetica" attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri operatori (nel seguito definiti come "soggetti volontari"): altri distributori, società controllate dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale, società terze operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili.

Si crea quindi un mercato con domanda ed offerta, con la finalità di ottenere il raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio prefissati con il minimo costo marginale per la collettività. Scopo indiretto del meccanismo è anche la promozione e lo sviluppo del mercato dei servizi energetici che grazie anche alla remunerazione degli interventi data dal controvalore economico dei titoli di efficienza energetica possono migliorare il tempo di ritorno e il tasso interno di rendimento degli interventi che effettuano.

Con la deliberazione 18 settembre 2003 n. 103/03 l'AEEG ha definito le "società di servizi energetici": "le società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che alla data di avvio del progetto hanno come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi di risparmio energetico". La scelta dell'Autorità di prevedere questo tipo di requisiti per le "società di servizi energetici" deriva dall'obiettivo di consentire l'accesso al meccanismo di un ampio numero di soggetti e, per questa via, di promuovere lo sviluppo di un'offerta di titoli di efficienza energetica adeguata al soddisfacimento della domanda determinata dagli obiettivi di risparmio energetico definiti dai decreti ministeriali. Il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha successivamente esteso questo gruppo di soggetti volontari, prevedendo la possibilità di accesso al rilascio dei titoli di efficienza energetica anche per i soggetti di cui all'articolo 19, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n.10, cioè gli enti pubblici o privati che abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (c.d. energy manager).

L'ambito degli interventi considerati "tipicamente" ammissibili dai DM 20/07/2004 è estremamente vasto e abbraccia molti settori di utilizzo, con diversi gradi di dettaglio.

Quest'ultimi si estendono oltre che in generale all'applicazione di cogenerazione e trigenerazione, ai più diversi interventi di risparmio energetico nel settore industriale (recupero di calore, installazione di inverter e motori ad alta efficienza, interventi di regolazione), terziario (in questo caso in relazione all'illuminazione e alla climatizzazione degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria in particolare negli edifici sede di attività sportive) e residenziale.

L'AEEG ha definito le linee guida per il riconoscimento dei risparmi energetici (Delibera 09/11). Tre sono le tipologie di progetti possibili in funzione della metodologia di valutazione:

- il metodo di valutazione standardizzata, che consente di definire a priori il risparmio ottenibile per ogni unità fisica di riferimento installata (ad esempio: frigorifero, lampada, caldaia ad alta efficienza, metro quadro di vetro doppio o di parete isolata), senza necessità di misurazione dei consumi energetici prima e dopo l'intervento;
- il metodo di valutazione analitica, che consente di quantificare il risparmio energetico conseguibile da un intervento sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misurazione diretta di un numero limitato di parametri di funzionamento;
- il metodo di valutazione a consuntivo, che consente di quantificare il risparmio attraverso il confronto dei consumi misurati prima e dopo l'intervento in base a un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto e approvato dall'Autorità, i cui contenuti e requisiti minimi sono indicati nelle Linee guida e in una apposita "scheda tipo".

I metodi di valutazione standardizzata e analitica vengono adottati dall'AEEG, a valle della consultazione di tutti i soggetti interessati, attraverso la pubblicazione di procedure di calcolo semplificate (cosiddette "schede tecniche", 59 sono quelle approvate al momento in cui si scrive).

In funzione delle tipologie di progetto è necessario raggiungere una soglia minima per poter accedere all'ottenimento dei titoli stessi; per le ESCO tali soglie sono:

- 20 tep/anno per progetti standardizzati (ottenibile attraverso anche l'accorpamento di diversi progetti);
- 40 tep/anno per progetti analitici;
- 60 tep/anno per progetti a consuntivo.

Le soglie sopra indicate sono indubbiamente significative a dimostrare come soltanto società strutturate possano accedere al meccanismo e a livello industriale solo interventi molto importanti possano ottenere la qualifica per l'accesso all'ottenimento di TEE.

La durata convenzionale degli interventi di risparmio energetico (quindi il periodo in cui è possibile godere dell'attribuzione dei TEE per il risparmio energetico conseguito) è di base pari a 5 anni, con poche eccezioni stabilite da appositi provvedimenti. In particolare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento possono usufruire di una durata estesa a 10 anni (legge 99/09). In base ai valori di "vita utile" (es:5 anni) e di "vita tecnica" (es: 15 anni) è definito inoltre un coefficiente di durabilità ("TAU", pari a 2,65 con i dati di esempio) moltiplicatore del risparmio annuo di energia primaria (nell'esempio in questione, il "risparmio netto integrale" incentivato, nei primi 5 anni, sarà quello annuo moltiplicato per 2,65).

In merito ai Certificati Bianchi, il Decreto Romani introduce alcune modifiche, decretando il passaggio dall'AEEG al GSE della gestione del meccanismo e in particolare viene imposta l'approvazione di 15 nuove schede tecniche e l'aggiornamento della durata dell'incentivazione in funzione alla vita utile degli interventi nonché il prolungamento del meccanismo.

Il meccanismo è stato prorogato e riformato con Decreto del 28/12/2012: Con il Dm Sviluppo economico, entrato in vigore il 3 gennaio 2013, sono stati definiti gli obiettivi di risparmio energetico per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni 2013-2016 e un'ulteriore revisione del meccanismo volta a un suo potenziamento.

Il Dm ha, inoltre, previsto che, entro il 2 luglio del 2013, con decreto del Ministro dello sviluppo economico "si provvede all'adeguamento, rispetto a quanto previsto dal decreto legislativo n. 28/2011, delle linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei

progetti e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei certificati bianchi. L'adeguamento delle linee guida è effettuato con il supporto dell'Enea e di Rse e previo svolgimento, da parte degli stessi Ministeri, di una consultazione pubblica e diventa operativo nei termini stabiliti dal decreto di adozione dell'adeguamento e, comunque, non prima del 1° gennaio 2014. A decorrere dalla medesima data del 1° gennaio 2014, hanno accesso al sistema dei certificati bianchi esclusivamente progetti ancora da realizzarsi o in corso di realizzazione. Fino all'entrata in vigore del decreto di approvazione dell'adeguamento, sono applicabili, ai fini dell'attuazione del presente decreto le linee guida approvate con la delibera EEN 09/11 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 27 ottobre 2011, nelle parti non incompatibili con il presente decreto".

3.2.3.2 Cogenerazione ad alto rendimento e trigenerazione

La cogenerazione è allo stato attuale una delle tecnologie più efficienti per un uso razionale dell'energia; essa permette, infatti, di produrre contemporaneamente energia elettrica e calore sfruttando in maniera ottimale l'energia primaria contenuta nel combustibile.

In virtù di questa peculiarità, il Parlamento Europeo ha riconosciuto l'importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e ha incluso tra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorire la diffusione progressiva di un'efficace produzione combinata di energia elettrica e calore.

In questo contesto si inserisce il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 che recepisce la direttiva 2004/8/CE in materia di promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

Il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (art. 2, comma 8) ha definito la cogenerazione (ai fini dell'applicazione dei benefici previsti dal medesimo decreto – si veda il successivo paragrafo 3.5) come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito l'Autorità).

Con la Deliberazione n. 42/02, l'Autorità ha definito la cogenerazione, agli effetti dei benefici previsti dalla normativa vigente, come un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe considerate energie utili, realizzato da una sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia e con riferimento a ciascun anno solare, presenta un Indice di Risparmio Energetico (IRE) ed il suo Limite Termico (LT) superiori a valori limite, fissati nella Deliberazione stessa e soggetti ad aggiornamenti periodici.

L'indice IRE esprime il risparmio percentuale di energia primaria conseguito da una sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica durante un anno solare. Il risparmio è valutato rispetto a due ipotetici impianti, entrambi "sostituiti" dalla sezione in esame: l'uno è in grado di produrre esclusivamente energia elettrica, l'altro soltanto energia termica. Il combustibile totale che tali due impianti avrebbero consumato è confrontato, a parità di produzione, con quello effettivamente utilizzato nell'impianto in esame. L'IRE tiene conto, tra l'altro, dell'eventuale risparmio che l'impianto realizza evitando, in tutto o in parte, le perdite dovute alla trasformazione ed al trasporto dell'energia elettrica prodotta. A ciò provvede un coefficiente p che dipende dalla tensione di connessione alla rete elettrica pubblica.

L'indice LT, invece, esprime l'incidenza percentuale dell'energia termica utile prodotta annualmente rispetto alla totale produzione di energia elettrica e calore. Anche per tale parametro, la Deliberazione n. 42/02 stabilisce un valore minimo.

Le due relazioni che devono essere contemporaneamente soddisfatte in un dato anno sono riportate nella Delibera AEEG 42/02.

Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 attua la direttiva 2004/8/CE prevedendo che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di cogenerazione ad alto rendimento corrisponda alla cogenerazione di cui alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la sopra richiamata Deliberazione n. 42/02.

A decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, integrato con il DM 04/08/2011, che definisce il concetto di "CAR" (Cogenerazione ad Alto Rendimento).

Con il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 è introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (GOc).

La GOc è la certificazione rilasciata all'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da cogenerazione ad alto rendimento.

I benefici previsti dalla normativa vigente per la Cogenerazione ad Alto Rendimento sono:

- l'accesso al regime di sostegno dei certificati bianchi previsto ai sensi del DM 5 settembre 2011;
- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh;
- (art. 11, commi 1, 2 e 3 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione (Decreto Legislativo n. 504/95 aggiornato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26);
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale fino a 200 kW (Deliberazione dell'Autorità del 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 e s.m.i.);
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche per la connessione semplificate, come definite dall'Autorità con la Deliberazione n. ARG/elt 99/08;
- procedure amministrative semplificate per l'autorizzazione alla costruzione e alla gestione degli impianti di cogenerazione, con particolare riferimento alle unità di piccola e di micro-cogenerazione (legge 23/07/2009, n. 99).

Impianti di potenza inferiore a 10 MW possono inoltre usufruire delle semplificazioni relative al ritiro dedicato dell'energia elettrica prodotta in eccedenza all'autoconsumo (Del. AEEG 280/07 e s.m.i.) sulla falsa riga di quanto avviene per gli impianti di produzione energia elettrica alimentati da fonte rinnovabile anche se con alcune semplificazioni ed agevolazioni

in meno (in particolare non sono previste tariffe minime garantite per impianti con potenza al di sotto di 1 MW).

La realizzazione di impianti di cogenerazione non può prescindere naturalmente in fase autorizzativa dal rispetto delle normative nazionali e locali in tema di emissioni in atmosfera. In particolare sono esclusi dall'autorizzazione alle emissioni prevista dal art. 269, comma 1 del d.lgs 152/2006, secondo quanto disposto dai commi 14 e 16 dello stesso articolo (fanno riferimento alla potenza termica nominale e non alla potenza elettrica):

- gli impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni a cogenerazione, di potenza termica nominale inferiore a 1 MW, alimentati a biomasse di cui all'allegato X alla Parte Quinta del d.lgs 152/2006;
- i gruppi elettrogeni di cogenerazione alimentati a metano o a GPL, di potenza termica nominale inferiore a 3 MW;
- i gruppi elettrogeni di cogenerazione alimentati a benzina di potenza termica nominale inferiore a 1 MW.

La trigenerazione di fatto non presenta un quadro normative e regolatorio diverso dalla cogenerazione. Dal punto di vista autorizzativo infatti le criticità risiedono nella combustione, elemento caratterizzante la parte cogenerativa dell'impianto. Naturalmente la produzione di energia frigorifera da calore di recupero ha accesso ai certificati bianchi.

In tema di cogenerazione (o trigenerazione) alimentata da fonti rinnovabili le autorizzazioni sono disciplinate dalle stesse normative previste per gli impianti per sola produzione di energia elettrica. In particolare è importante sottolineare come le Linee Guida per l'Autorizzazione Unica prevedano l'applicazione della D.I.A. (che sarà sostituita dalla Procedura Abilitativa Semplificata come previsto dal Decreto Romani) per gli impianti in assetto cogenerativo alimentati da biomasse, biogas, gas da discarica, gas generati dai processi di depurazione di potenza elettrica non superiore a 1 MWe ovvero potenza termica non superiore a 3 MWt.

3.2.3.3 Certificati Bianchi per Cogenerazione ad Alto Rendimento

Con il D.M. 05/11/2011 "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento", è stato introdotto un sistema specifico di incentivazione per la CAR attraverso l'erogazione di Certificati Bianchi ("Certificati Bianchi CAR"), collegati comunque alla valorizzazione dei Titoli di Efficienza Energetica ("Certificati Bianchi Classici").

In particolare sono previsti incentivi, erogati dal GSE anche direttamente al produttore, in base all'energia primaria risparmiata producendo energia elettrica e calore in regime di CAR rispetto alla produzione separata tradizionale delle stesse quantità di energia.

L'incentivo è erogato per 10 anni dall'entrata in esercizio (15 anni per impianti abbinati a teleriscaldamento).

3.2.3.4 Teleriscaldamento e teleraffrescamento

La realizzazione di centrali di produzione di energia termica o frigorifera e delle relative reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento, rappresenta una soluzione tecnologica che può assicurare un'elevata efficienza energetica.

La centrale di teleriscaldamento può essere realizzata con impianti di cogenerazione, impianti a biomasse, impianti geotermici a media entalpia, con pompe di calore.

Sono previste una serie di semplificazioni ed agevolazioni. Il D.P.R. 59/09 impone la predisposizione in presenza di una rete di teleriscaldamento a distanza inferiore di 1000 m o in presenza di un progetto di rete.

Il Decreto Romani in proposito introduce alcune importanti novità, che dovranno essere oggetto di un apposito futuro decreto ministeriale:

- le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate ad ogni effetto, esclusa la disciplina dell'imposta sul valore aggiunto, alle opere di urbanizzazione primaria di cui all'articolo 16, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380;
- in sede di pianificazione e progettazione, anche finalizzate a ristrutturazioni di aree residenziali, industriali o commerciali, nonché di strade, fognature, reti idriche, reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas e reti per le telecomunicazioni, i Comuni verificano la disponibilità di soggetti terzi a integrare apparecchiature e sistemi di produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili e di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, anche alimentate da fonti non rinnovabili;
- al fine di valorizzare le ricadute dell'azione di pianificazione e verifica di cui al comma 2, i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti definiscono, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti a incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. I Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti possono definire i Piani di cui al periodo precedente, anche in forma associata, avvalendosi dell'azione di coordinamento esercitata dalle Province;
- viene istituito presso la Cassa conguglio per il settore elettrico un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, pari a 0,05 c€/Sm³, posto a carico dei clienti finali.

Anche le centrali di teleriscaldamento e teleraffrescamento sono ammesse al meccanismo dei titoli di efficienza energetica. Esiste inoltre dal 1999 un credito d'imposta previsto per gli utenti che si allacciano alle reti di teleriscaldamento alimentate da fonte geotermica diretta o da biomasse.

3.2.3.5 D.M. 28/12/2012: Conto Termico

Sempre nell'ambito relativo all'efficienza energetica, viene varato il presente Decreto Ministeriale. Nell'ottica del legislatore c'è l'attuazione al regime di sostegno introdotto con il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 per l'incentivazione degli interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Gli interventi incentivabili si riferiscono sia all'efficientamento dell'involucro di edifici esistenti, sia alla sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza, sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili (pompe di calore, stufe, camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinato a tecnologia di solar cooling per la produzione di freddo). Abbinato a determinate condizioni vengono incentivati anche attività di Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica. I soggetti ammessi sono: Amministrazioni pubbliche; soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario. Gli interventi incentivabili sono: interventi di incremento di efficienza energetica (solo amministrazioni pubbliche); interventi di piccole dimensioni relativi

a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistema ad alta efficienza.

3.2.3.6 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

L'esistenza, sul territorio nazionale, di concessioni rilasciate solo ad alcuni soggetti (es: ENEL distribuzione) per la distribuzione e trasmissione di energia elettrica, e l'applicazione, in bolletta elettrica, di componenti tariffarie legate agli oneri generali di sistema (componenti A+UC) che vanno a finanziare attività diverse dal sistema elettrico, ha costretto il legislatore a porre dei limiti regolatori in merito all'autoproduzione e autoconsumo di energia elettrica.

In particolare i punti di discussione riguardano:

- configurazioni realizzabili per l'autoproduzione (es: unica unità di consumo + unico produttore nel medesimo sito);
- applicazione degli oneri generali di sistema anche all'energia autoconsumata, e non solo su quella acquistata.

Il primo tema è legato al rispetto dei soggetti che detengono le concessioni, il secondo al finanziamento di alcune voci di bilancio statali, compreso il finanziamento alle fonti rinnovabili (aumentando l'autoproduzione esente da oneri, sta diminuendo la base imponibile che alimenta tali voci bilancio).

Il quadro legislativo e regolatorio, attualmente in evoluzione, è rappresentato da:

- D.L. 115/08 c.m. da D.L. 56/10: esclude che l'attività di cessione di energia elettrica da parte di un produttore a un unico cliente nello stesso sito si configuri come "vendita" di energia elettrica soggetta a concessione;
- Legge 99/09: definisce le Reti Interne di Utente "RIU";
- D.M. 10/12/2010: introduce i sistemi efficienti di utenza "SEU" (Sistemi Efficienti di Utente) prevedendone anche agevolazioni tariffarie;
- D.L. 91/2011: introduce le reti private;
- Sentenza TAR Lazio del 13/07/2012: chiarisce i termini del D.M. 10/12/2010;
- Delibera AEEGSI 578/2013/E/ee: approfondisce le definizioni del D.M. 10/12/2010 in particolare per le tipologie di SEU;
- D.L. 91/2014 varia la distribuzione degli oneri tariffari fra le diverse categorie di consumatori e autoproduttori elettrici, riducendo l'agevolazione per RIU, SEU e equiparati (prevede che anche essi paghino il 5% degli oneri generali di sistema sull'energia autoconsumata).

Per quanto riguarda le configurazioni impiantistiche di autoproduzione, viene previsto sostanzialmente che, da 31/12/2013, possano essere realizzati solo SEU, definiti come segue:

- SEU (Sistemi Efficienti di Utente): sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento (CAR) gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo "UC" di un solo cliente finale, e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

L'unità di consumo è definita come:

- UC: insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa coincide con la singola unità immobiliare o con l'insieme costituito dall'unità immobiliare e dalle sue relative pertinenze. Il predetto insieme può anche coincidere con un insieme di unità immobiliari a condizione che ricorrano entrambe le seguenti condizioni: sono unità immobiliari localizzate su particelle catastali contigue in un unico sito produttivo e nella piena disponibilità della medesima persona giuridica; sono unità immobiliari utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate in via esclusiva alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Se ne deduce che, in un medesimo sito (con unico collegamento alla rete pubblica):

- non possano coesistere più produttori (es: proprietario del sito con gestione del proprio impianto fotovoltaico, e E.S.C.O. con gestione del proprio impianto di cogenerazione);
- il produttore, in un certo sito, non possa alimentare più unità di consumo (es: appartamenti di un condominio o unità commerciali di un centro commerciale).

Tra le ultime novità vi è il D.L. 91/2014 che prevede, nel caso dei sistemi efficienti di utenza, l'applicazione del 5% degli oneri di sistema (prima pagati solo sull'energia acquistata dalla rete pubblica) anche sugli autoconsumi, riducendo dunque le agevolazioni. Sui sistemi di autoproduzione esistenti non ricadenti nei SEU (o nei sistemi assimilati a questi), l'applicazione degli oneri di sistema sarà totale su tutti gli autoconsumi.

3.3 RIFERIMENTI NORMATIVI REGIONALI

La normativa della Regione Veneto in tema di energia si rifà di fatto a quanto previsto a livello nazionale descritto nel paragrafo precedente.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica in edilizia il Veneto è una delle Regioni che al momento non ha recepito con propri provvedimenti legislativi la Direttiva EPDB, pertanto il riferimento sono a tutti gli effetti le normative nazionali, pertanto dall'insieme coordinato di D.lgs 192-311, D.P.R. 59/2009 e D.Lgs. 28/2011; la certificazione energetica invece deve essere redatta, sia per i nuovi edifici sia per gli esistenti, secondo le modalità e nei casi previsti dalle Linee Guida Nazionali per la Certificazione Energetica Degli Edifici (D.M. 26 giugno 2009).

Per quanto riguarda invece le fonti rinnovabili, anche in questo caso il quadro normativo di fatto non differisce da quello nazionale in tema di sostegno ed incentivazione. Per quanto riguarda le autorizzazioni per la realizzazione di impianti da fonte rinnovabile, la disciplina è regolata da una serie di Leggi Regionali che tuttavia sono state superate dalla pubblicazione e dalla successiva entrata in vigore delle Linee Guida Nazionali per l'Autorizzazione Unica. Anche in questo caso il recepimento di tali Linee Guida a livello regionale non è avvenuto nei termini previsti portando automaticamente all'entrata in vigore della normativa nazionale.

Relativamente all'incentivazione e la promozione dell'efficienza energetica e della diffusione delle fonti rinnovabili, è possibile individuare alcuni provvedimenti:

- Legge regionale 9 marzo 2007, n. 4 (BUR n. 25/2007) "Iniziativa ed interventi regionali a favore dell'edilizia sostenibile" e le successive Delibere di Giunta Regionale che hanno definito le Linee Guida per l'edilizia sostenibile (fra cui si cita la più recente Delibera Regione Veneto n. 2063 del 7 luglio 2009: "Aggiornamento e semplificazione

operativa delle linee guida in materia di edilizia sostenibile e definizione delle modalità di attuazione dell'intervento finanziario della Regione (articoli 2, 4 e 6 della L.R. 4/2007). Adozione del provvedimento C.R. 69 del 19 maggio 2009") che hanno definito i criteri di accesso a specifici incentivi per la diffusione dei criteri di edilizia sostenibile nella realizzazione di nuovi edifici e nelle ristrutturazioni. Si tratta di fatto dell'applicazione dei principi introdotti dal Protocollo Ambientale ITACA; si prevede l'assegnazione di un punteggio in funzione di diversi criteri. L'attuazione del Piano Casa da parte della Regione ha definito l'assegnazione di premi volumetrici per le demolizioni e ricostruzioni che consentono il raggiungimento di un determinato punteggio nella valutazione proposta ispirata appunto al Protocollo ITACA.

- finanziamenti agevolati POR CRO FESR (2007-2013): Programma Obiettivo Competitività Regionale e Occupazione, finanziato dall'Unione Europea, dallo Stato Italiano e dalla Regione del Veneto, si propone di rafforzare le competitività, le attrattive e l'occupazione nel territorio regionale. Per l'energia sono definite apposite azioni:
 - Azione 2.1.1: Incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili;
 - Azione 2.1.2: Interventi di riqualificazione energetica dei sistemi urbani: teleriscaldamento e miglioramento energetico di edifici pubblici;
 - Azione 2.1.3: Fondo di Rotazione per investimenti finalizzati al contenimento dei consumi energetici;
- provvedimenti di finanziamento nell'ambito del P.S.R. (Piano Sviluppo Rurale) 2007-2013 finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili in agricoltura; due sono le azioni principali:
 - **competitività:** nel contesto dell'ammodernamento delle aziende agricole (Misura 121) sono stati già assegnati con il primo bando 360 mila euro per la produzione di biogas da rifiuti organici. Nell'ottica dell'accrescimento del valore aggiunto dei prodotti agricoli (Misura 123), sono previsti anche investimenti diretti alla protezione dell'ambiente e al risparmio energetico. Gli interventi possibili vanno dal riutilizzo dei sottoprodotti di lavorazione, all'utilizzo di fonti di energia rinnovabile prodotta e reimpiegata in azienda;
 - **diversificazione:** per quanto riguarda la diversificazione in attività non agricole (Misura 311) sono state assegnate nel primo bando risorse per 1 milione e 980 mila euro. In questo caso, l'operazione finanziata è la produzione di energia rinnovabile da biomasse agricole e forestali. Nel contesto della creazione di nuove imprese (Misura 312), invece, esiste un'azione appositamente pensata per la costituzione e l'ammodernamento di micro-imprese orientate allo sfruttamento delle energie rinnovabili. Mentre, fra le azioni dedicate ai servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale (Misura 321), si segnala quella prevista per la realizzazione di impianti per la produzione dell'energia da biomasse.

L'articolo 4 prevede che "non possono essere rilasciate autorizzazioni alla realizzazione ed all'esercizio di impianti fotovoltaici a terra in area agricola di potenza di picco superiore a 200 kWp, di impianti di produzione di energia alimentati da biomassa di potenza elettrica superiore a 500 kWe, nonché di quelli alimentati a biogas e bioliquidi di potenza elettrica superiore a 1.000 kWe."

Il blocco ai nuovi impianti viene "motivato" con l'assenza del decreto sul burden sharing (di competenza statale) nonché del Piano energetico regionale, atteso per fine 2011. Nelle more

dell'emanazione del decreto e/o dell'approvazione del Piano energetico, è previsto comunque che la moratoria per i nuovi impianti non potrà valere oltre il 31 dicembre 2011.

Tale moratoria è stata impugnata dal Governo in quanto ritenuta incostituzionale.

Per quanto riguarda le applicazioni in pompa di calore da fonte geotermica, la legislazione Regionale prevede procedure autorizzative sia per gli impianti a circuito chiuso che per quelli a circuito aperto. Per gli impianti a circuito aperto vi è un doppio procedimento: per la realizzazione del pozzo di prelievo la competenza è infatti del Genio Civile, per lo scarico la valutazione sotto il profilo qualitativo ed in ogni caso qualora la reimmissione avvenga in falda è di competenza Provinciale (nell'ambito delle competenze in tema di tutela dell'acque).

Per gli impianti a circuito chiuso invece il P.T.A. (Piano Tutela Acque) prevede che la realizzazione sia autorizzata dalle Province; solo la Provincia di Treviso ha emanato un apposito regolamento, mentre è noto che Provincia di Padova e Provincia di Venezia pur non avendo pubblicato un apposito regolamento applicano procedure definite.

Successivamente saranno approfondite le tematiche relative all'autorizzazione di impianti geotermici e idrotermici nel sito specifico oggetto d'intervento.

Per quanto riguarda infine l'illuminazione esterna e l'inquinamento luminoso, la Regione Veneto è stata la prima in Italia ad emanare una legge specifica in materia, la Legge Regionale 27 giugno 1997, n. 22 "Norme per la prevenzione dell'inquinamento luminoso", che prescriveva misure per la prevenzione dell'inquinamento luminoso sul territorio regionale, al fine di tutelare e migliorare l'ambiente in cui viviamo.

Ora tale legge è superata dalla nuova Legge Regionale del Veneto N. 17 del 7 agosto 2009: "Nuove norme per il contenimento dell'inquinamento luminoso, il risparmio energetico nell'illuminazione per esterni e per la tutela dell'ambiente e dell'attività svolta dagli osservatori astronomici".

La legge n. 17/2009 ha come finalità:

- la riduzione dell'inquinamento luminoso e ottico in tutto il territorio regionale;
- la riduzione dei consumi energetici da esso derivanti;
- l'uniformità dei criteri di progettazione per il miglioramento della qualità luminosa degli impianti per la sicurezza della circolazione stradale;
- la protezione dall'inquinamento luminoso dell'attività di ricerca scientifica e divulgativa svolta dagli osservatori astronomici;
- la protezione dall'inquinamento luminoso dei beni paesistici;
- la salvaguardia della visione del cielo stellato;
- la diffusione al pubblico della tematica e la formazione di tecnici competenti in materia.

La legge ha come oggetto gli impianti di illuminazione pubblici e privati presenti in tutto il territorio regionale, sia in termini di adeguamento di impianti esistenti sia in termini di progettazione e realizzazione di nuovi.

La Legge Regionale n. 17/2009 riprende i criteri tecnici generali sopraesposti stabilendo i requisiti che ogni nuovo impianto di illuminazione deve avere:

- emissione fra 0 e 0.49 candele (cd) per 1.000 lumen di flusso luminoso totale emesso a novanta gradi ed oltre;
- utilizzo di lampade ad alta efficienza luminosa;

- utilizzo dei livelli minimi di luminanza e di illuminamento previsti dalle norme tecniche specifiche;
- utilizzo di riduttori che riducano il flusso almeno del 30 % entro le ore 24.

Inoltre per l'illuminazione stradale si devono osservare le seguenti prescrizioni:

- apparecchi con rendimento superiore al sessanta per cento;
- rapporto interdistanza – altezza maggiore di 3,7;
- massimizzazione dell'utilanza.

Sono previste deroghe tra l'altro per l'illuminazione di impianti sportivi da oltre 5000 spettatori e per gli edifici di interesse storico architettonico e monumentale.

La norma prevede, seguendo la linea tracciata dalla vecchia Legge Regionale, l'individuazione di fasce di rispetto di 25 chilometri di raggio per gli osservatori professionali, di 10 chilometri di raggio per gli osservatori non professionali e per i siti di osservazione e per l'intera estensione delle aree naturali protette, che coinvolgono complessivamente all'incirca un terzo dei comuni della regione.

All'interno di tali fasce di rispetto l'adeguamento degli impianti esistenti sia pubblici che privati deve avvenire entro due anni dalla pubblicazione della legge, mentre le tempistiche di adeguamento al di fuori delle aree protette risultano più lunghe.

Per quanto riguarda i nuovi impianti è obbligatorio il progetto illuminotecnico o la dichiarazione di conformità nel caso di impianti di modesta entità o temporanei (ben identificati dalla legge).

4 QUADRO POLITICHE ENERGETICHE

4.1 POLITICHE ENERGETICHE NAZIONALI

La politica energetica nazionale, come chiaramente apparso dall'analisi del quadro normativo presentata nel paragrafo precedente, è fortemente condizionata dalle politiche europee in tema energetico, espresse attraverso le diverse Direttive analizzate.

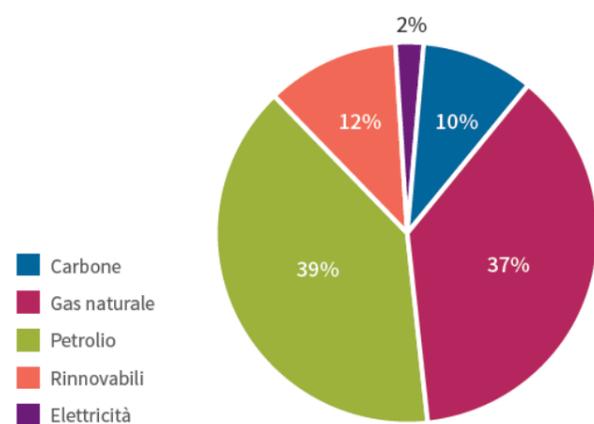
E' importante segnalare come sia oggi assente un Piano Energetico Nazionale aggiornato e che le decisioni strategiche sul particolare tema di produzione di energia elettrica, sono state oggetto di profonda revisione, con la decisione di abbandonare il previsto ritorno al nucleare in ragione dei gravi fatti verificatisi in occasione del sisma in Giappone nella centrale di Fukushima.

La politica energetica è quindi indirettamente definita dai provvedimenti legislativi in tema di rinnovabili, di efficienza energetica negli usi finali, di mercato elettrico e mercato gas.

Essendo poi l'energia successivamente alla riforma del Titolo V della Costituzione competenza concorrente fra Stato e Regioni, di fatto esistono atti di indirizzo a livello nazionale definiti nel dettaglio (almeno teoricamente) a livello Regionale.

Il Rapporto Energia Ambiente Enea, ultimo pubblicato, con riferimento all'anno 2013, fornisce alcuni dati di inquadramento generale. La domanda di energia primaria, nel 2011, si è attestata sui 173 milioni di tonnellate di petrolio (Mtep): il dato scaturisce da una contrazione significativa dell'apporto delle fonti fossili, a fronte della crescita delle rinnovabili (+10%) e delle importazioni di energia elettrica (+4%). La caduta della domanda di energia primaria, rispetto ai valori del 2010 (-1,5%) interviene dopo un anno in cui sembrava superata la fase peggiore della crisi.

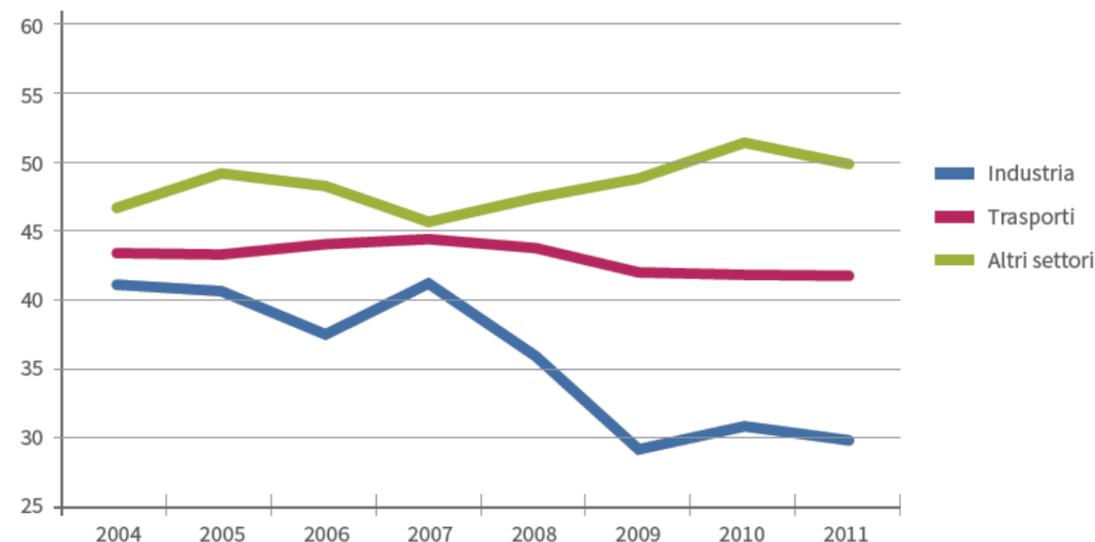
La composizione percentuale della domanda per fonte, conferma la specificità italiana, nel confronto con la media dei 27 Paesi dell'Unione Europea, relativamente al maggior ricorso a petrolio e gas, all'import strutturale di elettricità, al ridotto contributo dei combustibili solidi (10% dei consumi primari di energia) e al mancato ricorso alla fonte nucleare (Figura di seguito).



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

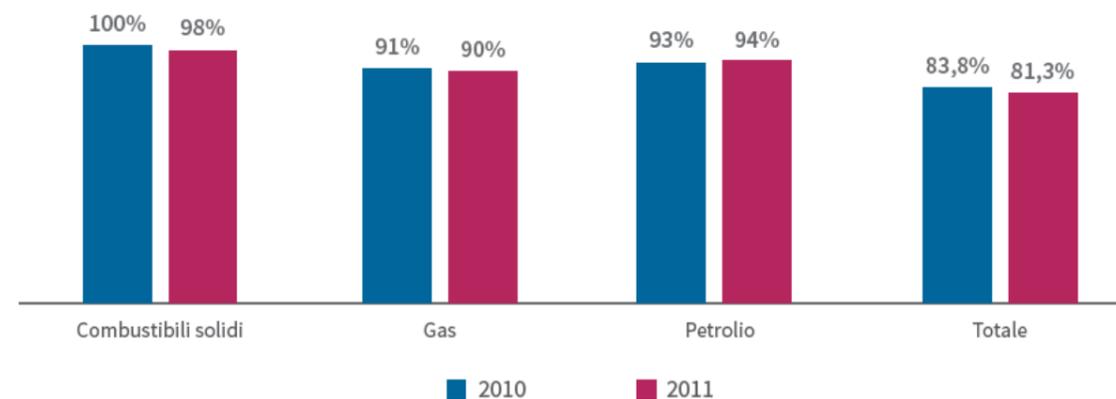
I consumi finali di energia hanno subito una contrazione del 2% rispetto al 2010 attestandosi sui 122 Mtep circa. Uno sguardo ai consumi energetici nei settori di uso finale dell'energia evidenzia, rispetto all'anno 2010: una modesta contrazione dei consumi dell'industria e dei settori del commercio, p.a., una del 3% nel residenziale (Altri settori, nella classificazione Eurostat) e la sostanziale invarianza del settore dei trasporti (+0,20%).

Il grafico seguente mostra i consumi finali di energia per settore in Italia. Anni 2004-2011 (Mtep).



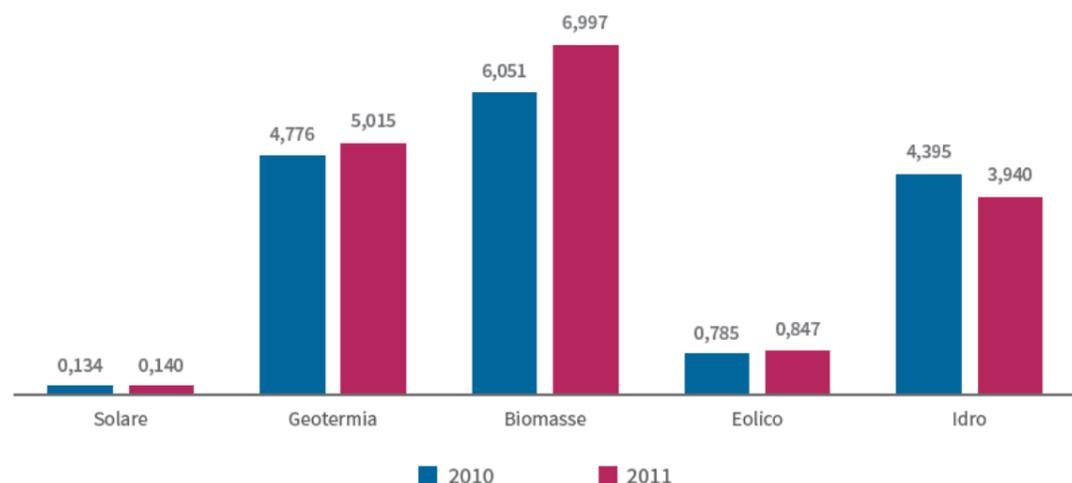
Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

La dipendenza del sistema energetico nazionale dall'estero, è pari, nel 2011, all'85% (UE-27, circa il 54%); diminuisce ulteriormente rispetto al 2010, confermando un trend di riduzione iniziato nel 2006 (anno in cui toccò l'87%). La figura seguente illustra la dipendenza energetica, totale per fonte, dell'Italia (anni 2010-2011). Si evidenzia: una diminuzione del 2% della dipendenza dall'estero per i combustibili solidi, dell'1% del gas, dell'1% in trend inverso per il petrolio, a causa della riduzione della produzione nazionale. La dipendenza energetica totale include anche le importazioni elettriche.



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

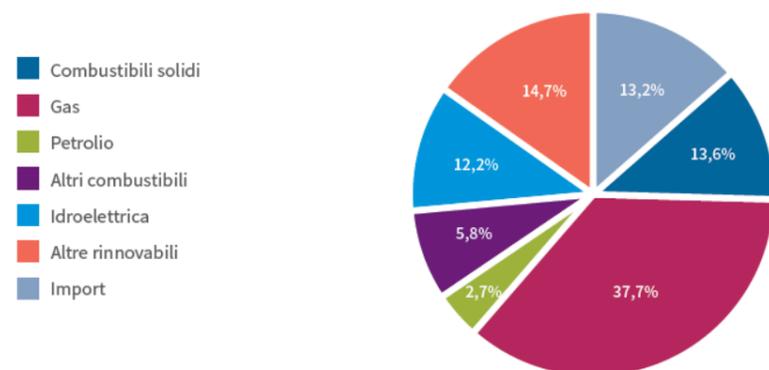
Nel 2011 la produzione di energia da FER in Italia è in aumento del 10%, raggiungendo la quota di 17.869 ktep, rispetto all'anno precedente. Le fonti non tradizionali come fotovoltaico, eolico, rifiuti e biomasse presentano incrementi percentuali più significativi e incidono per una quota pari al 45% del totale (43% nel 2010). A tal proposito la figura seguente illustra quanto detto: produzione di energia da FER, Italia, anni 2010-2011 in Mtep (i coefficienti usati per la valorizzazione delle varie fonti in termini di energia primaria, secondo le convenzioni usate da Eurostat e dal MSE, sono diversi a seconda dell'efficienza di trasformazione ipotizzata. Essa è pari al 100% per l'idroelettrico, ma molto più bassa, ad esempio, per la geotermia).



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

In relazione alla produzione di energia elettrica, relativamente al 2012 la produzione lorda diminuisce del 2,1%, pari a circa 299, TWh, l'import scende del 4,4% e l'export sale del 28%. La richiesta totale su rete scende dell'1,9% mentre, però, crescono le perdite di rete dello 0,7%. I consumi si abbassano del 2,1% con un calo generalizzato del 6,6% per l'industria, una crescita del 3,4% per il terziario e dell'1% per il domestico. Stabile è invece l'agricoltura.

La figura seguente evidenzia il forte ruolo del gas nella generazione elettrica nazionale (pur in diminuzione dell'11% circa sul 2010) e la significativa quota delle FER (in crescita dell'11,2%).



Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna

Nel mix termoelettrico sale la quota di combustibili solidi (+4,5% sull'anno precedente) e petroliferi (+11%,; in quello delle FER l'incremento della produzione da fotovoltaico (+74,7%) ed eolico (+36%), mentre cala sensibilmente l'apporto dell'idro (-8,2%).

In relazione allo sviluppo delle infrastrutture di rete elettriche, appare indubbiamente fondamentale un programma di sviluppo e ammodernamento. La rete elettrica nazionale (RTN) è caratterizzata da rigidità e problemi di congestione, che causano difficoltà nella gestione dei flussi elettrici. Da sempre si auspica la migrazione dall'attuale modello di rete verso uno a Generazione Distribuita (GD) dell'energia. Le attuali reti elettriche sono basate su poche grandi centrali (alimentate prevalentemente con fonti fossili), che trasportano l'energia prodotta anche a grandi distanze direttamente ai luoghi di consumo.

Questo modello comporta perdite di trasmissione anche considerevoli, con riflessi immediati sul costo finale dell'energia disponibile. Il modello a GD è invece basato su molti sistemi di generazione elettrica di piccola taglia, modulari e prossimi geograficamente ai consumatori finali, con possibilità di essere alimentati da fonti di energia rinnovabile (anche in assetto cogenerativo).

La diffusione della GD a livelli via via crescenti comporterà un radicale ripensamento dei sistemi di progettazione e controllo delle reti con una crescita parallela dello sviluppo e dell'importanza strategica dei sistemi di monitoraggio, controllo e protezione delle stesse reti basate sull'ICT. L'esercizio della rete cambierà in modo radicale, con una transizione dall'attuale sistema "passivo" ad uno più "attivo" ed "intelligente" (Smart Grid), in accordo con quanto previsto dalle Direttive Europee in questo senso.

L'esigenza crescente in tal senso appare già chiara dal 2010 con lo sviluppo elevatissimo del fotovoltaico, che sta però comportando alcune difficoltà pratiche significative ai gestori di rete. Basta pensare che con lo sviluppo di fonti rinnovabili non programmabili, si sono introdotti elementi come la bi-direzionalità, l'aleatorietà e l'intermittenza che mal si conciliano con la struttura passiva delle reti, in particolare con quella delle reti di distribuzione ancora meno evoluta della rete di trasmissione, quindi con annesse ripercussioni sulla loro gestione sicura, efficiente ed affidabile.

In tema di pianificazione energetica, con Decreto interministeriale 8 marzo 2013 viene approvato il documento di Strategia Energetica Nazionale, la cui stesura è stata resa obbligatoria dalla comunicazione della Commissione Europea "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (COM/2011/0112), del marzo 2011.

Sostanzialmente la comunicazione traccia un percorso per raggiungere, in maniera economicamente sostenibile e ricorrendo a misure interne, un percorso di riduzione delle emissioni dei gas serra al 2050, dell'80% rispetto al 1990. L'acquisto di eventuali crediti extraeuropei contribuirebbe, infatti, ad andare oltre, con una riduzione compressiva di emissioni superiore all'80%: Si tratta, dunque, di un processo di "decarbonizzazione" che per essere raggiunto deve passare da tappe intermedie di riduzione: in particolare l'abbattimento del 40% entro il 2030 e del 60% entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990. Ovviamente tutti i settori sono chiamati a contribuire per raggiungere la meta. La tabella di seguito riepiloga il programma di riduzioni per settore, per potersi mantenere nella "Roadmap 2050"

GHG reductions compared to 1990	2005	2030	2050
Total	- 7%	- 40 to - 44%	- 79 to - 82%
Sectors			
Power (CO ₂)	- 7%	- 54 to - 68%	- 93 to - 99%
Industry (CO ₂)	- 20%	- 34 to - 40%	- 83 to - 87%
Transport (including CO ₂ aviation, excluding maritime)	+ 30%	+ 20 to - 9%	- 54 to - 67%
Residential and services (CO ₂)	- 12%	- 37 to - 53%	- 88 to - 91%
Agriculture (non-CO ₂)	- 20%	- 36 to - 37%	- 42 to - 49%
Other non-CO ₂ emissions	- 30%	- 72 to - 73%	- 70 to - 78%

Fonte: "Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" – COM/2011/0112

4.1.1 SEN: Strategia Energetica Nazionale

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con Decreto Interministeriale dell'8 marzo 2013, accoglie indicazioni dell'UE orientate alla sostenibilità e alla creazione di condizioni per andare oltre gli obiettivi fissati per l'Italia al 2020. La SEN è la risposta concreta alla comunicazione dell'UE "Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" del marzo 2011.

Con tale comunicazione l'UE ha delineato un percorso per raggiungere, nel 2050, un livello di riduzione delle emissioni di CO₂ dell'80% rispetto al 1990, garantendo nel contempo la sicurezza energetica e la competitività dell'economia dell'Unione nel suo insieme.

L'obiettivo che la SEN si pone è un rilancio di competitività svolto in modo sostenibile, dato che il settore energetico ha un ruolo fondamentale nella crescita dell'economia del paese, sia come fattore abilitante (avere energia con ridotto impatto ambientale, con elevata qualità del servizio e costi competitivi: un tale mix è una condizione essenziale per lo sviluppo di imprese e famiglie), sia come fattore di crescita. L'obiettivo preposto è dunque una delle sfide più rilevanti per il futuro del nostro Paese. Il Governo ha voluto dunque tracciare delle linee guida chiare, definendo priorità di azioni e programmando e definendo modi e tempi di monitoraggio, aggiornando anche scenari e obiettivi.

La Strategia, traendo ispirazione dalle necessità, si incentra in quattro obiettivi principali:

- ridurre significativamente il gap di costo, allineando i prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020;
- raggiungere e superare gli obiettivi ambientali di "decarbonizzazione" definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto 20-20-20) ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050*;
- continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas e ridurre la dipendenza dall'estero;
- favorire la crescita economia e sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Nel medio e lungo periodo, ovvero per il 2020, il raggiungimento degli obiettivi citati è perseguibile, articolando la strategia in sette priorità con specifiche misure:

- efficienza energetica;
- mercato competitivo del gas-hub sud-europeo;
- sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico;
- ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti;
- produzione sostenibile di idrocarburi nazionale;
- modernizzazione del sistema di *governance* (snellire il sistema decisionale).

In termini di risultati attesi, si stima un beneficio economico importante, in circa 9 Miliardi di €/anno sulle bollette elettriche e del gas (differenza tra 2020 e 2012 con base di costi attuale paria a ~70 Miliardi)

Di seguito la figura illustra le emissioni di CO₂ nello scenario SEN confrontato con un'evoluzione di riferimento e una possibile *Roadmap* di de-carbonizzazione al 2050 per l'Italia (Mt CO₂)



Fonte: MiSE, ENEA

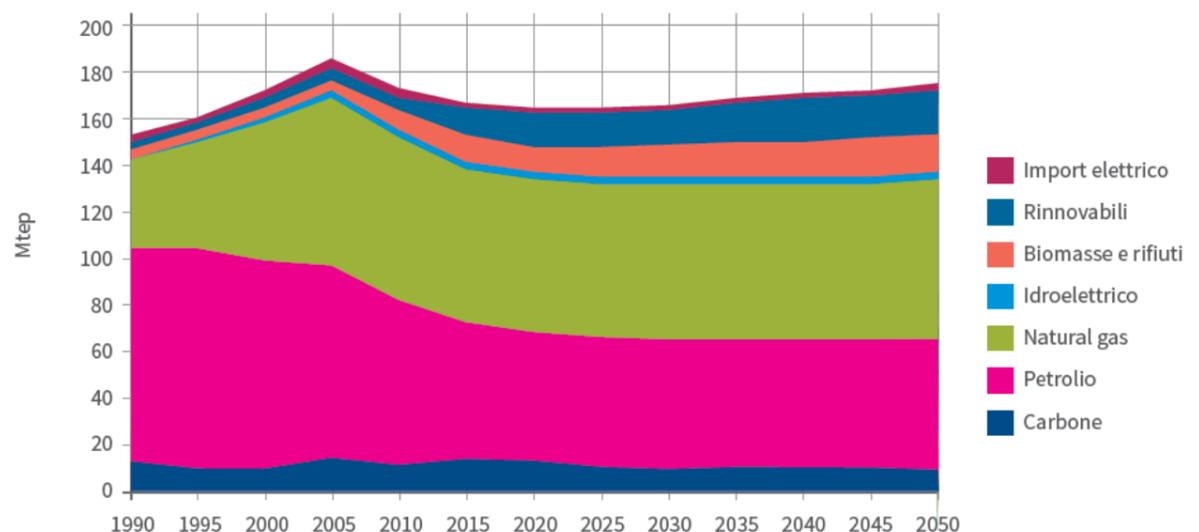
Anche se le azioni intraprese dalla SEN possono contribuire alla riduzioni di emissioni nel 2030 e 2050, esse non saranno sufficienti a permettere all'Italia un abbattimento delle emissioni dell'80% come ipotizzato dalla Energy Roadmap al 2050. Saranno dunque necessari ulteriori sforzi importanti, come cambiamenti sostanziali nella struttura del sistema energetico, negli investimenti in infrastrutture energetiche e nella politica di ricerca sulle nuove tecnologie low-carbon.

ENEA ha voluto condurre uno studio di proiezione degli attuali scenari, al 2050, seguendo due percorsi differenti:

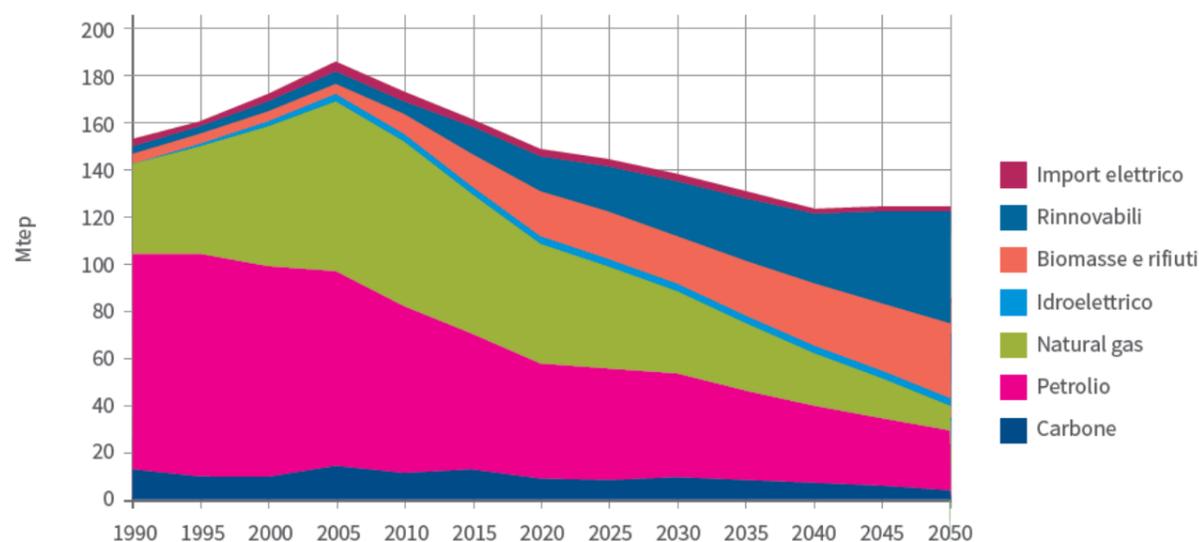
- uno *scenario di riferimento* che proietta l'evoluzione del sistema energetico a partire dalla legislazione vigente e dalle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico; esso descrive uno sviluppo naturale, senza nuove politiche oltre a quelle già implementate, ma accogliendo gli obiettivi europei al 2020, i vincoli per il settore ETS (*Emission Trading Scheme*), i Piani di azione per l'efficienza energetica (PAEE) e per le FER. Tale scenario può essere utilizzato come termine di confronto;
- uno *scenario Roadmap* che, a partire dalle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico, evidenzia le diverse opzioni e traiettorie per il raggiungimento di una "decarbonizzazione" del sistema energetico italiano

intrinsecamente sostenibile, assicurando al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e la competitività.

Di seguito due figure che illustrano: la prima l'evoluzione del mix delle fonti primarie dello scenario di riferimento e la seconda l'evoluzione dello scenario *Roadmap*.



Fonte: elaborazione ENEA



Fonte: elaborazione ENEA

Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'ultimo "Rapporto Energia e Ambiente – scenari e strategie Verso un'Italia Low carbon" di ENEA, anno di pubblicazione 2013.

4.1.2 FER

Le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) hanno prodotto in Italia una quota consistente di energia elettrica. Il grafico riportato al paragrafo precedente si ferma sull'asse temporale del 2011. Il GSE (Gestore dei Servizi Elettrici) nel suo ultimo rapporto statistico redatto a fine 2013 e riportante i dati del 2012, afferma il ruolo importante delle FER all'interno del sistema elettrico nazionale: gli impianti alimentati da fonti rinnovabili rappresentano circa il 37% della potenza complessiva installata in Italia e il 31% della produzione lorda totale. Il numero di impianti FER diffusi sul territorio nazionale continua a crescere arrivando nel 2012 ad una consistenza pari a 484.587, spinto essenzialmente dalla crescita degli impianti fotovoltaici. La potenza installata in Italia nel 2012 è pari a 47.335 MW in crescita rispetto all'anno precedente per installazione di nuovi parchi eolici, di impianti alimentati con bioenergie e soprattutto fotovoltaici.

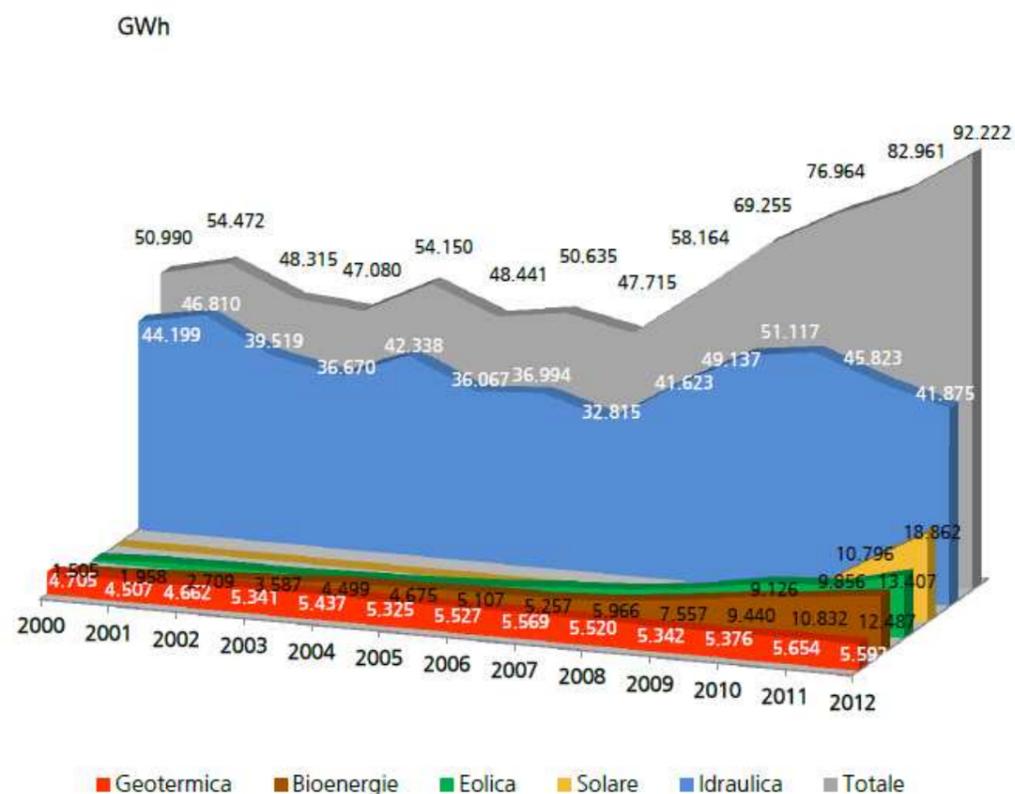
La produzione rinnovabile, grazie al contributo delle nuove installazioni, segna un nuovo record raggiungendo i 92.222 GWh, l'11% in più rispetto al 2011. Di seguito riportata nella tabella la numerosità e potenza degli impianti da fonti rinnovabili in Italia.

	2011		2012		2012 / 2011 Variazione %	
	n°	kW	n°	kW	n°	kW
Idraulica	2.902	18.092.298	2.970	18.231.994	2,3	0,8
0_1	1.858	567.728	1.886	590.796	1,5	4,1
1_10 (MW)	743	2.328.321	781	2.395.871	5,1	2,9
> 10	301	15.196.249	303	15.245.327	0,7	0,3
Eolica	807	6.936.146	1.054	8.119.401	30,6	17,1
Solare	330.196	12.773.407	478.331	16.419.834	44,9	28,5
Geotermica	33	772.000	33	772.000	0,0	0,0
Bioenergie	1.213	2.825.330	2.199	3.801.573	81,3	34,6
Biomasse	170	1.288.502	250	1.432.107	47,1	11,1
- da rifiuti urbani	71	827.504	71	840.954	0,0	1,6
- altre biomasse	99	460.998	179	591.153	80,8	28,2
Biogas	819	773.433	1.548	1.342.659	89,0	73,6
- da rifiuti	260	356.357	325	410.387	25,0	15,2
- da fanghi	60	29.721	55	38.696	-8,3	30,2
- da deiezioni animali	165	89.487	313	172.638	89,7	92,9
- da attività agricole e forestali	334	297.868	855	720.938	156,0	142,0
Bioliquidi	275	763.395	511	1.026.807	85,8	34,5
- oli vegetali grezzi	234	653.861	425	885.238	81,6	35,4
- altri bioliquidi	41	109.534	86	141.569	109,8	29,2
Totale	335.151	41.399.181	484.587	47.344.802	44,6	14,4

Inoltre nel grafico di seguito è mostrato l'andamento dell'evoluzione delle FER in termini di potenza installata.



Si riporta infine il grafico dell'evoluzione della produzione da FER.



Per ulteriori approfondimenti si rimanda al documento "Rapporto Statistico 2012" pubblicato dal GSE in data 19/12/2013.

4.2 POLITICHE ENERGETICHE LOCALI

La politica energetica locale è di fatto influenzata dalle azioni legislative e regolatorie degli enti locali, nell'ordine Regione, Provincia di Venezia e Comune di Venezia.

Come già illustrato nella parte dedicata alla normativa Regionale, la Regione Veneto non si è dimostrata particolarmente attiva nella produzione di legislazione in tema energetico. Anche in tema di pianificazione risulta ad oggi non ancora approvato il Piano Energetico Regionale. Il documento adottato dalla Giunta Regionale con la "Deliberazione della Giunta Regionale rivolta al Consiglio 28 gennaio 2005, n.7, "Adozione del Piano energetico regionale" risulta attualmente datato con riferimenti ai consumi e alle politiche energetiche non aggiornati.

Per analizzare politiche e norme locali appare opportuno fare riferimento al più aggiornato Piano Energetico Comunale del Comune di Venezia, realizzato da AGIRE.

AGIRE ha realizzato per il Comune di Venezia l'aggiornamento del Piano Energetico Comunale (P.E.C.), suddiviso in due parti:

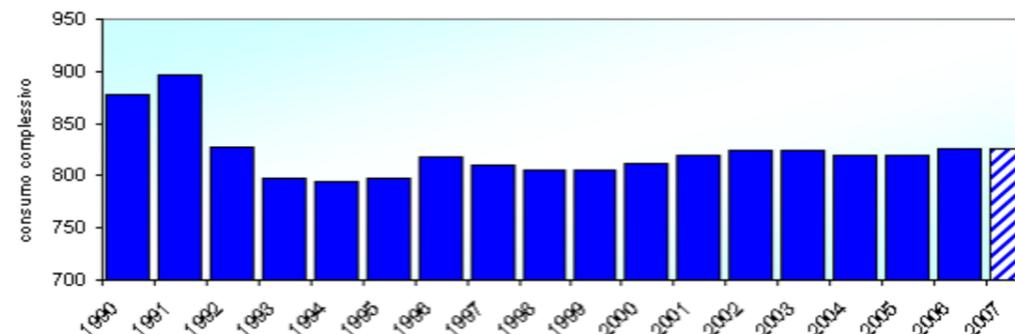
- un vero e proprio bilancio energetico che contempla, con riferimento all'arco temporale 1990-2007, l'andamento dei consumi di energia, disaggregati per fonte di energia e per settore di attività (residenziale, terziario, attività produttive, trasporti), l'andamento dell'offerta di energia, l'andamento delle relative emissioni di gas climalteranti;
- un pacchetto di azioni e progetti, seguiti dall'Amministrazione Comunale e/o da altri soggetti, volti ad incentivare un uso più razionale dell'energia che va sotto il nome di Schede d'Azione.

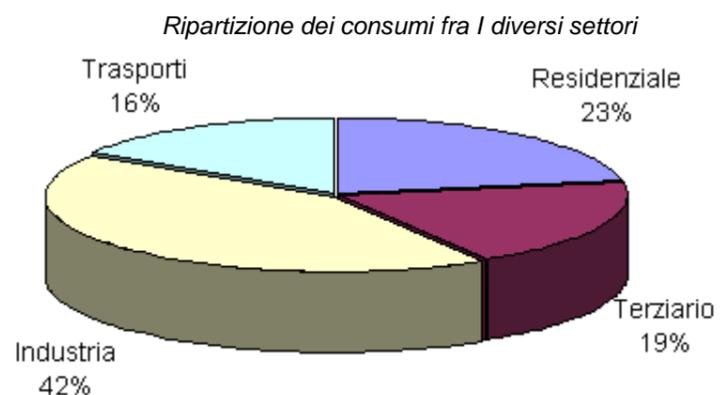
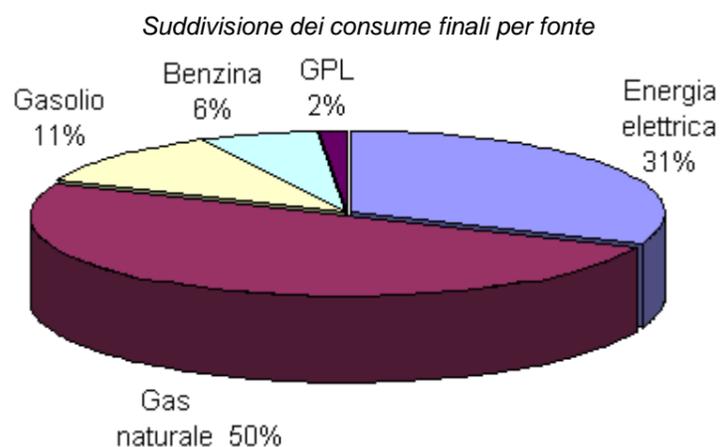
Il P.E.C. (previsto dall'art. 5 della L 10/91) è stato approvato con deliberazione di Consiglio Comunale n. 151 del 6/7 ottobre 2003. Si deve tener conto che il sistema energetico della città di Venezia è estremamente complesso, soprattutto per la presenza del settore produttivo di Porto Marghera, dove si trovano esempi di cicli produttivi estremamente energivori. D'altra parte la stessa zona industriale ospita diversi impianti che sono essi stessi produttori di energia, che viene immessa nella rete elettrica nazionale. Nella ricostruzione del bilancio energetico pertanto, questi due aspetti - consumo di energia da un lato e offerta dall'altro - sono stati necessariamente mantenuti distinti.

L'aggiornamento è stato effettuato in vari step, sia per quanto riguarda il bilancio energetico, sia per quanto riguarda le Schede d'Azione, ossia i progetti in corso nel Comune di Venezia per la riduzione dei consumi e dei gas climalteranti.

I dati più recenti sono riferiti all'anno 2007.

Consumo complessivo in ktep nel Comune di Venezia (Piano Energetico Comunale)





I consumi complessivi della città di Venezia all'anno 2007, dopo valori di punta registrati nel 1990-1991 con quasi 900 ktep (migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio), si sono stabilizzati negli anni 2000 attorno a 820 ktep (con un incremento dell'1,7 % negli ultimi 7 anni).

Ripartendo questi consumi tra le fonti energetiche utilizzate, si scopre che negli ultimi anni, circa il 50% è derivato dagli utilizzi diretti del gas naturale, il 31% dall'utilizzo di energia elettrica, l'11% dal gasolio e a seguire dagli altri combustibili. In termini comparativi - e con riferimento all'anno 2000 - in questi ultimi anni si sono registrate le seguenti variazioni: energia elettrica - 9,4%, gas naturale + 17,8%, gasolio + 11,6%, benzina - 40,6%, GPL - 28,1%.

Gli stessi consumi, ripartiti tra i settori di consumo, evidenziano come quello industriale rimanga (nonostante un copioso calo registrato a partire dagli anni '90 dovuto al drastico ridimensionamento dell'attività industriale di Porto Marghera) quello più tradizionalmente energivoro (nel 2007 copre il 42% del totale); a seguire si osservano: quello residenziale (23% del totale), il terziario (19%), i trasporti (16%).

In termini comparativi - e con riferimento all'anno 2000 - in questi ultimi anni si sono registrate le seguenti variazioni: settore residenziale + 6,4%, settore terziario + 13,4%, settore industriale + 3,4%, settore trasporti - 20,2%.

In relazione all'offerta di energia per quanto il dato non sia particolarmente significativo in particolare per l'energia elettrica (il Veneto e quindi anche il Comune di Venezia è interconnesso sia con la rete elettrica estera che con quella nazionale), è sicuramente importante sottolineare come nel territorio comunale siano presenti importanti centrali elettriche alimentate da combustibili fossili tradizionali eccetto una centrale minore da 2 MW alimentata da Rifiuti Solidi Urbani (Tabella 1).

Centrali elettriche sul territorio comunale

Centrale	Potenza	Produzione	Combustibile
ENEL - Palladio	1.136 MW	4.956.449 MWh	Carbone, CDR, olio comb., gas naturale
ENEL - Volpi	140 MW	518.420 MWh	Carbone, olio comb.
EDISON - Levante	766 MW	3.538.181 MWh	Gas naturale
EDISON - Azotati	260 MW	1.782.794 MWh	Gas naturale
Syndial	50 MW		Gas naturale, gas di recupero, olio comb.
ENI	33 MW		Olio comb., fuel gas, butano
VERITAS	2 MW	19.000 MWh	RSU

Lo sbilanciamento pertanto della produzione verso le fonti fossili impone al Comune ogni iniziativa per la promozione delle rinnovabili, specialmente in terraferma dove i vincoli di natura ambientale e paesaggistica e monumentale non limitano fortemente l'installazione di detti impianti come avviene invece a Venezia città.

Per quanto riguarda l'edilizia, il Regolamento Edilizio Comunale all'art. 53 prescrive il rispetto delle Norme Tecniche per l'Energia previste dal Piano Energetico Comunale. In particolare precisa che nelle nuove costruzioni e ristrutturazioni le serre solari con le specifiche caratteristiche previste al punto 4.9 delle "Norme tecniche per l'energia" del Piano Energetico, non costituiscono volume ne vengono computate nella Sp

Come riportato nel Bilancio Energia del Comune di Venezia, la promozione del risparmio energetico è focalizzata soprattutto su due attività: controllo sull'effettivo stato di manutenzione ed esercizio degli impianti termici e sulla redazione del piano regolatore dell'illuminazione urbana. A fronte degli esiti delle verifiche vengono emanate disposizioni di messa a norma immediata (fino ad arrivare anche a provvedimenti di chiusura del gas).

Il Comune di Venezia si propone azioni ed interventi sugli edifici pubblici esistenti, al fine incrementare la quota di copertura da fonte rinnovabile. In particolare sono in previsione, oltre a quanto già attuato:

- Effettuare almeno 4 interventi di recupero efficienza energetica sugli edifici della municipalità di Marghera;
- Realizzare almeno 12 interventi di risparmio energetico nelle scuole di Mestre;
- Progettare e realizzare un nuovo asilo nido ed una scuola materna ecocompatibili nell'area ex Istituto Mozzoni di Mestre;
- Avviare la realizzazione di una scuola secondo criteri di bioarchitettura a Mestre;
- Proseguire l'attività della rete degli sportelli Energia distribuiti sul territorio per fornire informazioni aggiornate sulle detrazioni fiscali per l'energia ed altri incentivi;
- Redigere documenti preliminari al PRIU (Piano Regolatore dell'Illuminazione Urbana), quale strumento ad integrazione del piano regolatore generale con finalità di regia complessiva dell'illuminazione della città.

5 ELEMENTI IN INGRESSO

5.1 SERVIZI ENERGETICI

Secondo l'indicazione della committenza i servizi considerati sono pertanto così riassunti:

- trasformazione, generazione e distribuzione di elettricità;
- generazione e distribuzione di calore;
- generazione e distribuzione di freddo;

Gli elementi in ingresso da acquisire sono stati pertanto costituiti dal complesso di dati che influenzano i flussi energetici connessi ai suddetti aspetti.

Tra questi elementi rientrano:

- condizioni climatiche;
- condizioni di esercizio;
- caratteristiche dei fabbricati e delle attività;
- caratteristiche dell'utenza (flussi, mix).

Quanto indicato va considerato con specifico riferimento a:

- stato attuale, da valutare nei propri aspetti tecnici e gestionali, al fine di poter stimare eventuali spazi di miglioramento e/o efficientamento di sistema;
- stato futuro, da considerare sulla scorta dei dati disponibili nei documenti di pianificazione, nello specifico il MP del nodo intermodale ed il MP 2030.

5.2 STATO ATTUALE

5.2.1 Caratteristiche generali dell'insediamento attuale

L'attuale insediamento è costituito da un insieme di edifici sparsi sul sedime aeroportuale.

I fabbisogni energetici di tali edifici derivano dalla necessità di soddisfare i seguenti bisogni:

- comfort ambientale in termini di condizionamento invernale, condizionamento estivo e ventilazione;
- energia elettrica per i servizi vari e per l'illuminazione degli ambienti.

Il presente studio ha come dati di ingresso quelli estratti da precedenti report di analisi energetica, stilati da YouSave e in sede separata da Steam, integrati e corretti con ulteriori dati forniti da SAVE, come distinte dei consumi di energia elettrica, gas e acqua, curve di carico elettriche, distinta di superfici scaldate e raffrescate. Altri dati di ingresso sono emersi dai sopralluoghi svolti durante lo studio.

5.2.2 Fabbisogni termici

Il fabbisogno di energia termica per il condizionamento invernale è soddisfatto da 10 centrali termiche di tipologia e potenzialità molto differenti, che coesistono, sparse all'interno del complesso aeroportuale. Solamente 4 di queste centrali sono alimentate a gas naturale e le rimanenti sono alimentate a gasolio.

La centrale termica principale, a servizio dell'aerostazione nuova e della palazzina SAVE, è equipaggiata con 3 caldaie a gas metano di potenza pari a 3.221 kW ciascuna. La centrale si trova a circa 400 m dall'Aerostazione ed è un edificio a pianta rettangolare con dimensioni di

circa 650 mq occupati per circa il 30%. Nella stessa centrale è già stato predisposto lo spazio per due cogeneratori e per un'ulteriore caldaia. La potenza termica generata da questa centrale rappresenta circa il 70% dell'intera potenza richiesta attualmente.

Con riferimento alla produzione complessiva di energia termica, una quota pari al 75 % è generata utilizzando gas metano mentre per il restante 24 % da gasolio. La quota di energia per il riscaldamento è pari al 95% mentre per il rimanente 5 % viene utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria (fonte YouSave).

Il carico di picco attuale è stimato in circa 9,7 MW termici, di cui 5,8 MW sono attribuibili all'aerostazione, cui corrisponde un fabbisogno annuo di circa 13 GWh termici.

5.2.3 Fabbisogni elettrici

L'energia elettrica è fornita in media tensione ed è distribuita mediante un anello realizzato con 14 cabine di trasformazione MT/BT. Allo stato attuale l'approvvigionamento avviene in un punto di fornitura unico, ubicato nella cabina 1. Dal modello sviluppato relativamente all'energia elettrica, emerge che uno dei maggiori fabbisogni deriva dalle macchine per il condizionamento estivo, soprattutto dell'aerostazione. L'altra forte richiesta di energia elettrica viene dall'illuminazione.

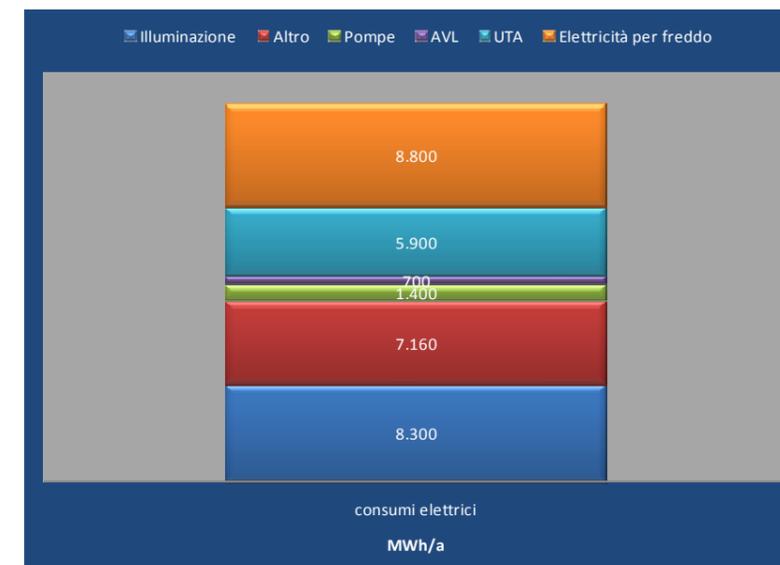
Come emerge dalla sintesi precedente sui consumi di energia attuali, particolare attenzione deve essere posta sull'aerostazione. L'edificio è un manufatto con una dimensione in pianta di circa 35000 mq per un'altezza media di circa 15 m. La parte esposta a est è vetrata con vetri non schermanti per quasi tutta la superficie; in alcuni punti la copertura è anch'essa vetrata. Il tetto è scarsamente coibentato. Ciò causa, nella stagione estiva, una richiesta elevata di energia frigorifera.

Recentemente una porzione significativa dei vetri è stata interessata dall'applicazione di pellicole riflettenti, per ridurre il carico da radiazione solare.

La ventilazione meccanica è realizzata con 25 UTA per un totale di circa 700.000 mc/h, con una potenza elettrica installata di circa 800 kW elettrici.

I consumi di energia elettrica sono composti come il diagramma seguente:

Figura 1: Composizione consumi energia elettrica



Il blocco in rosso rappresenta quell'insieme di consumi appartenenti al processo non specificabile diversamente.

La quota di energia elettrica relativa ai consumi per la produzione di energia frigorifera mette in evidenza che è molto oneroso difendersi dal caldo.

Per l'analisi dei carichi elettrici al fine di determinare la quota parte di energia elettrica richiesta per il condizionamento sono state elaborate le curve di carico dell'energia elettrica sulla base dei dati degli anni 2009 e 2010 messe a disposizione da SAVE.

I consumi giornalieri di energia sono stati mediati per mese e per ogni ora, individuando così i valori che rappresentano i carichi energetici ad ogni ora del giorno tipo di ogni mese, riportati nella tabella seguente.

Figura 2: Media oraria consumi elettrici

MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Media kWh/g	gg/ mese	Tot mese MWh	
Totale																												
gennaio	2863	2668	2630	2662	2746	3289	3577	3535	3367	3387	3406	3440	3420	3390	3406	3365	3545	3781	3759	3739	3604	3424	3369	3274	3105	31	405	
febbraio	2430	2293	2270	2301	2399	2825	3054	2902	2865	2906	2923	2935	2919	2893	2906	2845	2851	3031	3187	3174	3046	2899	2859	2776	2870	28	25	
marzo	2848	2668	2541	2646	2787	3335	3524	3305	3369	3456	3485	3508	3507	3489	3505	3437	3411	3484	3745	3816	3685	3495	3421	3333	3103	31	410	
aprile	2887	2567	2534	2549	2710	3259	3576	3346	3394	3508	3611	3655	3683	3653	3644	3609	3594	3572	3544	3643	3821	3687	3582	3450	3103	30	435	
maggio	2952	2738	2693	2707	2806	3401	3584	3503	3511	3641	3732	3751	3763	3736	3779	3722	3836	3884	3829	3818	3795	3725	3632	3492	3103	31	541	
giugno	3151	2903	2808	2845	2994	3393	3505	3459	3615	3635	4001	4047	4081	4044	4073	4044	4013	3977	3916	3904	3883	3967	3860	3711	3103	30	643	
luglio	3328	3063	2968	2988	3138	3566	3659	3614	3797	4053	4207	4267	4293	4259	4298	4238	4216	4181	4118	4104	4082	4168	4062	3909	3103	31	806	
agosto	3657	3361	3290	3311	3465	3893	4041	3976	4183	4497	4685	4743	4808	4778	4855	4750	4748	4719	4634	4601	4578	4591	4470	4305	3103	30	861	
settembre	3424	3146	3084	3095	3266	3704	3901	3687	3803	4087	4292	4336	4389	4368	4425	4360	4337	4297	4230	4325	4372	4248	4138	3979	3103	31	654	
ottobre	3181	2917	2958	2874	3046	3438	3733	3453	3532	3762	3921	3954	3989	3963	4010	3949	3919	3887	3876	4075	4047	3880	3787	3541	3103	30	486	
novembre	3007	2733	2706	2721	2891	3280	3564	3365	3404	3589	3693	3711	3710	3695	3729	3667	3639	3661	3735	3890	3796	3633	3553	3427	3103	31	465	
dicembre	2944	2671	2623	2649	2868	3361	3648	3570	3456	3524	3547	3577	3554	3530	3539	3515	3712	3876	3847	3811	3651	3462	3401	3262	3103	31	465	
MEDIA	3056	2811	2759	2779	2926	3395	3614	3476	3525	3687	3792	3827	3843	3816	3847	3792	3818	3863	3868	3908	3863	3765	3678	3538				

Questi valori sono stati mediati nei primi mesi dell'anno (periodo in cui i gruppi frigoriferi sono spenti) fornendo così la stima del consumo al netto dell'assorbimento dei gruppi frigoriferi ad uso stagionale. A tale energia si sono sottratti anche i consumi dovuti ai gruppi frigoriferi in funzionamento continuo in tutto l'anno ottenendo così la base al netto dei consumi dell'energia elettrica dei gruppi frigoriferi.

Figura 3: Media oraria consumi elettrici esclusi gruppi frigo

MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Media kWh/g	gg/ mese	Tot mese MWh
Aerostazione																											
stand-by																											
attivo																											
Base senza chiller stagionali	2745	2544	2508	2537	2671	3158	3426	3336	3229	3273	3292	3317	3298	3271	3284	3242	3369	3563	3597	3575	3434	3261	3210	3104	3227		
Base regolarizzata	2601	2601	2601	2601	2601	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328	3328			
Base per frigo esercizio continuo	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402				
Base al netto di frigo eserc.cont.	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926				
gennaio	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
febbraio	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	28	1864	
marzo	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
aprile	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	30	1998	
maggio	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
giugno	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	30	1998	
luglio	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
agosto	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
settembre	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	30	1998	
ottobre	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
novembre	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	30	1998	
dicembre	2199	2199	2199	2199	2199	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	2926	66587	31	2064	
Totale																											24304

La differenza tra le rispettive celle delle tabelle riportate sopra fornisce il consumo dei chiller.

Figura 4: Media oraria consumi elettrici gruppi frigo

MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Media kWh/g	gg/ mese	Tot mese MWh
Totale - base = chiller																											
gennaio	664	470	432	464	547	363	651	609	441	461	480	514	494	464	480	439	619	855	833	813	678	498	443	348	13059	31	405
febbraio	231	94	71	102	201	-101	128	-24	-61	-20	-3	9	-7	-33	-20	-81	-75	105	261	248	120	-27	-67	-150	900	28	25
marzo	649	469	342	447	588	409	598	379	443	530	559	583	581	563	579	511	485	558	819	890	760	569	495	407	13213	31	410
aprile	689	369	336	351	512	333	650	420	468	582	685	729	757	727	718	683	668	646	618	717	895	761	656	524	14491	30	435
maggio	753	540	494	509	607	475	658	577	585	715	807	825	837	810	853	796	910	958	903	892	870	799	706	566	17443	31	541
giugno	953	704	609	646	796	467	579	533	689	909	1075	1121	1155	1118	1147	1118	1087	1051	990	978	957	1041	934	785	21441	30	643
luglio	1129	864	770	789	939	640	733	688	871	1127	1281	1341	1367	1333	1372	1312	1290	1255	1192	1178	1156	1242	1136	983	25988	31	806
agosto	1458	1162	1091	1112	1266	967	1115	1050	1257	1571	1759	1817	1882	1852	1929	1825	1794	1708	1675	1652	1665	1544	1379	36350	31	1127	
settembre	1225	948	886	897	1068	778	975	761	877	1161	1366	1410	1463	1443	1499	1434	1411	1371	1304	1399	1446	1322	1212	1053	28707	30	861
ottobre	983	718	760	675	848	512	807	527	606	836	995	1028	1063	1037	1084	1023	993	961	950	1149	1121	954	861	615	21103	31	654
novembre	808	535	507	522	692	354	638	439	478	663	767	785	784	769	803	741	713	735	809	964	870	707	627	501	16212	30	486
dicembre	745	472	424	450	669	435	722	644	530	598	621	651	628														

La sommatoria di tutte le energie riportate in quest'ultima tabella rappresenta l'energia elettrica richiesta dai gruppi frigoriferi su base annua, nel periodo 2009-10. Successivamente alla stesura di MPE 2011, il complesso è stato oggetto di interventi di riqualificazione tecnologica, prevalentemente mirati al contenimento dei consumi elettrici per la produzione di freddo (correttamente riconosciuti tra le aree di maggiore criticità energetica attuale), modificando lo scenario come di seguito ricavato con il medesimo procedimento:

MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Media	gg/	Tot mese
Refrigerazione totale arrotondata																											
gennaio	160	160	160	210	210	210	210	210	210	260	260	260	260	260	260	260	260	210	210	210	210	160	160	160	5140	31	159
febbraio	210	210	210	210	210	210	210	210	210	260	260	260	260	260	260	260	260	210	210	210	210	210	210	210	5440	28	152
marzo	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	320	320	320	320	320	260	260	260	260	260	260	260	260	6600	31	205
aprile	320	320	320	320	320	320	320	320	710	810	960	1000	1030	1000	990	960	890	870	840	930	1090	970	880	320	16810	30	504
maggio	960	770	730	740	830	770	940	860	870	1050	1130	1150	1160	1130	1170	1120	1220	1210	1160	1090	1070	1010	920	800	23860	31	740
giugno	1140	980	950	990	1120	820	920	880	1020	1220	1430	1470	1500	1470	1500	1470	1380	1350	1290	1280	1270	1340	1190	1050	29030	30	871
luglio	1300	1120	1100	1110	1250	980	1060	1020	1190	1480	1620	1670	1700	1660	1700	1650	1630	1530	1480	1460	1440	1520	1370	1230	33270	31	1031
agosto	1600	1390	1390	1400	1540	1270	1410	1350	1530	1880	2050	2100	2160	2130	2200	2110	2100	2020	1940	1910	1890	1900	1730	1590	42590	31	1320
settembre	1390	1200	1140	1210	1360	1100	1280	1090	1190	1450	1690	1730	1780	1760	1810	1760	1670	1640	1580	1660	1700	1530	1430	1290	35440	30	1063
ottobre	1170	930	970	890	1050	750	1010	760	830	1040	1240	1270	1300	1280	1320	1260	1180	1150	1140	1320	1300	1140	1060	840	26200	31	812
novembre	260	260	260	260	260	260	260	260	660	830	980	990	990	980	1010	950	870	890	960	1100	1010	870	260	260	15690	30	471
dicembre	160	160	160	210	210	210	210	210	210	260	260	260	260	260	260	260	260	210	210	210	210	160	160	160	5140	31	159
																											7488

5.3 SCENARIO DI PARTENZA

Lo scenario di partenza in termini di energia termica, frigorifera ed elettrica (al netto della quota richiesta per la generazione frigorifera) è quindi rappresentato dai seguenti valori:

ENERGIA TERMICA	13,1 GWh _t
ENERGIA FRIGORIFERA	28,1 GWh _f
ENERGIA ELETTRICA	25,9 GWh _e

Le potenze massime nette (sempre al netto della quota di elettricità per la produzione frigorifera) corrispondenti sono valutabili in:

POTENZA TERMICA	9,7 MW _t
POTENZA FRIGORIFERA	8,5 MW _f
POTENZA ELETTRICA	4,5 MW _e

Dai dati esposti si può ricavare un beneficio del 15 %, correlato ad azioni specifiche quali:

- La manutenzione straordinaria di gruppi frigoriferi (in n°1 caso con la sostituzione);
- La citata applicazione di pellicole riflettenti;
- L'installazione di cortine d'aria presso gli ingressi per limitare la ventilazione naturale.

5.2.4 Fabbisogni frigoriferi

Il fabbisogno di energia frigorifera è soddisfatto da un insieme di gruppi frigoriferi di vario tipo.

L'aerostazione che è l'utenza principale è attualmente servita da 7 chiller condensati ad aria, installati sulla coperta dell'aerostazione, che producono acqua refrigerata a temperatura variabile tra 6 e 13°C. L'acqua refrigerata è distribuita alle varie UTA, installate anch'esse in copertura, da diversi gruppi pompa. I gruppi frigo con potenza elettrica pari a 360 kW, EER=3,3 generano una potenza frigorifera complessiva di circa 7 MW.

Altri gruppi frigoriferi installati in diverse aree del sedime servono dei singoli edifici, mentre diverse macchine a espansione diretta (Hamgar) con potenza installata di circa 250 kW elettrici e altri 170 split di piccola taglia completano il parco macchine frigorifere, per una potenza frigorifera installata globale di oltre 10 MW.

La potenza frigorifera di picco attuale richiesta globalmente dall'utenza ammonta a 8,5 MW, per un'energia elettrica annua assorbita di circa 7,5 GWh, corrispondenti a 28 GWh frigoriferi.

6 RIQUALIFICAZIONE DEI SISTEMI EDIFICIO-IMPIANTO ATTUALI

6.1 OGGETTO DELLA RIQUALIFICAZIONE

Definito lo scenario di partenza, si tratta ora di definire un primo step che preceda qualsiasi fase di sviluppo e che sia volto a introdurre alcuni correttivi minimali di riqualificazione dello stato attuale, volti ad allineare la situazione esistente con gli standard più adeguati.

Nel triennio trascorso tra la redazione del precedente ed il presente MPE sono già stati introdotti interventi di miglioramento che hanno sortito effetti di contenimento dei consumi energetici, rilevabili in modo particolare nel fabbisogno di refrigerazione (con la segnalata riduzione del 15% degli assorbimenti elettrici delle macchine frigorifere).

Rientrano nel programma di riqualificazione alcuni interventi, caratterizzati da ridotto impatto sulle attività aeroportuali, e conseguentemente attuabili in ambiti spaziali e temporali circoscritti, limitando il disagio entro limiti tollerabili.

È opportuno rilevare che gli interventi sull'involucro edilizio presentano generalmente una redditività piuttosto contenuta dei tempi di recupero conseguentemente dilatati. Ciò vale a maggior ragione per strutture che, a causa di apporti interni ed esterni significativi, sono più esposte a necessità di raffrescamento che di riscaldamento, e per le quali le trasmissioni attraverso l'involucro edilizio sono di scarsa rilevanza energetica (è sufficiente raffrontare i fabbisogni energia termica e frigorifera per rendersi conto di quanto la criticità risieda più nella climatizzazione estiva che in quella invernale).

Risulta quindi, a maggior ragione, opportuno concentrare la propria attenzione su azioni di efficientamento degli impianti; un'analisi degli stessi indica nella ventilazione l'ambito su cui focalizzare gli interventi: si tratta infatti dell'area che prospetta le più interessanti possibilità di miglioramento, a fronte di un impegno relativamente contenuto di risorse umane ed economiche.

Detti provvedimenti interessano:

- il recupero energetico sul rinnovo dell'aria;
- il free-cooling estivo e medio-stagionale;
- la modulazione della portata di ventilazione;
- la termoregolazione del trattamento aria.

I vantaggi derivanti dall'ottimizzazione delle suddette aree interessano:

- la riduzione del fabbisogno termico (recupero invernale);
- la riduzione del fabbisogno frigorifero (recupero estivo e free-cooling);
- la riduzione del fabbisogno elettrico (modulazione di portata d'aria).

I benefici conseguenti all'adozione di strategie volute di termoregolazione possono estendersi a tutti e tre i fabbisogni, termico, frigorifero ed elettrico.

6.2 IL RECUPERO ENERGETICO SUL RINNOVO DELL'ARIA

Una frazione significativa dell'aria di rinnovo dell'aerostazione attualmente non beneficia di recupero, a causa dello stato di conservazione dei sistemi di recupero. I servizi tecnici hanno

in proposito già individuato guasti, cause e rimedi. In questa sede si ritiene tuttavia opportuno sottoporre una stima di massima dei benefici che possono essere ottenuti.

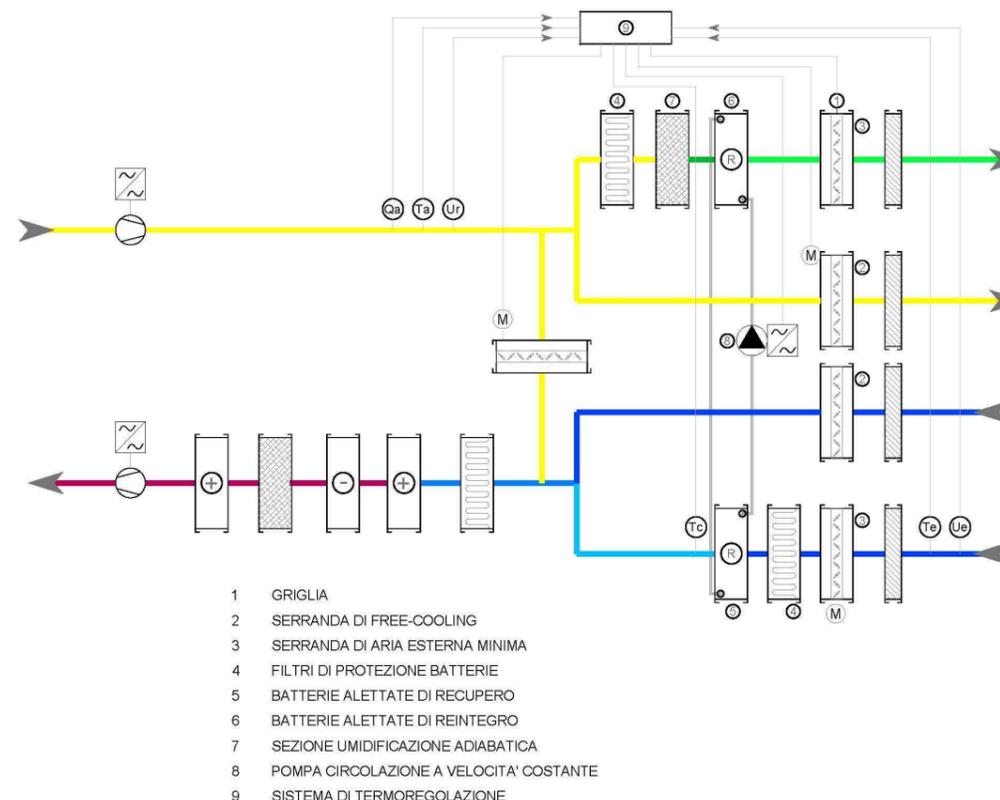
Ai fini di tale valutazione è funzionale la determinazione di due variabili decisive:

- la portata di aria esterna di riferimento, ovvero la quantità di aria esterna minima che nell'unità di tempo deve essere alimentata per sostituire quella viziata estratta ed assicurare un'atmosfera salubre agli occupanti;
- la "temperatura esterna di neutralità", ovvero quella temperatura al di sotto della quale è opportuno operare un recupero energetico, che viceversa diventa controproducente, essendo energeticamente più conveniente un processo di free-cooling.

È opportuno precisare che quest'ultima variabile è di per sé ampiamente orientativa e indicativa, essendo la condizione di neutralità influenzata da una molteplicità di fattori, quali affollamento, radiazione solare, ecc.

6.2.1 Schema di recupero termico di riferimento

Considerando le condizioni impiantistiche in essere, il sistema di recupero che si è supposto di implementare conferma la tipologia in essere, basata su batterie alettate con circolazione di acqua glicolata in circuito chiuso a portata variabile.



Per ottimizzare il risultato si possono adottare alcuni accorgimenti specifici:

- batteria ad alta efficienza (di tipo turbolenziato con trattamento idrofilo);
- circolazione con pompa elettronica a portata variabile;
- serranda di by pass per l'aria esterna eccedente la portata minima di rinnovo;
- sezione di umidificazione adiabatica sull'aria espulsa;
- implementazione di algoritmo MPPT (Maximun Power Point Tracking).

Lo schema di recupero potrebbe indicativamente essere quello riportato in figura.

6.2.2 Aria esterna di riferimento

Si riportano di seguito i parametri di calcolo impiegati per una stima di massima dell'aria esterna dell'aerostazione.

superficie aerostazione	60.000 mq
quota aperta al pubblico	0,60
affollamento specifico	5 mq/pers
densità di affollamento	0,2 pers/mq
affollamento di progetto	7.200 pers
passengeri annui	8,5 Mpers/a
durata media permanenza passeggeri	2,0 h
ore annue aperture aeroporto	6.570 h
numero passeggeri medio	2.588 pers
rapporto affollamento massimo/medio	2,0
affollamento massimo passeggeri	5.175 pers
fattore per personale aeroportuale	1,3
affollamento massimo totale	6.728 pers
affollamento stimato	7.000 pers
rinnovo aria pro capite	40 mc/h pers
portata totale di rinnovo	280.000 mc/h

Si può dunque stimare che l'aria esterna necessaria per il rinnovo dell'aria dell'aerostazione ammonti a tale portata.

6.2.3 Temperatura esterna di neutralità

La stima della condizione di neutralità, proprio in virtù del carattere indicativo di tale variabile, può essere condotta con un criterio approssimativo per interpolazione lineare tra le condizioni nominali invernale ed estiva, caratterizzati rispettivamente da:

condizione nominale	t esterna	apporti interni	apporti esterni	potenza nom
estiva	35 °C	massimi	massimi	8,5 MWf
invernale	-5°C	nulli	nulli	5,8 MWt

In linea di larga massima, in presenza di una temperatura esterna di 12°, si può assumere che si annulli il fabbisogno di riscaldamento e inizi un fabbisogno di raffrescamento: è questo in sintesi il significato di tale condizione, al di sopra della quale il recupero termico invernale inizia ad essere controproducente, dovendo essere progressivamente ridotto fino ad essere annullato (mediamente superando i 13.0 – 13.5 °).

6.2.4 Recupero termico invernale

Per temperature inferiori ai 12°C il recupero termico mostra quindi tutta la propria utilità: nell'ipotesi che la miscela tra aria esterna e di ricircolo sia 50% + 50% (cfr. relazione Steam), la temperatura di miscelazione rispetterà sempre comunque il valore minimo di 16° di immissione, richiedendo un preriscaldamento dell'aria esterna crescente da 12 a 20°C (a seconda che la temperatura esterna scenda verso i -5°C nominali) affidato al recupero termico e al riscaldamento.

La condizione di recupero termico totale, ovvero di temperature esterne inferiori a 12°, si verifica per circa 4100 ore annue (Reference Year dall'archivio Energy Plus).

Ipotizzando un'efficienza di recupero del 65 % l'energia termica invernale recuperabile raggiunge i 3100 MWh annui (circa 138.000 € ¥). Lo scenario riqualificato ipotizzato è tuttavia basato su un'ipotesi più prudente, corrispondente ad un'efficienza di recupero del 50 % e ad una quota di aria esterna cui sia applicabile il recupero proposto pari alla metà del totale: il recupero energetico si riduce nel caso a 1250 MWh/annui (circa 55.500 € ¥).

6.2.5 Recupero termico estivo

Dando attuazione ad un provvedimento che si è progressivamente diffuso negli ultimi anni, nel funzionamento estivo diviene interessante la presenza di una sezione di umidificazione adiabatica sull'aria espulsa, che provvede ad abbattere la temperatura dell'aria estratta dal valore al bulbo secco verso quello a bulbo umido, consentendo di recuperare 4 – 5 °C per il raffreddamento dell'aria esterna (calda) di rinnovo, trasferendole circa 2,5-3,5° di recupero gratuito, a fronte di un modestissimo consumo di acqua evaporata e senza trasferimento di umidità (grazie all'interposizione di uno scambio a superficie).

Il processo di recupero termico estivo ha luogo laddove temperatura a bulbo umido dell'aria espulsa dopo l'umidificazione risulti di almeno 1-2 °C inferiore alla temperatura dell'aria esterna (a rigore la discriminazione tra free-cooling e recupero viene eseguita per comparazione entalpica tra aria espulsa ed esterna). La condizione di recupero termico estivo si estende in tal modo a circa 1200 ore annue, con un'energia frigorifera recuperabile prossima ai 320 MWh annui (circa 5.300 € ¥, ipotizzando un'efficienza del sistema di umidificazione del 70%),

Anche in questo caso lo scenario riqualificato è tuttavia basato su un'ipotesi più prudente, corrispondente ad un'efficienza di recupero del 50 % e ad una quota di aria esterna cui sia applicabile il recupero proposto pari alla metà del totale: il recupero energetico si riduce nel caso a circa 200 MWh/annui. (circa 3300 € ¥)

6.3 IL FREE-COOLING ESTIVO E MEDIO-STAGIONALE

Come già anticipato, la corretta comparazione tra il contenuto energetico dell'aria espulsa e di quella esterna consente di discriminare la convenienza ad attuare strategie di recupero termico piuttosto che di free-cooling.

In particolare può risultare interessante abbinare, ai criteri di free-cooling, i principi di "attivazione della massa" nelle ore notturne estive, laddove la temperatura esterna scenda al di sotto della temperatura di comfort: in tal caso può risultare opportuno forzare in accensione gli impianti arrestati dalla programmazione oraria (per mancata occupazione), "caricando" gli ambienti di fresco prelevato gratuitamente dall'esterno e restituito all'ambiente nelle successive ore di occupazione.

Secondo considerazioni del tutto analoghe a quelle svolte per il recupero energetico si può calcolare che la portata di aria esterna di 280.000 mc/h possa permettere il risparmio energetico di circa 550 MWh (circa 9100 € ¥) annui.

Nello scenario riqualificato si è volutamente trascurata questa possibilità, ritenendo che i sistemi di regolazione attualmente installati provvedano già ad operare strategie di questo tipo, suscettibili al più di qualche ulteriore ottimizzazione:

- la citata attivazione forzata notturna;
- la comparazione entalpica (in luogo della ordinaria comparazione termica).

6.4 LA MODULAZIONE DELLA PORTATA DI VENTILAZIONE

La portata dei sistemi di ventilazione è generalmente determinata in ragione delle condizioni termiche (estive) o di esercizio (elevato affollamento) più gravose, risultando per gran parte dell'esercizio esuberanti rispetto alle effettive necessità di climatizzazione.

La crescente attenzione che viene rivolta non solo i consumi termici e frigoriferi, ma anche a quelli elettrici connessi ai processi di circolazione ventilazione, ha comportato negli ultimi anni una crescente diffusione dei sistemi a portata variabile, grazie anche alle possibilità offerte dall'elettronica di potenza (convertitori statici di frequenza) a prezzi via via più competitivi.

Va in realtà tenuto conto che le modulazioni di portata non possono avvenire in misura indiscriminata, bensì rispettando valori minimi che assicurino una adeguata distribuzione dell'aria trattata ed un'efficace lancio della stessa attraverso terminali di diffusione.

Le economie, che una strategia di ventilazione a portata variabile consente, risultano comunque di notevole interesse: nello scenario riqualificato si è ipotizzato di applicare questa tecnologia al 50% della potenza elettrica di alimentazione dei ventilatori dell'aerostazione, contando di beneficiare su una riduzione media di assorbimento pari al 42,5 %, calcolata in base alla curva di carico del ventilatore di cui alla seguente tabella.

portata rich.	frequenza	portata erogata	coeff. di carico	coeff. energ.	
100	3	3	100	1,03	3,09
90	33	8	90	0,75	6,01
80		11	80	0,53	5,81
70	41	14	70	0,35	4,95
60		14	70	0,35	4,95
50		14	70	0,35	4,95
40	23	13	70	0,35	4,60
30		11	70	0,35	3,89
20		8	70	0,35	2,83
10		4	70	0,35	1,41
Fatt. riduzione riqualif. con inverter					42,5

6.5 LA TERMOREGOLAZIONE DEL TRATTAMENTO ARIA

La crescente attenzione ai consumi energetici ha portato, da diversi anni, a rivedere i criteri tradizionali di termoregolazione nei processi di trattamento dell'aria, con l'implementazione di nuovi algoritmi e la sostanziale modifica di alcuni tra quelli abituali.

Nei precedenti paragrafi si è già avuto modo di entrare nel merito di alcune strategie di notevole interesse sotto il profilo energetico, che, a titolo puramente indicativo, possono essere integrate e completate con principi quali:

- il controllo della portata di rinnovo per mezzo del livello di qualità dell'aria;
- il controllo della temperatura ambiente per mezzo di comando sequenziale della miscela aria esterna-ricircolo, delle batterie di riscaldamento e raffreddamento, della portata d'aria totale;
- l'ottimizzazione del recupero termico modificando il regime di rotazione della pompa di ricircolo;
- l'attivazione di processi di free cooling per comparazione entalpica tra le arie espulsa ed esterna;
- il controllo dell'umidità con comando di priorità di deumidificazione/raffreddamento sulla batteria del freddo, anziché appunto fisso di saturazione.

Quest'ultimo provvedimento, così come gli altri criteri indicati, a fronte di una regolazione relativamente meno precisa dell'umidità, consente drastiche riduzioni dei costi di esercizio.

Prudenzialmente lo scenario riqualificato non prevede alcun beneficio conseguente all'adozione di queste strategie di termoregolazione.

6.6 ALTRE FORME DI OTTIMIZZAZIONE MECCANICA

Poiché la maggior parte degli ambienti è ventilata in modo forzato mediante unità di trattamento dell'aria di dimensione medio grande (circa 13.000 mc/h cad in media), generalmente dotate di doppio ventilatore (estrazione e mandata), l'assorbimento elettrico è generalmente ragguardevole, in relazione sia alla tipologia degli elettroventilatori installati, sia all'estensione della rete di distribuzione/ripresa dell'aria di mandata/estrazione e delle conseguenti perdite di carico.

Ulteriori criteri da impiegare per la riduzione del fabbisogno elettrico per la ventilazione degli ambienti, prescindendo da una assidua manutenzione degli impianti (ed in particolare dalla frequente pulizia e sostituzione degli elementi filtranti), possono essere riassunti nelle seguenti misure:

- Adozione di ventilatori ad alta efficienza: in conformità alle prescrizioni provenienti dall'Unione Europea, l'impiego di unità ventilanti ad elevata efficienza energetica (elevati rendimenti aeraulici, volumetrici e meccanici, ridotte perdite di trasmissione) può consentire sostanziali riduzioni di fabbisogno, per esempio orientando la scelta verso giranti a pale rovesce (anziché a pale avanti), e curando la selezione di modelli ben centrati per la loro condizione di esercizio;
- Impiego di motori a basse perdite, tipicamente in esecuzione chiusa (in luogo della più economica versione rotore ventilato) o a magneti permanenti;

- modulazione dei sistemi di circolazione dell'acqua, con risultati prudenzialmente attesi ad un livello leggermente inferiore, stante la necessità di limitare la riduzione del regime di rotazione.

6.7 ALTRE FORME DI OTTIMIZZAZIONE ELETTRICA

6.7.1 Illuminazione

Anche nel settore della illuminazione, diversi sono gli accorgimenti che possono essere posti in atto per consentire la riduzione del assorbimento elettrico; in particolare le aree su cui intervenire sono:

- l'efficienza delle lampade, orientando le scelte verso le tecnologie più performanti, in un settore caratterizzato da sviluppi e progressi incessanti (come allo stato attuale sta avvenendo con le tecnologia LED);
- l'abbinamento alle suddette lampade di accessori (alimentatori elettronici, accenditori ...) ad elevate prestazioni energetiche;
- Installazione di sistemi dimmerabili, utili in ambienti a frequentazione continua e caratterizzati con una significativa illuminazione naturale, tali da modulare il flusso illuminante in ragione della componente naturale disponibile all'istante;
- Installazione di rivelatori di presenza, particolarmente efficaci in ambienti ad uso discontinuo (servizi igienici, locali di servizio, locali di transito saltuario), in grado di attivare l'illuminazione solo in caso di presenza/transito di persone.

Le tecnologie e modalità di trasmissione di segnali via bus consentono di affrontare problemi di regolazione con investimenti sempre più contenuti, non senza il contributo di apparecchi che presentano integrati sensori di luminosità e/o presenza.

6.7.2 Trasformazione, distribuzione ed altri provvedimenti

Tra le strategie disponibili per il contenimento delle perdite nelle fasi di trasformazione e distribuzione dell'elettricità è opportuno richiamare l'attenzione su aspetti ben noti e consolidati:

- Installazione di trasformatori a basse perdite, ovvero di esecuzioni con modalità costruttive e dimensionamenti tali da ridurre, tanto le perdite nel rame, quanto quelle del ferro;
- Rifasamento distribuito dei carichi, al fine di ridurre le componenti reattive delle correnti e le conseguenti perdite di distribuzione, mediante dispositivi di rifasamento fisso e/o variabile, installato presso i carichi più significativi;
- Attenuazione dei picchi, mediante monitoraggio continuo dei flussi di elettricità nelle sezioni critiche e adozione di sistemi di alleggerimento del carico, con disinserzione delle utenze non critiche e loro riattivazione differita.

I provvedimenti sopra indicati hanno la funzione di regolarizzare per quanto possibile i profili di carico, minimizzando le perdite che si verificano nei processi di distribuzione e di trasformazione, consentendo una maggiore efficienza del sistema elettrico interno.

Pur non essendo compito di masterplan energetico l'individuazione puntuale di tutti gli interventi di ottimizzazione che devono essere poste in atto, si ritiene comunque che alcuni margini di miglioramento siano disponibili anche in merito alle utenze classificate come "altre" (si pensi tipicamente processi tecnologici di un aeroporto, correlati alla gestione dei bagagli - uno degli studi resi disponibili della committenza non è privo di interessanti spunti in

proposito) o dei dispositivi AVL (a proposito dei quali la committenza ha già poste in atto un programma di riqualificazione).

6.8 AGGIORNAMENTO DELLO SCENARIO DI PARTENZA

Le considerazioni qui svolte hanno portato ad identificare dei provvedimenti di riqualificazione tecnologica, estesi alle aree termica, frigorifera ed elettrica, in grado di assicurare un significativo risanamento della situazione energetica attualmente in essere.

Lo stato riqualificato che così è stato delineato, rappresenta il punto virtuale di partenza dal quale prende l'avvio il MPE 2014. In realtà si può presumere che il processo di riqualificazione possa richiedere tempi significativi, che vadano in parziale sovrapposizione con gli interventi di nuova edificazione previsti dal suddetto MPE. Si assumerà comunque per semplicità lo stato riqualificato del parco immobiliare attuale, quale punto di partenza per lo sviluppo oggetto del presente studio.

Lo scenario di partenza in termini di energia termica, frigorifera ed elettrica (al netto della quota richiesta per la generazione frigorifera) è quindi aggiornato nello stato riqualificato ai seguenti valori:

ENERGIA TERMICA	11,8 GWh _t
ENERGIA FRIGORIFERA	28,3 GWh _f
ENERGIA ELETTRICA	24,8 GWh _e

Le potenze massime nette (sempre al netto della quota di elettricità per la produzione frigorifera) corrispondenti sono valutabili in:

POTENZA TERMICA	8,7 MW _t
POTENZA FRIGORIFERA	8,0 MW _f
POTENZA ELETTRICA	4,3 MW _e

Per fornire un indicatore sintetico dei benefici che prospettano le azioni proposte - pur sulla scorta di assunzioni prudenziali - si attende una riduzione annua di circa 4 GWh di energia primaria, corrispondenti al 5 % dell'attuale fabbisogno primario. Tale riduzione va ad aggiungersi ai 3 GWh già conseguiti nel triennio scorso con le citate azioni concentrate prevalentemente sulla riduzione del fabbisogno frigorifero.

7 SCENARI DI MEDIO TERMINE

7.1 SCENARIO ENERGETICO-AMBIENTALE

La progressiva consapevolezza dell'emergenza energetico-ambientale in cui versa il pianeta ha portato da anni la comunità scientifica internazionale a sollecitare provvedimenti volti all'impiego razionale delle risorse energetiche ed alla riduzione delle emissioni in atmosfera.

I governi delle nazioni del mondo industrializzato hanno adottato determinazioni volte alla riduzione del consumo di energia fossili, ed alla promozione di fonti rinnovabili ed assimilate: i provvedimenti si sono susseguiti con frequenza crescente modificando radicalmente gli standard energetici in uso, con l'adozione di strumenti legislativi basati sul rispetto dei requisiti di natura prescrittiva e, soprattutto, prestazionale.

La politica di incentivazione dello sfruttamento di fonti rinnovabili ed assimilate (si pensi a strumenti quali il conto energia, le modalità di scambio sul posto, il riconoscimento di tariffe onnicomprensive, i meccanismi di attribuzione e di scambio di certificati verdi e bianchi ecc.) hanno restituito interesse economico a tecnologie e prodotti energetici inizialmente irrimediabilmente penalizzate dai costi di prima installazione, favorendo processi di sviluppo e di industrializzazione che hanno portato ad una drastica riduzione dei prezzi.

Ciò ha causato un tumultuoso sviluppo, in cui le fonti rinnovabili sono cresciute assumendo ruoli crescenti nel bilancio energetico nazionale. Gli esperti oggi concordano nel ritenere inevitabile un loro sviluppo sostanziale (si consideri il target comunitario del 20% per il 2020) ed una persistente politica di incentivazione, che, come nel recente passato, sarà oggetto di ripetute correzioni di rotta, ma che assicurerà una riduzione dell'impiego delle fonti fossili.

7.2 SCENARIO ECONOMICO-TARIFFARIO

Molto incerto appare invece il destino della produzione di energia elettrica; il ricorso al nucleare, previsto qualche anno fa, a seguito dell'incidente di Fukushima e della preoccupazione manifestata da una parte molto attiva nell'opinione pubblica, appare oggi definitivamente archiviato.

Nel frattempo continua però il processo di *revamping* del parco centrali termoelettriche, che, anche se condannato a mancare l'obiettivo di ridurre la dipendenza energetica dall'estero, continuerà ad aumentare l'efficienza del sistema elettrico nazionale, riducendo la "forbice" tra i prezzi dei kilowattora elettrico e termico.

A fronte di un consolidato trend tariffario di crescita dell'energia primaria più marcato rispetto a quello degli altri indicatori economici (costo della vita, inflazione, rincaro dei prezzi, ecc.), risulta peraltro ragionevole attendere una maggiore competitività dell'elettricità rispetto alla fonte primaria.

Quest'ultima sarà inoltre soggetta a variazioni aleatorie, dipendenti da condizioni di instabilità geopolitica, destinate ad interessare in modo crescente i paesi produttori di petrolio e di gas naturale, con oscillazioni tariffarie che si propagheranno - seppur con tempi e modi leggermente differenziati - a tutte le fonti energetiche.

Un interessante risultato è inoltre atteso dalla politica di differenziazione tariffaria, da anni praticata sulle utenze industriali ed oggi estesa a quelle domestiche: l'utenza chiamata a rispondere a questa impostazione tariffaria con un parziale adeguamento dei profili di carico,

passando dal comportamento abitudinario ad atteggiamenti più virtuosi ed energeticamente convenienti grazie a tariffe premiate.

Ciò richiede l'adozione di scelte impiantistiche e tecnologiche volte a consentire lo sfruttamento di energie in fasce di basso carico, al fine di limitare i prelievi in fasce di alto carico: questa semplice circostanza tenderà ad attribuire crescente importanza a strategie di ottimizzazione dei carichi, quali la riduzione dei picchi (processi di alleggerimento del carico) o il trasferimento di carichi in fasce orarie diverse (per mezzo di accumuli energetici, quali per esempio processi di attivazione della massa, ecc.), che dovranno essere tenuti nella dovuta considerazione.

7.3 EVOLUZIONE STANDARD PRESTAZIONALI EDIFICI

Lo scenario riguardante il fabbisogno energetico normalizzato per gli edifici ha conosciuto negli ultimi anni una progressiva restrizione dei limiti prestazionali imposti agli edifici di nuova costruzione e ristrutturazione per mezzo di un parametro descrittore sintetico di energia primaria, destinato in futuro a continue riduzioni.

I paesi industrializzati sono infatti destinati a muoversi nel prossimo futuro verso l'edificio a basso consumo, se non ai *Near Zero Energy Building*. Questo processo avrà presumibilmente inizio negli edifici nuovi, per estendersi poi alle ristrutturazioni degli esistenti, a partire dagli edifici pubblici, per includere successivamente quelli privati.

La transizione dagli standard energetici dell'edilizia attuale a quelli sopra richiamati è presumibile che avvenga in un periodo grossomodo coincidente con il lasso di tempo cui è esteso il presente studio.

Va però precisato che, mentre fino ad oggi le valutazioni energetiche si sono prevalentemente circoscritte ai fabbisogni energetici di riscaldamento (e produzione di acqua sanitaria), nell'immediato futuro andranno ad interessare anche i processi di climatizzazione estiva, nonché fabbisogni elettrici per ventilazione e di illuminazione.

Le scelte tecnologiche che devono essere affrontate risultano particolarmente severe, in quanto comprese tra due opposte esigenze: se da un lato dovranno fare i conti con i fabbisogni energetici limite sopra richiamati, dall'altro è inevitabile che gli standard di comfort attesi e pretesi dagli utenti tenderanno a crescere di livello, così come accaduto negli ultimi anni ed in progressiva diffusione verso paesi in via di sviluppo.

È però da rilevare che, accanto ad una crescente domanda di comfort, aumenta anche la sensibilità da parte del cittadino e degli operatori economici ai temi energetici ed ambientali, come comprovato da una consolidata tendenza a non limitarsi al mero rispetto delle prestazioni imposte dalla normativa, per affrontare percorsi virtuosi che spingono le prestazioni oltre i minimi prescritti.

Ciò obbedisce a una scelta volontaria di persone fisiche e, soprattutto, giuridiche, che intendono investire parte dei propri redditi in comportamenti energeticamente virtuosi, sia in nome di una nuova coscienza ambientale, che per un ritorno in termini di immagine: da questo punto di vista risultano essenziali i meccanismi di comunicazione, principalmente basati sulla visibilità degli interventi, sulla diffusione e divulgazione dei risultati conseguiti, in modo da accreditare ai soggetti virtuosi una preferenza ed una simpatia da parte dell'opinione pubblica.

7.4 EVOLUZIONE DELL'IMPIANTISTICA TECNOLOGICA NEGLI EDIFICI

Gli edifici di nuova costruzione e quelli interessati da ristrutturazione, realizzati nel passato recente, hanno beneficiato dell'introduzione di modalità di progettazione e di realizzazione tali da ridurre l'impegno energetico per la climatizzazione, abbandonando definitivamente la precedente cattiva abitudine di impianti di riscaldamento sovradimensionati per correggere inefficienze termiche dei fabbricati, per lasciare il posto a una nuova cultura di investire sulla "bontà" dell'edificio piuttosto che sul correttivo assicurato dalla climatizzazione attiva: questa cultura, ormai consolidata, prospetta minori costi energetici di esercizio, in grado di recuperare un maggiore investimento iniziale in tempi non brevissimi, ma certamente con un'efficacia di lungo termine.

Nel contempo si assiste però anche ad un altro fenomeno nell'edilizia: una "compressione" degli spazi edificati per persona, che non risparmia il settore terziario: gli spazi sono sempre più ottimizzati e meglio sfruttati, mentre parallelamente, l'innalzamento dei livelli di standard qualitativi richiesti all'aria ambientale, in termini di purezza e salubrità, finiscono inevitabilmente con il conferire importanza crescente ai sistemi di ventilazione forzata. Ed è evidente che una intensa ventilazione comporti un onere energetico corrispondentemente elevato, legato alla necessità di portare l'aria esterna alle condizioni di benessere interno.

Se da un lato le dispersioni degli edifici vengono progressivamente ridotte dal migliore isolamento termico degli involucri edilizi, dall'altro le esigenze di benessere richiedono ventilazioni sempre più spinte; si comprende quindi come la criticità si stia progressivamente spostando verso una gestione oculata del ricambio dell'aria, tema ad oggi solo parzialmente disciplinato dalla legislazione citata.

Lo scenario che si viene così a configurare permette di delineare una dinamica, cui andranno inesorabilmente soggette nel medio termine le dotazioni impiantistiche di climatizzazione:

- la crescente cura posta nella realizzazione degli involucri edilizi toglierà progressivamente importanza alla dispersione invernale attraverso gli stessi, per spostare l'attenzione sul ricambio d'aria, anche in conseguenza delle crescenti densità di affollamento che si vanno affermando, specie negli ambienti di lavoro;
- gli apporti termici interni (affollamento e dotazioni elettriche/elettroniche) sono destinati ad assumere un peso crescente rispetto ai carichi generati dalle condizioni climatiche esterne;
- la criticità nei processi di climatizzazione si trasferirà dal riscaldamento invernale al raffrescamento estivo, ovvero dalla generazione allo smaltimento di calore.

Il futuro finirà quindi col premiare soluzioni che sapranno gestire in modo energeticamente oculato i processi di ventilazione e di raffrescamento: dal rigore dell'inverno si è imparato bene a difendersi; non altrettanto dal caldo, interno o esterno che sia. La particolarità di una parte significativa dei complessi nel comparto terziario, in cui il raffreddamento risulta più critico del riscaldamento, è verosimilmente destinata ad interessare in futuro tutto il settore dei servizi, per estendersi anche all'edilizia abitativa.

Queste prospettive assegnano alla tecnologia frigorifera un ruolo strategico per il futuro, anche in virtù di alcune circostanze particolari:

- l'opportunità di utilizzare una macchina frigorifera reversibile permette di ottenere calore e freddo con una stessa unità, limitando investimento e complessità d'impianto;

- l'affermazione degli impianti di riscaldamento a bassa temperatura ed il favore riscontrato dalla geotermia consentono alle pompe di calore un esercizio altamente competitivo rispetto alle tradizionali caldaie.

Mentre la tecnologia di combustione e recupero termico – non senza l'apporto decisivo della condensazione dei fumi – ha ormai portato alle soglie del limite teorico di sfruttamento dei combustibili tradizionali, la tecnologia delle pompe di calore mostra ampi spazi di miglioramento ancora disponibili, che potranno essere sfruttati nel prossimo futuro e che le permetteranno di subentrare ai tradizionali gruppi termici in una quota crescente della climatizzazione civile.

7.5 IMPLICAZIONE DEGLI SCENARI DESCRITTI

Alla luce di quanto descritto nei precedenti paragrafi, risulta necessario operare scelte in grado di assicurare elevata efficienza energetica, nonostante la necessità di soddisfare la crescente domanda di comfort, utilizzando mix tecnologici in grado di mediare al meglio le esigenze di comprimere i costi di gestione e quelli di investimento.

Le soluzioni proposte dovranno inoltre disporre della necessaria flessibilità, evitando di vincolare in modo troppo pesante l'insieme tecnologico ad una fonte energetica prevalente. La definizione dei requisiti generali specifici di intervento è l'oggetto dei capitoli seguenti.

8 REQUISITI ED ORIENTAMENTI GENERALI DI INTERVENTO

Per poter procedere alla definizione delle linee guida che compongono il presente MPE, è necessario che, alla luce degli scenari dianzi configurati, vengano definiti in modo per quanto possibile chiaro e distinto i requisiti tecnici che il progetto deve essere in grado di soddisfare, siano essi espliciti o impliciti, espressi o inespressi.

Ad un primo livello si ritiene possano collocarsi i seguenti obiettivi generali:

- Elevata efficienza energetica;
- Ridotto impatto ambientale;
- Elevati livelli di comfort;
- Flessibilità strutturale;
- Elevata manutenibilità;
- Intelligenza distribuita tele controllata.

Gli obiettivi generali dianzi precisati, si ritiene vadano poi integrati con alcune considerazioni specifiche, inerenti due aspetti, cui si è già fatto cenno in precedenza:

- Bilanciamento delle fonti primarie di approvvigionamento;
- Visibilità e comunicazione dei comportamenti energeticamente virtuosi.

8.1 ELEVATA EFFICIENZA ENERGETICA

La risposta alle esigenze di contributo alla riduzione delle emissioni e di contenimento dei costi di esercizio transita inevitabilmente attraverso la ricerca spinta di efficienza energetica, sia a livello di riduzione dei fabbisogni, che di ottimizzazione dei criteri di erogazione dei servizi energetici.

La riduzione dei fabbisogni energetici passa, a sua volta, attraverso una molteplicità di percorsi, che coinvolgono i diversi aspetti richiamati in precedenza:

- Climatizzazione: prestazione dell'involucro edilizio, sfruttamento selettivo degli apporti solari, razionalizzazione dei criteri di ventilazione;
- Illuminazione: apparecchi illuminanti e lampade di elevate prestazioni, sfruttamento dell'illuminamento naturale, criteri di regolazione della luce artificiale;
- Sistemi idrici: approvvigionamento, accumulo dell'acqua, trattamento, riscaldamento delle acque per usi potabili, sanitari, irrigui ed antincendio.

L'erogazione dei servizi energetici, siano essi meccanici che elettrici, coinvolge diverse fasi, articolandole secondo il convenzionale schema di:

- Generazione: produzione del servizio energetico, a partire da fonti tradizionali o alternative, in forma singola o combinata, continua o intermittente;
- Distribuzione: vettoriamento dei diversi servizi energetici dai siti di generazione ai terminali di utilizzazione;
- Regolazione: modulazione della quantità (ovvero: potenza) e del "livello" (p. es.: temperatura, pressione, tensione...) del servizio erogato, secondo criteri opportuni;
- Emissione: trasferimento del servizio energetico agli ambienti interessati, attraverso apparecchiature terminali, rispondenti ai requisiti di efficienza prestabilita.

In particolare la generazione dei servizi energetici può prevedere lo sfruttamento di:

- fonti fossili: il ricorso a tali sorgenti, anche nel più virtuoso degli scenari, risulta inevitabile, non fosse altro che per la copertura dei picchi, per le unità di riserva-scorta-emergenza, per eventuali forme di scambio con sistemi diffusi (si pensi alla rete elettrica nazionale e dei meccanismi di esercizio in parallelo con la stessa);
- fonti rinnovabili: secondo il consueto schema "quasi-democriteo", esse sono articolabili secondo gli elementi acqua (idroelettrico), aria (eolico), sole (termico, fotovoltaico, termodinamico, ibrido), fuoco (biomassa e rifiuti), terra (geotermia, diretta o indiretta);
- fonti assimilate: conformemente alla designazione superata, ma ormai entrata nel gergo comune, includono sistemi che consentono di risparmiare lo sfruttamento di fonti fossili, pur non essendo in grado di prescindere completamente dall'utilizzo delle stesse (cogenerazione, trigenerazione, pompe di calore, loro combinazioni...).

La preoccupazione costante nella redazione di un MPE deve risiedere nella scelta delle fonti in ragione delle circostanze locali, nonché nella definizione di un mix adeguatamente equilibrato e bilanciato delle stesse, sia per assicurare l'efficienza globale dell'insieme, sia per prevenire circostanze di eccessiva dipendenza da un'unica fonte energetica.

8.2 RIDOTTO IMPATTO AMBIENTALE

Se da un lato il perseguimento dell'elevata efficienza energetica discusso al punto precedente si traduce immediatamente in una riduzione dell'impatto ambientale (che si potrebbe esprimere in CO₂ equivalente) rispetto ai criteri tradizionali, le diverse scelte possono portare a scenari particolari a livello locale.

Un ricorso molto spinto alla generazione combinata locale di elettricità, calore e freddo si può tradurre in una sostanziale riduzione delle emissioni in atmosfera, ma introduce inevitabilmente maggiori emissioni locali. Analogamente un ricorso drastico allo sfruttamento di biomasse (a titolo esemplificativo oli vegetali consegnati via mare ed impiegati per l'alimentazione di impianti termoelettrici) finisce con l'aggravare l'emissione a livello locale, pur con un sostanziale beneficio su un orizzonte globale.

Al contrario un utilizzo intensivo di sistemi in pompa di calore (ragionevolmente reversibili il funzionamento frigorifero) può sostituirsi alla generazione termica da fonti fossili, eliminando - del tutto o in parte - emissioni locali, ma causando un incremento di emissioni remote, pur in presenza di un bilancio globale positivo.

Nella definizione del mix tecnologico richiamato nel paragrafo precedente, assume quindi un'importanza strategica la scelta di soluzioni che sappiano bilanciare le esigenze globali, con quelle locali, tenuto conto delle particolarità dell'ecosistema immediatamente circostante.

Un ulteriore aspetto da tenere in considerazione è la necessità di valutare l'impatto ambientale non esclusivamente in termini di emissioni in atmosfera, ma anche di impatto visivo (si pensi all'introduzione di ampi campi fotovoltaici), acustico (principalmente correlato a processi di generazione elettrica - anche eolica), sul sottosuolo o sul mare (sfruttamento della risorsa geotermica), nonché agli impatti che le diverse scelte possono avere su altri aspetti cruciali, quali traffico e viabilità, l'ecosistema (flora e fauna), ecc., aspetti peraltro già oggetto di valutazione di altra sede dedicata (studio di fattibilità ambientale).

Gli strumenti di analisi di cui tipicamente si serve uno studio di impatto ambientale sono volti a considerare nell'ambito dell'impatto la globalità degli aspetti, includendo elementi energetici

"occulti", quali le risorse necessarie per la costruzione e la demolizione dei siti, la trasformazione ed il trasporto delle risorse (combustibili, manodopera, ecc.).

8.3 ELEVATI LIVELLI DI COMFORT

Come peraltro anticipato in precedenza, una delle circostanze di cui deve tenere conto la pianificazione energetica di un complesso di fabbricati è data dal livello di comfort che viene richiesto per gli ambienti occupati, ovvero da quel complesso di condizioni che assicurano un microclima salubre e confortevole.

Negli ultimi anni si è assistito ad una progressiva crescita del livello degli standard attesi-pretesi dall'utenza, a partire dal settore terziario per poi diffondersi progressivamente anche quello abitativo.

In tal senso gli elementi essenziali in cui si può tentare di scomporre la dinamica evolutiva del comfort ambientale sono sostanzialmente seguenti:

- l'estensione della climatizzazione dal mero processo di riscaldamento a quello di benessere annuale, coinvolgendo la stagione estiva e la conseguente mitigazione delle sovra temperature ad essa connesse;
- l'estensione dal controllo della temperatura, quale variabile principale del benessere ambientale, a quello termoigrometrico, includendo i processi di rinnovo in un più esteso concetto di qualità dell'aria;
- il passaggio progressivo ad un controllo microclimatico, con riferimento alle condizioni localizzate di benessere, nonché al concetto di benessere percepito e degli elementi che lo influenzano (velocità dell'aria, gradienti termici, componenti radianti).

Se l'introduzione del raffrescamento degli ambienti risale a diversi decenni fa - così come la ventilazione primaria dei locali - la crescente attenzione agli aspetti microclimatici e di benessere percepito hanno portato a considerare alcuni aspetti critici, quali la diffusione dell'aria e gli scambi termici tra occupanti e l'ambiente circostante.

Questo nuovo tipo di approccio ha visto la progressiva affermazione di sistemi di ventilazione controllata (con elevata induzione e velocità di lancio residue contenute entro i limiti della percezione) e di sistemi radianti (caratterizzati cioè da una quota significativa del calore scambiato per radiazione), tali da garantire condizioni di benessere percepito sempre crescenti: questa dinamica si è indirizzata verso quello che alcuni designano con il termine significativo di *soft conditioning*.

E' evidente che una pianificazione energetica oculata debba tenere conto delle esigenze tipiche di questa ormai consolidata tendenza, onde evitare di produrre e distribuire servizi energetici obsoleti per il raggiungimento di obiettivi di comfort ambientale ormai acquisiti dallo stato dell'arte.

8.4 FLESSIBILITÀ STRUTTURALE

Se la pianificazione di medio-lungo termine allo scopo di tracciare un percorso lungo cui ci si attende si sviluppi la crescita di un complesso e delle attività che esso ospita, la previsione di sistemi tecnologici di supporto deve tuttavia prevedere gli inevitabili aggiustamenti e le correzioni che le circostanze renderanno necessarie nel prossimo futuro, a causa di quel complesso di variabili aleatorie che, in quanto tali non possono essere predette con la necessaria precisione.

Di conseguenza, a fronte di punti ragionevolmente fermi attorno cui sviluppare un MPE, alcuni fattori devono rimanere volutamente "aperti", per essere definiti in tempi successivi, in ragione delle effettive esigenze che emergeranno.

Uno di questi aspetti - il primo e più evidente tra essi - è rappresentato dalla potenzialità dei sistemi di generazione-trasformazione dei servizi energetici. Per questi sistemi è indispensabile ed inevitabile ipotizzare una crescita progressiva, possibilmente secondo una modularità che consenta di differire nel tempo gli investimenti, salvaguardando requisiti tecnici e prestazionali predeterminati.

Si intende con questo orientare la scelta verso un sistema di grande flessibilità, basato cioè sul requisito della scalabilità, ovvero della possibilità di integrare situazioni preesistenti con elementi aggiuntivi, senza compromettere la filosofia e l'architettura generale di impianto.

Diviene in proposito importante definire un opportuno grado di "granularità", ovvero di dimensione dei moduli integrativi destinati ad essere aggiunti, quale compromesso tra le opposte esigenze di una crescita per piccoli passi (tesa ad inseguire i singoli step di sviluppo del complesso), rispetto ad una basata su incrementi significativi (volta a salvaguardare elevati livelli prestazionali, in virtù delle potenzialità minime di modulo).

Una volta individuati gli orientamenti tecnologici (o, meglio, il più volte richiamato mix di tecnologie energetiche), diventa quindi opportuno stabilire un percorso di crescita dei siti tecnologici, che conducano dalla potenzialità "iniziale" a quella "finale" di impianto, intendendosi con tali termini gli estremi del periodo di riferimento del MPE.

8.5 ELEVATA MANUTENIBILITÀ

Uno degli obiettivi che sempre si propone la progettazione di un assieme tecnologico al servizio di un insieme di edifici ed attività, è quello di concentrare la complessità dei processi tecnologici in appositi siti, ben definiti, strategicamente collocati, in modo da sottrarre il loro esercizio a qualsiasi rischio di interferenza con le attività primarie.

Il target da conseguire deriva pertanto da una oculata mediazione tra le esigenze di:

- Concentrazione;
- Remotizzazione;
- Collocazione baricentrica.

Se i primi due aspetti obbediscono ad un'esplicita necessità di separazione delle attività tecnologiche rispetto a quelle primarie del complesso, la collocazione baricentrica risponde alla necessità di prossimità tra siti di generazione e di utilizzazione dei servizi, con l'evidente scopo di ridurre gli oneri distributivi, sia di primo impianto che di esercizio.

I benefici dovuti a sistemi tecnologici con funzionamento non interferente con gli edifici e le attività servite risiedono nella possibilità di svolgere il complesso di attività manutentive (dai controlli routinari alle operazioni di conduzione, dagli interventi ordinari a quelli straordinari, fino alla gestione delle emergenze) senza alcuna percezione dell'operato da parte degli utenti e senza che flussi di risorse (materiali, manodopera, informazioni) possano generare/subire alcun disturbo a/dai le attività primarie.

È peraltro evidente che i siti tecnologici dovranno essere collocati e serviti da adeguate infrastrutture, in relazione alle operazioni manutentive necessarie, alla loro frequenza ed all'importanza delle attrezzature e dei materiali coinvolti in tali attività.

8.6 INTELLIGENZA DISTRIBUITA TELECONTROLLATA

Se quanto detto in precedenza prelude ad un orientamento verso un'architettura con un adeguato grado di centralizzazione - secondo quanto comunemente in atto in complessi paragonabili - è peraltro evidente che qualsiasi sistema tecnologico, articolato dalla generazione alla distribuzione terminale, debba necessariamente svilupparsi su più livelli gerarchici di siti tecnologici: centrali, sotto centrali, sottostazioni, fino alle apparecchiature terminali.

Da un lato emerge la necessità tecnologica di un continuo dialogo tra i siti tecnologici di diverso livello: ciò consente di ottimizzare i processi tecnologici ed energetici, conoscendo istante per istante le necessità delle utenze terminali e di inseguirle con la più appropriata gestione delle apparecchiature di centrale, ottenendo i massimi livelli di efficienza.

D'altro canto si presenta la necessità per i vari siti, in assenza parziale o totale di colloquio tra i diversi livelli gerarchici di sistema, di poter proseguire nell'erogazione dei propri servizi, basandosi su criteri implementati nei singoli siti, secondo una logica di intelligenza distribuita, che in ogni caso può proseguire nella propria attività, pur in una modalità temporaneamente degradata.

Al tempo stesso l'impiego dei più consolidati standard di comunicazione tra siti tecnologici, permette attraverso opportuni bus la conoscenza in tempo reale dello stato dei diversi siti, tipicamente remoti e non presidiati: ciò consentirà il telecontrollo di tutte le attività tecnologiche connesse alla gestione dei sistemi energetici, evidenziando le condizioni di esercizio, i parametri di funzionamento, lo stato delle apparecchiature, eventuali anomalie e disservizi, consentendo di attuare efficaci strategie di ripristino.

Obiettivo ormai consolidato di questi sistemi è la conoscenza delle condizioni di anomalia, normalmente anticipate da una notifica di pre-allarme, tali da consentire le manovre di ripristino o l'intervento del personale addetto in tempi tali da rimuovere il disservizio prima che l'utente sia in grado di percepirlo.

8.7 BILANCIAMENTO DELLE FONTI ENERGETICHE DI APPROVVIGIONAMENTO

Nella definizione del più volte richiamato mix di tecnologie energetiche, un aspetto che mostra una sostanziale crucialità, soprattutto sul medio-lungo termine, è rappresentato dalla necessità di un oculato bilanciamento tra le fonti primarie di approvvigionamento.

Posta come esigenza primaria la ricerca di un sistema energetico efficiente, l'ottimizzazione viene spesso conseguita con la giustapposizione di più tecnologie, che prospettino la generazione combinata di diversi servizi energetici.

A titolo esemplificativo si citano i sistemi di cogenerazione e trigenerazione, piuttosto che i sistemi a pompa di calore con recupero totale. Come evidenziato in precedenza, mentre i primi sono tecnologie che smarcano - in modo parziale o totale - l'utenza dal mercato di approvvigionamento di elettricità (assoggettandolo per contro in misura pesante a quello dei combustibili), gli ultimi invertono il criterio di dipendenza, vincolando l'utenza in modo sostanziale al mercato dell'elettricità (per renderlo piuttosto insensibile a quello dei combustibili).

È evidente che, secondo quanto descritto nell'esame degli scenari energetici, allo stato attuale i mercati dell'elettricità e combustibili sono legati l'uno all'altro dall'efficienza del

sistema elettrico nazionale. Se questa considerazione può ragionevolmente far escludere sbilanciamenti repentini sul breve termine, un ragionamento di lungo periodo impone di considerare possibili variazioni sostanziali, legati a profonde mutazioni del mercato energetico: un (improbabile) ritorno del nucleare (a livello nazionale, di mondo industrializzato o di paesi emergenti), una crescita disciplinata ed organica delle rinnovabili, piuttosto che un impulso all'utilizzo del carbone o, sul fronte opposto, dei combustibili vegetali, possibili crisi internazionali nelle aree di produzione del petrolio, ...

Una pianificazione di medio-lungo termine che, non potendosi sottrarre integralmente al rischio legato all'andamento del mercato energetico, intende tuttavia limitare il suddetto rischio deve prevedere una forma equilibrata bilanciata di approvvigionamento tra le diverse forme di energia primaria:

- una quota di fonti rinnovabili, inizialmente contenuta, ma destinata ad una lenta ma continua crescita;
- una quota da combustibili (tipicamente gassosi, senza escludere combustibili liquidi, che potrebbero risultare appetibili in virtù del terminal acqueo);
- una quota da elettricità di rete (da acquisire sul mercato libero, sfruttando la posizione di forza derivante dalla significatività dei consumi annui in gioco).

La ricerca di quest'equilibrio non esclude, ma anzi e a maggior ragione richiede che vengano ottimizzati i flussi di energia tra sistemi di fonti rinnovabili ed assimilate, che provvedano in particolare a compensare fabbisogni e generazioni di elettricità.

8.8 VISIBILITÀ DEI COMPORTAMENTI ENERGETICAMENTE VIRTUOSI

La più volte richiamata sensibilità dell'opinione pubblica più attenta ai temi energetico-ambientali, cresciuta negli ultimi anni considerevolmente nell'ambito dei paesi industrializzati, è destinata a radicarsi e diffondersi ulteriormente, per interessare la società e tutti i suoi strati e comparti.

In risposta a questa nuova attenzione alle tematiche energetiche, il mondo dei consumatori sta orientando le proprie scelte verso immobili (tipicamente la prima casa), beni mobili (autovetture, motocicli), apparecchiature (è il caso degli elettrodomestici) energeticamente performanti, impegnando risorse economiche al di là di quelle che sono le prescrizioni normative per inseguire piuttosto un'attenzione ed un movimento proprio dell'animo, e quindi secondo una logica strettamente volontaria.

È quindi evidente che comportamenti che risultino coerenti con queste attenzioni finiscano per suscitare un atteggiamento più o meno consapevole di rispetto, se non di simpatia o, addirittura, di ammirazione.

È questo uno degli aspetti su cui una crescente molteplicità di attività commerciali investe, nella certezza - o, quanto meno, nella ragionevole convinzione - di un ritorno in termini di immagine, oltre che di una risposta fornita in prima persona ad uno stato di emergenza sempre più percepito, e come tale bisognoso di esempi virtuosi, in grado di innescare sani meccanismi di emulazione.

Le scelte virtuose che inevitabilmente entreranno a far parte delle linee guida del presente MPE, benché non possano rappresentare l'unico ingrediente, devono trovare un'adeguata visibilità agli occhi del cliente-utente, affinché lo stesso venga reso partecipe degli sforzi ed i risultati conseguiti e possa maturare un atteggiamento personale ed una disposizione

d'animo favorevole nei confronti del complesso dei cui servizi intende avvalersi (o si è avvalso).

Il nodo della "visibilità" può essere giocato con diverse modalità, che vanno da una integrazione delle tecnologie virtuose nell'architettura dei fabbricati e degli spazi aperti (in modo che l'utente possa averne visione diretta), alla restituzione di messaggi sintetici sulle prestazioni istantanee o cumulate (potenze generate, energie risparmiate, emissioni evitate, ecc.) attraverso display a messaggio variabile, totem tecnologici interattivi, monitor con immagini sinottiche, il tutto da disporre strategicamente nelle sale di attesa, negli spazi di queueing, nei passaggi obbligati.

È ragionevole attendere che iniziative di questo tipo, a prezzo di un incremento assolutamente trascurabile rispetto gli investimenti energetici, possa da un lato accattivare la simpatia degli utenti sensibili, dall'altro contribuire in modo impercettibile a spostare verso l'area di questi ultimi i soggetti più scettici o meno interessati.

Questa sorta di divulgazione, sostenibile anche attraverso mezzi specifici quali opuscoli, depliant, poster, slogan, ecc., che viene quindi a collocare sapientemente a cavallo tra un'azione di marketing (promozione, propaganda, pubblicità) ed una di formazione e di sensibilizzazione dell'opinione pubblica.

8.9 ASPETTI ECONOMICI

È evidente che ognuno dei target sopra esposti sottenda oneri di investimento ed economia di esercizio che devono risultare compatibili con le redditività attese dalle più dinamiche organizzazioni economiche operanti sul mercato, con tempi di rientro sugli importi stanziati e remunerazioni che risultino adeguati.

Secondo quanto emerso nei contatti con la committenza, il *goal* economico sotteso al processo di razionalizzazione energetica contenuto nel MPE, potrebbe essere espresso dall'obiettivo di "recuperare in termini di efficienza l'incremento dei passaggi di utenti", ovvero di compensare con l'efficienza il crescente numero di clienti serviti, bloccando la crescita della bolletta energetica.

Espresso in altri termini, il target energetico può essere la conservazione degli attuali livelli di fabbisogno energetico, pur in un positivo trend di crescita del traffico aereo che insiste sull'aerostazione veneziana.

Al di là della suggestione dell'immagine espressa dal target citato, è evidente che esso sottende un meccanismo di auto compensazione tra le entrate conseguenti al transito di utenti e l'impegno economico per il mantenimento della promessa energetica.

8.10 INTEGRAZIONE DI FONTI TRADIZIONALI ED ALTERNATIVE

8.10.1 Costi di investimento e costi di esercizio

Le tecnologie tradizionali (calore da combustibili fossili e di freddo da gruppi a compressione condensate dall'aria, elettricità da rete ecc.) sono in generale tecnologie molto mature, caratterizzate da costi di investimento assai limitati ma da oneri di esercizio elevati, forzatamente correlati allo sfruttamento della fonte primaria.

Per contro le tecnologie alternative, siano esse basate su fonti rinnovabili che assimilate, a fronte di costi di investimento sostanzialmente più elevati, permettono un esercizio caratterizzato da oneri significativamente più bassi.

La convenienza di queste ultime rispetto alle prime viene sinteticamente ed immediatamente restituita dal rapporto tra extra-costi da sostenere ed economie annue attese, ovvero dal tempo semplice di rientro. Nel calcolo vengono evidentemente entrano le diverse forme di incentivazione introdotte dalla legislazione vigente, con lo scopo di premiare soluzioni avanzate, energeticamente efficienti, ma altrimenti poco vincenti sul piano economico.

Nell'individuare i limiti di convenienza delle tecnologie alternative rispetto alle tradizionali, un ruolo significativo viene svolto dall'intensità di sfruttamento delle diverse fonti: per accelerare l'ammortamento delle soluzioni più costose e sofisticate è infatti necessario assicurare loro un utilizzo quanto più possibile intensivo, provvedendo a coprire eventuali punte con tecnologie tradizionali.

8.10.2 Curva di durata

Come in tutte le utenze impiantistiche, anche per quelle qui in esame si prospetta un profilo dei carichi termici, frigoriferi ed elettrici molto variabile, su base sia stagionale (sostanzialmente in relazione alle oscillazioni climatiche ed all'illuminazione naturale), che giornaliera (quale esito delle utilizzazioni che si verificano nelle diverse fasce orarie della giornata), e, infine, settimanale (limitatamente a quei carichi che risentono in maniera sensibile delle condizioni fine-settimanali).

Ne deriva un profilo di carico particolarmente complesso, conseguente alla sovrapposizione di una "portante" stagionale e di una variazione quotidiana, con valori che oscillano in un ampio *range*.

Disponendo gli stessi valori in ordine decrescente, si ottengono le curve di durata, ovvero spettri che esprimono la potenza richiesta (in ordinata) correlandola alla rispettiva frequenza (in ascissa), laddove l'integrale della curva esprime quindi il fabbisogno energetico dell'utenza.

L'analisi delle curve di durata permette di individuare le potenze di base, integrazione e punta, ovvero di frazionare la potenza complessiva in più fasce sovrapposte, le cui aree indicano le corrispondenti energie erogate su base annua.

8.10.3 Produzione energetica di base ed integrazione di punta/scorta

Risulta pertanto evidente come sia opportuno:

- attribuire alle tecnologie più costose e performanti l'onere di coprire la base del diagramma di carico;
- assegnare alle tecnologie più economiche e meno performanti il compito di coprire i picchi del diagramma stesso;
- impiegare le tecnologie intermedie nelle potenze di integrazione, ovvero per la fascia intermedia del diagramma di carico.

In generale - e anche nel caso specifico - è opportuno che alle tecnologie più economiche e meno performanti, oltre alla copertura delle punte, venga anche assegnato il compito di intervenire quali scorte, in caso di disservizio o fermata per manutenzione di una o più delle unità preposte a fornire o integrare la base del carico.

8.11 ARCHITETTURA GENERALE DI IMPIANTO

8.11.1 Grado di centralizzazione

Diverse sono le considerazioni che portano ad indirizzare le scelte tecnologiche di grandi complessi verso architetture impiantistiche fortemente centralizzate.

In primo luogo la centralizzazione obbedisce ad una logica di concentrazione dei macchinari e delle attrezzature in un sito circoscritto, strategicamente localizzato, in modo da semplificare le operazioni di sorveglianza, controllo e manutenzione, circoscrivendo nello spazio gli impatti verso l'ambiente circostante (emissioni in atmosfera, impatti acustico e visivo, rischi di incendio e/o esplosione ...).

In secondo luogo, l'aggregazione della potenza nominale complessiva di impianto in un unico sito permette di orientare la scelta verso unità di elevata potenzialità unitaria, contraddistinte in generale da elevate prestazioni energetiche: è ricorrente infatti nell'ambito della tecnologia che all'aumento della potenzialità unitaria corrispondano in generale incrementi dei rendimenti energetici, conseguenti a più spinte o ottimizzazioni, nonché al ricorso a soluzioni tecnologiche che non risultano praticabili o giustificate in presenza di taglie più piccole.

L'elevata potenzialità complessiva consente di mantenere taglie di macchina ragguardevoli, in presenza di un frazionamento adeguato, a tutto vantaggio della flessibilità di impianto - ovvero della sua capacità di adattarsi istantaneamente al carico di utenza, mantenendo elevati valori di efficienza, e della continuità di servizio, basandosi su una opportuna ridondanza dei macchinari critici.

La concentrazione in un unico sito di diversi processi di cogenerazione energetica permette di attuare ottimizzazioni e recuperi altrimenti improponibili, quali le produzioni combinate di diversi servizi energetici, ottenuti gli uni quali sottoprodotti della generazione degli altri: è il caso tipico dei processi di cogenerazione, trigenerazione, recupero condensativo. Si tratta di tecnologie da tempo affermate e consolidate, disponibili sul mercato anche per potenzialità ridotte, ma che in presenza di taglie significative esprimono efficienze e prestazioni realmente molto interessanti.

L'effetto "taglia" gioca inoltre a favore del costo di primo investimento: è noto infatti che, al crescere della potenzialità di un'apparecchiatura, il suo prezzo cresce secondo una legge meno che proporzionale, premiando di fatto macchinari di elevata potenzialità unitaria.

A fronte degli incrementi di prestazioni energetiche e di contenimento dei costi complessivi delle apparecchiature di generazione dei servizi energetici, vanno però evidenziate da un lato le perdite di distribuzione e dall'altro gli oneri del sistema distributivo, sia iniziale (come investimento per la sua realizzazione) che di esercizio. Consolidate esperienze, supportate da analisi energetiche peraltro di una certa immediatezza, mostrano che le economie che caratterizzano le soluzioni fortemente centralizzate prevalgono sull'onere dei sistemi distributivi, così come le maggiori prestazioni energetiche sono in grado di compensare ampiamente le perdite ed i costi di distribuzione.

Si tratta piuttosto di individuare criteri tecnico-economici che stabiliscano una soglia di convenienza fino a cui spingere la centralizzazione, per abbandonarla altrimenti in favore di soluzioni con un'architettura distribuita. Tipicamente risultano premiate soluzioni centralizzate applicate ad insediamenti caratterizzati da forte concentrazione dei fabbricati e dei corrispondenti carichi, tali cioè da contenere entro limiti adeguati l'incidenza dei sistemi distributivi.

Il caso proposto dalla situazione in esame, avendo proprio le caratteristiche suddette, indica una decisa convenienza di indirizzare le proprie scelte verso soluzioni caratterizzate da un elevato grado di centralizzazione, aprendo prospettive di ottimizzazione energetica di grande interesse.

Risulta peraltro evidente che la scelta di una architettura fortemente centralizzata comporta necessariamente la realizzazione di una molteplicità di sottostazioni distribuite nell'area servita, caratterizzate però dalla presenza di apparecchiature sostanzialmente "passive" e comunque di limitata criticità in termini di affidabilità e di manutenzione richiesta: tutti i macchinari che rappresentano il cuore dei processi di produzione e trasformazione energetica sono infatti concentrati nel sito tecnologico centralizzato.

8.11.2 Generazioni remote

A parziale deroga di quanto espresso in precedenza, sussistono alcune situazioni per le quali è opportuno, se non inevitabile, conservare una localizzazione remota rispetto alla centrale tecnologica principale.

In primo luogo si fa riferimento alle tecnologie fotovoltaiche, per propria natura estese in termini planimetrici, e localizzate in corrispondenza delle coperture degli edifici (o, quanto meno, di quelle che dispongono di una adeguata esposizione solare e per cui l'installazione di superfici captanti risulti compatibile con l'architettura e le destinazioni d'uso della copertura). La potenza generata da questi sistemi verrà inevitabilmente introdotta nella rete energetica nel punto più prossimo a quello dell'installazione fotovoltaica.

In secondo luogo ci si può riferire allo sfruttamento della risorsa geotermica, laddove la localizzazione delle zone di scambio con il terreno sia propiziata dalla realizzazione di opere strutturali interrato (palificazioni, fondazioni, cunicoli e gallerie). La potenza scambiata con il terreno potrà essere trasformata in posizione remota per l'alimentazione di utenze in loco o per il collegamento sistema distributivo principale.

Leggermente diverso è il possibile recupero di apparecchiature di una certa rilevanza in termini di potenza e di prestazioni: per tali situazioni è possibile ipotizzare il recupero con trasferimento della centrale tecnologica principale o, più verosimilmente, mantenendo l'apparecchiatura nell'attuale sito di installazione: benché quest'ultimo sia destinato ad essere servito da una rete distributiva facente capo alla centrale tecnologica principale, è possibile ipotizzare un utilizzo occasionale delle attuali apparecchiature per la copertura di picchi o di condizioni di disservizio.

Questi tipi di sistemi di generazione - fotovoltaico, geotermico e frigorifero - si trovano dislocati planimetricamente in posizioni prossime ai rispettivi carichi energetici, con la possibilità di erogare servizi energetici in vicinanza dell'utilizzo finale: questa modalità, corrispondente all'emergente concetto di *smart grid* - di fatto alternativa all'architettura centralizzata - presuppone un efficace sistema di telecontrollo, in grado di rilevare in tempo reale le condizioni di equilibrio della rete ed attivare le unità eventualmente necessarie, in relazione non solo alla potenza richiesta, ma anche alla migliore collocazione topografica rispetto alle esigenze di carico.

In questo senso le unità frigorifere a compressione semiermetica condensate ad aria, attualmente installate e funzionanti, benché caratterizzate da prestazioni non allineate con le attese per il futuro, possono rappresentare una risorsa adeguata a fronteggiare situazioni particolari di picco o emergenza.

8.12 RELAZIONI ENERGETICHE COL CONTESTO CIRCOSTANTE

Nella definizione delle scelte generali di generazione e distribuzione dei servizi energetici è inoltre necessario tenere nella dovuta considerazione le relazioni con il contesto circostante, sia per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico, che l'utilizzo dei servizi prodotti.

In relazione all'approvvigionamento energetico non si segnalano particolari limitazioni in merito ai tradizionali servizi primari (elettricità e gas di rete).

La disponibilità di un terminal acqueo sul canale di Tessera renderebbe plausibile la possibilità di approvvigionare combustibili liquidi trasportati via mare a condizioni economicamente vantaggiose.

Alcune considerazioni specifiche verranno svolte nel seguito in merito all'utilizzo delle risorse rinnovabili, che trovano circostanze favorevoli nella prossimità del mare così come nella totale assenza di rilievi montuosi che limitino in modo alcuno la radiazione solare anche nei mesi invernali, mentre i venti dominanti sono relativamente incostanti e poco significativi.

Per quanto riguarda i possibili utilizzi energetici (carichi aggiuntivi) in grado di incrementare la "massa critica", la contiguità dell'area in cui sorgerà il "Quadrante di Tessera" e delle attività commerciali e sportive verosimilmente ospitate dallo stesso non rappresenta un'opportunità concreta per l'immediato e per questo studio, alla luce della insufficiente definizione dei programmi di sviluppo di creare.

Sul piano ambientale va viceversa rilevata la situazione delicata e particolare dell'ecosistema lagunare e del suo immediato retroterra, con la necessità di limitare impatti significativi, in termini di:

- emissioni locali in atmosfera: limitare processi di generazione di calore da combustibili fossili;
- impatti del traffico per flussi significativi di materiali per processi energetici (rifiuti, biomasse, ecc.).

9 SFRUTTAMENTO DELLE RISORSE RINNOVABILI

9.1 INTRODUZIONE

Il progetto di sviluppo aeroportuale del MPE, non può naturalmente prescindere dalla presenza delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica e termica.

La realizzazione di nuovi edifici o ristrutturazioni rilevanti (si veda l'inquadramento normativo) secondo il Decreto Romani deve infatti prevedere l'installazione di una certa quota di potenza minima alimentata da fonti rinnovabili.

Risulta in proposito opportuno formulare alcune considerazioni in relazione alla scelta della tecnologia rinnovabile più idonea e compatibile con le caratteristiche dell'ambiente locale: non tutte le tecnologie alimentate da fonte rinnovabile infatti sono idonee al sito in esame, mentre altri risultano del tutto indisponibili.

Si analizzeranno di seguito le potenzialità offerte da:

- Produzione energia elettrica
 - Eolico
 - Biomasse
 - Idroelettrico
 - Maree e moto ondoso
 - Fotovoltaico
- Produzione energia termica
 - Geotermia/Idrotermia
 - Solare termica
 - Generazione da biomasse

9.2 PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

9.2.1 Eolico

L'installazione di aerogeneratori nella zona dell'aeroporto di Tessera è prima di tutto strettamente vincolata all'interferenza che quest'ultimi possono comportare con il traffico aereo, e pertanto costrette ad altezze d'installazione contenute (nel rispetto dei vincoli ENAC) e conseguentemente di scarso interesse.

In ogni caso la zona in oggetto non si presta particolarmente ad un'applicazione tecnicamente ed economicamente sostenibile di energia elettrica eolica, non presentando adeguate caratteristiche di ventosità, come emerge dall'analisi dell'Atlante Eolico sviluppato dal CESI (<http://www.ricercadisistema.it/pagine/notiziedoc/61/index.htm>): la velocità media annua a 25 m s.l.t. è pari a 3 m/s. Anche considerando aerogeneratori ad asse verticale per piccole applicazioni (con velocità di cut-in di circa 1-1,5 m/s) la producibilità ottenibile sarebbe modestissima; di norma un sito è ritenuto d'interesse per queste applicazioni con velocità media di poco inferiore a 6 m/s. Se a 25 m s.l.t. la velocità media è pari a 3 m/s, ad altezza inferiore sarà ancora più bassa. A riprova di questo, anche considerando altezze superiori la producibilità è non significativa: a 50 m s.l.t., è infatti inferiore a 500 MWh/MWinstallato.

9.2.2 Biomasse

Le tipologie di biomasse impiegabili per la produzione di energia elettrica sono, in generale di tre tipologie

- Biomasse solide
- Biogas
- Biomasse liquide

Per quanto riguarda le biomasse solide le principali criticità che non rendono idonea questa applicazione nel sito oggetto di analisi sono le seguenti:

- Mancanza della concreta possibilità di approvvigionamento di combustibile da filiera corta integrata: non si è infatti in presenza di un'area caratterizzata dalla presenza della filiera del legno, con conseguente provenienza di cippato da zone montane o dall'estero senza garanzie di stabilità dei prezzi e di contratti sul lungo periodo;
- Impatto sulla viabilità del trasporto su gomma dal punto di produzione;
- Impatto ambientale dovuto alle emissioni di ossidi di azoto, PM10, PM 2.5 e idrocarburi policiclici aromatici (IPA) in una zona prossima alle aree di Marghera e Fusina, già gravata dalla presenza di numerosi centrali di produzione di energia elettrica fra cui alcune utilizzanti carbone come Enel Palladio (Fusina) ed Enel Volpi (Porto Marghera).

Anche optando per la gassificazione delle biomasse solide, il problema principale risulterebbe l'approvvigionamento del combustibile.

Per quanto riguarda il biogas, è possibile di fatto ripetere le considerazioni sopra riportate. In assenza infatti di reflui zootecnici, per la realizzazioni di centrali a biogas resterebbe come opzione la digestione anaerobica, con le problematiche connesse di:

- Approvvigionamento della materia prima (es. mais ceroso);
- Trasporto associato alla materia prima;
- Gestione del digestato.

Pertanto dall'analisi sopra riportata rimarrebbe come eventuale unica opzione praticabile l'installazione di impianti alimentati da biomasse di tipo liquido.

Nel caso di impianti a ciclo diesel alimentati da olio vegetale risulterebbe fondamentale che l'eventuale scelta di questa soluzione preveda l'impiego di olio vegetale puro e tracciabile (regolamento CE 73/2009), definito come "olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, greggio o raffinato, ma chimicamente non modificato".

Questo genere di fonte energetica ha suscitato in passato un'euforica attesa, tradita successivamente dalla inaspettata instabilità dei prezzi degli oli vegetali, che hanno portato - almeno per l'immediato futuro - a considerare con la massima cautela questa fonte energetica.

Permarrebbero comunque le criticità relative al trasporto ed alla necessità di utilizzo di combustibile di provenienza certificata, pur avendo l'olio vegetale una densità ed un potere calorifico nettamente superiori alle biomasse solide.

Gli impianti a ciclo otto alimentati da bioetanolo rappresentano infine un'applicazione meno affermata della precedente, in particolare per la mancanza di una filiera consolidata di produzione del combustibile che garantisca la necessaria affidabilità.

9.2.3 Idroelettrico

L'area non presenta possibilità concrete di sfruttamento dell'energia idroelettrica, in ragione dell'assenza di corsi d'acqua con portate e salti adeguati per impianti ad acqua fluente di potenza significativa.

9.2.4 Maree e moto ondoso

L'area è situata in una zona della Laguna caratterizzata da una profondità molto modesta (al massimo 3,5 m nel Canale di Tessera) e le acque presentano peraltro un elevato tempo di residenza.

Non è quindi ipotizzabile una concreta applicazione di tecnologie innovative per la produzione di energia elettrica da maree e moto ondoso in prossimità dell'area aeroportuale.

9.2.5 Fotovoltaico

Sicuramente l'applicazione del solare fotovoltaico inserita nel contesto urbanistico in integrazione architettonica rappresenta quasi l'unica possibile applicazione rinnovabile per la produzione di energia elettrica nel sito oggetto di analisi che non abbia particolari controindicazioni.

Lo sfruttamento delle coperture e/o la realizzazione di pensiline sui parcheggi auto esterni non comporta occupazione di suolo altrimenti utilizzabile e non presenta criticità particolari.

Va tuttavia espressa una preferenza per la tipologia amorfa, sia per la attitudine la captazione di radiazione diffusa (rilevante nei periodi invernali per la presenza di foschie), che, soprattutto, per la necessità di prevenire fenomeni di riflessione ed abbagliamento che possano interferire con il traffico aereo nelle fasi di decollo ed atterraggio.

9.3 PRODUZIONE ENERGIA TERMICA

9.3.1 Geotermia/Idrotermia

L'applicazione della geotermia ed idrotermia per le esigenze di condizionamento, è facilmente applicabile al contesto oggetto dello studio. Per quanto riguarda la geotermia, la necessità di realizzare palificazioni per il consolidamento delle fondazioni di qualsiasi edificio dovuta alla tipologia di terreno del sito, ben si adatta all'integrazione di sonde geotermiche a circuito chiuso trasformando le suddette fondazioni in "pali energetici".

Differente è invece la situazione riguardo allo sfruttamento dell'acqua di falda, che è praticamente impossibile a causa di limiti sia legislativi che tecnici, approfonditi nel seguito. Relativamente all'idrotermia, anche questa è una soluzione applicabile al contesto, in quanto l'Aeroporto è situato a contatto con la laguna di Venezia, e quindi è possibile utilizzarne l'acqua come sorgente termica.

Nel capitolo successivo si analizzeranno le potenzialità e vincoli legislativi delle opzioni elencate.

9.3.2 Solare termico

Il solare termico costituisce una soluzione consolidata per lo sfruttamento dell'energia solare per la produzione di calore, in particolare come integrazione per la produzione di Acqua Calda Sanitaria. Data la diffusione della tecnologia, non si ritiene necessario approfondire ulteriormente il tema, lasciandone l'eventuale applicazione in parallelo al fotovoltaico alla fase di progettazione degli edifici.

È tuttavia possibile esprimere una preferenza per la produzione termica indiretta da fonte solare, tramite fotovoltaico e pompa di calore, in presenza di efficienze paragonabili che offrono i due percorsi energetici considerati, ma con il considerevole vantaggio della capacità dell'utenza di assorbire le autoproduzioni di elettricità, eliminando problemi di accumulo e criticità connesse all'esercizio dei pannelli solari termici (potenza del gelo, stagnazione estiva).

9.3.3 Generazione a biomasse

Per la generazione elettrica da biomasse possono essere estese le considerazioni già svolte per l'impiego delle stesse nella generazione termica.

10 MODELLO ENERGETICO DI SVILUPPO

10.1 APPROCCIO METODOLOGICO

L'individuazione di una o più alternative adeguate per affrontare in termini energeticamente performanti ed economicamente competitivi lo sviluppo di un insediamento, presuppone come primo passo la definizione dei fabbisogni energetici del complesso, articolati nelle diverse componenti:

- termica;
- frigorifera;
- elettrica.

Nel caso in esame il piano di sviluppo presenta un orizzonte temporale particolarmente esteso, lungo il quale è prevista una crescita progressiva, che per semplicità considera lo stato attuale, quello riqualificato, discretizzando il periodo successivo in intervalli corrispondenti alle diverse fasi di pianificazione:

- dal 2014 al 2016;
- dal 2017 al 2021;
- dal 2021 al 2025;
- dal 2026 al 2030.

Per questi periodi il programma di sviluppo stabilisce la realizzazione di alcune volumetrie, assegnando alle stesse una collocazione e una destinazione d'uso piuttosto definite per le fasi iniziali, più incerte per quelle successive; per il primo caso sono dunque disponibili progettazioni sufficientemente avanzate da cui mutuare una valutazione analitica dei carichi e dei fabbisogni energetici, che sono assenti nelle fasi successive.

D'altra parte è proprio tipico di uno strumento di pianificazione di medio-lungo termine, quale un MPE, dover fornire indirizzi generali a cui i progettisti delle varie opere si dovranno conformare per conseguire, tra gli altri, un target energetico prefissato.

Si tratta quindi di operare parzialmente in assenza di dati specifici, attribuendo alle diverse volumetrie carichi e fabbisogni energetici, in ragione delle corrispondenti destinazioni d'uso, che risultino plausibili e compatibili con gli obiettivi definiti in precedenza.

Per fare questo è necessario operare su base parametrica (unità di volume o di superficie edificata), attribuendo alla quantità edificata fabbisogni specifici (riferiti cioè alle suddette unità) in relazione al tipo di dotazione tecnologica richiesta o attesa per ciascuna funzione.

10.2 DEFINIZIONE DEGLI INDICATORI DI FABBISOGNO ENERGETICO

10.2.1 Gli indicatori energetici proposti

Per semplicità metodologica e coerenza con il tipo di approccio utilizzato dalla normativa italiana - e, più in generale, da quella europea, alla quale essa si ispira - si fa riferimento ai seguenti indici energetici, con l'avvertenza che essi, a differenza della normativa nazionale, non indicano energie primarie, bensì fabbisogni espressi in kWh termici, frigoriferi, elettrici e riferiti, a seconda dei casi, a unità di volume o di superficie edificati.

I suddetti indicatori sono così individuati:

e_t = fabbisogno di energia termica per riscaldamento, in kWh_t/mc;

e_f = fabbisogno di energia frigorifera per condizionamento, in kWh_f/mc;

e_v = fabbisogno di energia elettrica per ventilazione, in kWh_e/mc;

e_i = fabbisogno di energia elettrica per l'illuminazione, in kWh_e/mq;

e_p = fabbisogno di energia elettrica per processo, in kWh_e/mq.

L'applicazione dei suddetti indicatori di fabbisogno energetico alle superfici e/o ai volumi lordi edificati permetterà di determinare presuntivamente il fabbisogno dell'edificio in questione.

10.2.2 La dinamica di variazione degli indicatori

Per quanto ampiamente argomentato in precedenza, i suddetti indici hanno mostrato negli anni scorsi una dinamica di sviluppo volta ad assicurare efficienze energetiche crescenti e, conseguentemente, valori parametrici in progressiva diminuzione. Coerentemente con questa dinamica storica, anche i valori che si provvederà ad attribuire per il futuro presenteranno un andamento orientato ad efficienze crescenti, per non dire ad una tendenza asintotica verso il NZEB, ovvero verso l'edificio a fabbisogno energetico prossimo allo zero.

L'assunzione di obiettivi variabili in funzione del tempo non deriva da una artificiosa volontà di complicazioni del modello di sviluppo, ma risponde alla necessità di evitare due rischi opposti:

- da un lato l'attribuzione di un valore di riferimento particolarmente permissivo può risultare adeguata per i mezzi, le tecnologie e lo stato dell'arte attuali, ma del tutto inappropriata per quelli che saranno disponibili fra quindici anni, fruendo di sicuro sviluppo scientifico e tecnologico, particolarmente vivace ed incessante nel settore energetico;
- dall'altro l'assegnazione di valori troppo restrittivi può risultare centrata per le realizzazioni future, ma eccessivamente penalizzante per quelle attuali, che devono far i conti con i mezzi oggi disponibili.

10.2.3 Indicatori 2011 e 2014

Già il triennio trascorso dalla prima formulazione del MPE 2011 ha fornito indicazioni sulle dinamiche di sviluppo degli indicatori di efficienza energetica. I trend di evoluzione dei descrittori di prestazione sono stati adattati di conseguenza, ed in particolare è emerso quanto segue:

- indici di fabbisogno per il riscaldamento e raffrescamento: la normativa non ha introdotto ulteriori restrizioni; i considerevoli sforzi ed i conseguenti risultati attesi dalla realizzazione della centrale di trigenerazione assicurano un miglioramento delle prestazioni globali nei processi di climatizzazione, ammettendo una dinamica meno severa dell'andamento degli indici energetici di climatizzazione invernale ed estiva;
- indici di fabbisogno per la ventilazione: le valutazioni svolte nel 2011 vengono sostanzialmente confermate, con un rallentamento della dinamica di miglioramento, in considerazione della sostenibilità richiesta per gli investimenti nella modulazione delle frequenze;
- indici di fabbisogno per illuminazione: anche in questo caso le valutazioni del 2011 vengono confermate, accelerando lievemente la dinamica di miglioramento, alla luce dei rapidi progressi e dei risultati conseguiti nel settore dell'illuminotecnica, in particolare con lo sviluppo della tecnologia LED.

10.2.4 Prestazioni limite e virtuose

L'attribuzione ai suddetti indici dei valori limite è stata fatta in base a quanto attualmente ad essi assegnato dalla vigente normativa: è noto infatti che la legislazione sull'utilizzo razionale delle risorse energetiche negli edifici è orientata ad attribuire valori limite per i consumi termici, frigoriferi, sanitari, di illuminazione in ragione di alcune variabili (tipicamente: la destinazione d'uso, la zona climatica, il rapporto di forma dell'edificio, ...). Attualmente la normativa vigente ha assegnato solo alcuni dei valori limite, in attesa che le edizioni di imminente pubblicazione completino il quadro delle prestazioni attese.

Laddove disponibili si è fatto riferimento ai limiti di legge, ricorrendo a valutazioni mediate sulle più recenti realizzazioni per i parametri non disponibili. Per quanto riguarda lo sviluppo futuro dei valori di questi indicatori si è ritenuto di estrapolare il loro andamento, estendendo le tendenze che si sono consolidate negli anni scorsi.

Se il valore limite esprime ciò che il legislatore pone quale confine prestazionali invalicabile, al di là del quale non è cioè legittimo progettare, costruire ed esercire edifici di nuova costruzione, si ritiene che un comportamento virtuoso venga caratterizzato da scelte progettuali tali da assicurare il rispetto del limite normativo con un opportuno margine, ponendo l'opera in progetto non nell'immediata vicinanza della soglia di illegalità, ma ad una significativa distanza dalla stessa, a significare la partecipazione e la condivisione di un obiettivo comunitario e non il mero rispetto di una cogenza.

Questo atteggiamento corrisponde a quello che si suole definire un approccio virtuoso al tema energetico, virtù che peraltro emerge dalla scelta della committenza di procedere alla elaborazione di un documento quale il presente MPE energetico. In linea generale si è ritenuto di assumere come virtuoso un valore che si collochi al 10 % al di sotto del corrispondente limite (contro il precedente 20 %, per le ragioni indicate in precedenza).

Vengono di seguito assegnati ai diversi indici i valori attesi per l'orizzonte temporale considerato da MPE 2014, unitamente restituzioni grafiche sintetiche degli stessi.

10.3 VALORI E TREND DEGLI INDICATORI

10.3.1 Indice energetico di riscaldamento e_r

il seguente prospetto indica il *trend* che ha avuto nel tempo il descrittore di fabbisogno energetico di energia primaria per il riscaldamento di edifici nuovi ristrutturati, con diversi fattori di forma (S/V compresi tra 0,2 e 0,9) e per gradi-giorno compresi tra 2100 e 3000.

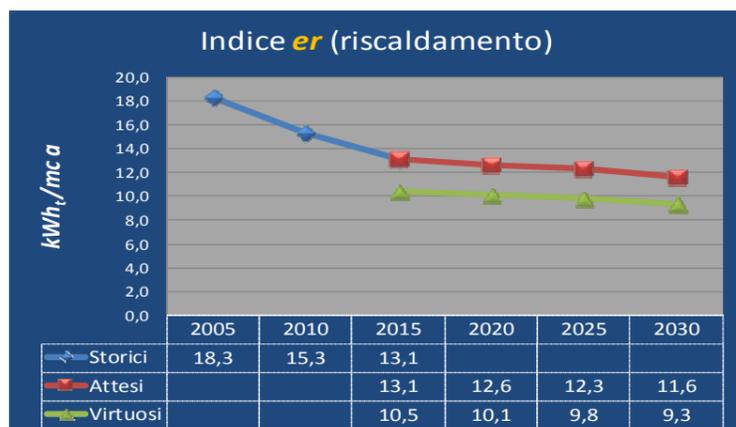
Le interpolazioni svolte permettono di risalire al valore riferito ai gradi-giorno della località di riferimento, nonché a diversi fattori di forma che possono corrispondere ad edifici articolati e/o di modeste dimensioni (fattori di forma attorno a 0,6 m⁻¹) o ad edifici compatti e di notevoli dimensioni (fattori di forma attorno a 0,3 m⁻¹).

Per estrapolazione si è provveduto ad estendere il trend consolidato ai periodi successivi, definendo valori limite attesi, opportunamente riferiti a metro cubo, anziché a metro quadro: la assoluta variabilità delle altezze degli ambienti coinvolti indica infatti l'opportunità di riferire gli indicatori a volume unitario anziché a superficie unitaria; ciò risulta peraltro coerente con l'impostazione normativa che, secondo una scelta singolare, riferisce il descrittore energetico all'unità di volume o di superficie, in ragione della distinzione d'uso dell'edificio.

Evidenziati sono riportati i valori che corrispondono all'obiettivo "virtuoso".

		RAPPORTO DI FORMA S/V = 0,3				RAPPORTO DI FORMA S/V = 0,4				RAPPORTO DI FORMA S/V = 0,5				RAPPORTO DI FORMA S/V = 0,6			
		GG				GG				GG				GG			
		S/V	2101	2345	3000												
ANALISI DEI VALORI LIMITE DEL DESCRIPTORE ENERGETICO DI EFFICIENZA INVERNALE DEGLI EDIFICI, SECONDO LEGGE E PROIEZIONI PER ESTRAPOLAZIONE	fino al 2007	0,2	40,0	44,1	55,0	0,2	40,0	44,1	55,0	0,2	40,0	44,1	55,0	0,2	40,0	44,1	55,0
		0,3	50,0	54,8	67,9	0,4	60,0	65,6	80,7	0,5	70,0	76,4	93,6	0,6	80,0	87,2	106,4
		0,9	110,0	119,5	145,0	0,9	110,0	119,5	145,0	0,9	110,0	119,5	145,0	0,9	110,0	119,5	145,0
	fino al 2009	0,2	37,0	41,1	52,0	0,2	37,0	41,1	52,0	0,2	37,0	41,1	52,0	0,2	37,0	41,1	52,0
		0,3	46,0	50,8	63,6	0,4	55,0	60,5	75,1	0,5	64,0	70,2	86,7	0,6	73,0	79,9	98,3
		0,9	100,0	109,0	133,0	0,9	100,0	109,0	133,0	0,9	100,0	109,0	133,0	0,9	100,0	109,0	133,0
	dal 2010	0,2	34,0	37,5	46,8	0,2	34,0	37,5	46,8	0,2	34,0	37,5	46,8	0,2	34,0	37,5	46,8
		0,3	41,7	45,8	56,7	0,4	49,4	54,1	66,6	0,5	57,1	62,4	76,5	0,6	64,9	70,7	86,3
		0,9	88,0	95,6	116,0	0,9	88,0	95,6	116,0	0,9	88,0	95,6	116,0	0,9	88,0	95,6	116,0
	fino al 2014	0,2	34,0	37,5	46,8	0,2	34,0	37,5	46,8	0,2	34,0	37,5	46,8	0,2	34,0	37,5	46,8
		0,3	41,714	45,8	56,7	0,4	49,429	54,1	66,6	0,5	57,143	62,4	76,5	0,6	64,857	70,7	86,3
		0,9	88,0	95,6	116,0	0,9	88,0	95,6	116,0	0,9	88,0	95,6	116,0	0,9	88,0	95,6	116,0
fino al 2016	0,2	32,8	36,6	46,8	0,2	32,8	36,6	46,8	0,2	32,8	36,6	46,8	0,2	32,8	36,6	46,8	
	0,3	40	44,3	55,7	0,4	47,2	51,9	64,6	0,5	54,4	59,6	73,5	0,6	61,6	67,3	82,5	
	0,9	83,2	90,3	109,2	0,9	83,2	90,3	109,2	0,9	83,2	90,3	109,2	0,9	83,2	90,3	109,2	
fino al 2021	0,2	31,8	35,9	46,8	0,2	31,8	35,9	46,8	0,2	31,8	35,9	46,8	0,2	31,8	35,9	46,8	
	0,3	38,571	43,0	54,9	0,4	45,343	50,1	63,0	0,5	52,114	57,3	71,1	0,6	58,886	64,4	79,2	
	0,9	79,2	85,8	103,53	0,9	79,2	85,8	103,53	0,9	79,2	85,8	103,53	0,9	79,2	85,8	103,53	
fino al 2025	0,2	30,0	34,5	46,8	0,2	30,0	34,5	46,8	0,2	30,0	34,5	46,8	0,2	30,0	34,5	46,8	
	0,3	36,0	40,7	53,4	0,4	41,9	46,9	60,0	0,5	47,9	53,0	66,7	0,6	53,9	59,2	73,3	
	0,9	71,9	77,6	93,1	0,9	71,9	77,6	93,1	0,9	71,9	77,6	93,1	0,9	71,9	77,6	93,1	
fino al 2030	0,2	27,6	32,8	46,8	0,2	27,6	32,8	46,8	0,2	27,6	32,8	46,8	0,2	27,6	32,8	46,8	
	0,3	32,6	37,7	51,5	0,4	37,6	42,6	56,2	0,5	42,5	47,5	60,9	0,6	47,5	52,4	65,6	
	0,9	62,4	67,1	79,8	0,9	62,4	67,1	79,8	0,9	62,4	67,1	79,8	0,9	62,4	67,1	79,8	
limiti storici a mq	fino al 2007			54,8				65,6									87,2
	fino al 2009			50,8				60,5									79,9
	dal 2010			45,8				54,1									70,7
limiti attesi a mq	fino al 2014			45,8				54,1									70,7
	fino al 2016			44,3				51,9									67,3
	fino al 2021			43,0				50,1									64,4
	fino al 2025			40,7				46,9									59,2
	fino al 2030			37,7				42,6									52,4
limiti attesi a mc	fino al 2014			13,1				15,5									20,2
	fino al 2016			12,6				14,8									19,2
	fino al 2021			12,3				14,3									18,4
	fino al 2025			11,6				13,4									16,9
	fino al 2030			10,8				12,2									15,0
limiti attesi a mc, riportati al netto (x)	fino al 2014			11,8				13,9									18,2
	fino al 2016			11,4				13,4									17,3
	fino al 2021			11,1				12,9									16,6
	fino al 2025			10,5				12,0									15,2
	fino al 2030			9,7				11,0									13,5
limiti virtuosi (x 0,9) a mc	fino al 2014			10,6				12,5									16,4
	fino al 2016			10,2				12,0									15,6
	fino al 2021			10,0				11,6									14,9
	fino al 2025			9,4				10,8									13,7
	fino al 2030			8,7				9,9									12,1

La restituzione grafica dell'andamento è affidata al seguente diagramma (rif. S/V = 0,3)



I consumi termici sono inoltre integrati del fabbisogno per la produzione di acqua calda sanitaria, valutato in ragione del numero dei passeggeri. Sono stati in proposito assunti i seguenti parametri indicativi:

consumo pre passeggero	litri/pax	20
quota parte di acqua calda	%	50%
consumo acs per passeggero	litri/pax	10
efficienza sistema acs	%	80%

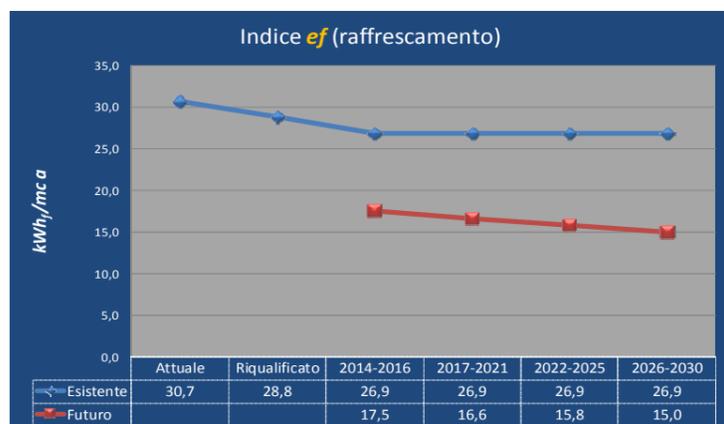
L'atteso trend di crescita passeggeri è stato desunto dalla documentazione fornita da SAVE.

10.3.2 Indice energetico di raffrescamento *e_r*

Molto meno circostanziate e precise sono le indicazioni normative inerenti i limiti posti al fabbisogno di freddo per la climatizzazione estiva degli edifici (detto indice richiede peraltro la duplice conversione da energia primaria in elettrica, e poi frigorifera).

Tuttavia emergono significativi scostamenti tra le prestazioni dell'edificio esistente e quelle prescritte per i fabbricati di nuova costruzione: ciò risulta in gran parte riconducibile alle particolari caratteristiche del fabbricato (elevate superfici vetrate), alla destinazione d'uso (forti affollamenti ed importanti carichi elettrici), al periodo di realizzazione (o meglio di progettazione dall'autorizzazione, corrispondente ad anni di non ancora sviluppata sensibilità energetica, come si può evincere dalla sostanziale assenza di oggetti e delle schermature).

La restituzione grafica è affidata al seguente diagramma.



10.3.3 Indice energetico di ventilazione

I parametri che influiscono sull'indice di fabbisogno elettrico per ventilazione sono:

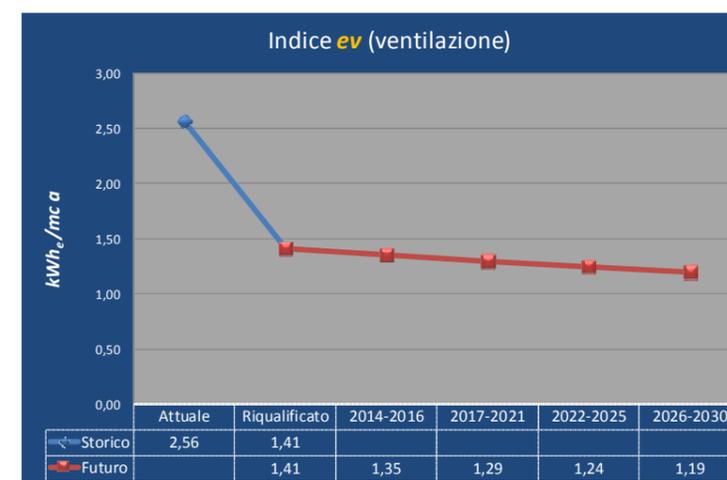
- il numero dei ricambi orari (discretizzati nei casi 0,5 - 1,0 - 1,5 - 2,5 vol/h);
- le efficienze dei ventilatori (variabili da un minimo di 0,6 ad un massimo di 0,8).

Il seguente prospetto raffronta la situazione attuale con quella prevista per il futuro; così come per lo Stato riqualificato, a decorrere dal 2011 si suppone che i sistemi di ventilazione siano dotati di modulazione del regime di rotazione (portata variabile) e che, a partire da tale data, questo principio venga esteso alla totalità degli impianti.

Si assume inoltre che l'efficienza media dei ventilatori progredisca, nel periodo considerato, dal valore minimo a quello massimo del *range* indicato. I risultati sono riepilogate nella seguente tabella.

storico				Attuale		Riqualificato		2014-2016		2017-2021		2022-2025		2026-2030	
n	h	e	ev	e	ev	e	ev	e	ev	e	ev	e	ev	e	ev
vol/h	Pa	()	kWh/mc	()	kWh/mc	()	kWh/mc	()	kWh/mc	()	kWh/mc	()	kWh/mc	()	kWh/mc
0,5	1800	0,60	3,65	0,63	1,48	0,66	1,41	0,69	1,35	0,72	1,29	0,75	1,24	0,78	1,19
1,0	1800	0,60	7,30	0,63	2,95	0,66	2,82	0,69	2,70	0,72	2,58	0,75	2,48	0,78	2,39
1,5	1800	0,60	10,95	0,63	4,43	0,66	4,23	0,69	4,05	0,72	3,88	0,75	3,72	0,78	3,58
2,5	1800	0,60	18,25	0,63	7,39	0,66	7,05	0,69	6,74	0,72	6,46	0,75	6,20	0,78	5,97

La restituzione grafica è affidata al seguente diagramma (rif. n=0,5 vol/h).



10.3.4 Indice energetico di illuminazione

Anche nel caso dell'indice di fabbisogno per illuminazione intervengono diversi fattori:

- il livello di illuminamento (valore di riferimento: 20, 70, 100, 150, 250, 400, 600 lux);
- l'efficienza delle lampade/reattori (variabili in un *range* di 77 - 95 lm/W);
- la presenza di sistemi di dimmerazione automatica;
- la presenza di sistemi di rivelazione di presenza.

passando un periodo ad uno successivo la definizione dell'indice di fabbisogno elettrico per illuminamento assume:

- un incremento dell'efficienza dei sistemi lampada-reattore;
- una progressiva applicazione del sistema di dimmerazione automatica;
- una progressiva diffusione dei sistemi di rivelazione presenza;

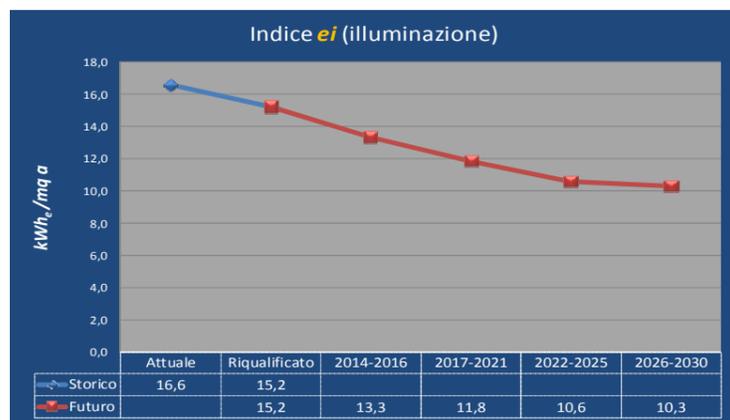
secondo quanto indicato nella seguente tabella:

Efficienza	lampade reattori	lm/W	77	84	90	95	99	102
	dimmerazione							
	quota		0,20	0,20	0,30	0,40	0,50	0,50
	rid media		0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
	coeff riduz.		0,94	0,94	0,91	0,88	0,85	0,85
	rilevazione presenza							
	quota		0,05	0,05	0,10	0,15	0,2	0,2
	rid media		0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
	coeff riduz.		0,97	0,97	0,94	0,91	0,88	0,88
	indice eff glob			84	92	105	119	132

I risultati che ne derivano sono di seguito riportati.

storico			Attuale		Riqualificato		2014-2016		2017-2021		2022-2025		2026-2030	
F	e	ei	e	ei	e	ei	e	ei	e	ei	e	ei	e	ei
lux	()	kWh/mq	()	kWh/mq	()	kWh/mq	()	kWh/mq	()	kWh/mq	()	kWh/mq	()	kWh/mq
	70		84		92		105		119		132		136	
20	70	4,0	84	3,3	92	3,0	105	2,7	119	2,4	132	2,1	136	2,1
70	70	14,0	84	11,6	92	10,6	105	9,3	119	8,3	132	7,4	136	7,2
100	70	20,0	84	16,6	92	15,2	105	13,3	119	11,8	132	10,6	136	10,3
150	70	30,0	84	24,9	92	22,8	105	20,0	119	17,7	132	15,9	136	15,4
250	70	50,1	84	41,5	92	38,0	105	33,3	119	29,5	132	26,5	136	25,7
400	70	80,1	84	66,4	92	60,9	105	53,3	119	47,3	132	42,4	136	41,1
600	70	120,1	84	99,6	92	91,3	105	79,9	119	70,9	132	63,5	136	61,7

La restituzione grafica è affidata al seguente diagramma (rif. I = 100 lux).



10.3.5 Indice energetico di processo

Gli indici di processo sono di gran lunga i più difficili da valutare, risultando influenzati da una quantità di parametri e variabili che difficilmente possono essere tenuti sotto controllo; sulla scorta di dati mediati su realtà del settore terziario sono stati definiti i seguenti valori:

- utilizzo basso 6,5 kWh/mq
- utilizzo medio-basso 10 kWh/mq
- utilizzo medio-alto 13 kWh/mq
- utilizzo alto 17 kWh/mq

Ai singoli fabbricati sono stati assegnati indici di processo correlati alle rispettive attività.

10.4 PARAMETRI CARATTERISTICI

L'attribuzione, a ciascun fabbricato, degli indici energetici necessari per la determinazione dei relativi fabbisogni energetici annui presuppone la definizione per ciascun fabbricato delle seguenti informazioni:

- la fase in cui è prevista la realizzazione, desumibile dal piano di sviluppo aeroportuale, sinteticamente riportato in apertura;
- una serie di parametri caratteristici, necessari per l'attribuzione del corretto indice di fabbisogno energetico.

In particolare il calcolo richiede i seguenti parametri:

- il numero di ricambi orari per la ventilazione di rinnovo per il calcolo di e_v ;
- il livello di illuminamento richiesto per il calcolo di e_i ;
- il numero di passeggeri per il calcolo del fabbisogno sanitario;
- il numero di posti auto (parcheggi) per il calcolo del fabbisogno per illuminamento.

È inoltre riportata una doppia indicazione binaria (0,1) per discriminare se:

- l'utenza è destinata a climatizzazione centralizzata (tele) autonoma (rem);
- l'utenza è destinata ad essere climatizzata (edifici) o meno (parcheggi).

10.5 DATI GEOMETRICI

Il calcolo dei fabbisogni energetici suddetto richiede infine la conoscenza di alcuni dati geometrici, quali:

- la superficie lorda del fabbricato (sedime o superficie a terra);
- il numero di piani o l'altezza stimati per il fabbricato;
- il volume coerente con la superficie e la stessa/numero di piani suddetti.

Alcune componenti di fabbisogno energetico sono infatti correlate al volume (riscaldamento, raffrescamento, ventilazione), altre invece alla superficie (illuminazione, elettricità di processo).

10.6 DATI DI UTILIZZAZIONE E FATTORI CORRETTIVI

Il calcolo richiede alcune informazioni ulteriori, principalmente necessarie per la correzione dei dati di climatizzazione, e più precisamente riguardanti:

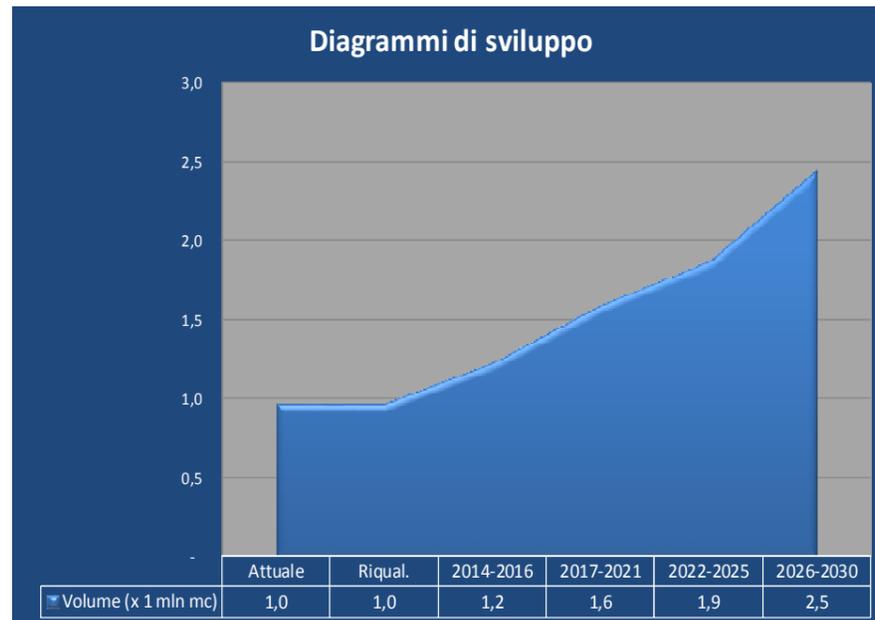
- gli orari e calendari, da cui derivano le ore annue di occupazione;
- le temperature di comfort invernale ed estiva;
- il fattore di utilizzazione, conseguente ad orari e calendari di occupazione;
- il fattore climatico, legato al rapporto tra i salti termici medio e massimo invernali;
- il fattore termico, dipendente dalle temperature ambiente invernale ed estiva;
- il fattore di riduzione invernale per apporti gratuiti, interni ed esterni.

I dati complessivi sono riassunti nella seguente tabella.

10.7 TREND DEI FABBISOGNI E CARICHI ENERGETICI ATTESI

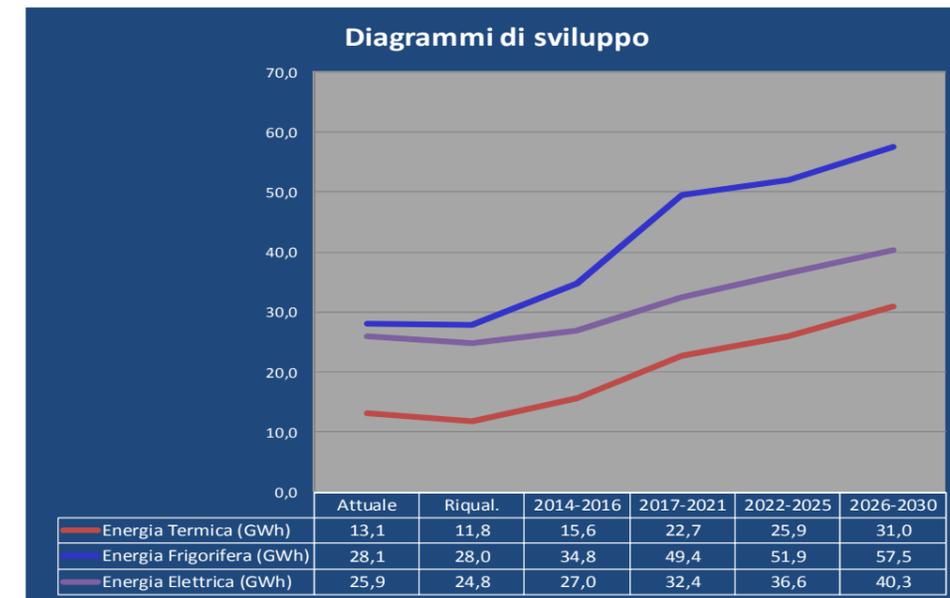
10.7.1 Diagrammi di sviluppo: volumi

Una prima indicazione estensiva dell'importanza della dinamica di crescita è fornita dal trend di crescita previsto per le volumetrie complessive dell'insediamento aeroportuale, a partire dallo stato attuale (e riqualificato, che, evidentemente, non impatta sui volumi) fino a coprire l'intero orizzonte temporale interessato dal MPE. Il seguente diagramma fornisce una restituzione grafica della crescita volumetrica dell'aeroporto.



10.7.2 Diagrammi di sviluppo: energie (diagrammi 2011- 2031)

L'attribuzione degli indici di fabbisogno energetico discussi in precedenza alle volumetrie dianzi indicate e realizzate nei diversi periodi, in funzione delle corrispondenti caratteristiche funzionali, permette di procedere alla quantificazione dei fabbisogni di calore, freddo ed elettricità per ciascun periodo di riferimento. Si veda in proposito il seguente diagramma



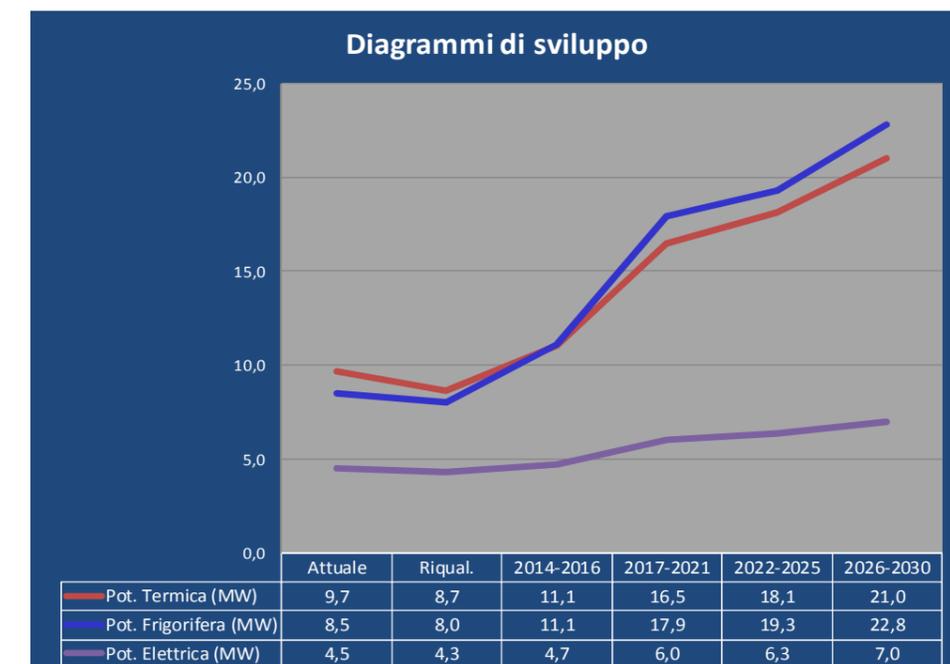
10.7.3 Diagrammi di sviluppo: potenze (diagrammi 2011- 2031)

In base ai dati di utilizzazione, vale a dire:

- Orari e calendari di funzionamento;
- Fattori di carico e contemporaneità;

sulla scorta dei dati mutuati dalla situazione attuale, eventualmente corretti con i dati dell'esperienza o con elementi provenienti da situazioni comparabili, è possibile procedere per ciascun tipo di servizio ad una stima sufficientemente accurata della potenza nominale, ovvero della potenza massima richiesta dall'utenza in condizioni di massimo carico.

Anche in questo caso, si veda in proposito il seguente diagramma



10.8 CONCLUSIONI

Al termine del programma di sviluppo, i diagrammi proposti indicano la notevole crescita dell'insediamento, caratterizzata da un volume più che triplicato: considerando i volumi condizionati (ovvero volumi interessati dai processi di riscaldamento, condizionamento, ventilazione, illuminazione, processo tecnologico) si passa infatti dagli originali

$$V1 = 630.000 \text{ mc}$$

a:

$$V2 = 2.600.000 \text{ mc}$$

A fronte di questo incremento si verificano degli aumenti di fabbisogno energetico significativi, ma comunque meno che proporzionali:

- + 120 % di energia termica;
- + 95 % di freddo;
- + 55 % di elettricità.

Per restituire in un'unica cifra la variazione di energia specifica tra le condizioni attuale e finale, si suggerisce – come peraltro sistematicamente eseguito dalla normativa comunitaria – di ricavare l'energia primaria e di rapportarla ai volumi interessati (è peraltro necessario essere consapevoli della distorsione introdotta su questo parametro dai parcheggi, che non entrano nel computo dei volumi, pur presentando un carico elettrico per illuminazione).

Impiegando gli stessi parametri di conversione per omogeneizzare le diverse forme di energia, ovvero:

$$E_f = E_e \times 4,0$$

$$E_e = E_p \times 0,46$$

si passa da un valore iniziale ad uno finale di energia primaria rispettivamente di:

$$E_{p1} = 87 \text{ GWh/a}$$

$$E_{p2} = 155 \text{ GWh/a}$$

che, rapportati ai rispettivi volumi, forniscono energie primarie specifiche rispettive di:

$$e1 = 135 \text{ kWh/mc a}$$

$$e2 = 60 \text{ kWh/mc a}$$

Il risultato appare ad un tempo confortante ed ambizioso, ma va correttamente collocato nell'ottica di lungo periodo su cui è stato valutato: è chiamato cioè a corrispondere alle attese ed alle pretese di un programma quindicennale "aggressivo" e coerente all'attuale emergenza energetico-ambientale, per fronteggiare la quale su tutti i versanti (risparmio energetico, fonti rinnovabili, fonti assimilate...) e a tutti i livelli (istituzioni, comunità scientifica, operatori economici, utenti finali), è in atto uno sforzo collettivo considerevole di razionalizzazione dell'impiego delle risorse energetiche.

Va peraltro anche tenuto presente che alcune componenti di fabbisogno energetico, quali i fabbisogni tecnologici, presentano andamenti difficilmente prevedibili e fuori dal controllo di un'analisi come quella qui presentata.

L'analisi fin qui svolta ha consentito di determinare i fabbisogni energetici dell'edificio nelle diverse forme di energia, senza peraltro entrare nel merito della soluzione tecnologica da impiegare per la loro produzione: questo aspetto essenziale è trattato nel seguito.

11 CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO

11.1 ARCHITETTURA DI IMPIANTO

Tre sono gli aspetti che condizionano in modo importante la definizione dell'assetto del sistema energetico che è chiamato ad alimentare il complesso di utenze oggetto della disamina descritta in precedenza:

- l'architettura generale d'impianto;
- le implicazioni della centrale trigenerativa;
- lo sfruttamento delle risorse rinnovabili.

Già in sede introduttiva, così come nella precedente versione 2011 del MPE, ci si è espressi in favore di una architettura centralizzata di impianto, come orientamento pressoché obbligato dalle necessità di concentrare i processi di trasformazione energetica, di consentirne un'ottimizzazione spinta ed una sorveglianza e manutenzione agevoli.

La scelta di realizzare una centrale di poli-generazione è coerente con tale impostazione, rendendola a maggior ragione obbligata ed ineludibile. L'opportunità di integrare nel parco delle apparecchiature di generazione/trasformazione energetica alcune unità disponibili nell'attuale assetto tecnologico suggerisce l'opportunità di una centralizzazione non assoluta, ma aperta ad integrazioni remote, con funzione di riserva copertura dei picchi. Questa iniziativa è sostanzialmente volta al recupero di una quota del patrimonio tecnologico esistente, alleggerendo nel contempo l'assetto della centrale principale da unità ridondanti.

Questo principio, in certo qual modo mutuato dal *concept* delle già richiamate *smart grid*, si presenta altresì adatto a ricevere contributi da parte di future installazioni decentrate, in grado di sfruttare in loco fonti rinnovabili, nelle seguenti forme:

- coperture fotovoltaiche a film sottile;
- campi geotermici integrati in palificazioni strutturali.

11.2 INTEGRAZIONE TRA CENTRALI PRINCIPALE E REMOTE

Mentre l'integrazione di sistemi fotovoltaici distribuiti sulle coperture dei fabbricati (presenti e futuri) sul sedime aeroportuale risulta sostanzialmente agevole e priva di particolari vincoli, lo stesso principio non può essere automaticamente esteso all'integrazione di sistemi termici e frigoriferi.

Se da un lato risulta ragionevole che gli edifici di futura realizzazione vedano soddisfatti i propri fabbisogni termici e frigoriferi sfruttando in primo luogo le produzioni locali di calore e freddo, dall'altro è necessario assicurare alla centrale tecnologica il consumo della propria produzione, sia per sfruttare i benefici della generazione combinata di diversi vettori energetici, sia per beneficiare delle elevate prestazioni delle unità frigorifere previste nella centrale stessa.

L'integrazione tra la produzione centralizzata dei contributi remoti deriva inevitabilmente da un oculato processo di ottimizzazione, basato su un sistema centralizzato di telecontrollo e sulla conseguente possibilità di attivare e modulare le diverse apparecchiature in ragione delle diverse circostanze di carico che si possono venire creare.

Quanto detto presuppone una compatibilità tra le diverse fonti di generazione termica o frigorifera, tale da consentire alle diverse apparecchiature di fornire il proprio contributo all'alimentazione dell'intero insediamento.

11.3 ASSETTO TERMOIDRAULICO

11.3.1 Regimi termici e fluidi

In tal senso è senz'altro raccomandabile che i livelli termici dei fluidi termovettori siano determinati per essere compatibili con le esigenze delle diverse apparecchiature. Si tratta cioè di definire una architettura di impianto che risolva le opposte esigenze che presentano:

- le unità ad assorbimento, che come noto richiedono livelli termici prossimi 100°, per vedere salvaguardata la propria efficienza energetica;
- le unità in pompa di calore, che viceversa richiedono di consegnare il calore generato a temperature relativamente basse, vale a dire attorno ai 50°.

La circolazione di acqua calda ad alta temperatura per l'alimentazione degli assorbitori in deve, in tal senso, essere circoscritta alla centrale di trigenerazione, mentre i fluidi termovettori in uscita dalla stessa è opportuno che si attestino su regimi termici conformi ai seguenti requisiti:

- temperature dell'acqua calda per quanto possibile ridotta, al fine di consentire lo sfruttamento di tutti i possibili contributi a bassa temperatura, oltre a ridurre le perdite termiche di linea di distribuzione;
- salti termici dell'acqua calda elevati, onde limitare le portate d'acqua in circolazione e ridurre conseguentemente le spese di pompaggio;
- temperature dell'acqua refrigerata compatibili con i requisiti delle unità di trattamento aria per i processi di deumidificazione;
- salti termici dell'acqua refrigerata anch'essi dilatati, sempre per limitare la spesa di circolazione, particolarmente rilevante per l'acqua refrigerata.

In merito a quest'ultimo aspetto va infatti rilevato che la potenza di circolazione dell'acqua refrigerata risulta particolarmente onerosa sia per le elevate portate in gioco (potenze elevate e salti termici comunque ridotti rispetto a quelli dell'acqua calda), che per la maggiore viscosità del termovettore (rispetto all'acqua calda), ricordando altresì che l'inevitabile trasformazione in calore delle perdite idrauliche limita il danno della distribuzione termica, ma lo "raddoppia" in quella frigorifera (oltre ad introdurre la potenza di pompaggio, si deve di conseguenza somministrare il freddo necessario per smaltirla).

Da queste considerazioni emergono alcune indicazioni di principio, che possono tradursi in auspici qui di seguito riassunti:

- | | |
|---|-----------------------|
| - temperatura circuito acqua calda: | 65-45 °C |
| - temperatura circuito acqua refrigerata: | 6 – 14 °C |
| - portata circuiti primari: | variabile |
| - temperatura di mandata: | regolazione climatica |

11.3.2 Verifiche in campo e possibili provvedimenti

L'aspetto dei regimi termici risulta particolarmente delicato non solo in relazione alla limitazione dei costi di distribuzione ed allo sfruttamento dell'energia termica proveniente da pompe di calore, ma anche in relazione alla possibilità di sfruttare intensamente processi di recupero termico.

Alla luce della criticità di questo aspetto, si sono resi necessari alcuni approfondimenti inerenti:

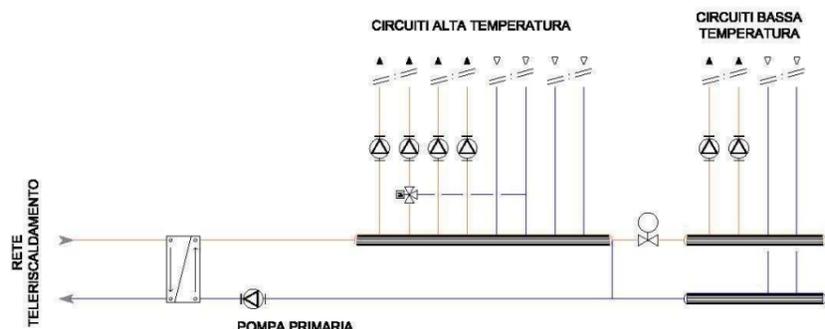
- gli impianti in progetto per gli ampliamenti dell'aerostazione stessa (lotti 1 e 2).

- gli impianti esistenti nell'attuale aerostazione

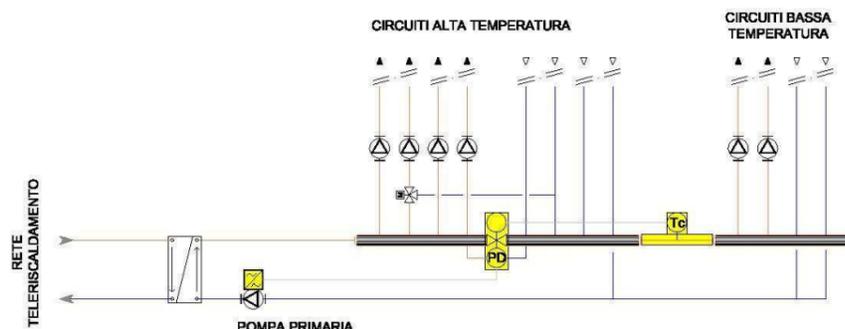
Per quanto riguarda i primi, è stato accertato il recepimento delle indicazioni del MPE 2011 (o, comunque, il dimensionamento conformemente ai criteri ed agli standard oggi applicati nelle realizzazioni più avanzate), con temperature di progetto dei circuiti secondari di 50-40 °C, assolutamente compatibili con l'auspicata circolazione primaria a 65-45°.

Per quello che invece concerne le installazioni presenti nell'attuale aerostazione, i dati storici riferiti dai servizi tecnici aeroportuali riportano valori massimi della distribuzione primaria nell'ambito di 65-70 °C. L'esame della circuitazione delle sottostazioni a servizio dell'aerostazione ha peraltro mostrato ampi spazi di miglioramento. In proposito si riportano di seguito gli schemi dello stato attuale e di un'ipotesi di riqualificazione.

STATO ATTUALE



STATO RIQUALIFICATO



1. Controllo portata primaria tra collettori mandata e ritorno AT da temperatura di mandata collettore BT.

2. Controllo regolazione regime di rotazione pompa primaria da pressione differenziale collettori AT.

Come si può notare, nella situazione attuale, la pompa primaria sul lato secondario dello scambiatore ricircola acqua attraverso il collettore di mandata e ritorno, da cui le pompe secondarie spillano la portata necessaria: ciò tende inevitabilmente ad elevare la temperatura di ritorno allo scambiatore; risulta, viceversa, opportuno la derivazione dei circuiti a bassa temperatura a valle del ritorno di quelli ad alta temperatura, provvedimento che contribuisce a limitare le temperature di ritorno.

Nella proposta formulata la pompa primaria si limita invece ad alimentare la richiesta dei circuiti secondari ad alta temperatura, salvo la necessità di preservare la temperatura minima alimentate circuiti a bassa temperatura da indebite diminuzioni.

I provvedimenti indicati, con un opportuno dimensionamento, permettono di elevare il salto termico sullo scambiatore principale, consentendo di ridurre la temperatura di ritorno sull'anello dorsale e di limitare conseguentemente le portate in gioco.

11.3.3 Strategie di riduzione dei regimi termici

In generale diversi sono i provvedimenti che possono essere attuati per consentire di limitare i regimi termici dei circuiti utilizzatori, in particolare quelli del ramo di ritorno. Questi provvedimenti risultano di considerevole interesse qualora sussista la possibilità di sfruttare fonti energetiche a bassa temperatura.

Si ritiene utile richiamare brevemente i suddetti provvedimenti, da attuare laddove possibile per perseguire l'obiettivo strategico di abbassare le temperature dell'impianto di teleriscaldamento.

Criteri di abbassamento temperature di ritorno

- Eliminazione ricircoli anticondensa (dove possibile).
- Eliminazione ricircoli circuiti primari (controllo Δt o Δp su portata primaria).
- Eliminazione di scambiatori intermedi di separazione (dove possibile).
- Installazione pompe secondarie a valle (non a monte) di regolatrici a tre vie.
- Chiusura (totale o parziale) terza via (by-pass) delle valvole regolatrici a tre vie.
- Inserzione preparatori acs in serie e controcorrente (anziché in parallelo).
- Riduzione permanente di portate di circolazione (esercizio a portata ridotta).
- Riduzione modulata portate di circolazione (esercizio a variabile e/o Δt costante).
- Umidificazione tra batterie di recupero e di preriscaldamento.
- Gestione a carichi equilibrati delle batterie di pre- e post-

Cautele

- Circoscrivere la riduzione di temperatura ai corpi caldaia protetti dal pericolo di condensa.
- Equilibrare portate primarie e secondarie con controlli di salto termico e/o pressione.
- Evitare chiusure totali di circuito con by-pass di minima circolazione.
- Disinfezione chimica (o by-pass per disinfezione termica periodica) di produttori acs a b.t.
- Verificare circolazione sulle porzioni estreme delle reti distributive.
- Limitare la modulazione di portata nelle regolazioni a $\Delta t = \text{cost}$ ($Q_{\min} \approx 50-70\% Q_{\max}$).

11.4 DIMENSIONAMENTO DELLA CENTRALE DI TRIGENERAZIONE

11.4.1 Caratteristiche dell'impianto di trigenerazione

L'esame della documentazione progettuale e delle specifiche dell'impianto di trigenerazione evidenzia le seguenti caratteristiche:

- una potenza nominale di impianto considerevole (4 MWe + 4 MWt), frazionata su due unità di cogenerazione ed integrata da una coppia di assorbitori dimensionati per impiegare la potenza termica totale di impianto;
- un'efficienza elettrica estremamente elevata (superiore al 43% a monte degli ausiliari), grazie all'adozione di uno dei motori primi più pregiati e performanti oggi disponibili sul mercato;
- un'efficienza termica relativamente contenuta, in quanto limitata sia dalla prestazione elettrica che dall'elevata temperatura richiesta dagli assorbitori e dalla conseguente necessità di limitare i recuperi termici;
- un allestimento completo di dissipatori ad alta e bassa temperatura, in grado di consentire all'impianto di funzionare in assenza di carico termico.

Il raffronto tra la potenza nominale e le curve di carico termico ed elettrico indicano un dimensionamento orientato a fronteggiare gli sviluppi futuri dell'insediamento aeroportuale e, come già accennato in precedenza, capace di aumentare l'autosufficienza elettrica dello scalo: dato questo di considerevole importanza alla luce dell'interesse pubblico dell'insediamento.

La scelta di un sistema di potenzialità ed efficienza elettriche elevate configura una scelta che privilegia un'ottimizzazione economica (come è legittimo e doveroso che sia) rispetto a considerazioni strettamente energetiche. Le condizioni tariffarie cui è soggetta l'utenza aeroportuale assegnano all'investimento una redditività economica particolarmente elevata, in virtù delle tariffe di acquisto del gas ed elettricità, di cui la prima appare molto più competitiva della seconda.

11.4.2 Criteri di ottimizzazione gestionale

Questa particolarità è tale da indurre all'adozione di criteri di regolazione che non escludano l'autoproduzione elettrica, anche in assenza di recupero termico, ovvero di rendere competitivo il prezzo del kilowattora autoprodotta rispetto a quello acquistato sul libero mercato (questa considerazione viene declinata in relazione alle fasce orarie di prelievo).

E non rappresenta certo un dovere dell'amministrazione aeroportuale rinunciare ad una gestione economica dell'impianto per preferire un criterio volto ad uno sfruttamento ottimizzato sotto il profilo strettamente energetico.

La presenza di refrigeratori ad assorbimento, in grado di consumare eventuali eccedenze termiche per gran parte dell'anno, rappresenta sicuramente un punto di forza dell'insieme, benché la generazione di freddo ed elettricità risulti meno premiante di quella di calore ed elettricità.

Il principio su cui si basa la cogenerazione è infatti l'utilizzo del corrispettivo termico derivante dalla generazione elettrica, altrimenti dissipato nei convenzionali processi delle centrali termoelettriche. Il mancato recupero termico a fronte della generazione elettrica configura, di fatto, un processo a tutti gli effetti in concorrenza con quello degli enti produttori ed energeticamente ingiustificato allorché l'efficienza elettrica non raggiunga quella del sistema elettrico nazionale (46 %).

Di fatto anche una parziale dissipazione del calore non modifica sostanzialmente la situazione, configurando un sistema che altro non è che una combinazione opportunamente bilanciata di un sottosistema di cogenerazione e di uno di mera generazione: di questi il primo opera in condizioni di efficienza energetica, non il secondo (almeno finché la sua efficienza non supera quella del sistema elettrico nazionale).

La convenienza economica deriva da un rapporto tra i costi di kilowattora elettrico e termico che non corrisponde al rapporto dei rispettivi valori energetici: questa singolare circostanza può difatti rendere economicamente conveniente ciò che conveniente non è sul piano energetico.

11.4.3 Estensione della rete di teleriscaldamento

Questo "divorzio" tra convenienza economica ed energetica può essere opportunamente sanato solo laddove si individuino utenze e condizioni di carico tali da consumare per quanto possibile tutta la generazione termica del cogeneratore, alimentando carichi aggiuntivi.

In tal senso risulta opportuno prendere in considerazione l'ipotesi di estendere la rete di teleriscaldamento all'alimentazione delle utenze che si trovano sul lato opposto del piazzale aeromobili, aggirando lo stesso lungo il lato Nord. Se da un lato questa scelta incrementa l'impegno economico dell'installazione, dall'altro è in grado di mettere a disposizione risorse termiche a costi assolutamente competitivi.

È in proposito opportuno considerare che l'aggiunta di un ramo secondario di teleriscaldamento non necessariamente deve comportare la realizzazione del corrispondente oneroso cunicolo in muratura, ma può essere eseguito con la posa di tubazioni preisolate e direttamente interrate.

Una valutazione di ulteriore risparmio potrebbe eventualmente risiedere nella scelta se eseguire una linea a "4 tubi" (2 per l'acqua calda, 2 per la refrigerata, in modo da poter disporre di entrambi i servizi simultaneamente), piuttosto che una linea a "2 tubi" (impiegati per l'acqua calda in inverno e quella refrigerata in estate, considerato che il tipo di utenza può non necessitare di entrambi i servizi simultaneamente).

Analoghe considerazioni possono essere svolte per l'estensione della linea ai fabbricati della zona vecchia aerostazione ed eventualmente della zona darsena, mentre decisamente meno giustificata appare un'estensione della rete degli edifici previsti lungo l'asse stradale di penetrazione dalla rotatoria al terminal.

11.4.4 Allacciamenti alla rete di teleriscaldamento

In linea di principio, le diverse utenze che possono essere allacciate alla rete di teleriscaldamento (ed elettrica), sono riconducibili ad una delle seguenti situazioni:

- Centrale remota di sola produzione termica, frigorifera ed elettrica)
- Utenza a "2 tubi" con generazione remota (produz. termica, frigorifera ed elettrica)
- Utenza a "4 tubi" con generazione remota (produz. termica, frigorifera ed elettrica)

Il primo caso è potenzialmente rappresentato dai parcheggi multipiano, suscettibili di integrare nella struttura di fondazione un impianto geotermico (ed un eventuale fotovoltaico su eventuali pensiline o copertura non carrabile).

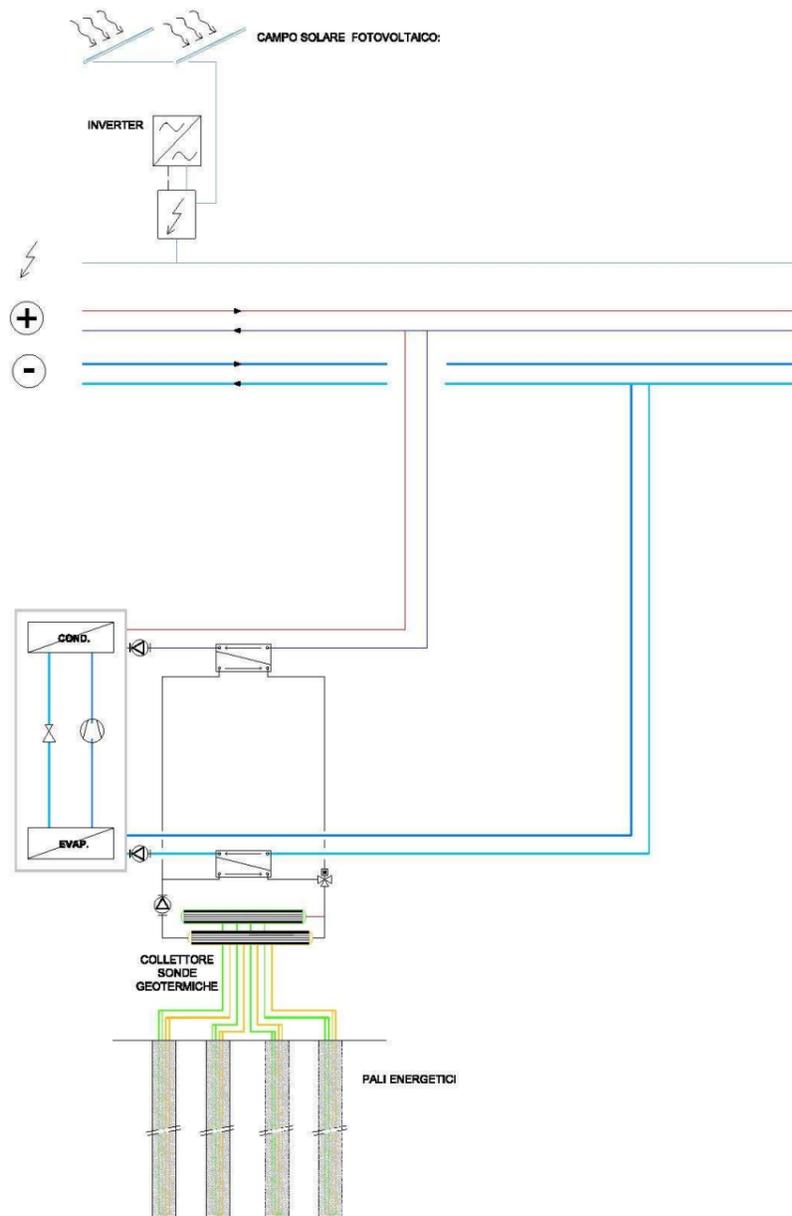
Il secondo caso è tipicamente quello di utenze di tipo industriale (merci, cargo, corrieri espresso, hangar), di limitate esigenze di climatizzazione, suscettibili di impiegare la stessa linea per l'alimentazione termica invernale e frigorifera estiva.

Il terzo ed ultimo caso è quello più generico che consente di assicurare all'utenza la disponibilità simultanea di calore e freddo per 12 mesi all'anno, da produrre in loco ed integrare con prelievi dalla rete di teleriscaldamento.

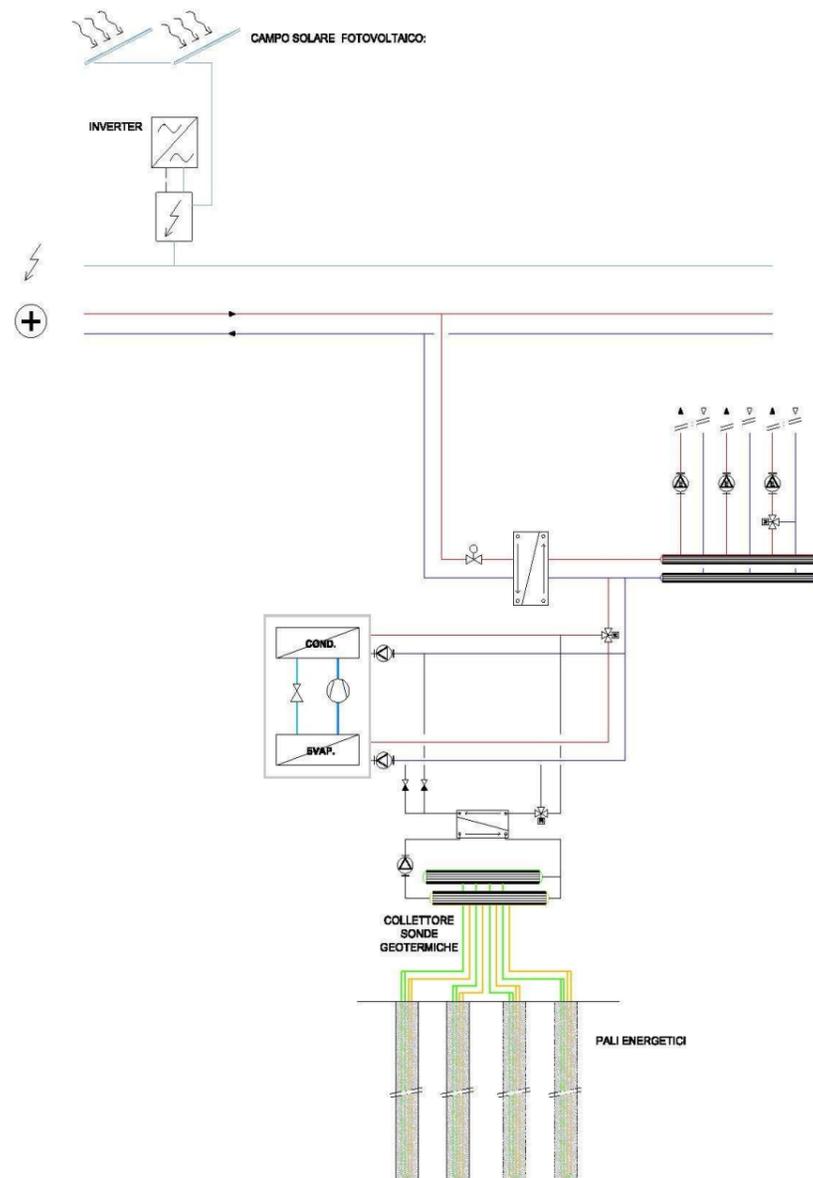
In ogni caso la produzione fotovoltaica scambia vede impiegata in loco la potenza istantaneamente richiesta, cedendo alla rete principale interna le eventuali eccedenze.

Si vedano in proposito gli schemi concettuali di seguito riportati.

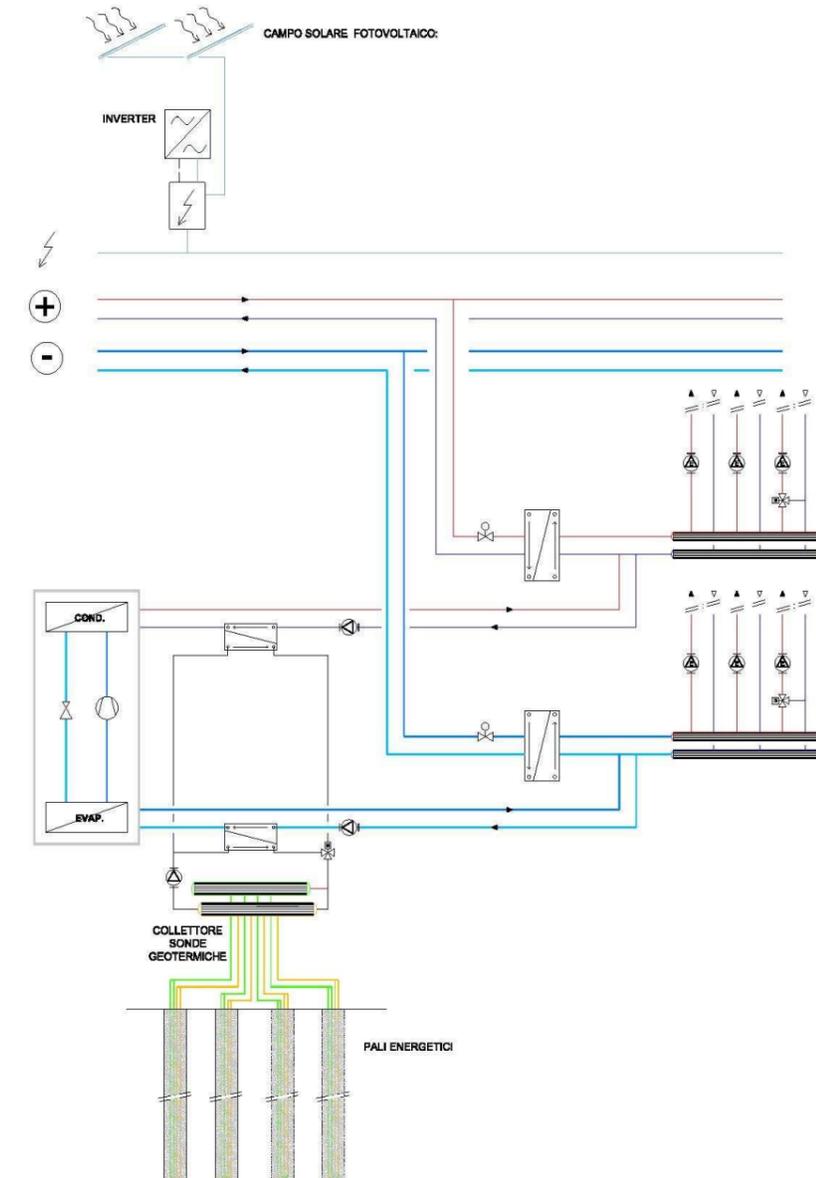
CENTRALE GEOTERMICA PERIFERICA



UTENZA TIPICA FUTURA "2 TUBI"



UTENZA TIPICA FUTURA "4 TUBI"



11.4.5 Rinnovabili e recuperi termici

Le considerazioni svolte in merito allo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di calore hanno visto lo spettro delle diverse opzioni restringersi alla geotermia, con una dichiarata (e motivata) preferenza per quella in circuito chiuso.

Si tratta di un processo che consente ad apposite pompe di calore di sottrarre calore del terreno nel periodo invernale, per "restituirlo" nel periodo estivo. Il regime di riscaldamento, per sottrarre calore al terreno (temperatura prossima ai 13°), l'acqua in circuito chiuso circola a temperature prossime ai 5°, la pompa di calore provvede poi ad elevare il regime termico ai 40-45° richiesti per il trasferimento alle utenze.

L'efficienza delle attuali pompe di calore è tale da rendere questo processo energeticamente competitivo rispetto al consumo di fonti fossili, anche se "sconta" la condizione tariffaria non particolarmente favorevole sopra indicata.

Anche l'ipotesi (sostanzialmente accantonata) di sottrazione del calore all'acqua marina non migliora sostanzialmente le cose, essendo la temperatura invernale della laguna addirittura inferiore (compresa tra i 5 e i 10° nei mesi di dicembre-febbraio).

Va peraltro ribadito che l'impiego di pali geotermici rappresenta un'opportunità accattivante, benché un palo energetico da 20 m mette a disposizione una potenza piuttosto limitata, nell'ordine di 1,5 – 1,6 kW.

Alla luce di queste considerazioni, l'analisi dei flussi di energia che l'impianto di cogenerazione disperde nell'ambiente impone alcune attente valutazioni; ci si trova infatti di fronte alle seguenti dissipazioni:

- potenza termica residua dei prodotti della combustione $2 \times 300 = 600$ kW
- potenza termica di raffreddamento a bassa temperatura $2 \times 500 = 1000$ kW
- potenza termica di raffreddamento container $2 \times 200 = 400$ kW

Le suddette fonti sono disponibili a temperature rispettivamente di 50,40 e 20°, in un sito circoscritto (centrale di cogenerazione) per un ammontare complessivo di 2 MW, corrispondenti a circa 1300 pali energetici.

È vero che la geotermia consente anche la produzione di freddo, ma è altresì vero che:

- lo sfruttamento di queste fonti (totali o parziali) è estensibile alla totalità dell'anno per la produzione di acqua calda sanitaria (tutto l'anno), per il post-riscaldamento (estate) e per il riscaldamento (inverno);
- la dissipazione di calore trova nel raffreddamento evaporativo (torri) un'efficacissima alternativa allo smaltimento del calore;
- la forte presenza di acqua nel sottosuolo assicura il "rifornimento" di calore, eliminando la preoccupazione della mancata rigenerazione estiva del campo geotermico.

Un'ulteriore considerazione riguarda la generazione di freddo invernale, richiesta per soddisfare quelle utenze interne che necessitano di potenza frigorifera per tutto l'anno. In condizioni normali una macchina frigorifera a recupero parziale o totale consente di trasferire il calore prelevato da tali utenze a quelle che viceversa necessitano simultaneamente di calore.

Questo procedimento non risulta precluso in presenza di un'architettura centralizzata come quella qui configurata, ma può essere sviluppato con opportuni accorgimenti impiantistici,

volti a rendere possibile il trasferimento del calore sottratto alle utenze dall'acqua refrigerata al preriscaldamento dell'acqua calda di ritorno dalle utenze che necessitano di calore.

In alternativa a questo processo, energeticamente vantaggioso ma non privo di assorbimento di potenza elettrica, è possibile attuare strategie di free-cooling centralizzato invernale, come peraltro in parte prospettato per la centrale frigorifera.

11.5 RECUPERI TERMICI

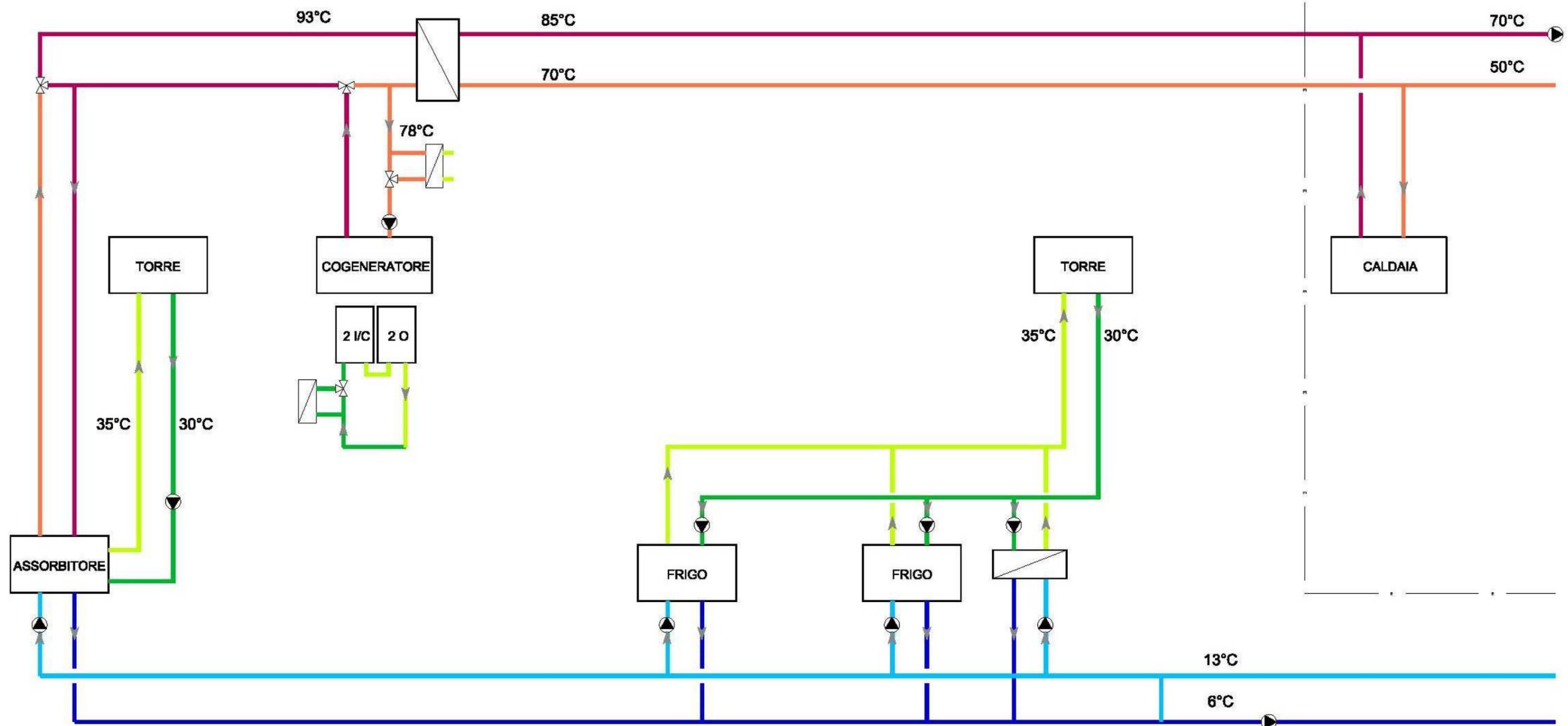
A fronte delle suddette considerazioni, la configurazione della centrale di trigenerazione può subire alcune modeste integrazioni che non modificano affatto l'impostazione generale della stessa, né il numero e le caratteristiche delle macchine (cogeneratori, refrigeratori, assorbitori, torri evaporative), limitandosi ad alcuni interventi marginali in termini di architettura di impianto, ma non privi di effetti energetici.

Il seguente schema riporta in maniera semplificata l'attuale assetto della centrale di trigenerazione: per una più immediata comprensione sono proposte le diverse unità di pari caratteristiche riassunte in un unico blocco (il sistema di cogenerazione riassume in sé n°2 moduli cogeneratori, così come il sistema di refrigerazione e quello di assorbimento riassumono in sé rispettivamente n°4+1 e n°2 unità con trifughe ed unità ad assorbimento; lo stesso dicasi per le 5 + 2 torri a servizio dei suddetti refrigeratori).

Gli interventi che vengono proposti sono i seguenti:

- installazione di recuperatori a condensazione, bistadio, su ciascun cogeneratore;
- installazione di scambiatori di separazione tra primario e secondario, raffreddamenti a bassa temperatura (2°intercooler e 2°scambiatore olio);
- installazione di un'unità centrifuga in allestimento per funzionamento sia a bassa (7/12-30/35°) che ad alta (25/30-50/55°) temperatura;
- collegamento alternativo evaporatore dell'unità centrifuga a recuperi b.t.;
- collegamento alternativo condensatore dell'unità centrifuga al ritorno da rete;
- installazione di scambiatore di separazione tra detto evaporatore e circuito torri;
- inserimento scambiatore di free cooling in serie con gli evaporatori;

Soluzione standard



11.5.1 Recuperatori a condensazione

Per il recupero del calore sensibile e di una quota significativa del latente disponibili nei fumi di scarico dei cogeneratori è prevista l'installazione di un recuperatore a condensazione, la cui esecuzione deve necessariamente essere in acciaio inossidabile compatibile con i prodotti con le condense acide che provengono dalla condensazione dei prodotti della combustione apparecchio, in esecuzione verticale con organizzazione dei flussi in controcorrente, è interessato da un doppio il circuito di raffreddamento:

- il primo circuito riscalda l'acqua di ritorno proveniente dalla rete di teleriscaldamento ed è dotato di propria pompa primaria;
- il secondo circuito è interessato dall'acqua a media temperatura (25-30°) destinato ad alimentare l'evaporatore della pompa di calore.

11.5.2 Scambiatori di separazione raffreddamenti b.t.

Un opportuno scambiatore provvede a separare il circuito di raffreddamento a media temperatura (40°) del secondo stadio di intercooler e raffreddamento olio, rispetto al circuito del dissipatore, affinché il fluido di quest'ultimo possa essere additivato di antigelo.

Il circuito primario, prima di attraversare lo scambiatore cede il proprio calore al circuito di recupero a media temperatura destinato ad alimentare l'evaporatore della pompa di calore.

11.5.3 Unità centrifuga in allestimento b.t./a.t.

Le unità centrifughe previste in progetto per la produzione di freddo con smaltimento in acqua di torre sono refrigeratori ad elevatissime prestazioni, funzionanti con fluido frigorifero HFC (R134a). Le stesse unità sono in grado di operare sia per il trasferimento di calore da 7-12° a 30-35°, sia per quello da 25-30° a 50-55°, con prestazioni pressoché invariate.

È tuttavia necessaria l'esecuzione particolare, che, a seconda della condizione di funzionamento, utilizzi l'idoneo dispositivo di laminazione tra i due disponibili in parallelo a bordo macchina.

È evidente che, in occasione della commutazione di servizio da b.t. ad a.t. (e viceversa) si dovrà:

- operare lo scambio dei dispositivi di espansione frigorifera appena richiamato;
- operare lo scambio sul condensatore da dissipazione in torre a recupero in rete;
- operare lo scambio sul evaporatore da refrigerazione di rete a recupero termico;
- commutare il set point e le modalità di funzionamento della macchina.

È altresì suggerita installazione di una scambiatore di separazione tra il circuito sul evaporatore e la torre di raffreddamento, onde evitare la contaminazione tra i due termovettori.

11.5.4 Circuitazione dell'acqua calda

Per consentire il recupero termico sia dal recuperatore a condensazione che dalla pompa di calore è necessario che i circuiti che alimentano queste due utenze derivino l'aspirazione per mezzo di pompa primarie proprie dal ritorno della rete di teleriscaldamento, immettendo l'acqua preriscaldata non solo prima dell'entrata sui sistemi di recupero del cogeneratore, ma anche prima del sistema di termoregolazione della rete.

In tal modo nell'esercizio estivo sarà possibile disporre di due circuiti (comunicanti ma senza circolazione tra l'uno all'altro) a servizio dell'assorbitore (alta temperatura 93-78°) e a servizio della rete (45-50°C) per la produzione di acqua calda sanitaria e per il post riscaldamenti.

L'eventuale separazione tra la rete le unità di cogenerazione dovrà essere valutata attentamente con il costruttore.

11.5.5 Free cooling

In alternativa recupero termico dalla generazione di freddo è possibile sfruttare il procedimento di free cooling dell'acqua refrigerata per mezzo dell'acqua di torre. Anche in questo caso lo scambiatore apposito provvede alla separazione tra l'acqua di torre in acqua refrigerata.

Per sfruttare al meglio le possibilità di free-cooling è opportuno che lo stesso venga inserito in serie con i refrigeratori, in modo che questi ultimi possano completare il raffreddamento laddove il sistema di free-cooling non riesca autonomamente a smaltire l'intera potenza.

Posto che la potenza per dissipare si attesti nell'ordine di 1,5 MW, una sola torre a servizio dei refrigeratori d'acqua centrifughi (5.25 MW) è in grado di smaltire tale potenza in presenza di temperature al bulbo umido inferiori a 2,5 °C. Tale circostanza si verifica per circa 1800 hh/anno. L'energia frigorifera prodotta per free-cooling ammonta a

2,8 GWh (circa 47.000 € ¥)

Il free cooling parziale può invece avere luogo finché la temperatura al bulbo umido esterna si mantenga di sotto di circa 11°C, con contributi decrescenti dagli 1,5 MW (corrispondenti ad una temperatura esterna a bulbo umido di 2,5°) fino a potenza nulla. In questo caso le ore aumentano fino a 4.900 h, portando l'energia frigorifera prodotta da free-cooling a

5,3 GWh (circa 88.500 € ¥)

L'adozione di un inserimento in serie permette quindi quasi di raddoppiare la produzione di freddo gratuito.

È peraltro evidente che laddove l'acqua di torre debba allo stesso tempo alimentare lo scambiatore di free-cooling e i condensatori delle unità frigorifere, poiché queste ultime potrebbero richiedere per un regolare funzionamento un controllo della temperatura minima dell'acqua di condensazione attorno ai 22-24 °C, risulta comunque valutare se installare un sistema di miscelazione a monte delle pompe di circolazione sui condensatori.

11.5.6 Schema funzionale proposto

L'introduzione delle suddette modifiche nello schema originario porta alla configurazione di seguito indicata.

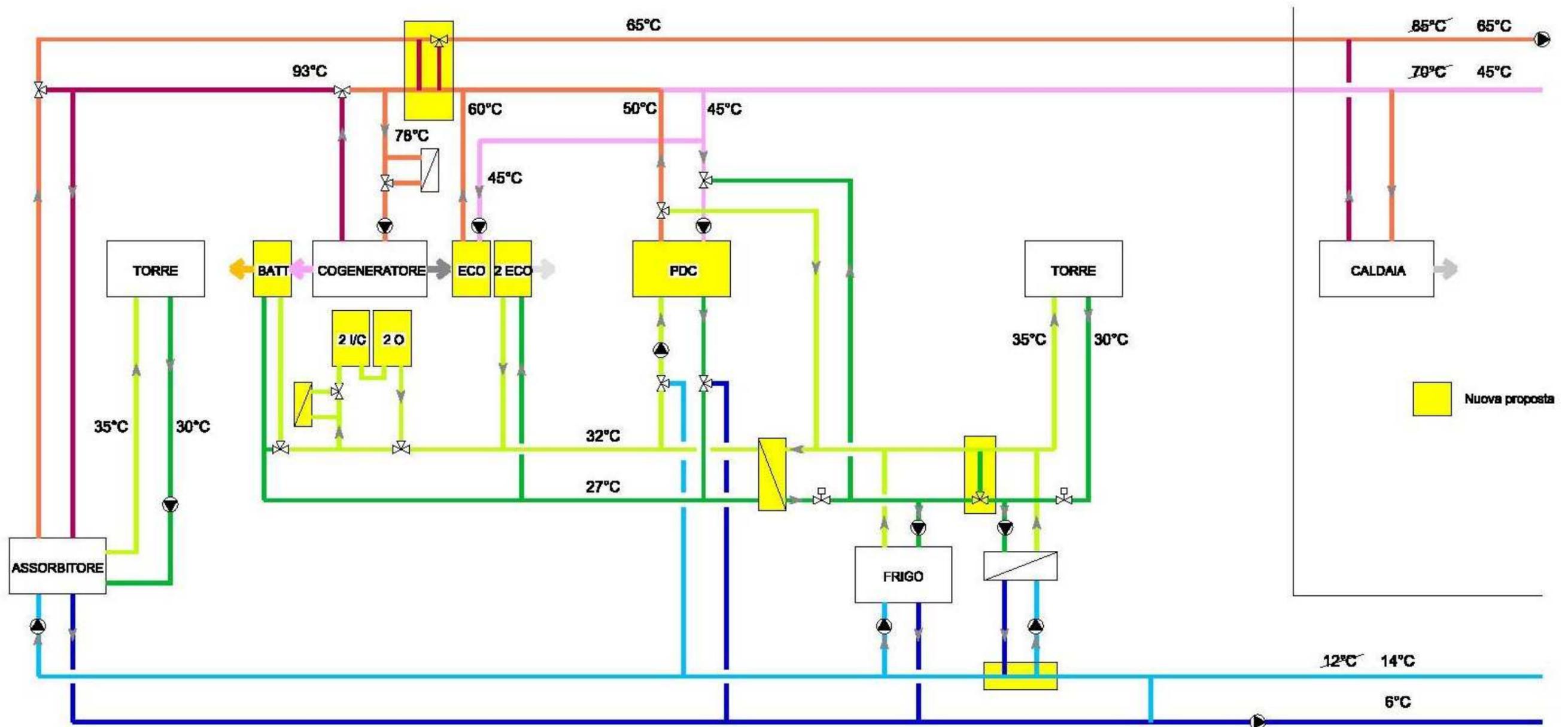
I diagrammi riportati illustrano:

- Lo schema funzionale nella soluzione standard
- Lo schema funzionale nella soluzione riqualificata proposta.

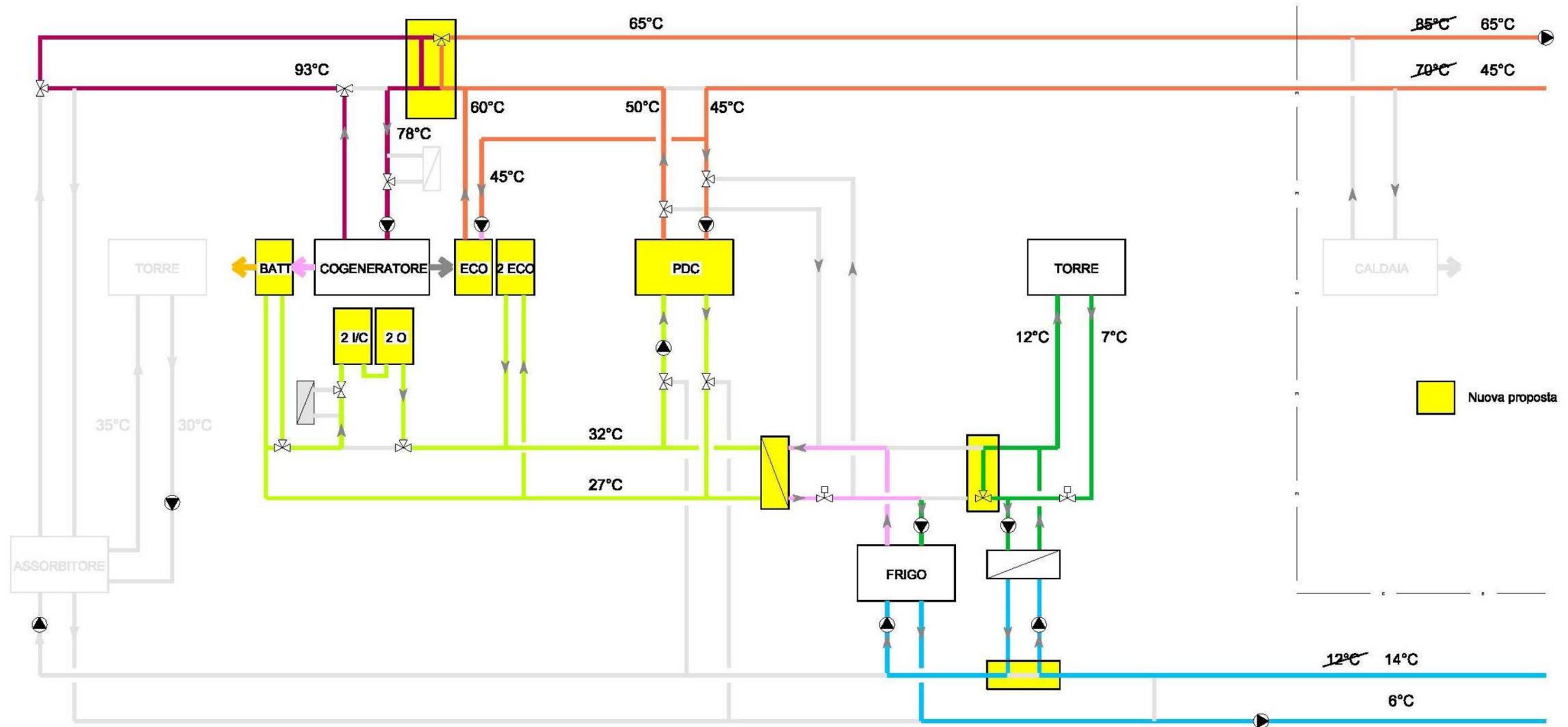
Per una più immediata comprensione, quest'ultimo viene riportato nelle configurazioni:

- Invernale;
- Medio-stagionale;
- Estiva.

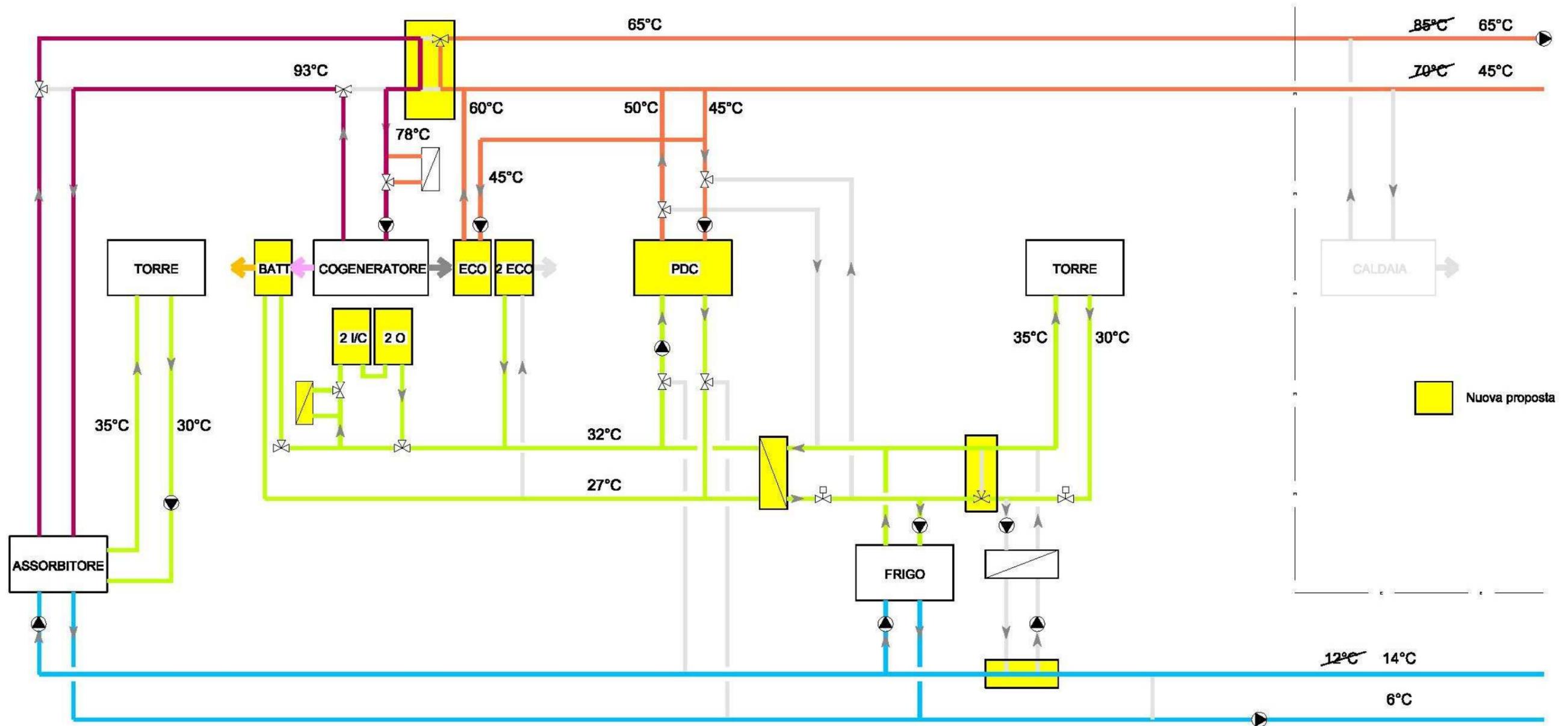
Soluzione riqualificata proposta



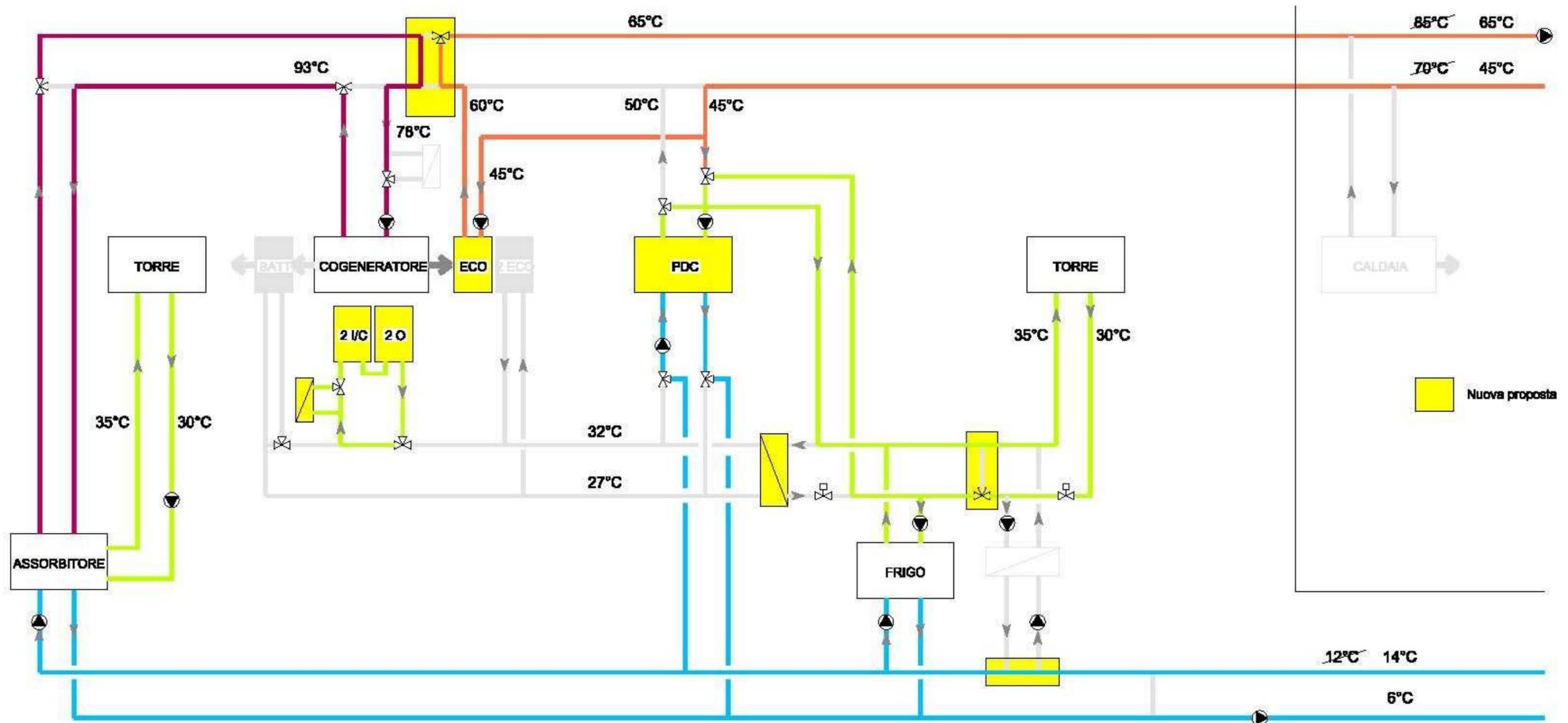
Soluzione riqualificata proposta: funzionamento invernale



Soluzione riqualificata proposta: funzionamento medio-stagionale



Soluzione riqualificata proposta: funzionamento estivo



11.6 FONTI RINNOVABILI

11.6.1 Criteri generali

L'assieme illustrato per il sistema trigenerativo prospetta uno sfruttamento razionale dell'energia, caratterizzato da un'efficienza molto spinta, ma comunque circoscritto all'utilizzo di fonti assimilate rispetto alle rinnovabili, quali:

- la poligenerazione (co- o trigenerazione);
- il recupero termico attivo (eseguito per mezzo di pompe di calore).

Si tratta cioè di soluzioni che consentono di risparmiare energia fossile, ma che per conseguire tale risparmio non possono prescindere dalle fonti fossili stesse; ottengono perciò un effetto simile a quello delle rinnovabili, senza riuscire ad affrancarsi però completamente dalle fonti tradizionali.

La legislazione vigente prevede esplicitamente lo sfruttamento delle fonti rinnovabili in senso stretto (salvo deroghe e precisazioni che verranno esaminate in dettaglio in seguito), rispetto alle quali vanno individuate di seguito i criteri di applicazione.

Alla luce delle considerazioni svolte in precedenza sulle opportunità di sfruttamento delle fonti rinnovabili, la scelta si circoscrive a:

- solare fotovoltaico;
- geotermia a circuito chiuso.

Per le motivazioni argomentate in precedenza, tali scelte vengono declinate nelle seguenti modalità realizzative:

- fotovoltaico amorfo, a film sottile, senza vetri di protezione, per posa integrata su parte delle coperture di edifici esistenti e nuovi;
- geotermia mediante sonde geotermiche realizzate con "pali energetici", sfruttando cioè le opere di carattere strutturale comunque da eseguire, (questa opportunità si limita evidentemente ai soli edifici di nuova realizzazione).

Per gli edifici nuovi, utilizzando un approccio astratto, riferito cioè alla volumetria e superficie in pianta dei fabbricati, prescindendo volutamente dalle loro caratteristiche costruttive e morfologiche, si possono comunque valutare con sufficiente approssimazione le caratteristiche delle installazioni di sistemi per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

Per gli edifici esistenti l'analisi, circoscritta al solo fotovoltaico, può tenere conto dell'orientamento delle coperture (angoli di tilt e azimuth), che viceversa sono state assunte piane per gli edifici nuovi

11.6.2 Fotovoltaico

Nella progettazione di un nuovo edificio, la committenza ha la possibilità di assegnare quale requisito di vincolo la disponibilità di un'adeguata superficie di copertura per l'installazione di sistemi fotovoltaici. In particolare la scelta di un sistema amorfo, rappresentato da una guaina da posare in aderenza alla copertura.

Si ritiene tuttavia di assumere nella definizione della superficie disponibile una serie di parametri prudenziali suggeriti dall'esperienza, in relazione seguenti aspetti:

- riduzione per lo spazio occupato da ostacoli e servizi tecnici copertura: 0,95
- riduzione per la presenza di cupolini e lucernari 0,90
- riduzione per ombre riportate da fabbricati e corpi sporgenti 0,80

- riduzione per spazi di accesso e manutenzione 1,00
- riduzione per ombreggiamento tra schiere 1,00
- Coefficiente globale di riduzione 0,68

Si noti che la norma di prodotto richiede determinate caratteristiche meccaniche (quindi che lo stesso sia calpestabile) e prevede la posa in aderenza alla copertura, consentendo di prevenire le penalizzazioni (coeff. 1,00) altrimenti sofferte per manutenzione e ombreggiamento tra schiere.

I risultati dell'analisi sono riassunti nella seguente tabella.

La stessa indica un plausibile target finale fino a 9,3 MW, per una producibilità elettrica di 12 GWh annui. Come noto, nella valutazione dell'assetto degli impianti energetici, è improprio fare affidamento sulla potenza fotovoltaica, in ragione della nota aleatorietà e discontinuità della radiazione solare; essa comunque trova adeguata copertura in un sistema che presenta un carico di punta più che doppio, con adeguato spazio per l'autoproduzione da cogenerazione e con i carichi frigoriferi estivi addizionali perfettamente in fase con i picchi di produzione fotovoltaica. In termini energetici emerge un contributo significativo (pari al 23 %) rispetto al fabbisogno complessivo (inclusa la quota per la produzione frigorifera).

INTERVENTI		DATI GEOMETRICI				FOTOVOLTAICO A FILM SOTTILE						
rif. PSA	tipologia e descrizione	Sup. lorda	Altezza	N° piani (stim)	Volume	Superficie disponibile	azimuth	angolo tilt	potenza specifica	Potenza inst	Producibilità specifica	Producibilità
		mq	m		mc	mq	°	°	W/mq	kW	kWh/kWp	MWh/a
	Terminal Passeggeri esistenti	20.000	16	3	320.000	3500	0	30	65	228	1350	307
2.09	Riprotezione VVF e GdF	4.500		1	33.750	3078	0	0	65	200	1150	230
2.19	Riprotezione UPS e Dogana	3.800		1	38.000	2599	0	0	65	169	1150	194
2.33	DHL nuovo cargo building	5.230		1	52.300	3577	0	0	65	233	1150	267
3.01	Nuova darsena	5.200		1	52.000	3557	0	0	65	231	1150	266
1.04	Ampliamento terminal Lotto 2A+2B+2C	85.800				58687						
3.05	Park multipiano B1	12.000				8208	0	0				
										1060		1265
2.01	Stazione ferroviaria interrata	18.000	1	1	108.000	12312	0	0	65	800	1350	1080
2.28	Hangar (in sostituzione dell'attuale)	6.150	10	1	61.500	4207	0	0	65	273	1350	369
2.40	varco doganale, ampliamento sup. scoperta					0	0	0	65	0	1350	0
2.42	Nuovo Presidio VVF x seconda pista	2.300	10	1	23.000	1573	0	0	65	102	1350	138
2.47	Cargo remoto - edificio 1	6.150	10	1	61.500	4207	0	0	65	273	1350	369
2.49	cargo remoto - edificio 2	6.150	10	1	61.500	4207	0	0	65	273	1350	369
3.06	Parcheggio multipiano B2	36.250		1		24795	0	0	65	1612	1350	2176
3.07	Sosta breve sulla viabilità parcheggi	1.450		1		992	0	0	65	64	1350	87
3.11	Parcheggio multipiano B6	51.900		1		35500	0	0	65	2307	1350	3115
										5706		7704
2.01.1	Stazione ferroviaria interrata AV/AC					0	0	0	65	0	1150	0
2.02	Interchange: collegamento stazione/terminal	10.500	12	1	126.000	7182	0	0	65	467	1150	537
2.05	Edificio per addetti aeroportuali	2.200	4	1	8.800	1505	0	0	65	98	1150	112
2.32	Edificio ad uffici/terziario B3	5.100	10		51.000	3488	0	0	65	227	1150	261
2.33	Edificio ad uffici/terziario B4	4.900	10		49.000	3352	0	0	65	218	1150	251
2.34	Edificio ad uffici/terziario B5	6.800	10		68.000	4651	0	0	65	302	1150	348
2.50	Edificio ad uffici - Enti di Stato	3.800	10		38.000	2599	0	0	65	169	1150	194
2.51	Edificio ad uffici - terziario e direzione	3.800	10		38.000	2599	0	0	65	169	1150	194
2.52	Ricettivo - edificio 1	4.850	10		48.000	3317	0	0	65	216	1150	248
2.53	Ricettivo - edificio 2	5.800	10		58.000	3967	0	0	65	258	1150	297
2.54	Servizi al passeggero per accesso alla darsena	2.400	10		24.000	1642	0	0	65	107	1150	123
2.55	Edificio ad uffici (nuova palazzina SAVE)	3.000	10		30.000	2052	0	0	65	133	1150	153
2.39	Hangar aviazione generale n. 1	1.500	10	1	15.000	1026	0	0	65	67	1150	77
2.45	Hangar aviazione generale n. 2	1.500	10	1	15.000	1026	0	0	65	67	1150	77
2.46	Hangar aviazione generale n. 3	1.500	10	1	15.000	1026	0	0	65	67	1150	77
										2563		2948
										9330		

11.6.3 Geotermia

Le caratteristiche idrogeologiche del terreno impongono la realizzazione di palificazioni con una profondità media di 22 m. Si è prudenzialmente assegnata una potenza termica unitaria di 50 W/m (contro gli 80 indicati dal GRT), assumendo di equipaggiare di tubazioni pali con una distanza reciproca minima di 8 m, onde evitare interferenza termica e penalizzazioni conseguenti della potenza del campo geotermico.

La potenza complessiva ammonta a 5,3 MW. In proposito è stata introdotta la distinzione tra edifici di cui è previsto l'allacciamento alla rete generale e di quelli destinati invece a rimanere autonomi sotto il profilo della climatizzazione: i primi presentano una potenza di 3,0 MW, gli ultimi di 2,3 MW.

Ipotizzando i seguenti valori di esercizio:

Stagione		Invernale	estiva
Temperatura del terreno	°C	13	13
Temperatura media dell'acqua	°C	3	25
Temperatura di entrata acqua al campo geo	°C	1	21
Temperatura di uscita acqua dal campo geo	°C	5	23
Scarto termico terreno - acqua	°C	10	10
Potenza unitaria scambiata	W/m	50	50
Efficienza media invernale SPF	()	3,8	
Efficienza media estiva ESEER	()		8,3
Rapporto potenza utile/potenza geotermica	()	1,36	0,88

ed un numero di ore equivalenti di esercizio stagionale, si possono stimare con ragionevole accuratezza le energie termica e frigorifera producibili da fonte geotermica al termine del periodo considerato, rispettivamente in 5,1 GWht e 4,7 GWhf.

La copertura potenzialmente offerta dalla geotermia ammonta quindi al 16 % in entrambi i casi; essa rappresenta dunque un contributo considerevole. Si veda in proposito la seguente tabella.

rif. PSA	INTERVENTI tipologia e descrizione	DATI GEOMETRICI				Geotermico								
		Sup. lorda mq	Altezza m	N° piani (stim)	Volume mc	N. Pali attivi	Lunghezza pali m	potenza specifica W/m	Potenza campo geo tot kW	Potenza campo geo centr	Potenza campo geo rem	Energia inv. kWh/a	Energia est. kWh/a	Energia primaria kWh/a
	Terminal Passeggeri esistenti	20.000	16	3	320.000					0	0			
2.09	Riprotezione VF e GdF	4.500		1	33.750	70	22	50	77	77	0	74	68	87
2.19	Riprotezione UPS e Dogana	3.800		1	38.000	59	22	50	65	65	0	62	57	74
2.33	DHL nuovo cargo building	5.230		1	52.300	82	22	50	90	90	0	85	79	101
3.01	Nuova darsena	5.200		1	52.000	81	22	50	89	89	0	85	79	101
1.04	Ampliamento terminal Lotto 2A+2B+2C	85.800				903	22	80	1590	1590	0	1511	1399	1794
3.05	Park multipiano B1	12.000				188	22	50	206	0	206	196	182	233
									2118	1911	206	2013	1864	2390
2.01	Stazione ferroviaria interrata	18.000	1	1	108.000	281	22	50	309	309	0	294	272	349
2.28	Hangar (in sostituzione dell'attuale)	6.150	10	1	61.500	96	22	50	106	106	0	100	93	119
2.40	varco doganale, ampliamento sup. scoperta					0	22	50	0	0	0	0	0	0
2.42	Nuovo Presidio VVF x seconda pista	2.300	10	1	23.000	36	22	50	40	0	40	38	35	45
2.47	Cargo remoto - edificio 1	6.150	10	1	61.500	96	22	50	106	0	106	100	93	119
2.49	carico remoto - edificio 2	6.150	10		61.500	96	22	50	106	106	0	100	93	119
3.06	Parcheggio multipiano B2	36.250		1		566	22	50	623	0	623	592	548	703
3.07	Sosta breve sulla viabilità parcheggi	1.450		1		23	22	50	25	0	25	24	22	28
3.11	Parcheggio multipiano B6	51.900		1		811	22	50	892	0	892	848	785	1007
									2206	521	1685	2097	1942	2489
2.01.1	Stazione ferroviaria interrata AV/AC					0	22	50	0	0	0	0	0	0
2.02	Interchange: collegamento stazione/terminal/p	10.500	12	1	126.000	164	22	50	180	180	0	172	159	204
2.05	Edificio per addetti aeroportuali	2.200	4	1	8.800	34	22	50	38	0	38	36	33	43
2.32	Edificio ad uffici/terziario B3	5.100	10		51.000	80	22	50	88	88	0	83	77	99
2.33	Edificio ad uffici/terziario B4	4.900	10		49.000	77	22	50	84	84	0	80	74	95
2.34	Edificio ad uffici/terziario B5	6.800	10		68.000	106	22	50	117	117	0	111	103	132
2.50	Edificio ad uffici - Enti di Stato	3.800	10		38.000	59	22	50	65	0	65	62	57	74
2.51	Edificio ad uffici - terziario e direzione	3.800	10		38.000	59	22	50	65	0	65	62	57	74
2.52	Ricettivo - edificio 1	4.850	10		48.000	76	22	50	83	0	83	79	73	94
2.53	Ricettivo - edificio 2	5.800	10		58.000	91	22	50	100	0	100	95	88	112
2.54	Servizi al passeggero per accesso alla darsena	2.400	10		24.000	38	22	50	41	0	41	39	36	47
2.55	Edificio ad uffici (nuova palazzina SAVE)	3.000	10		30.000	47	22	50	52	52	0	49	45	58
2.39	Hangar aviazione generale n. 1	1.500	10	1	15.000	23	22	50	26	26	0	25	23	29
2.45	Hangar aviazione generale n. 2	1.500	10	1	15.000	23	22	50	26	26	0	25	23	29
2.46	Hangar aviazione generale n. 3	1.500	10	1	15000	23	22	50	26	26	0	25	23	29
									991	598	393	942	872	1118
	Potenza centralizzata								3030					
	Potenza remota								2284					
	Potenza totale								5315					
	Energia termica										5052			
	Energia frigorifera											4678		
	Energia primaria													5997

È opportuno segnalare che, pur nella approssimazione delle assunzioni fatte, gli impianti geotermici così dimensionati risultano adatti a soddisfare in estate ed inverno le rispettive utenze remote (non allacciate alla rete di teleriscaldamento-raffreddamento), laddove:

- i fabbisogni termici e frigoriferi dei fabbricati risultino in linea con le previsioni fatte;
- le soluzioni impiantistiche adottate siano adeguate per funzionamento con acqua proveniente da pompe di calore reversibili.

Mentre su quest'ultima condizione si ritiene di poter contare su scelte progettuali conformi, in merito al primo aspetto non si può escludere che particolari circostanze possono comportare carichi termici superiori, da integrare eventualmente con pompe di calore aria-acqua da impiegare solo per la copertura delle punte.

11.7 COSTI DI ESERCIZIO

L'impianto di trigenerazione nella configurazione descritto in precedenza è dunque in grado di produrre energia elettrica, termica (ad alta e bassa temperatura) e frigorifera a seconda delle condizioni di carico, in ragione di criteri che devono essere definiti.

L'ottimizzazione dell'esercizio richiesta per definire i suddetti criteri viene eseguita su base economica in forma tabellare. L'analisi proposta considera:

- assetti di funzionamento stagionale (estivo ed invernale), in cui il calore ad alta temperatura viene impiegato per alimentare rispettivamente l'assorbitore e la rete;
- assetti di funzionamento termico, che prevedono
 - o nessun recupero termico;
 - o il solo recupero termico ad alta temperatura;
 - o il recupero termico ad alta e bassa temperatura;
 - o il recupero termico alta e bassa temp. e quello attivo con pompa di calore;

Per ogni concessione di funzionamento vengono considerati su base oraria:

- l'energia elettrica autoprodotta;
- l'energia termica ad alta e bassa temperatura generate;
- l'energia frigorifera generata;
- le perdite di trasformazione e per ausiliari di generazione.

La valorizzazione delle fonti energetiche avviene ai valori unitari che presentano le tradizionali tecnologie di generazione:

- prelievo dalla rete per l'elettricità;
- generazione di calore a gas per l'alta temperatura;
- generazione di calore a gas a condensazione per la bassa temperatura;
- generazione di calore a gas e condensazione per il recupero attivo.

I costi da sostenere comprendono:

- l'acquisto del combustibile, al prezzo praticato all'utenza aeroportuale;
- gli oneri di manutenzione *full service*, inclusa copertura assicurativa;
- gli oneri fiscali per l'autoconsumo su energia elettrica.

I ricavi, oltre alla valorizzazione dell'energia prodotta, comprendono:

- la defiscalizzazione del gas nella misura prevista dalla vigente normativa;
- la cessione dei certificati bianchi prodotti.

I risultati sono riassunti nella seguente tabella.

		INVERNO				ESTATE			
BILANCIO ENERGETICO ORARIO									
Potenza introdotta	kW	9.208	9.208	9.208	9.208	9.208	9.208	9.208	9.208
Potenza termica at	kW	3.662	3.662	3.662					
Potenza termica b.t.	kW	614	614			614	614		
Potenza termica recupero attivo	kW	997				997			
Potenza elettrica	kW	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Perdite di trasformazione e ausiliari generazione	kW	95	116	137	187	95	116	137	187
Potenza elettrica netta (perdite e ausiliari)	kW	3.906	3.884	3.863	3.813	3.906	3.884	3.863	3.813
Potenza frigorifera	kW	-	-	-	-	2.563	2.563	2.563	
Risparmio energia primaria	kW	6.052	4.944	4.262	193	6.052	4.944	4.262	193
BILANCIO ECONOMICO ORARIO									
Costi orari									
Combustibile	€/h	391	391	391	391	391	391	391	391
Rimborso Defiscalizzazione	€/h	- 11	- 11	- 11	- 11	- 11	- 11	- 11	- 11
Manutenzione Full Service	€/h	58	58	58	58	58	58	58	58
Oneri generali su autoconsumo en.elettrica	€/h	12	12	12	12	12	12	12	12
Totale costi	€/h	450	450	450	450	450	450	450	450
Ricavi orari									
Energia elettrica	€/h	555	552	549	541	555	552	549	541
Energia termica at	€/h	173	173	173	-	-	-	-	-
Energia termica bt	€/h	26	26	-	-	26	26	-	-
Energia termica bbt	€/h	38	-	-	-	38	-	-	-
Energia frigorifera	€/h	-	-	-	-	47	47	47	-
Certificati bianchi	€/h	68	55	48		68	55	48	
Totale ricavi	€/h	860	806	769	541	734	680	644	541
Margine operativo orario	€/h	409	355	319	91	284	230	193	91

Si possono in proposito formulare le seguenti osservazioni:

- il margine in funzionamento "invernale" senza recuperi termici a bassa temperatura è di 319 €/h;
- tale margine si riduce al 60% nelle condizioni "estive" senza recuperi termici a bassa temperatura;
- il margine si riduce ulteriormente a meno del 30 % in condizioni di dissipazione totale del calore cogenerato;
- il recupero termico a bassa temperatura migliora il margine in funzionamento invernale ed estivo rispettivamente del 11% e del 19%;
- i recuperi a bassa temperatura ed attivo migliorano il margine in funzionamento invernale ed estivo rispettivamente del 28% e del 47%.

In particolare è opportuno rilevare che, se da un lato la mera generazione elettrica (senza alcun recupero termico) è comunque in grado di fornire un margine economico (91 €/h), dall'altro offre una redditività del 30% rispetto al normale funzionamento cogenerativo: ciò significa che in tali condizioni la macchina va incontro ad usura prospettando un esercizio caratterizzato da un tempo di recupero più che triplo rispetto quello ottimale.

Da queste considerazioni discendono immediatamente i seguenti criteri concettuali (che, in sede operativa, dovranno essere declinati considerando le diverse tariffe praticate nelle varie fasce orarie):

- è necessario adottare soluzioni impiantistiche e criteri gestionali tali da utilizzare per quanto possibile tutto il calore generato dalla cogenerazione;
- nell'uso del calore è privilegiata l'alimentazione della rete rispetto all'alimentazione dell'assorbitore, cui deve essere inviato il calore ad alta temperatura in eccedenza;
- in caso di eccedenza di energia termica è possibile scegliere tra:
 - o una strategia economica, che impone il funzionamento a pieno carico laddove le condizioni tariffarie rendano conveniente tale esercizio;
 - o una strategia energetico-ambientale, che impone la modulazione della cogenerazione in ragione della potenza termica richiesta.

Nella definizione dei suddetti criteri si assume che il carico elettrico interno sia sempre di dimensioni tali da coprire interamente l'autoproduzione elettrica, anche al netto del contributo proveniente dai sistemi fotovoltaici.

Per quanto riguarda la generazione di calore, le priorità da assegnare possono essere indicativamente le seguenti:

- calore generato dalla cogenerazione, ad alta e bassa temperatura;
- calore generato dal recupero attivo su cogenerazione
- calore generato dal recupero attivo su produzione di freddo invernale;
- calore generato da impianti geotermici remoti;
- calore generato da gruppi termici a gas.

Analogamente la sequenza da assegnare per la generazione di freddo potrebbe indicativamente essere la seguente:

- freddo generato con recupero attivo del calore corrispondente;
- free cooling invernale centralizzato da torri evaporative;
- freddo generato da gruppi frigoriferi centrifughi;
- freddo generato da impianti geotermici remoti;
- freddo generato da refrigeratori aria-acqua remoti in rete (esistenti).

11.8 CONCLUSIONI

I criteri appena esposti rappresentano la base per l'attribuzione della priorità di funzionamento alle diverse fonti tecnologiche disponibili per la produzione dei servizi elettrico, termico e frigorifero a servizio dell'insediamento aeroportuale.

Si tratta ora di verificare, in ragione delle condizioni di carico, in quale misura le diverse fonti energetiche possano contribuire alla copertura dei fabbisogni delle utenze. Tale analisi può essere condotta agevolmente e con un elevato grado di attendibilità impiegando le cosiddette "curve di durata", che verranno introdotte nel prossimo capitolo.

12 ANALISI ENERGETICA

12.1 DINAMICA DI SVILUPPO DELL'IMPIANTO

L'impostazione modulare dell'impianto, ovvero il frazionamento delle potenze complessive su moduli di pari potenzialità, è volta all'installazione dei componenti in tempi successivi, onde assicurare alla potenzialità dell'impianto tecnologico una crescita che sia in grado di seguire lo sviluppo dell'utenza.

Il prospetto di seguito esposto indica graficamente la modalità di sviluppo modulare della centrale tecnologica.

Apparecchi	attuale	riqualificato	2014-2016	2017-2021	2021-2025	2026-2030
Gruppi di cogenerazione			■	■	■	■
Gruppi termici a gas	■	■	■	■	■	■
Gruppi centrifughi			■	■	■	■
Torri evaporative per gruppi centrifughi			■	■	■	■
Gruppo frigorifero ad assorbimento			■	■	■	■
Torri evaporative per assorbitori			■	■	■	■
Gruppi frigoriferi aria - acqua						
Impianti geotermici						
Impianti fotovoltaici						

La seguente tabella riporta le fasi di sviluppo dell'impianto, in relazione ai successivi periodi presi quali riferimento.

Si tratta questo punto di individuare la quota coperta da ciascun componente, in base alle priorità assegnate ed alle corrispondenti utilizzazioni.

L'analisi dei consumi storici e dei rispettivi profili, ovvero delle energie e delle potenze massime annuali, ha permesso con il supporto di uno specifico modulo di calcolo di ricostruire con ragionevole attendibilità le curve di durata relative ai diversi periodi, che vengono di seguito riportate.

12.2 PARAMETRI DI TRASFORMAZIONE ENERGETICA

Per la corretta valutazione dei processi di generazione, trasformazione e distribuzione energetica, vanno inquadrati in modo quanto più possibile corretto i seguenti elementi:

- bilancio termico di cogenerazione
- prestazioni delle unità termofrigorifere
- incidenza degli ausiliari
- rendimenti di distribuzione

Essi hanno infatti impatti sul risultato finale, seppur di diversa importanza, e vanno tenuti nella dovuta considerazione nell'ambito della valutazione energetica dell'insieme.

12.2.1 Bilancio termico di cogenerazione

La seguente tabella restituisce in forma sintetica il bilancio termico di un cogeneratore di caratteristiche del tutto simili a quelli previsto per la centrale di trigenerazione. La tabella indica le varie forme di energia utile ottenibili dal processo cogenerativo, oltre a quelle non utilizzabili (perdite).

I dati vengono espressi in assoluto (kW) ed in percentuale.

Per una più immediata interpretazione dei dati, stante la consolidata abitudine a riferirsi al potere calorifico inferiore dei combustibili, sono riportati separatamente i flussi energetici connessi allo sfruttamento delle frazioni sensibile, latente e totale (riferite sempre al potere calorifico inferiore del gas naturale di rete).

BILANCIO TERMICO DI COGENERAZIONE						
Potenza singola unità cogenerazione	kW			%		
	sensibile	latente	totale	sensibile	latente	totale
Calore del gas introdotto						
Potenza introdotta	4.604	506	5.110	100,0	11,0	111,0
Potenza meccanica	2.055		2.055	44,6		
Potenza elettrica netta	2.000	-	2.000	43,4	-	43,4
Intercooler - stadio 1	523		523	11,4	-	11,4
Intercooler - stadio 2	156		156	3,4	-	3,4
Raffreddamento olio - stadio 1	119		119	2,6	-	2,6
Raffreddamento olio - stadio 2	51		51			-
Acqua di raffreddamento motore	332		332	7,2	-	7,2
Gas di scarico raffreddati	857	-	857	18,6	-	18,6
Gas di scarico post-raffreddati - stadio 1	169	138	307	3,7	3,0	6,7
Gas di scarico post-raffreddati - stadio 2	61	230	292	1,3	5,0	6,3
Potenza termica complessiva	2.268	368	2.637	49,3	-	49,3
Potenza erogata complessiva	4.268	368	4.637	92,7	-	92,7
Potenza termica perdite						
Calore disperso da involucro	219		219	4,8	-	4,8
Potenza termica da perdite alternatore	55		55	1,2	-	1,2
Potenza termica residua camino	61	138	200	1,3	3,0	4,3
Perdite totali	336	138	474	7,3	11,0	18,3
Totale potenza uscente	4.604	506	5.110	100,0	11,0	111,0

12.2.2 Prestazioni delle unità termofrigorifere

Il processo coinvolge nelle diverse fasi una molteplicità di unità termofrigorifere (gruppi refrigeratori e/o pompe di calore). Non potendo entrare nel merito di ciascuna singola unità, esistente o futura, sono state ipotizzate le prestazioni per le apparecchi di caratteristiche e potenzialità centrati sulla fascia di unità interessate.

La seguente tabella permette di ricostruire in modo plausibile i diversi coefficienti di effetto utile, nominale e medio stagionale, in esercizio frigorifero e in pompa di calore, necessari per valutare le trasformazioni ed i corrispondenti assorbimenti elettrici.

Gruppi			centrifughi		assorbitore	volumetrici		volumetrici	split
			acqua-acqua	acqua-acqua	acqua-acqua	acqua-acqua	acqua-acqua	aria-acqua	aria-aria
Sorgente esterna			torre	recupero	torre	geo	geo	aria	aria
Esercizio			inv-est	inv	inv-est	inv	est	est	est
Temperatura mandata acqua calda	T1	°C	34	55	34	45	25	45	45
Temperatura ritorno acqua calda	T2	°C	29	50	29	40	21	35	35
Temperatura mandata acqua refrigerata	t1	°C	6	29	6	1	6	6	
Temperatura ritorno acqua refrigerata	t2	°C	12	34	12	5	12	12	
Scarto acqua-freon al condensatore	D	°C	1	1		1	1	5	1
Scarto acqua-freon all'evaporatore	d	°C	1	1		1	1	3	
Temperatura di condensazione	Tc	°C	35	56		46	26	50	46
Temperatura di evaporazione	Te	°C	5	28		0	5	3	2
Coeff. effetto utile in pdc teorico	COP th	()	10,3	11,8		6,9	14,2	6,9	7,3
Rapporto reale/teorico pdc	R re/th	()	0,70	0,65		0,60	0,50	0,55	0,55
Coeff. effetto utile in pdc reale	COP re	()	7,2	7,6	1,7	4,2	7,1	3,8	4,0
Coeff. eff. utile in pdc medio stag.le	SPF	()	9,4	10,0	1,75	4,8	8,3	4,8	4,6
Coeff. effetto utile frigo reale	EER re	()	6,2	6,6	0,69	3,2	6,1	2,8	3,0
Coeff. eff. utile frigo medio stag.le	ESEER	()	8,4	9,0	0,75	3,8	7,3	3,8	3,6
Rapporto pot.pdc/frigo medio stag.le	SPF/ESEER	()	1,12	1,11	2,33	1,26	1,14	1,27	1,28

12.2.3 Incidenza degli ausiliari

Numerosi sono gli ausiliari coinvolti nei processi energetici: pompe primarie, pompe di rete, torri evaporative, dissipatori, ausiliari di sistema. La seguente tabella permette una stima della potenza installata. La potenza installata complessiva raggiunge valori assolutamente rilevanti. Fortunatamente l'energia che sarà valutata successivamente, risente di fattori di carico e di contemporaneità notevolmente contenuti.

APPARECCHIATURE AUSILIARIE	P kW	Dt °C	Q mc/h	h m	P kW
pompe di circolazione acqua calda	20000	20	860	60	248
pompe di circolazione acqua refrigerata	20000	7	2457	60	710
pompe primarie acqua refrigerata gruppi centrifughi	18000	7	2211	20	213
pompe primarie acqua torre gruppi centrifughi	20903	5	3595	20	346
pompe primarie acqua refrigerata assorbitori	2700	7	332	10	16
pompe primarie acqua torre assorbitori	6071	5	1044	20	101
pompe primarie acqua refrigerata f.c.	1500	7	184	20	18
pompe primarie acqua torre f.c.	1500	5	258	20	25
pompe primarie gruppi termici	3200	20	138	10	7
pompe primarie a.t. cogeneratore	3600	15	206	65	65
pompe primarie b.t. cogeneratore	600	10	52	25	6
pompe circolazione secondaria dissipatori a.t.	1950	10	168	25	20
pompe circolazione secondaria dissipatori b.t.	600	5	103	25	12
dissipatori a.t.	1950				30
dissipatori b.t.	600				30
torri evaporative gruppi centrifughi	20903				300
torri evaporative assorbitori					44
ausiliari cogeneratore					62,5
Totale					2253

12.2.4 Rendimenti di distribuzione

Il trasporto dell'energia termica e frigorifera attraverso le linee avvengono con dispersioni limitate dall'esecuzione preisolata delle tubazioni. L'estensione delle reti rende però tali perdite non totalmente trascurabili. La stima dell'incidenza delle perdite è eseguita su base percentuale, assumendo rendimenti di distribuzione suggeriti da esperienze similari e differenziate in relazione all'estensione progressiva della rete e dello scarto tra la temperatura dei termovettori e dell'ambiente.

12.3 POTENZE ASSORBITE E GENERATE

Fase	Priorità	POTENZE NOMINALI (MW)					
		Attuale	Riqua.	2014-2016	2017-2021	2022-2025	2026-2030
Carichi netti							
Calore utenze da telealimentare		9,4	8,4	10,9	16,4	17,1	19,0
Freddo utenze da telealimentare		8,2	7,7	11,0	17,8	18,2	20,4
Elettricità		4,5	4,3	4,7	6,0	6,3	7,0
Calore utenze autonome		0,3	0,3	0,1	0,1	1,0	2,0
Freddo utenze autonome		0,3	0,3	0,1	0,1	1,1	2,3
Rendimenti di distribuzione							
Calore		0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,95
Freddo		1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,97
Carichi lordi							
Calore utenze da telealimentare		9,7	8,6	11,3	17,0	17,8	20,0
Calore ad assorbitori		0,0	0,0	0,0	3,9	3,9	3,9
Freddo utenze da telealimentare		8,2	7,7	11,0	18,2	18,6	21,1
Servizio termico							
Calore a.t. da cogenerazione	1	0,0	0,0	3,7	3,7	3,7	3,7
Calore b.t. da cogenerazione	1	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6
Recupero attivo centralizzato m.t.	2	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Recupero da generazione frigo invernale	3	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7	1,7
Geotermia remota in rete	5	0,0	0,0	0,2	2,1	4,3	5,3
Gruppi termici	6	9,7	9,7	9,7	13,7	13,7	13,7
Totale calore		9,7	9,7	16,9	22,8	25,0	26,0
Servizio frigorifero							
Free cooling	1	0,0	0,0	1,5	1,5	1,5	1,5
Assorbitori	2	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Refrigeratori centrifughi	3	0,0	0,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Geotermia remota in rete	4	0,0	0,0	0,2	2,1	4,3	5,3
Frigo aria-acqua in rete remoti	5	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Totale freddo		10,8	10,8	31,5	33,4	35,6	36,6
Servizio elettrico							
Generazione calore con unità centrifughe		0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Generazione freddo con unità centrifughe		0,0	0,0	2,9	2,9	2,9	2,9
Generazione calore geotermica		0,0	0,0	0,1	0,5	1,0	1,3
Generazione freddo geotermica		0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	0,9
Frigo aria-acqua in rete remoti		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Generazione di caldo in isola		0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7
Generazione di freddo in isola		0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,6
Ausiliari		0,3	0,3	0,3	1,6	1,6	1,6
Carichi altri		4,5	4,3	4,7	6,0	6,3	7,0
Totale carichi elettrici		8,7	8,4	12,0	15,5	17,7	19,0
Fotovoltaico	1	0,4	0,6	1,2	1,3	7,0	9,5
Cogenerazione	1	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Integrazione da rete	2	8,7	8,4	8,0	11,5	13,7	15,0
Totale fonti elettriche		8,7	8,4	12,0	15,5	17,7	19,0
Generazione remota (fuori rete)							
Generazione di calore remota in isola		0,0	0,0	0,0	0,3	2,6	3,1
Generazione di freddo remota in isola		0,0	0,0	0,0	0,2	1,6	2,0

12.4 CURVE DI DURATA

12.4.1 Introduzione

Uno strumento di notevole utilità per valutare l'impiego di diverse fonti energetiche disponibili per la generazione di uno stesso servizio secondo una priorità prestabilita sono le citate "curve di durata".

Come noto si tratta di una rappresentazione grafica dello spettro di potenze richieste da un utenza nel tempo ed ordinate per valori decrescenti, da quello di picco a quello minimo, sia che quest'ultimo sia nullo o diverso da zero.

Le fonti chiamate a coprire la base del carico sono le sorgenti di elevata efficienza energetica e costo di esercizio contenuto. Procedendo dal basso verso l'alto la curva di carico viene coperta dalle fonti via via meno pregiate, lasciando le fonti di maggiore impatto energetico-ambientale e costo economico per ultime, a copertura delle sole punte.

In un sistema di poligenerazione, dove il complesso di apparecchiature provvede simultaneamente alla generazione di più servizi (nel caso in esame calore, freddo ed elettricità), le curve vengono considerate separatamente.

Con buona approssimazione si può assumere che le progressioni temporali delle curve di carico dei servizi termico e frigorifero siano ragionevolmente contrapposte, con le condizioni di massimo carico estivo ed invernale collocate agli estremi opposti dello stesso asse. In tal modo è corretto assumere che le eccedenze di calore che si verificano nelle stagioni intermedie ed estiva vengano dirottate per la generazione di freddo tramite i gruppi ad assorbimento.

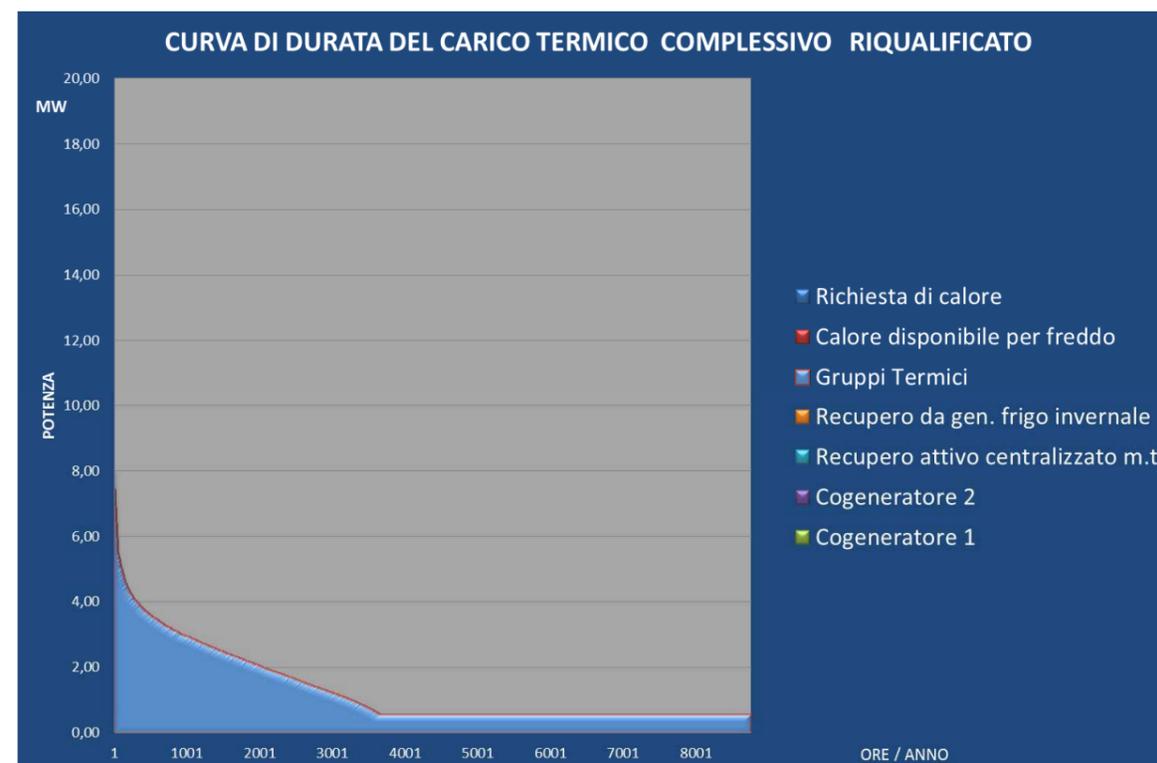
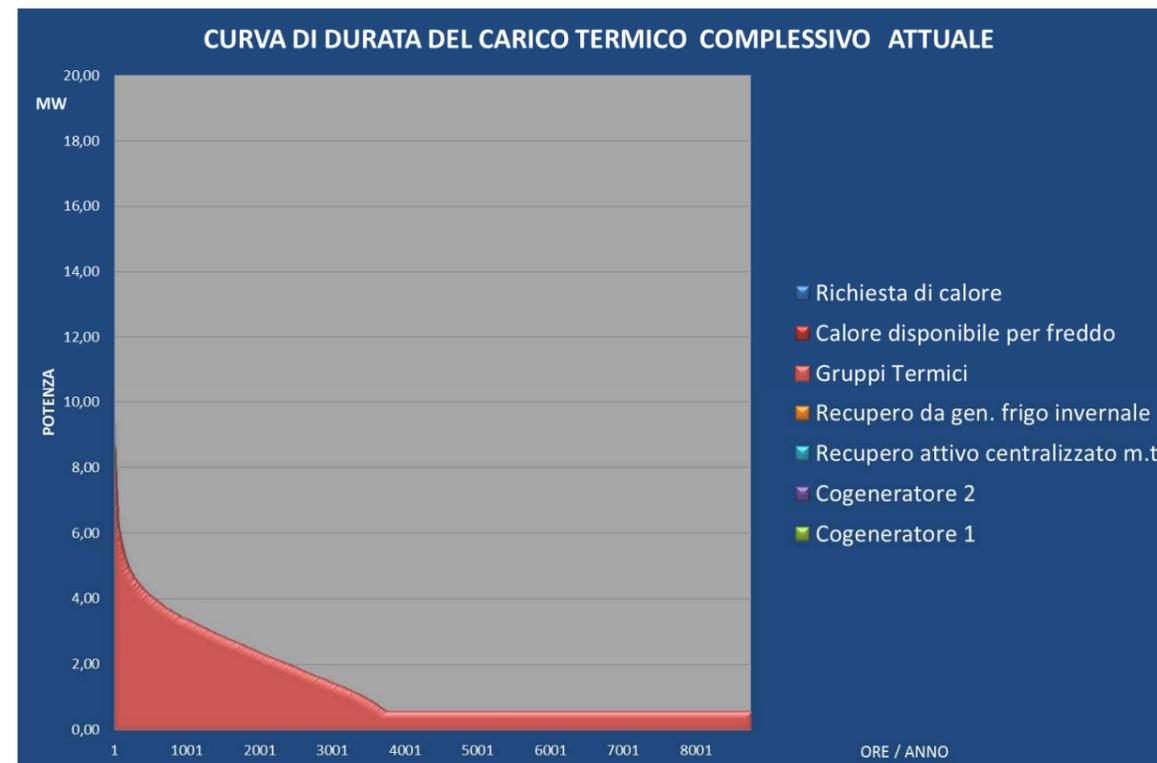
Risulta invece problematico ipotizzare una sovrapposizione plausibile della curva di durata elettrica su quelle termica e frigorifera, essendo la prima determinata in gran parte da circostanze di utilizzo giornaliero, le ultime prevalentemente da condizioni stagionali: è esclusa quindi la possibilità di associare ad una stessa posizione dell'asse orizzontale un medesimo istante di esercizio degli impianti termico, frigorifero ed elettrico.

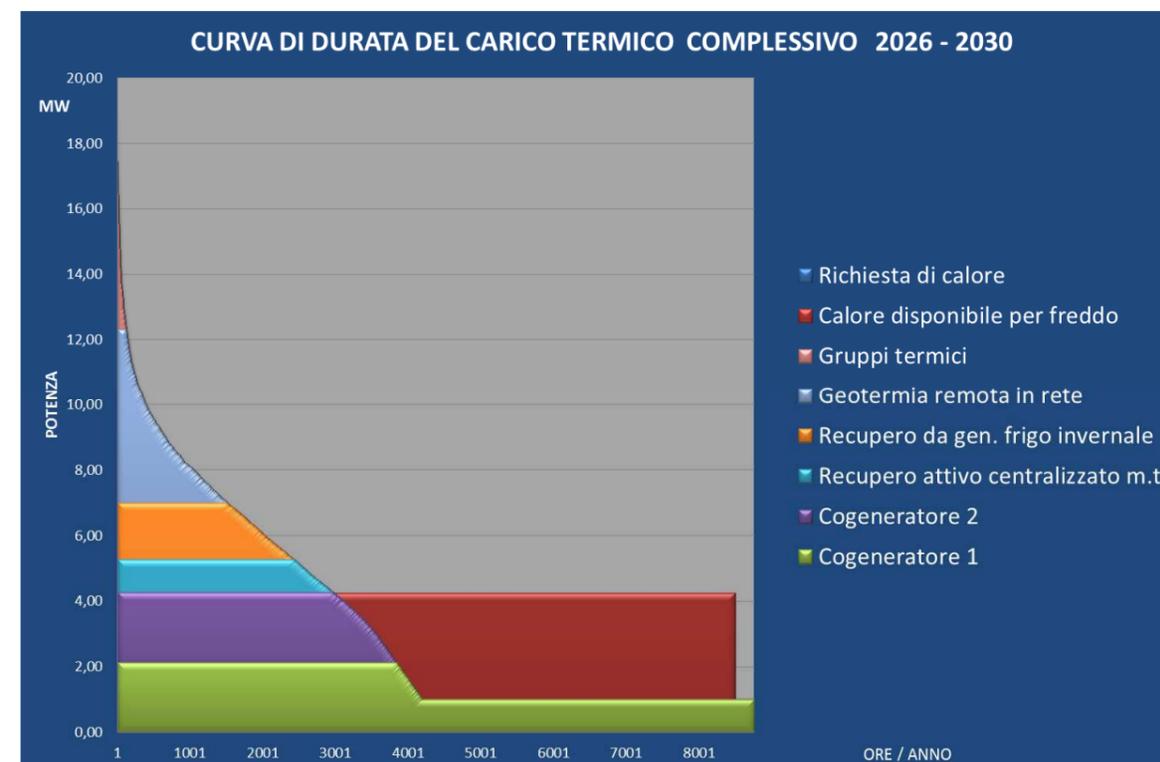
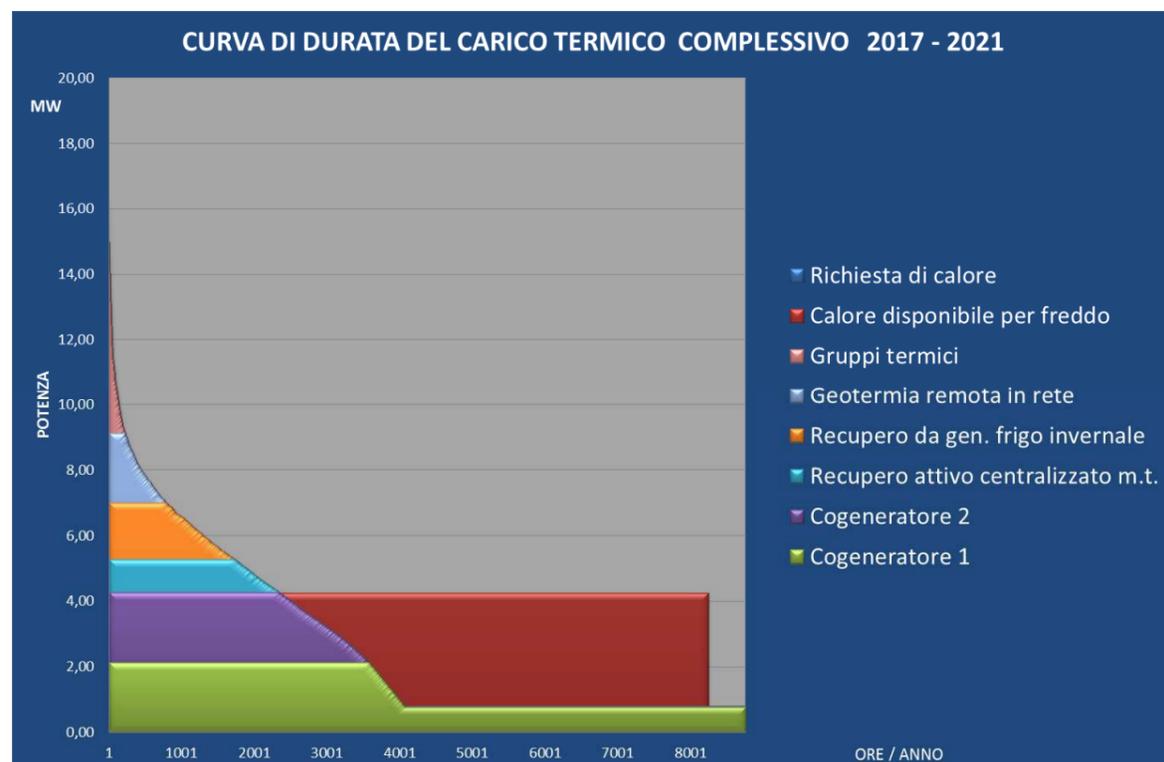
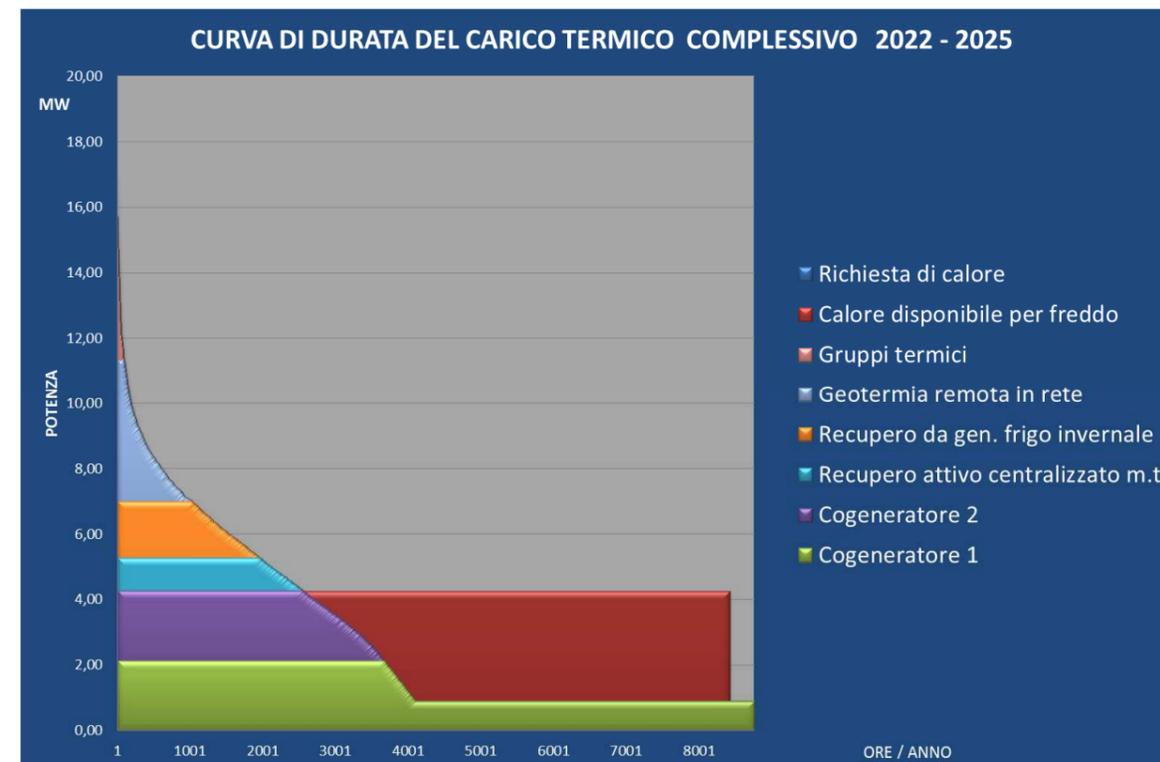
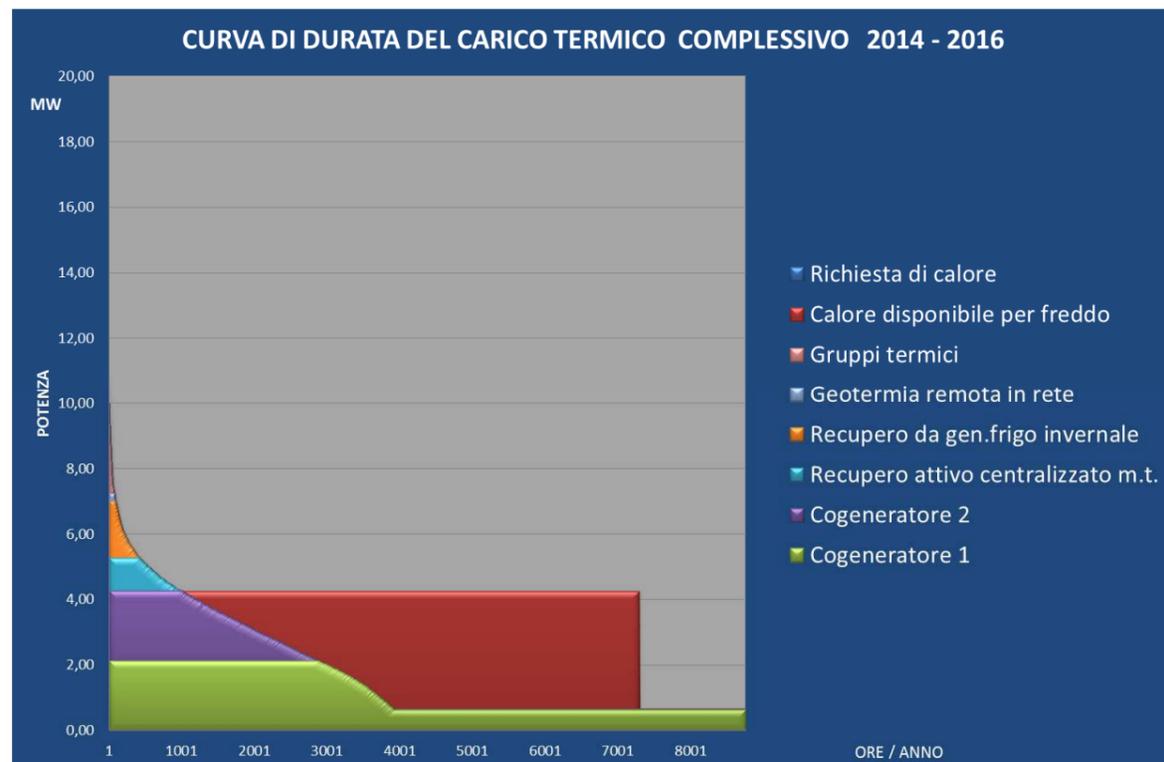
Ciò assume evidente rilevanza solo per il sistema cogenerativo, e solo limitatamente alla circostanza di potenza elettrica eccedente il carico elettrico: tale situazione, laddove si opti (come risulta opportuno per evidenti ragioni di ordine tariffario) per una modulazione della potenza elettrica, comporta una pressochè paritetica parzializzazione della potenza termica generata come sottoprodotto della produzione elettrica.

Se sul piano dei bilanci energetici la difficoltà esposta risulta priva di conseguenze sull'analisi, essa pregiudica però una rigorosa restituzione grafica. Per proporre una rappresentazione significativa delle potenze e delle energie cogenerate, esse vengono dunque proposte troncate nella zona terminale dell'asse orizzontale, in corrispondenza del limite di copertura (ore di funzionamento del cogeneratore), sia per il diagramma di carico elettrico (come è corretto che sia), sia per i diagrammi di carico termico e frigorifero (scelta che obbedisce invece più ad una rappresentazione schematica che ad una rigorosa restituzione della realtà).

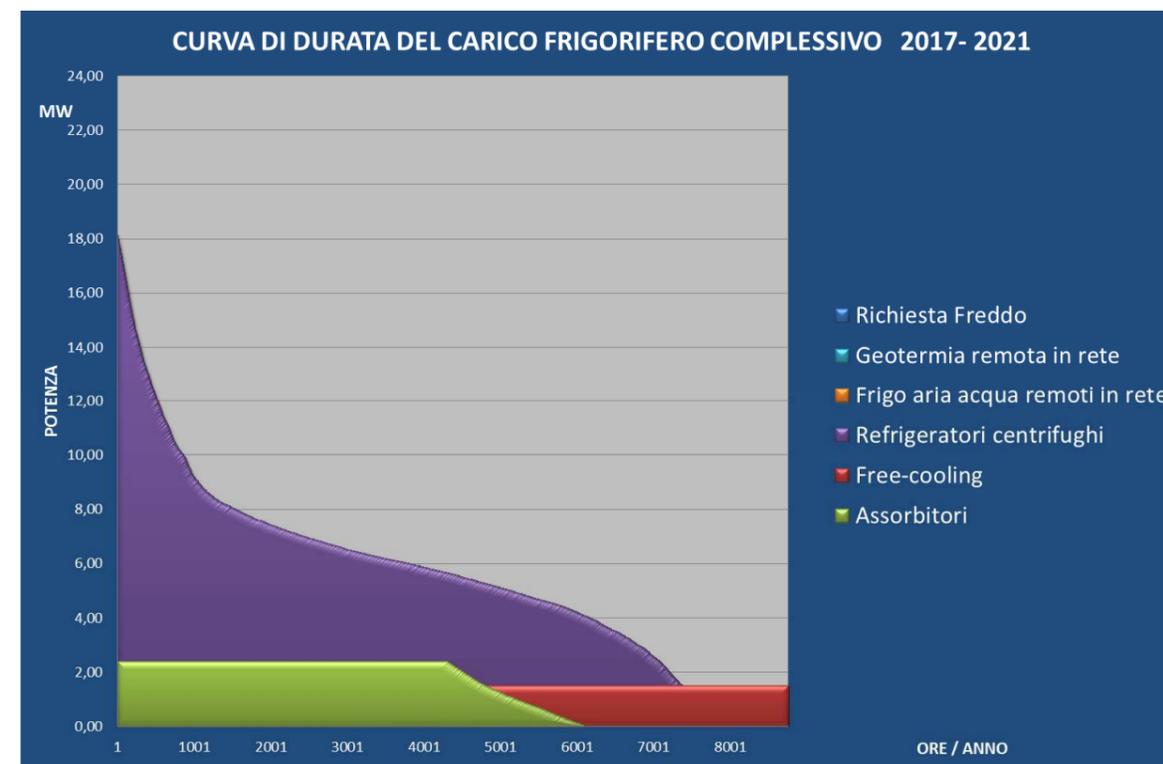
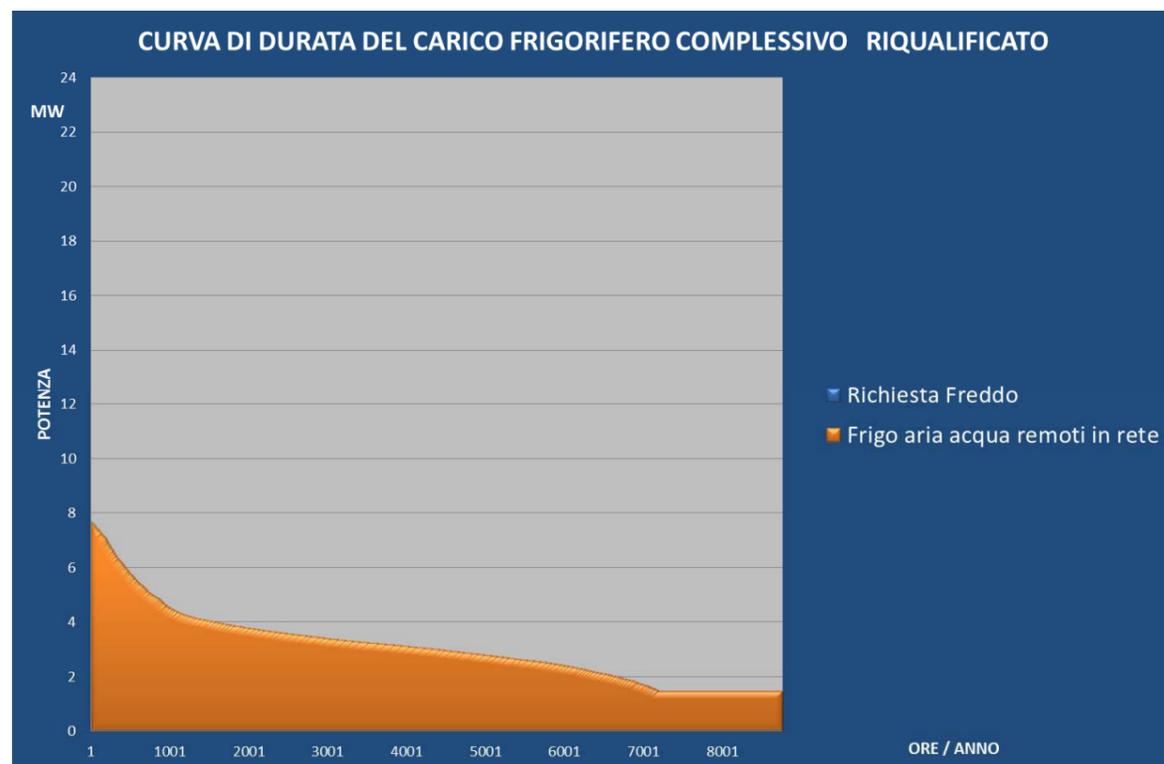
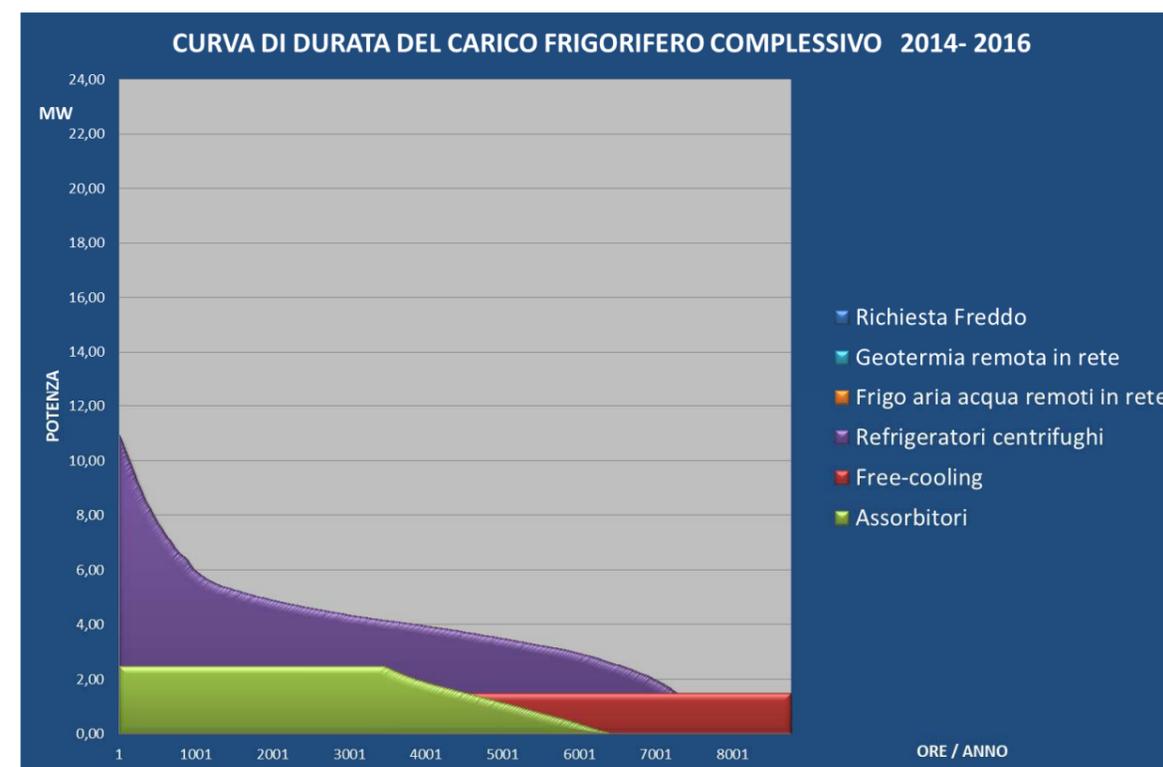
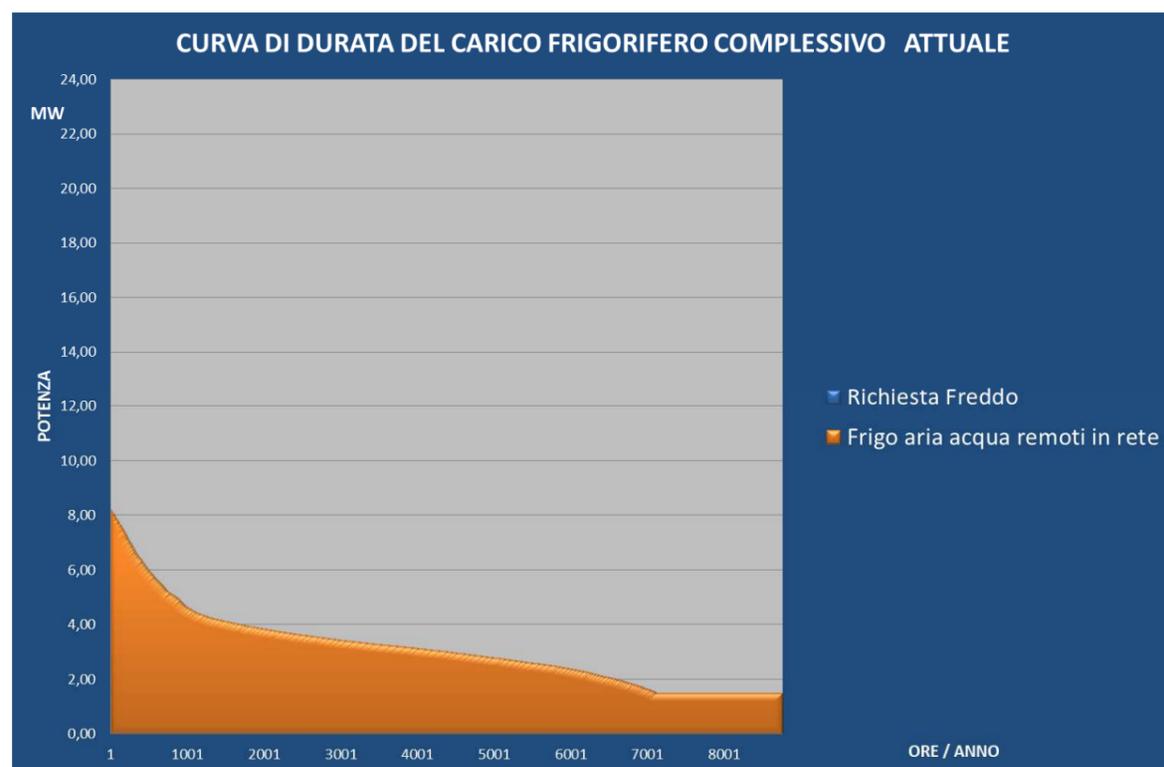
Esaminati alla luce di questa precisazione, doverosa sul piano del rigore metodologico, i diagrammi di seguito esposti indicano sinteticamente l'impiego delle diverse sorgenti in modo intuitivo ed efficace, ma soprattutto utile per definire l'intensità con cui le stesse sono chiamate a coprire i fabbisogni nei diversi servizi. Si vedano in proposito i diagrammi riportati nei paragrafi seguenti.

12.4.2 Curve di durata servizio riscaldamento

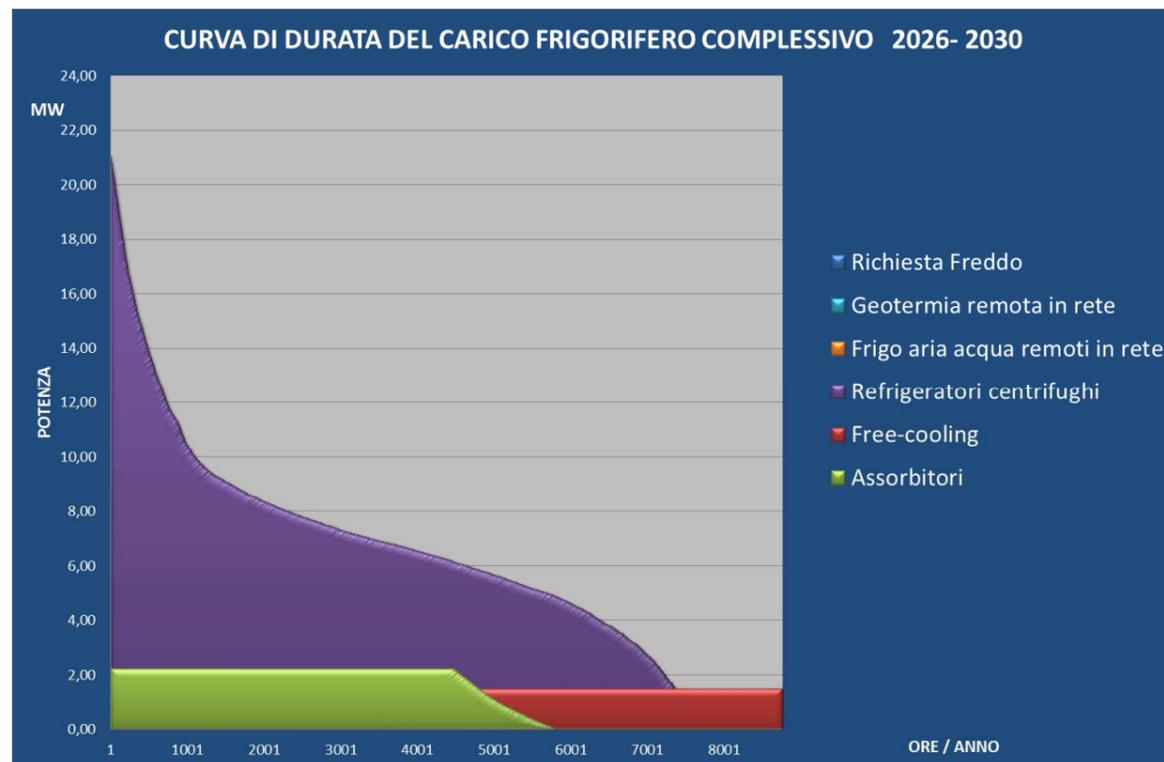
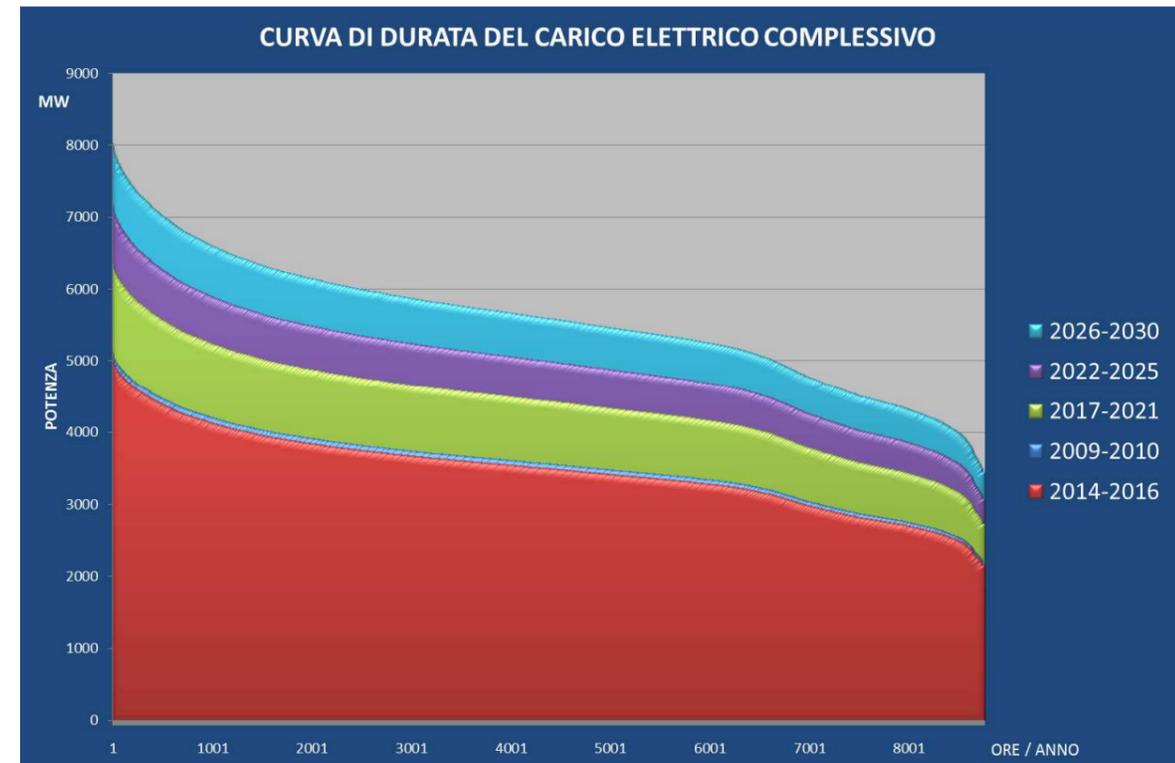
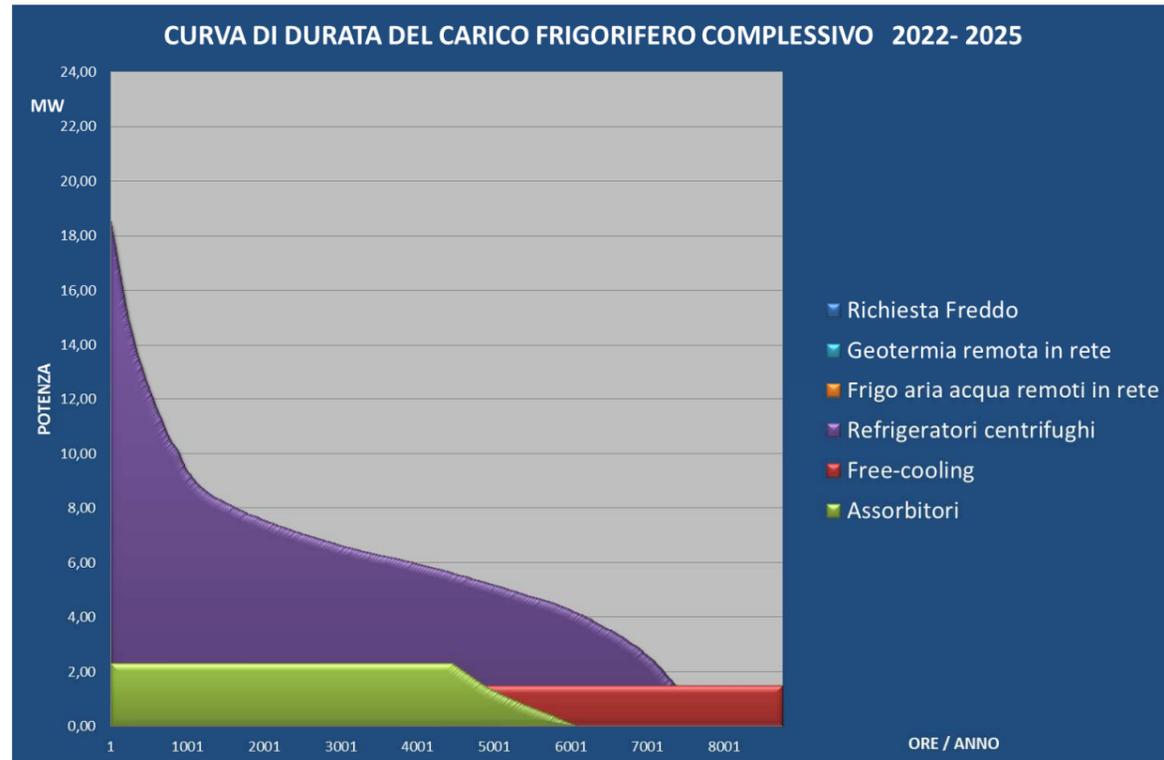




12.4.3 Curve di durata servizio di raffreddamento



12.4.4 Curve di durata servizio elettrico



12.5 ENERGIE ASSORBITE E GENERATE

L'analisi delle curve di durata e la copertura delle potenze assicurata dalle diverse fonti energetiche nel rispetto delle priorità assegnate, permette di ricostruire con buona affidabilità i contributi energetici. La tabella esposta in precedenza con le potenze (MW) delle varie fonti può essere riproposta con le energie (GWh) fornite, secondo quanto di seguito riportato.

Fase	Priorità	ENERGIE ANNUE (GWh)					
		Attuale	Riqua.	2014-2016	2017-2021	2022-2025	2026-2030
Carichi netti							
Calore utenze da telealimentare		12,8	11,6	15,4	22,6	24,6	28,0
Freddo utenze da telealimentare		27,6	27,4	34,4	49,0	50,2	53,9
Elettricità		25,9	24,8	27,0	32,4	36,6	40,3
Calore utenze autonome		0,3	0,3	0,1	0,1	1,3	2,9
Freddo utenze autonome		0,6	0,6	0,4	0,4	1,7	3,6
Rendimenti di distribuzione							
Calore		0,96	0,96	0,96	0,94	0,94	0,93
Freddo		1,00	1,00	1,00	0,96	0,96	0,94
Carichi lordi							
Calore utenze da telealimentare		13,4	12,1	16,2	24,0	26,2	30,3
Calore ad assorbitori		0,0	0,0	17,2	17,2	16,8	15,8
Freddo utenze da telealimentare		27,6	27,4	34,4	51,1	52,3	57,4
Servizio termico							
Calore a.t. da cogenerazione	1	0,0	0,0	26,2	30,2	30,9	31,1
Calore b.t. da cogenerazione	1	0,0	0,0	4,4	5,1	5,2	5,2
Recupero attivo centralizzato m.t.	2	0,0	0,0	0,7	2,0	2,2	2,7
Recupero da generazione frigo invernale	3	0,0	0,0	1,3	2,6	2,9	3,7
Geotermia remota in rete	5	0,0	0,0	0,0	1,0	1,7	3,2
Gruppi termici	6	13,4	12,1	0,7	0,4	0,2	0,2
Totale calore		13,4	12,1	33,3	41,2	43,0	46,1
Servizio frigorifero							
Free cooling	1	0,0	0,0	4,9	5,0	4,9	5,2
Assorbitori	2	0,0	0,0	12,1	12,2	12,0	11,3
Refrigeratori centrifughi	3	0,0	0,0	17,4	33,9	35,4	40,9
Geotermia remota in rete	4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Frigo aria-acqua in rete remoti	5	27,6	27,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale freddo		27,6	27,4	34,4	51,1	52,3	57,4
Servizio elettrico							
Generazione calore con unità centrifughe		0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Generazione freddo con unità centrifughe		0,0	0,0	2,1	4,1	4,2	4,9
Generazione calore geotermica		0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7
Generazione freddo geotermica		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Frigo aria-acqua in rete remoti		7,3	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Generazione di caldo in isola		0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6
Generazione di freddo in isola		0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5
Ausiliari		0,9	0,9	0,9	1,6	1,6	1,6
Carichi altri		25,9	24,8	27,0	32,4	36,6	40,3
Totale carichi elettrici		34,1	33,0	30,1	38,6	43,5	48,9
Fotovoltaico	1	0,5	0,8	1,4	1,5	8,4	11,4
Cogenerazione	1	0,0	0,0	28,6	33,0	33,7	34,0
Integrazione da rete	2	33,7	32,3	0,0	4,1	1,5	3,5
Totale fonti elettriche		34,1	33,0	30,1	38,6	43,5	48,9
Generazione remota (fuori rete)							
Generazione di calore remota in isola		0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	2,9
Generazione di freddo remota in isola		0,0	0,0	0,0	0,4	1,7	3,6

Nella definizione dell'impiego delle unità di cogenerazione sono stati considerati i fermi macchina conseguenti ai programmi di manutenzioni ordinaria e straordinaria, conformemente ai piani di controllo e manutenzione abitualmente impiegati dalle case primarie del settore, e qui di seguito riportati:

pos.	periodicità	intervento di manutenzione	durata fermo macchina	interventi entro 60.000 h	ore totali fermo macchina
a.	ogni 500 hh	ordinaria	2	120	240
b.	ogni 2.000 hh	ordinaria	6	30	180
c.	ogni 10.000 hh	straordinaria	6	6	36
d.	ogni 20.000 hh	straordinaria	60	3	180
e.	ogni 30.000 0hh	straordinaria	600	2	1.200
Totale ore di manutenzione entro le 60.000 ore di esercizio					1.836
Percentuale di fermo macchina per manutenzione					3,06%
Ore annue di fermo macchina per manutenzione					260
Ore annue di esercizio					8.500

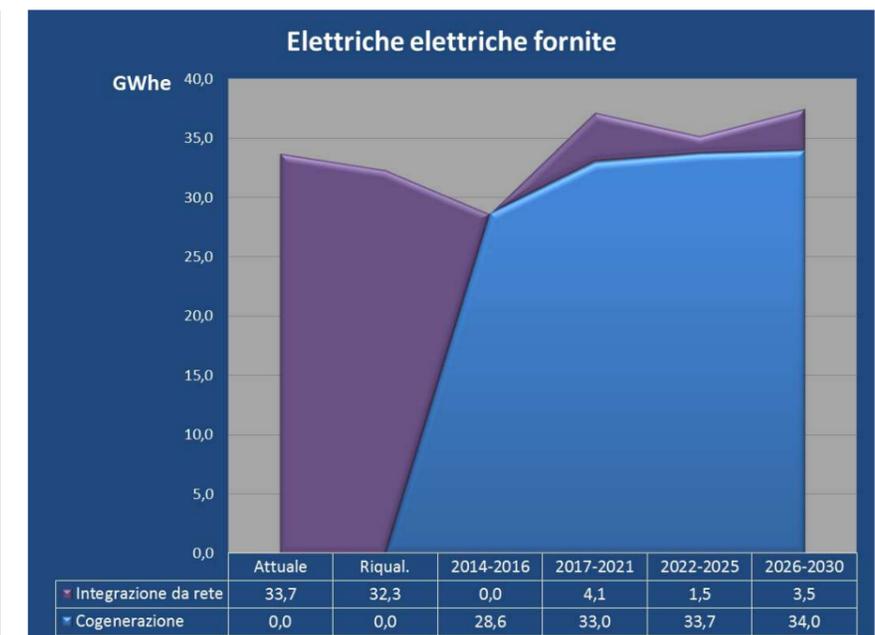
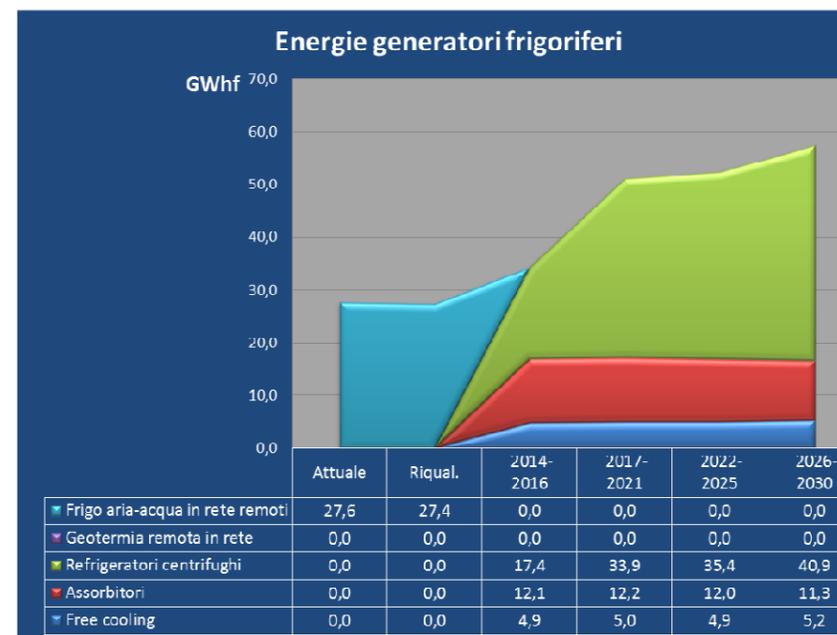
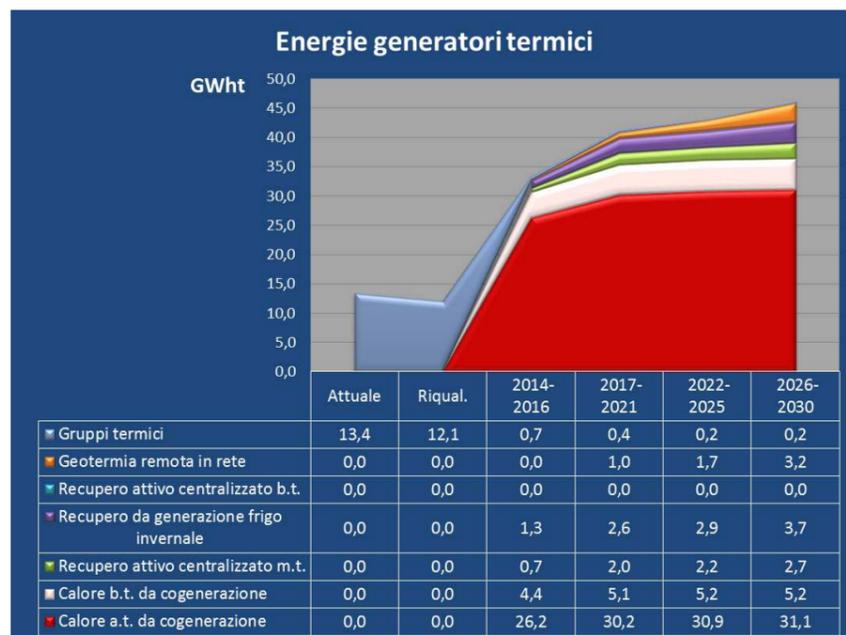
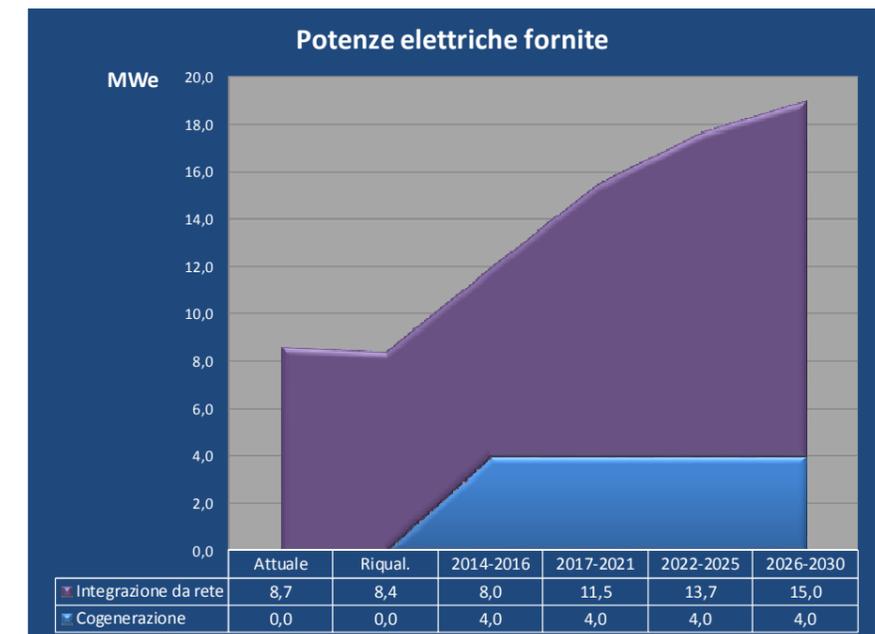
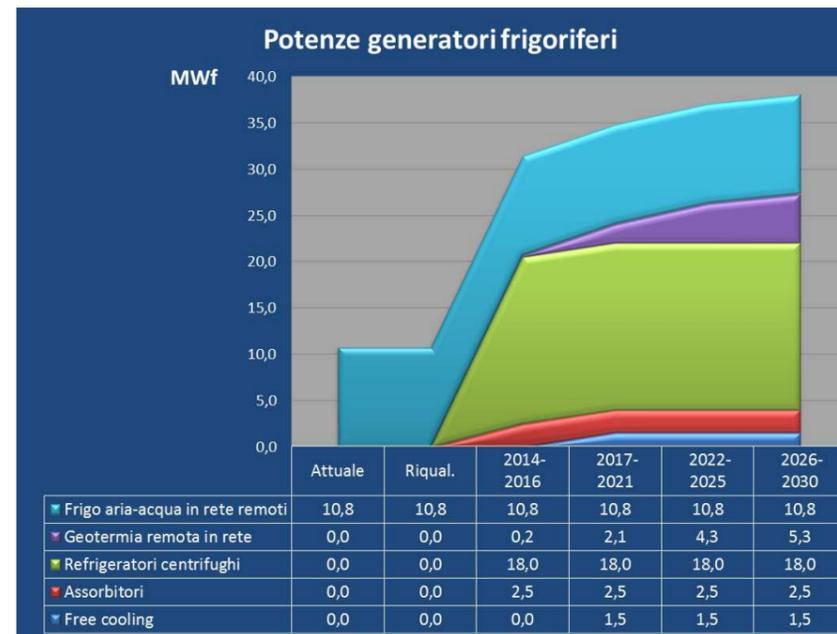
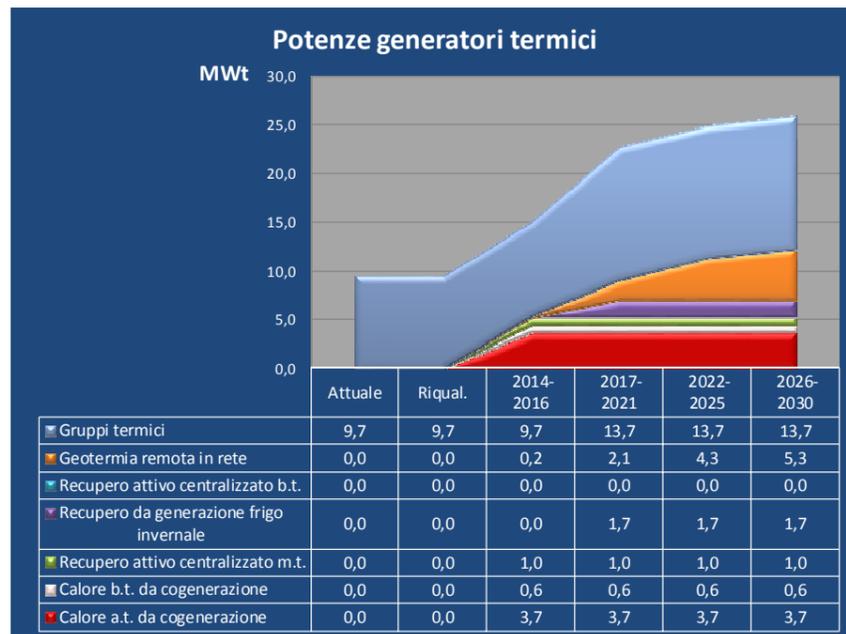
I seguenti diagrammi riportano le dinamiche di sviluppo delle:

- Potenze disponibili;
- Energie generate;

distinte tra:

- Servizio termico;
- Servizio frigorifero;
- Servizio elettrico.

Le restituzioni grafiche evidenziano in particolare il contributo dell'impianto di trigenerazione, particolarmente importante in termini energetici (più che di potenza disponibile).



12.6 PARAMETRI ENERGETICI SIGNIFICATIVI

Per una valutazione sintetica dei risultati energetico-ambientali ottenuti, la seguente tabella riporta alcuni parametri significativi, quali:

- Consumi di fonti energetiche (gas ed elettricità);
- Perdite (ausiliari e distribuzione);
- Energie primarie consegnate, consumate e risparmiate;
- Energia da fonti rinnovabili (fotovoltaica e geotermica);
- Incidenza delle fonti alternative (rinnovabili ed assimilate);
- Riduzione delle emissioni in atmosfera.

Energia consumata sotto forma di gas							
Cogenerazione	GWh	0,0	0,0	65,9	75,9	77,6	78,2
Gruppi termici	GWh	14,9	13,5	0,8	0,4	0,2	0,3
Totale consumo gas	GWh	14,9	13,5	66,7	76,4	77,8	78,4
Energia elettrica consumata							
Integrazione da rete	GWh	34,6	32,3	0,0	4,1	1,5	3,5
Perdite							
Distribuzione termica	GWh	0,6	0,5	0,7	1,4	1,6	2,3
Distribuzione frigorifera	GWh	0,0	0,0	0,0	2,0	2,1	3,4
Ausiliari elettrici	GWh	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6	1,6
Totale perdite primarie	GWh	2,6	2,6	2,8	6,4	5,9	8,1
Energia primaria consumata							
Gas	GWh	14,9	13,5	66,7	76,4	77,8	78,4
Elettricità	GWh	75,1	70,2	0,0	9,0	3,2	7,6
Totale	GWh	90,1	83,6	66,6	85,4	80,9	86,1
Energia primaria consegnata							
Calore	GWh	14,6	13,2	17,3	25,3	28,8	34,4
Freddo	GWh	16,3	16,2	20,2	28,6	30,1	33,3
Elettricità	GWh	56,3	54,0	58,7	70,5	79,5	87,7
Totale	GWh	87,2	83,4	96,1	124,4	138,3	155,4
Risparmio energia primaria							
Risparmio energia primaria	GWh	-2,9	-0,3	29,5	39,0	57,4	69,3
Risparmio energia primaria	kTep	-0,2	0,0	2,5	3,4	4,9	6,0
Efficienza primaria di sistema	()	0,97	1,00	1,44	1,46	1,71	1,81
Energia da fonti rinnovabili							
Energia termica da geotermia	GWh	0,0	0,0	0,0	0,9	2,4	4,8
Energia da fotovoltaico	GWh	0,5	0,8	1,4	1,5	8,4	11,4
Totale	GWh	0,5	0,8	1,5	2,4	10,8	16,3
% Fonti alternative su fabbisogno							
Percentuale rinnovabile	%	0,5%	0,9%	2,2%	2,8%	13,3%	18,9%
Percentuale assimilata	%	0,0%	0,0%	42,1%	42,9%	57,6%	61,7%
Percentuale assimilata e rinnovabile	%	0,5%	0,9%	44,3%	45,7%	70,9%	80,6%
Riduzione emissioni in atmosfera							
Riduzione emissione ton CO2 equivalenti	kT _{CO2}	-0,7	-0,1	7,4	9,8	14,3	17,3

12.7 CONCLUSIONI

L'esercizio dell'impianto di cogenerazione sposta in modo sensibile i consumi energetici dal prelievo di elettricità dalla rete a quello di gas naturale: si può infatti notare come il consumo di gas tenda a quintuplicare, mentre l'energia elettrica prelevata dalla rete si riduce di un ordine di grandezza.

L'incidenza primaria delle perdite termiche e frigorifere di distribuzione ed elettriche per il funzionamento degli ausiliari risulta nei limiti, ma non per questo trascurabile e quindi richiede una particolare attenzione nella progettazione, realizzazione gestione dei sottosistemi ed in particolare delle reti distributive.

Il programma di sviluppo affrontato comporta un incremento del fabbisogno energetico primario (energia primaria consegnata) che sfiora l'80% dell'attuale, mentre il consumo di energia primaria si mantiene sui livelli attuali, rispondendo alla maggiore richiesta energetica con il recupero di efficienza del sistema.

Risulta in proposito significativo il rapporto tra l'energia primaria "generata" (o, per esprimersi in termini più corretti: il mancato consumo di energia primaria per la generazione degli stessi risultati con tecnologie tradizionali) e quella "consumata" (comprendente i servizi energetici prelevati dalla rete elettrica e del gas naturale): l'efficienza primaria di sistema passa da un valore di poco inferiore all'unità ad un valore di circa 1,4 - 1,8, procedendo dal 2016 al 2030.

Il contributo delle fonti rinnovabili sale dallo 0,5% attuale al 19%, mentre la riduzione di consumo permesso dalle fonti assimilate supera il 60%: a fine periodo (2030), nelle ipotesi fatte, lo sfruttamento di risorse alternative (rinnovabili ed assimilate) prospetta una riduzione di fabbisogno primario di oltre l'80% inferiore rispetto all'impiego delle tradizionali tecnologie.

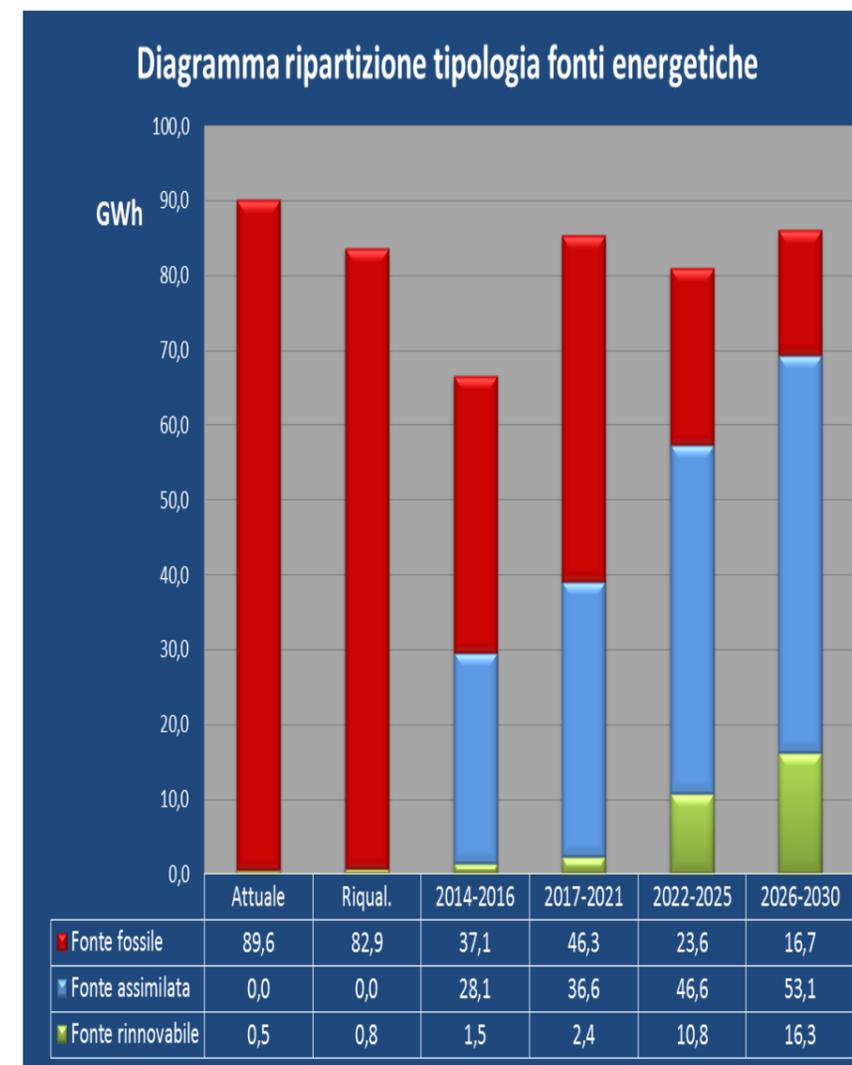
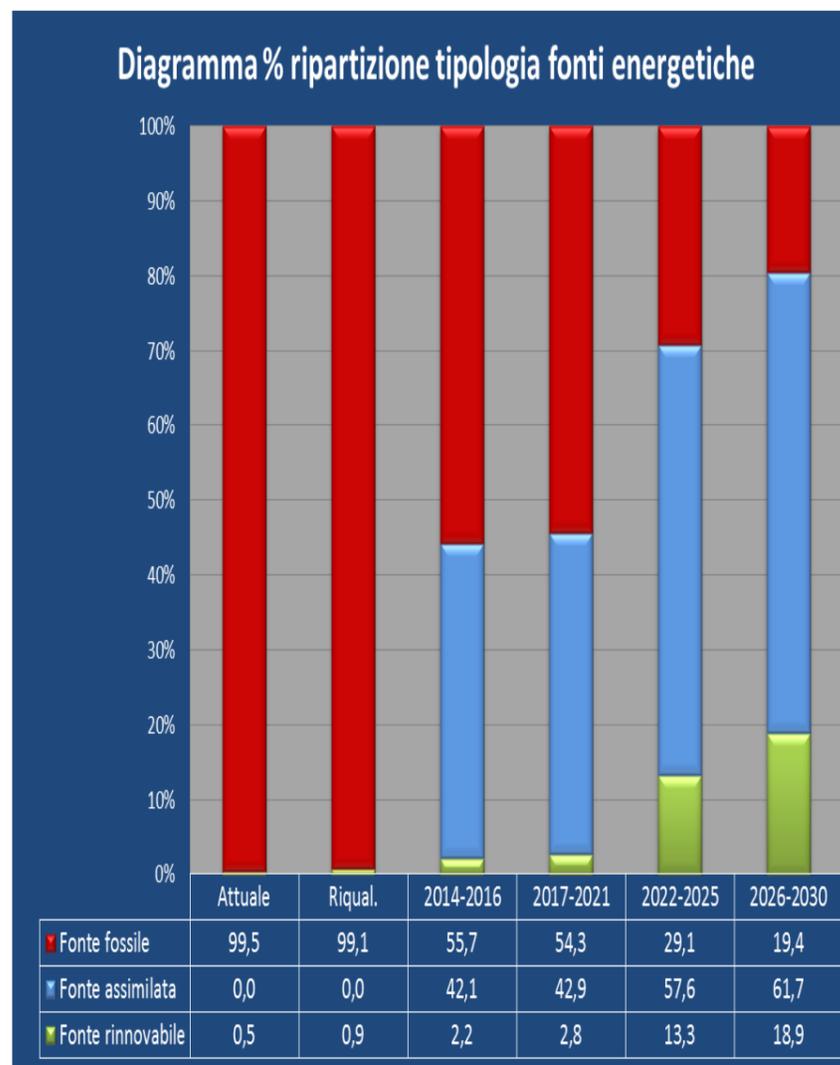
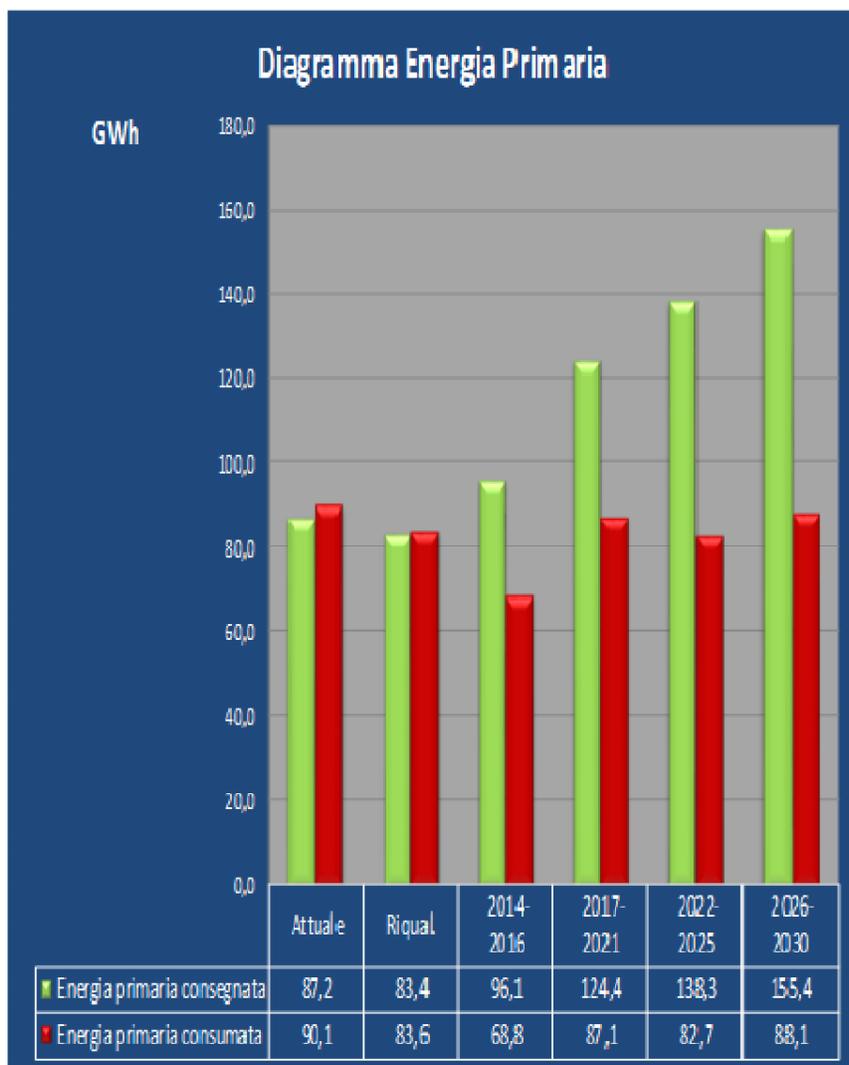
La riduzione di energia primaria consumata, pari a 69 GWh (ovvero 6 kTep) corrisponde ad una riduzione delle emissioni in atmosfera a fine periodo (2030) di circa 17000 tonnellate di anidride carbonica equivalente.

Nell'esaminare questi risultati va comunque tenuto presente il carattere approssimativo insito nelle valutazioni fatte; benché si sia cercato di tener conto anche di elementi secondari - quali le perdite di distribuzione, gli assorbimenti per ausiliari, i fermi macchina per le manutenzioni ordinarie e straordinarie - le valutazioni proposte hanno sempre un carattere indicativo, come nella natura di un documento di programmazione, quale un Masterplan.

I risultati di bilancio dell'energia primaria, di ripartizione delle fonti energetiche (in percentuale ed in assoluto) sono raffigurati nei diagrammi conclusivi, che indicano la crescente efficienza primaria di sistema ed il progressivo affrancamento dell'utenza dalle fonti fossili, per sfruttare piuttosto le sorgenti rinnovabili e, soprattutto, assimilate.

D'altro canto i risultati sono suscettibili di qualche residua ottimizzazione, conseguente alla possibilità di sfruttare al meglio la coesistenza di carichi termici e frigoriferi, impiegando le unità frigorifere in modalità "polivalente", ovvero per il trasferimento del calore da questi ultimi ai primi. La complessità del sistema preclude in prima analisi un'ottimizzazione spinta, offrendo spazi residui di incessante miglioramento; rispetto a quest'ultimo, un ruolo decisivo viene ricoperto dai sistemi di regolazione, controllo e supervisione.

Va infine richiamata la possibilità di accedere ai meccanismi di incentivazione specificatamente dedicati al risparmio energetico e accessibili ogni qualvolta vengano attuati provvedimenti di efficientamento, mediante recuperi energetici o trasformazioni con efficienze superiori alle tradizionali tecnologie di riferimento.



13 CONFORMITÀ DEL PIANO DI SVILUPPO ENERGETICO

13.1 PRESCRIZIONI NORMATIVE

Come più volte richiamato in precedenza, la vigente normativa in materia di efficienza energetica (ed in particolare il Decreto Romani, D. Lgs 28 del 03.03.11, art. 11, comma 1) impone per edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti il rispetto di percentuali minime di energia prodotta da fonti rinnovabili per:

- la produzione di acqua calda sanitaria; All. 3, comma 1
- i fabbisogni per riscaldamento, raffrescamento ed usi sanitari; All. 3, comma 1
- la produzione di energia elettrica. All. 3, comma 3

Il decreto non fornisce esplicite indicazioni circa lo sfruttamento di fonti assimilate, né prevede, a fronte delle stesse, un alleggerimento degli obblighi in materia di sfruttamento delle fonti rinnovabili: a prima vista l'utilizzo di fonti assimilate non concorre a soddisfare i requisiti sopra richiamati. Si tratta di capire la conformità formale e sostanziale di quanto proposto allo spirito ed alla formulazione della legislazione richiamata.

In proposito vanno rilevati alcuni aspetti esplicitamente evidenziati dal decreto in questione, ed in particolare dal già richiamato Allegato 3. Lo stesso allegato prevede infatti un duplice ordine di deroghe:

- deroghe per edifici teleriscaldati;
- deroghe per impossibilità tecnica.

Le prime possono essere applicate agli edifici tele-allacciati alla rete di teleriscaldamento, le altre a quelli "remoti".

13.2 EDIFICI TELERISCALDATI

13.2.1 Deroga per teleriscaldamento

Lo stesso allegato al comma 5 precisa che "l'obbligo di cui al comma 1 non si applica qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che vi copre l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria".

In proposito è utile richiamare la definizione di teleriscaldamento data dal decreto stesso all'art. 2 "Definizioni", che parla di "distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da uno o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento e raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria". Il requisito di teleriscaldamento è quindi circoscritto alla "pluralità di edifici o siti" alimentati "tramite una rete", senza che sussistano vincoli di carattere catastale, di natura "aperta" del teleriscaldamento (come invece previsto in altri disposti normativi).

Qualche dubbio potrebbe derivare dalla prescrizione di copertura de "l'intero fabbisogno", che configura esplicitamente un divieto all'integrazione con altre fonti, che possano in qualche modo pregiudicare la razionalità del riscaldamento da rete o, peggio, che quest'ultimo possa costituire un pretesto per sottrarsi agli obblighi normativi.

Nel caso in esame le fonti integrative che potrebbero mettere in discussione l'esclusività del teleriscaldamento sono costituite dalle citate unità geotermiche remote: essendo queste espressione di un atteggiamento e di una scelta energeticamente virtuosi (in quanto tese allo

sfruttamento di rinnovabili), non risulta fondato il sospetto che possano pregiudicare la deroga al comma 1 dell'all. 3, cui sono ammessi gli edifici teleriscaldati.

Risulta piuttosto importante rilevare l'obbligo che hanno i gestori degli impianti di teleriscaldamento di comunicare agli utenti l'efficienza del proprio sistema (la norma UNI/TS 11300-4 disciplina i criteri di bilancio termico delle reti di teleriscaldamento al punto 10.2.8). Si desume quindi che, ragionevolmente l'edificio "eredita" dall'impianto di teleriscaldamento l'efficienza di quest'ultimo e della centrale di generazione che lo alimenta.

Nel caso in esame l'efficienza del sistema, ovvero il rapporto tra l'energia primaria prodotta e quella consumata, raggiungere il valore di 1,5 grazie all'efficienza del sistema di co- e trigenerazione.

13.2.2 Clausola compensativa

Risulta in proposito opportuna una considerazione specifica sugli indicatori di efficienza energetica degli edifici teleriscaldati dalla futura centrale dell'aeroporto.

L'efficienza primaria del sistema di trigenerazione (1,50) si sostituisce infatti a quella tradizionale di una centrale ad alto rendimento alimentata a gas (efficienza 0,9 in grado di soddisfare le vigenti prescrizioni normative).

Se il fabbisogno limite lordo dell'edificio è EP_{lim} , quello limite netto sarà dunque $0,9 EP_{lim}$. Il fabbisogno di progetto lordo dovrà essere inferiore ad EP_{lim} in ragione di un coefficiente moltiplicativo k inferiore ad 1, tale che il fabbisogno netto di progetto dell'edificio risulterà:

$$EP = k \times 0,9 \times EP_{lim}$$

Poiché un edificio riscaldato mutua dall'impianto centrale efficienza di generazione e trasformazione dell'energia, nel caso in esame la relazione precedente diviene:

$$EP = k \times 0,9/1,5 \times EP_{lim}$$

La clausola introdotta dal comma 8 a carico delle utenze che derogano per l'"impossibilità tecnica" di cui al comma 7 è data da:

$$EP < EP_{lim} 0,5 (1 + A)$$

essendo A il rapporto fra le prestazioni effettive ed obbligatorie (mediato tra valori energetici per riscaldamento, raffrescamento e sanitario e di potenza elettrica installata).

Nel caso in esame la relazione precedente diviene:

$$k \times 0,9/1,5 \times EP_{lim} < EP_{lim} 0,5 (1 + A)$$

ovvero:

$$k < 0,833 (1 + A)$$

Ciò significa che:

- Se $k = 0,833$, ovvero se le caratteristiche dell'involucro sono almeno i 5/6 del limite previsto dalla normativa, il coefficiente A è nullo e decade quindi qualsiasi obbligo di sfruttamento di fonti rinnovabili (perché l'efficienza energetica è già assicurata dalla rete di teleriscaldamento a monte dell'edificio);
- Se $k = 1$, ovvero se l'involucro edilizio corrisponde esattamente alle condizioni limite previsti dalla normativa, il coefficiente A assume valore di 0,2, configurando

l'obbligo di sfruttare le fonti rinnovabili nella misura minima del 20% di quanto previsto dalla normativa;

- Se $A = 1$, ovvero se lo sfruttamento di fonti rinnovabili corrisponde a quanto previsto dalla normativa, k assume il valore di 1,66 indicando un comportamento virtuoso dell'insieme edificio-teleriscaldamento che l'opponesse al 66% oltre gli obblighi normativi.

13.2.3 Conclusioni

per quanto considerato in questo capitolo, una prudente e coscienziosa lettura del disposto normativo lascia ritenere che gli edifici futuri allacciati alla rete di teleriscaldamento possano essere ritenuti esenti dalle prescrizioni introdotte dal Decreto Romani in merito allo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

Laddove si preferisce fondare la pretesa di deroga sull'impossibilità tecnica nello sfruttamento delle fonti rinnovabili, l'efficienza dell'impianto di teleriscaldamento è in condizione di sopperire alle suddette difficoltà, configurando comunque la possibilità di comportamenti energeticamente virtuosi.

13.3 EDIFICI AUTONOMI

13.3.1 Deroga per "impossibilità tecnica"

Al comma 7 il testo prevede "l'impossibilità tecnica di ottemperare, in tutto o in parte, agli obblighi di integrazione di cui ai precedenti paragrafi...", prescrivendo che in tal caso la suddetta impossibilità "deve essere evidenziata dal progettista nella relazione tecnica di cui all'articolo 4, comma 25, del decreto del presidente della Repubblica 02.04.09, n° 59 e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili".

Evidentemente la mancanza di venti dominanti, moto ondoso, corsi d'acqua ecc., nonché di limitazioni poste alla installazione di pannelli tradizionali (termici o fotovoltaici cristallini per i noti possibili disturbi al traffico aereo) e al prelievo di acqua di pozzo (per i citati divieti conseguenti ai fenomeni di subsidenza), rappresentano le "impossibilità" cui la norma fa riferimento. Risulta altrettanto legittimo ascrivere alle suddette "impossibilità" l'onere insostenibile di realizzare campi geotermici nella misura richiesta dal decreto, quanto le difficoltà oggettive nella realizzazione di sistemi alimentati a biomassa.

Ci si trova quindi in presenza di un quadro di "inopportunità", se non letteralmente di "impossibilità" che il progettista è ampiamente in grado di documentare e a fronte delle quali è in grado di esibire provvedimenti quantomeno equivalenti sotto il profilo energetico, dati dall'ampio ricorso alle fonti assimilate.

13.3.2 Osservanza delle percezioni normative

Limitatamente all'ambito degli edifici non allacciati al teleriscaldamento è tuttavia opportuno verificare se le circostanze consentano o meno di ottemperare alle prescrizioni normative sfruttando le opportunità geotermica e fotovoltaica più volte richiamate in precedenza.

L'applicazione di un sistema fotovoltaico amorfo in aderenza la copertura di nuovi edifici ed estesa al 50% della loro superficie in pianta prospetta la possibilità di ottenere una potenza riferita al metro quadrato di edificio di:

$$P_{fv} = 50\% \times 1 \text{ mq} / 15 \text{ mq/kW} = 33 \text{ W/mq}$$

che soddisfa il minimo previsto per iscritto dal comma 3 in 1 kW ogni 50 mq:

$$33 \text{ W/mq} > 1 \text{ kW} / 50 \text{ mq} = 20 \text{ W/mq}$$

La corrispondente energia, assumendo prudenzialmente una producibilità di 1000 kWh/kWp, ammonta in termini primari a:

$$E_{fv} = 33 \text{ W/mq} \times 1000 \text{ h} / 0,46 = 70 \text{ kWh/mq}$$

Un campo geotermico con maglia quadrata di lato 8 m (una sonda ogni 64 mq), costituito da da pali di profondità 20 m con una potenza lineare di 80 W/m e in grado di fornire una potenza pari a:

$$P_{geo} = 80 \text{ W/m} \times 20 \text{ m} / 64 \text{ mq} = 25 \text{ W/mq}$$

Assumendo un numero di ore equivalenti invernali pari a 1600 h, l'energia primaria di origine geotermica è calcolabile in:

$$E_{geo} = 25 \text{ W/mq} \times 1600 \text{ h} = 40 \text{ kWh/mq}$$

L'energia rinnovabile complessiva, derivante dai contributi fotovoltaico geotermico ammonta dunque a:

$$E_{rinn} = E_{fv} + E_{geo} = 70 + 40 \text{ kWh/mq} = 110 \text{ kWh/mq}$$

Si tratta ora di affrontare questo fabbisogno con quello per il riscaldamento la produzione di acqua calda sanitaria (si esclude il raffrescamento per il momento non previsto dalla normativa, a fronte del quale non è stata neppure computato lo smaltimento estivo geotermico).

Ipotizzando un fabbisogno primario specifico di:

$$EP = 10 \text{ kWh/mc}$$

ed un'altezza di h metri, il fabbisogno riferito a metro quadro di superficie ammonta pertanto a:

$$E_{fabb} = 10 \times h \text{ kWh/mq}$$

il rapporto tra produzione rinnovabile e fabbisogno dell'edificio è quindi esprimibile come:

$$E_{rinn} / E_{fabb} = 110 / (10 h) = 11 / h$$

La prescrizione normativa diviene dunque:

$$E_{rinn} / E_{fabb} = 11 / h > 50\% \rightarrow h < 22 \text{ m}$$

13.3.3 Conclusioni

In altre parole, nell'ipotesi fatte, le prescrizioni del Decreto Romani risultano soddisfatte in presenza di campi fotovoltaico e geotermica o delle caratteristiche indicate, finché gli edifici mantengono un'altezza inferiore a 22 m. Oltre tale valore sarà necessario incrementare la quota coperta da fotovoltaico o estendere il campo geotermico per soddisfare i requisiti normativi, senza dover accedere ad alcuna deroga.

Ciò rappresenterebbe indubbiamente un comportamento virtuoso, alla luce dei numerosi vincoli esistenti e, soprattutto, del considerevole "credito" accumulato in termini energetici dall'impianto di teleriscaldamento e trigenerazione a servizio degli altri edifici.

14 LINEE GUIDA GENERALI

Al di là delle proposte individuate, delle loro motivazioni e della loro valutazione economico-finanziaria, il *masterplan* energetico non si può esimere dal fornire indicazioni di carattere generale per l'ottimizzazione del parco impianti e la realizzazione di nuovi edifici, affinché gli stessi presentino caratteristiche e prestazioni coerenti con le ipotesi fatte e con le loro conseguenze sulla pianificazione energetica qui proposta.

14.1 AEROSTAZIONE ESISTENTE

Gli orientamenti essenziali riguardano i seguenti ambiti:

- recupero termico sul rinnovo di aria, da eseguire mediante sistemi ad alta efficienza, portata variabile, sfruttando per quanto possibile sistemi di umidificazione adiabatica;
- ottimizzazione delle strategie di termoregolazione, volte ad ottimizzare i processi di free-cooling, di attivazione notturna della massa, di controllo dell'umidità estiva ed invernale;
- adozione dei possibili provvedimenti per il contenimento dei regimi termici e delle portate dei fluidi termovettori, operando interventi volti a privilegiare sistemi a portata variabile e a prevenire dannose ricircolazioni primarie;
- implementazione di apparecchiature e criteri per la gestione della ventilazione a portata variabile, mediante l'impiego di convertitori statici di frequenza e di analizzatori di qualità dell'aria, per il controllo dell'aria di ricircolo di rinnovo.

14.2 AMPLIAMENTI IN AVANZATA FASE DI PROGETTAZIONE

Si ritiene opportuno orientare le scelte progettuali inerenti gli ampliamenti in corso di progettazione, estendendo agli stessi, i principi già esposti per l'aerostazione esistente, in particolare per quanto riguarda il contenimento dei regimi termici e le portate dei termovettori.

Si richiama l'opportunità di valutare con una certa attenzione le possibilità di recupero energetico che sono state oggetto di sommaria indagine in questo documento, con particolare riguardo ai flussi termici altrimenti dispersi dalle unità di cogenerazione, nonché alla possibilità di utilizzare le unità frigorifere come apparecchiature polivalenti (unità a recupero parziale o totale) e all'opportunità di sfruttare nel modo più adeguato le possibilità di free-cooling invernale.

14.3 NUOVI FABBRICATI

Gli orientamenti per la realizzazione dei futuri fabbricati possono essere sinteticamente così riassunti:

- realizzazione di involucri edilizi con prestazioni energetiche elevate, in particolare per quanto riguarda il comportamento estivo dei fabbricati, con scelta di sistemi di adeguata inerzia termica e con opportuna esposizione delle superfici trasparenti;
- adozione di misure ed accorgimenti oculati per uno sfruttamento selettivo degli apporti solari (tipicamente schermature frangisole, aggetti, ecc.), in grado di assicurare il guadagno energetico invernale, riducendo al minimo la radiazione estiva;

- adozione di misure da accorgimenti altrettanto ponderati per uno sfruttamento ottimizzato dell'illuminazione naturale e la conseguente riduzione della spesa energetica per l'illuminazione artificiale;
- definizione di forme costruttive, composizioni architettoniche e particolari esecutivi tali da permettere un diffuso sfruttamento localizzato della fonte solare, tipicamente per mezzo di pannelli fotovoltaici integrati: sono qui coinvolte variabili quali esposizioni, inclinazioni ed orientamenti delle coperture;
- scelta di tecnologie di climatizzazione terminale compatibili con i livelli termici di fornitura del calore e del freddo, al fine di consentire uno sfruttamento razionale della risorsa geotermica ed una elevata redditività degli investimenti che essa comporta;
- impiego delle opere strutturali interrato di fondazione, quali palificazioni per la integrazione di sistemi di geotermica di scambio con il terreno, al fine di disporre di una sorgente geotermica a basso costo e compatibile con le necessità energetiche dei rispettivi fabbricati in costruzione;
- definizione delle superfici di copertura (esposizione, orientamento, inclinazione, ombre riportate) volta alla possibile captazione di radiazione solare per l'alimentazione di sistemi fotovoltaici integrati;
- formulazione di proposte di cessione, locazione ecc. nell'ambito del complesso ai diversi operatori economici con criteri di consegna e contabilizzazione dei servizi centralizzati o offerti, tali da incentivare l'utilizzo razionale delle risorse energetiche (*shared saving*) e favorire una consapevolezza diffusa (*energy awareness*);
- adozione di strategie avanzate per la riduzione dei fabbisogni frigoriferi, quali lo sfruttamento del freddo naturale (*free-cooling*, raffreddamento adiabatico, attivazione massa), da perseguire con la massima tenacia e determinazione nei sistemi di termoventilazione;
- adozione di sistemi di *building automation*, con elevato grado di integrazione, trasmissione dei dati tra i vari sottosistemi, superando le abituali conflittualità tra essi esistenti, al fine di consentire l'implementazione di criteri di regolazione avanzati ed adattativi;
- implementazione di strategie di controllo dei profili di carico e di mitigazione dei picchi di prelievo su tutte i servizi energetici, per uno sfruttamento ottimizzato delle fasce orarie nei contratti di approvvigionamento energetico e la riduzione delle perdite per intermittenza della gestione delle centrali tecnologiche;
- adozione sistematica di procedure di *commissioning*, quali i processi TAB (*testing, adjusting and balancing*), volti ad assicurare l'effettiva erogazione dei servizi con i livelli di efficienza previsti in sede progettuale, rispettando le logiche di funzionamento studiate e monitorando successivamente i risultati;
- adozione sistematica di modalità di progettazione integrata e condivisa, con il coinvolgimento della committenza, dei progettisti, degli specialisti e dei validatori dei progetti al fine di assicurare la corrispondenza dei risultati progettuali e realizzativi ai requisiti derivanti dallo sviluppo del *masterplan* energetico.

Il rispetto puntuale delle suddette raccomandazioni consentirà ai processi di progettazione, realizzazione, nei suoi servizio ed esercizio dei diversi fabbricati di fornire risultati conformi alle aspettative e coerenti con gli ambiziosi target fissati dal presente documento.