

Rapporto sugli usi energetici in ENEA

Anno 2019

di Nino Di Franco

ISBN: 978-88-8286-398-2



ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Gruppo di Lavoro ENEA *Gestione dell'Energia*

Rapporto sugli usi energetici in ENEA

Anno 2019

Nino Di Franco-ISER, Responsabile Uso Razionale Energia ENEA

08/2020

Il Rapporto è dedicato a Gianfranco Sidoti, amico e collega.

Rapporto sugli usi energetici in ENEA

Anno 2019

08/2020

2020 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Nino Di Franco-ISER, Responsabile Uso Razionale Energia ENEA

L'autore ringrazia, per il loro supporto disinteressato:

- Laura Palmas, per le informazioni sulle forniture di gas naturale
- Fabio Baglioni, per i dati sugli assorbimenti elettrici
- Roberto Romano, per la contrattualistica
- Marco Sbrana, per i dati meteorologici.

Il testo non contiene parole di derivazione anglosassone, se non per i soli termini commerciali o per acronimi consolidati nel gergo tecnico.

Rapporto sugli usi energetici in ENEA

Anno 2019

Numeri da ricordare

9.434 sono i tep consumati dall'ENEA nel 2019	<ul style="list-style-type: none">• 1 tep corrisponde al calore sviluppato dalla combustione di una tonnellata di petrolio equivalente, ed è pari a circa 42 GJ. È l'unità di misura associata ai consumi energia primaria.
8,0 milioni di € è quanto l'ENEA ha speso nel 2019 per gli approvvigionamenti energetici	<ul style="list-style-type: none">• La spesa è suddivisa in 6,9 milioni di € per gli usi elettrici e 1,1 milioni di € per gli usi termici.
+8% e +5% sono stati rispettivamente gli aumenti dei consumi e di spesa rispetto al 2018	<ul style="list-style-type: none">• Negli ultimi 10 anni l'ENEA ha ridotto i propri consumi di energia primaria del 40%, e ha visto ridursi la relativa spesa del 21%.
86,3% è la percentuale di spesa per la fornitura elettrica	<ul style="list-style-type: none">• I consumi di energia dell'ENEA sono sbilanciati sugli usi elettrici. La quota di energia primaria consumata come elettricità è del 79,4%, per usi termici è del 20,4%, per i trasporti è dello 0,2%.
3,65 sono i tep consumati annualmente da ogni dipendente	<ul style="list-style-type: none">• Ogni giorno, un dipendente ENEA ha ritirato in media 73,8 kWh elettrici e 4,3 Sm³ di gas naturale.
3.084 € è la spesa annua per la fornitura di energia per ogni dipendente	<ul style="list-style-type: none">• ...corrispondenti a 14,7 €/giorno per rifornire di energia ogni dipendente.
2,0 sono i metri cubi di acqua consumati ogni giorno da ogni dipendente	<ul style="list-style-type: none">• ...per un costo di 170 €/anno per rifornire di acqua ogni dipendente.

INDICE

GLOSSARIO E DEFINIZIONI	10
CONVERSIONE TRA UNITÀ ENERGETICHE	11
PROPOSTE: SINTESI	12
INTRODUZIONE	13
PARTE I. GESTIONE DELL'ENERGIA IN ENEA	14
1. LA PRASSI ADOTTATA	14
1.1 LA RACCOLTA E L'UTILIZZO DEI DATI ENERGETICI E DI UTILIZZO DELL'ACQUA	14
2. CENTRI ENEA E RRL	15
3. CONSUMI ENERGETICI	17
3.1 CONSUMI E COSTI PER FORNITURA DI ENERGIA PRIMARIA	17
3.2 SUDDIVISIONE DEI CONSUMI PER USI FINALI	20
3.2.1 ENERGIA ELETTRICA.....	21
3.2.1.1 ENERGIA ELETTRICA ED EFFETTO COVID 19 NEL CR CASACCIA.....	25
3.2.2 ENERGIA TERMICA	28
3.2.3 TRASPORTI.....	29
4. ANDAMENTI STORICI	31
4.1 ENERGIA PRIMARIA	31
4.2 ENERGIA ELETTRICA	34
4.3 ENERGIA TERMICA	39
4.3.1 CONFRONTO CON CONSUMI DI RIFERIMENTO.....	43
4.4 CONGRUITÀ DELLA CONTRATTAZIONE CONSIP PER L'ENERGIA ELETTRICA	43
4.5 DATI METEO PER CALCOLO DEI GRADI GIORNO	47
5. CONSUMI DI ACQUA	50
6. ATTIVITÀ DEL GRUPPO DI LAVORO GESTIONE ENERGIA, 2011-2019	52
6.1 RESPONSABILE USO RAZIONALE ENERGIA: ATTIVITÀ SVOLTE.....	52
6.2 LO STATO DEGLI USI ENERGETICI IN ENEA	53
6.3 QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO.....	54
6.4 PARTENARIATO PUBBLICO PRIVATO - PPP	55
6.4.1 PPP NEL CR CASACCIA	56
6.4.2 PPP NEL CR FRASCATI	57
6.5 CONTRATTO ELETTRICO	58
7. PROPOSTE	59
ALLEGATO 1	61
ALLEGATO 2	62
ALLEGATO 3	63
PARTE II. GESTIONE DELL'ENERGIA NEI CENTRI ENEA	65
AREA BOLOGNA.....	66
CR BRASIMONE.....	72
CR BRINDISI	73
CR CASACCIA	77
CR FRASCATI.....	84
LABORATORIO DI ISPRA	97
LAMPEDUSA.....	98
CR PORTICI.....	99
CR SALUGGIA	106
CRAM SANTA TERESA.....	107
ROMA, SEDE LEGALE ENEA	108
CR TRISAIA.....	109
BIBLIOGRAFIA	120

Il presente documento è strutturato in due parti:

- nella **Parte I** viene descritto il sistema di gestione dell'energia in ENEA, i consumi energetici e di acqua, gli andamenti storici, le attività svolte, le proposte per un uso più efficiente ed efficace dell'energia;
- nella **Parte II** sono riportati i rapporti sugli usi energetici nei diversi Centri ENEA.

Il documento contiene 35 tabelle, 76 grafici e 26 figure.

GLOSSARIO E DEFINIZIONI

APE	Attestato di prestazione energetica. Si tratta di un «documento, redatto nel rispetto delle norme [...] e rilasciato da esperti qualificati e indipendenti che attesta la prestazione energetica di un edificio attraverso l'utilizzo di specifici descrittori e fornisce raccomandazioni per il miglioramento dell'efficienza energetica» (DLgs 102/14)
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
COP	Coefficiente di prestazione (per pompe di calore)
CR	Centro di ricerca
CRAM	Centro ricerche ambiente marino
CRESCO	Centro Computazionale di Ricerca sui Sistemi Complessi
EGE	Esperto in gestione dell'energia. Figura professionale certificata, i cui requisiti sono definiti dalla norma UNI CEI 11339. Per conseguire la certificazione è necessario possedere esperienza nel campo dell'uso razionale dell'energia e superare un esame scritto e orale presso società accreditate da ACCREDIA.
EPC	Contratto a garanzia di prestazione. Si tratta di «accordo contrattuale tra il beneficiario o chi per esso esercita il potere negoziale e il fornitore di una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto, dove gli investimenti (lavori, forniture o servizi) realizzati sono pagati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente o di altri criteri di prestazione energetica concordati, quali i risparmi finanziari» (DLgs 102/14).
ESCO	Società di servizi energetici, in particolare: «persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti» (DLgs 102/14). Per poter svolgere alcune attività, la ESCO deve essere certificata secondo la norma UNI CEI 11352.
FER	Fonti di energia rinnovabili
GdL	Gruppo di Lavoro
GG	Gradi giorno. Il grado giorno è dato dalla somma delle differenze positive fra la temperatura di comfort interno (per convenzione 20 °C) rispetto a quella esterna, nel periodo di riscaldamento invernale. Il periodo di riscaldamento è fissato in funzione della zona climatica. L'Italia è divisa in 6 zone climatiche secondo la seguente tabella.

Zona	Da [GG]	a [GG]	Ore/giorno	Data inizio	Data fine
A	0	600	6	1 dicembre	15 marzo
B	601	900	8	1 dicembre	31 marzo
C	901	1400	10	15 novembre	31 marzo
D	1401	2100	12	1 novembre	15 aprile
E	2101	3000	14	15 ottobre	15 aprile
F	3001	+ ∞		nessun limite	

GN	Gas naturale
GPL	Gas di petrolio liquefatti
LAG	Lavoro agile
MMS	Martiri di Monte Sole
PdC	Pompa di calore
PPP	Partenariato pubblico-privato
RED	Responsabile di edificio
RL	Responsabile locale per l'uso razionale dell'energia
RURE	Responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia
SI	Sistema internazionale di unità di misura di cui alla direttiva del Consiglio CEE 18 ottobre 1971 (71/354/CEE) e successive modifiche e integrazioni. La direttiva è stata recepita in Italia dal D.P.R. n. 802/1982.
Sm ³	standard metro cubo
tep	Tonnellata equivalente di petrolio
U.M.	Unità di misura
ULA	Unità lavorative annue; misurano il numero di posizioni lavorative ricondotte a misure standard a tempo pieno.
UTA	Unità di trattamento aria

CONVERSIONE TRA UNITÀ ENERGETICHE

Per i vettori energetici utilizzati da ENEA, denunciati nella dichiarazione annuale, valgono i coefficienti di conversione in energia primaria riportati nella seguente tabella (mutuata dalla circolare MISE 18 dicembre 2014).

Combustibile	Unità	Fattore di conversione in tep
Gasolio ⁽¹⁾	t	1,02
	1.000 litri	0,860
Gas di petrolio liquefatti (GPL) ⁽⁶⁾ – stato liquido	t	1,10
Gas di petrolio liquefatti (GPL) ⁽²⁾⁽⁶⁾ – stato liquido	1.000 litri	0,616
Gas di petrolio liquefatti (GPL) ⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾ – stato gassoso	1.000 Sm ³	2,53
Gas di petrolio liquefatti (GPL) ⁽⁶⁾ – stato liquido	1.000 Nm ³	2,67
Benzine autotrazione ⁽⁴⁾	t	1,02
	1.000 litri	0,765
Gas naturale ⁽⁵⁾	1.000 Sm ³	0,836
	1.000 Nm ³	0,882
Elettricità approvvigionata dalla rete elettrica	MWh	0,187

⁽¹⁾ È stata adottata una densità di 0,84 kg/dm³
⁽²⁾ È stata adottata una densità di 0,56 kg/l
⁽³⁾ È stata adottata una densità di 2,3 kg/m³ a T=15,5 °C e pressione atmosferica
⁽⁴⁾ È stata adottata una densità di 0,74 kg/dm³
⁽⁵⁾ È stato adottato un fattore di conversione da Nm³ a Sm³ pari a: 1000 Nm³=1055 Sm³
⁽⁶⁾ È stata considerata una proporzione tra Butano e Propano rispettivamente pari al 70% e 30%

Proposte 2020: sintesi

1) Creazione di un tavolo permanente 'Gestione Energia' per ogni CR

Istituzione di un tavolo di lavoro, da convocarsi a scadenze prefissate, di cui facciano parte il RURE, il locale responsabile ISER, il RUP dei contratti energetici, il responsabile dei rapporti con Consip, il responsabile dei rapporti con le società di fornitura (elettrica e del gas) e altre responsabilità tecniche e amministrative.

2) Nomina dei Responsabili Locali

Il RURE propone i nominativi dei nuovi RRL nelle occasioni in cui i precedenti cambino destinazione, o smettano l'incarico, o necessitino di essere sostituiti.

3) Esecuzione di diagnosi energetiche

Esecuzione di diagnosi energetiche per tutti i Centri per individuare gli interventi di razionalizzazione energetica più efficaci.

4) Responsabilizzazione e deleghe al responsabile locale di ogni Centro ENEA

Il responsabile locale (RL) diviene localmente riferimento obbligato per le tematiche riguardanti l'efficienza e l'impiantistica energetica. Sarà necessario acquisire preliminarmente il parere favorevole – vincolante – del RL per acquisti di materiale dai significativi assorbimenti energetici, in occasione di ripristini/modifiche/installazioni di impiantistiche energetica, in occasione di gare locali per la fornitura di servizi che impattino in maniera significativa sui consumi energetici, ecc.

5) Ruolo del verificatore degli impianti elettrici

Il verificatore delle impiantistiche elettriche, che sia un dipendente ENEA o un delegato esterno, deve segnalare al RL eventuali valori di $\cos\varphi$ non conformi e altre anomalie riscontrate che incidano sul corrispettivo tariffario e/o sugli assorbimenti elettrici.

6) Ruolo dei RED

I Responsabili di Edificio (RED) dovranno avere in carico anche la sorveglianza sugli usi dell'energia all'interno del proprio edificio.

7) Strumentazione delle pertinenze energivore

Ogni edificio o pertinenza significativa (es. cabine elettriche, quadri elettrici, ecc.) nei diversi CR dovrà essere dotato di un contabilizzatore degli assorbimenti elettrici e termici. I dati di consumo sono consultabili in remoto, con attivazione di segnali di allarme nei casi di anomalie. Sono disponibili a livello centrale i dati provenienti da tutti i centri ENEA.

8) Sistema informatizzato per trasmissione ed elaborazione dei dati di consumo e di costo

Verrà prodotto un software che semplifichi il reperimento, la trasmissione e l'elaborazione dei dati di consumo e di costo, dalla periferia al RURE, in modo da produrre il rapporto annuale, ed eventuali rapporti intermedi, con maggior speditezza e precisione.

9) Sistema di Gestione ISO 50001

Porre le basi per l'implementazione in tutti i CR ENEA del sistema di Gestione dell'Energia ISO 50001.

Introduzione

L'art. 19 della legge 10/91 (*Norme per l'attuazione del PEN in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*), prevede l'obbligo, da parte di soggetti industriali con un consumo annuale superiore a 10.000 tep, e di 1000 tep per soggetti non industriali, della nomina annuale di un Responsabile per la conservazione e l'Uso Razionale dell'Energia (RURE). La comunicazione della nomina del RURE deve essere associata alla dichiarazione dei consumi energetici annui, riferiti all'anno precedente, da inviare al Ministero preposto. Nel corso degli anni sono state emanate tre circolari ministeriali applicative dell'art. 19, l'ultima delle quali risalente al 18 dicembre 2014¹.

L'ENEA, in conseguenza dei propri consumi energetici annui, ottempera all'obbligo e ha istituito un archivio dei consumi energetici dei singoli centri di ricerca e laboratori situati sul territorio nazionale.

Nel presente rapporto sono riportati i dati di consumo energetico di dettaglio per l'anno d'obbligo 2019, oltre ai dati storici.

Le tabelle riassuntive sono state strutturate estrapolando i dati dalle schede predisposte dal RURE ENEA per raccogliere i dati di consumo e di spesa per ogni Centro ENEA (v. Allegato 1).

Nel corso del tempo, il RURE ha ritenuto opportuno istituire una banca dati anche per i consumi di acqua, chiedendo ai RRLL i relativi dati (v. Allegato 2). L'uso dell'acqua, pur non essendo questa una risorsa strettamente energetica, richiama l'attenzione anche su contenuti di carattere ambientale, esplicitando la considerazione che l'Ente manifesta per tali aspetti (oltre ai noti contenuti energetico/economici, dovuti alle necessità di pompaggio, presenti con diverse intensità nei vari Centri).

Il consumo totale di energia annuale dell'ENEA è indicato nell'invio della comunicazione a FIRE tramite il nuovo applicativo informatico NEMO [3], di cui si riporta l'estratto in Allegato 3.

¹ L'art. 19 della legge 10/91 riporta:

1) *Entro il 30 aprile di ogni anno i soggetti operanti nei settori industriale, civile, terziario e dei trasporti che nell'anno precedente hanno avuto un consumo di energia rispettivamente superiore a 10.000 tonnellate equivalenti di petrolio per il settore industriale ovvero a 1.000 tonnellate equivalenti di petrolio per tutti gli altri settori, debbono comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato il nominativo del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia.*

3) *I responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia individuano le azioni, gli interventi, le procedure e quanto altro necessario per promuovere l'uso razionale dell'energia, assicurano la predisposizione di bilanci energetici in funzione anche dei parametri economici e degli usi energetici finali [...].*

A seguito della legge 10/91 sono state emesse tre circolari ministeriali applicative, con lo scopo di sollecitare l'applicazione dell'art. 19 e definire in modo più preciso le funzioni del Responsabile Uso Razionale dell'Energia:

I. **Circolare 219/F del 2 marzo 1992**, del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato (ora MiSE), che stabilisce le funzioni che svolge il tecnico

responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia. Indica inoltre il profilo culturale professionale di tale tecnico.

II. **Circolare 226/F del 3 marzo 1993**, (G.U. del 09/03/93, n.56), che fa riferimento all'Art.19 della Legge n. 10/1991 "Obbligo di nomina e comunicazione annuale del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia". In essa si ribadisce quanto riportato nella precedente circolare e, tra l'altro, viene indicato lo schema di comunicazione da utilizzare.

III. **Circolare 18 dicembre 2014** "Nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia di cui all'art. 19 della legge 9 gennaio 1991 n. 10 e all'articolo 7 comma 1, lettera e) del decreto ministeriale 28 dicembre 2012", che istituisce una procedura informatizzata per la nomina del Responsabile per l'Uso Razionale dell'Energia (gestita sempre dalla FIRE), chiarisce aspetti riguardanti i soggetti obbligati, l'interazione della nomina con la presentazione di richieste di titoli di efficienza energetica (c.d. 'certificati bianchi'), la professionalità attesa del Responsabile per l'Uso Razionale Energia, i contenuti energetici dei vari combustibili e il coefficiente di conversione in energia primaria dell'energia elettrica.

PARTE I. GESTIONE DELL'ENERGIA IN ENEA

1. La prassi adottata

- L'ENEA è soggetto non-industriale con un consumo superiore a 1000 tep/anno, quindi è obbligata alla nomina del Tecnico Responsabile per la conservazione e l'Uso Razionale dell'Energia-RURE in base all'art. 19 della l. 10/91. L'Agenzia ha ritenuto inoltre opportuno nominare i Responsabili Locali-RRLL, uno per ogni Centro di ricerca o sede (v. tab. 1 e fig. 1).
- La nomina dei Responsabili Locali per la conservazione e l'Uso Razionale dell'Energia è una possibilità prevista dalla legge; la scelta di procedere alla loro nomina ha rappresentato una precisa opzione, volta a supportare il Responsabile nell'esercizio delle proprie funzioni e a costituire il riferimento locale per gli usi efficienti dell'energia.
- Il primo compito del RURE dell'ENEA, e di conseguenza dei RRLL, consiste nella raccolta dei dati relativi ai consumi di energia dell'anno precedente, per dare adempimento alla comunicazione da inviare obbligatoriamente alla FIRE entro il 30 aprile di ogni anno.

1.1 La raccolta e l'utilizzo dei dati energetici e di utilizzo dell'acqua

La procedura seguita per la predisposizione della comunicazione alla FIRE è la seguente:

- I) entro il 31 marzo di ogni anno, il responsabile ISER nomina o conferma i RRLL;
- II) il RURE richiede quindi ai RRLL:
 - a) dati dei consumi energetici, tramite il modulo in allegato 1;
 - b) dati dei consumi di acqua, tramite il modulo in allegato 2;
 - c) un rapporto sugli usi energetici di Centro, con la descrizione dello status quo e delle proposte per interventi di razionalizzazione (v. Parte II);
- III) il RURE elabora dati e informazioni raccolti e invia la Comunicazione a FIRE, contenente:
 - a) il nominativo del RURE ENEA con i consumi di energia complessivi relativi all'anno precedente (v. allegato 3);
 - b) i nominativi dei RRLL con i consumi di energia dei singoli Centri ENEA relativi all'anno precedente;
- IV) i nominativi di RURE e RRLL compaiono ufficialmente nel volume edito annualmente dalla FIRE *I responsabili per l'uso dell'energia in Italia* [4];
- IV) il RURE elabora un rapporto annuale sullo stato generale degli usi energetici in ENEA, e lo invia al responsabile ISER e agli organi di vertice; lo diffonde in seguito a tutto il personale ENEA;
- V) il RURE convoca una riunione annuale dei RRLL, al fine di fare il consuntivo delle attività svolte e programmare di massima le attività per l'annualità seguente.

2. Centri ENEA e RRL

Tab. 1 - RURE e RRL ENEA nominati per il 2019.

	Centro/Sede	Responsabile Nominato	Organico	Tel. Ufficio Mobile email	Titolo studio
	ENEA	Nino Di Franco	ISER	86 4833 320 4259137 nino.difranco@enea.it	Laurea in Ingegneria
	Bologna	Giuseppe Nigliaccio	DTE-SEN-CROSS	84 3459 320 1137766 giuseppe.nigliaccio@enea.it	Laurea in Ingegneria
	Brasimone	Riccardo Panichi	ISER-BRA	81 2378 347 4676436 riccardo.panichi@enea.it	Diploma tecnico
	Brindisi	Mauro De Marco	ISER-BRI	91 202 393 1054711 mauro.demarco@enea.it	Diploma tecnico
	Casaccia	Mario Nocera	ISER-SEDE	86 6065 339 2493656 mario.nocera@enea.it	Laurea in Architettura
	Frascati	Stefano Agnoli	ISER-UTFRA	87 5849 338 8940018 stefano.agnoli@enea.it	Laurea in Architettura
	Ispra, Saluggia	Stefano Anzola	ISER-SAL	83 3283 338 7783008 stefano.anzola@enea.it	Laurea in Ingegneria
	Portici	Francesca D'Onza	ISER-POR	89 2215 347 5629562 francesca.donza@enea.it	Laurea in Ingegneria
	Santa Teresa	Antonio Mori	ISER-STE	82 224 338 7001829 tommaso.laviola@enea.it	Laurea in Ingegneria
	Sede Legale	Federico Cipolla	ISER-UT	85 2250 329 8313321 federico.cipolla@enea.it	Laurea in Architettura
	Trisaia	Giambattista La Battaglia	ISER-TRI	88 3418 335 1419857 giambattista.labattaglia@enea.it	Laurea in Ingegneria



Fig. 1 – Centri, Laboratori, Uffici ENEA.

Il CR Bologna comprende il Centro *E. Clementel* di via Martiri di Monte Sole (sito in Bologna), i laboratori di Montecuccolino, il sito di Medicina e il laboratorio di Faenza.

I siti di Don Fiammelli e via Fornaciari (Bologna) e Manfredonia (Monte Aquilone) sono stati dismessi.

ENEA ha inoltre attivi diversi uffici territoriali (Pescara, Potenza, Reggio Calabria,

Genova, Milano, Ancona, Campobasso, Bari, Catania, Firenze, Perugia, Padova), oltre all'ufficio di Bruxelles; in tali siti l'energia non è fatturata direttamente, ma è ricompresa nell'importo di affitto che ENEA riconosce all'ente ospitante. Di conseguenza tali siti non rientrano nell'analisi sugli usi energetici dell'Agenzia.

3. Consumi energetici

3.1 Consumi e costi per fornitura di energia primaria

La tab. 2 riporta i consumi energetici per il 2019, e un raffronto col 2018.

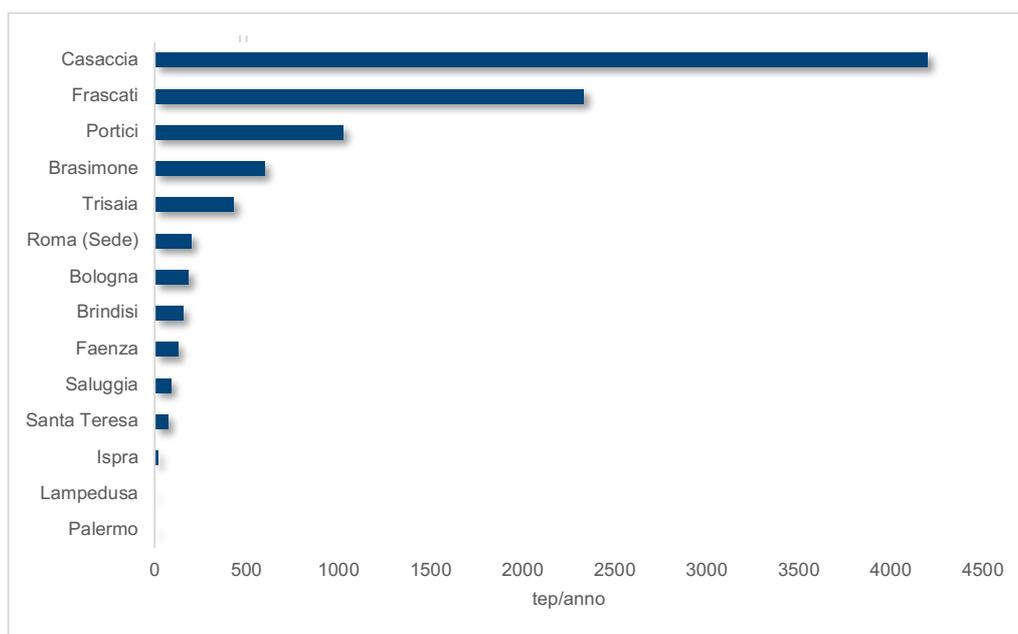
Tab. 2 - Consumi ENEA per l'anno 2019 e raffronto col 2018.

Centro/Sede	Consumi 2019		Consumi 2018	Differenza 19/18	Differenza % 19/18
	tep	%	tep	Δtep^*	$\Delta\text{tep/tep}^{**}$
Bologna	186	2,0%	195	-9	-4,5%
Brasimone	597	6,3%	568	+29	5,1%
Brindisi	153	1,6%	161	-8	-4,9%
Casaccia	4.198	44,5%	4.133	+65	1,6%
Faenza	125	1,3%	139	-14	-9,8%
Frascati	2.334	24,7%	1.829	+505	27,6%
Ispra	17	0,2%	23	-6	-26,6%
Lampedusa	5	0,1%	7	-2	-26,8%
Palermo	4	0,0%	8	-3	-44,1%
Portici	1.023	10,8%	979	+45	4,6%
Roma (Sede)	201	2,1%	167	+34	20,4%
Saluggia	86	0,9%	73	+13	18,1%
Santa Teresa	75	0,8%	79	-5	-5,8%
Trisaia	430	4,6%	415	+15	3,5%
ENEA	9.434	100%	8.774	+660	+7,5%

* $(\text{tep}_{2019}) - (\text{tep}_{2018})$

** $[(\text{tep}_{2019}) - (\text{tep}_{2018})] / (\text{tep}_{2018}) \times 100$

- Nel 2019 l'ENEA ha consumato **9.434 tep**, con un aumento del 7,5% rispetto al 2018.
- Portici e Saluggia hanno autoprodotta piccole quote di energia elettrica (rispettivamente 2,3 e 0,2 tep).
- I CR a maggior concentrazione energetica sono Casaccia (44,5% dei consumi primari totali), Frascati (24,7%) e Portici (10,8%).
- Nel successivo graf. 1 sono riportati in scala progressiva i consumi di energia primaria [tep] dei Centri.



Graf. 1 - Consumi energetici dei CR/Sede ENEA, 2019.

I consumi nei diversi CR sono distribuiti alla Pareto («l'80 dei risultati è attribuibile al 20% delle risorse»): il 20% dei CR e Sedi ENEA (14) è 3, e i tre CR più energivori, Casaccia, Frascati e Portici, coprono l'80% dei consumi ENEA (7.555 tep su 9.434).

La tab. 3 riporta i costi delle forniture energetiche nei vari CR, in termini assoluti, relativi e pro capite. Nel 2019 ENEA ha speso 7.972.452 €, corrispondenti a 845 €/tep. Il singolo dipendente incide per 3,65 tep/anno, per un costo energetico annuo di 3084 €/pro capite.

Tab. 3 - Costi energetici e consumi specifici per CR/Sede e per dipendente, 2019.

Centro/Sede	Costi 2019 (compresa IVA)					
	Costi [€]	Costi [%]	€/tep	n° dipendenti	tep/dip	€/dip
Bologna	189.000	2,4%	1016	218	0,9	867
Brasimone	625.509	7,8%	1048	79	7,6	7.918
Brindisi	164.408	2,1%	1073	85	1,8	1.934
Casaccia	2.878.191	36,1%	686	947	4,4	3.039
Faenza	133.490	1,7%	1066	18	7,0	7.416
Frascati	2.092.716	26,2%	897	445	5,2	4.703
Ispra	17.610	0,2%	1062	20	0,8	881
Lampedusa	5.248	0,1%	1039	1	5,0	5.248
Palermo	4.625	0,1%	1075	21	0,2	220
Portici	1.083.115	13,6%	1058	258(*)	4,0	4.198
Roma (Sede)	165.978	2,1%	825	259	0,8	641
Saluggia	93.096	1,2%	1081	50	1,7	1.862
Santa Teresa	78.639	1,0%	1051	46(*)	1,6	1.710
Trisaia	440.827	5,5%	1025	138	3,1	3.194
Uffici regionali				54		
ENEA	7.972.452	100,0	845	2639	3,65	3.084

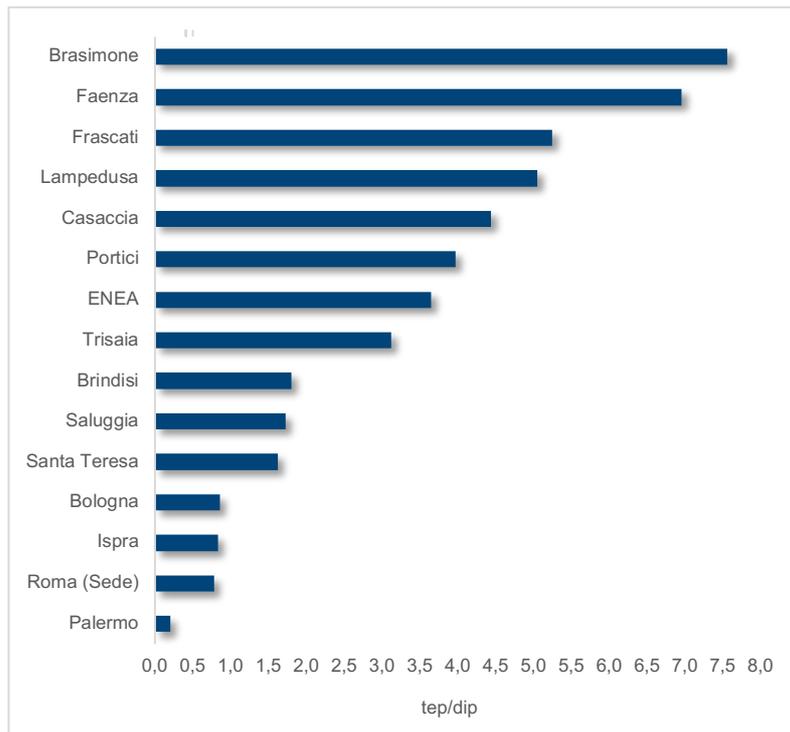
(*) Compresi dipp. CNR.

- La Tab. 3 non riporta i consumi degli uffici regionali poiché in tali sedi l'energia non è fatturata ma è inclusa nel costo dei servizi.
- Per tale motivo, tutte le statistiche pro capite del presente rapporto non tengono in conto i dipendenti che operano nelle sedi regionali.
- La spesa totale nel 2019, rispetto al 2018, è aumentata del 4,7% (8,0 M€ contro 7,6 M€).
- Il costo del tep è diminuito del 2,7% (845 €/tep contro 868 €/tep).
- È aumentato il consumo annuo procapite (3,65 tep/dip. nel 2019 contro 3,55 nel 2018, +2,7%)
- Il costo energetico annuo per dipendente è rimasto costante (3.084 €/dip. nel 2019 contro 3.085 nel 2018)
- Il costo giornaliero pro capite per somministrazione di energia è di 14,70 €².
- Tab. 4 e graff. 2/3 mostrano consumi e costi pro capite per i vari CR/Sedi.

Tab. 4 – tep ed € per unità di personale, per CR/Sede ENEA, 2019.

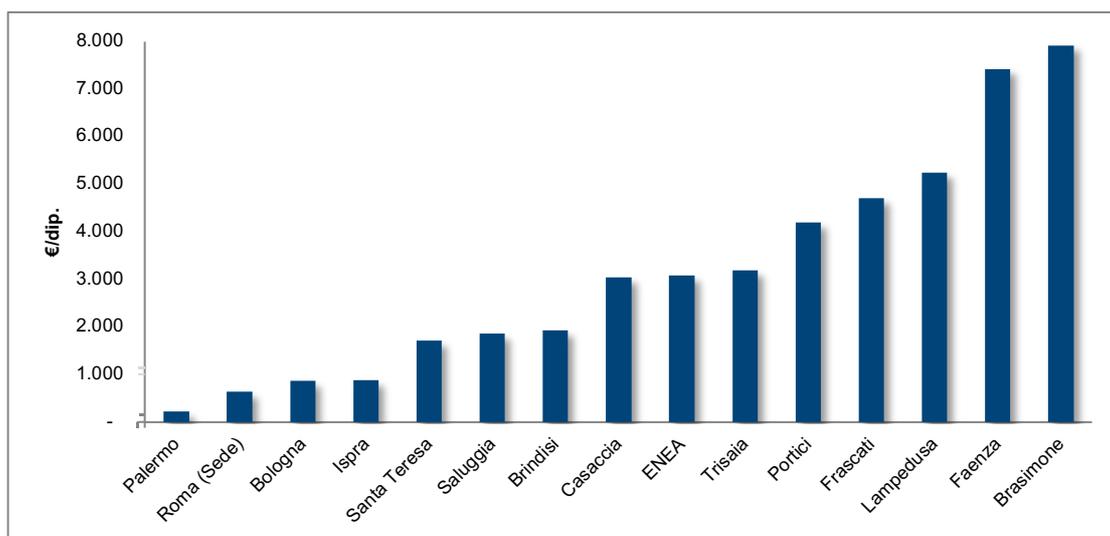
CR/Sede	tep/dip.	€/dip.
Palermo	0,2	220
Roma (Sede)	0,8	641
Ispra	0,8	881
Bologna	0,9	867
Santa Teresa	1,6	1.710
Saluggia	1,7	1.862
Brindisi	1,8	1.934
Trisaia	3,1	3.194
ENEA	3,6	3.084
Portici	4,0	4.198
Casaccia	4,4	3.039
Lampedusa	5,0	5.248
Frascati	5,2	4.703
Faenza	7,0	7.416
Brasimone	7,6	7.918

² I giorni/anno di lavoro ENEA sono 210, le ore/anno di lavoro sono 1584 (circolare n. 5/2020/COM-INDAS, all.1).



Graf. 2 – tep per unità di personale, per CR/Sede ENEA, 2019.

- A fronte di una **media di 3,6 tep/dip.**, i consumi specifici per CR sono molto dispersi; si riscontrano le code di 0,2 tep/dip. di Palermo (minima) e di 7,6 tep/dip. di Brasimone (massima).
- A scopo di confronto, la domanda di energia primaria per abitante in Italia nel 2017 è stata di 2,6 tep/abitante ([2], pag. 32).
- Il graf. 3 riporta l'andamento dei costi energetici pro-capite nei vari CR ENEA. Risaltano i dati di Faenza e Brasimone, dovuti all'elevata concentrazione di potenza elettrica installata e al numero di ore di funzionamento a fronte del basso numero di dipendenti presenti.



Graf. 3 – Costo pro capite per fornitura energetica per CR/Sede ENEA, 2019.

3.2 Suddivisione dei consumi per usi finali.

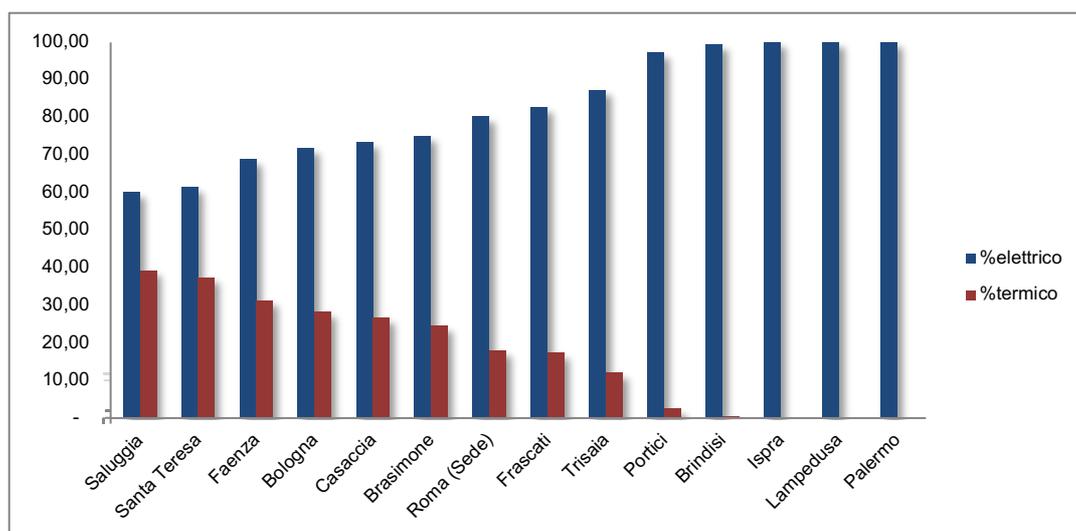
In base alle dichiarazioni provenienti dai CR/Sedi, la tab. 5 e il graf. 4 riportano la suddivisione dei consumi secondo gli usi finali

elettrici, termici e trasporti, oltre all'energia elettrica autoprodotta (Portici e Saluggia).

Tab. 5 - Suddivisione dei consumi di energia primaria per uso finale, ENEA 2019.

Centro/Sede	Consumi 2019 (tep)				totale	Suddivisione	
	elettrici	termici	trasporti	autoprod.		% elettrico	% termico
Bologna		52,4					28,2
Brasimone		146,1				75,1	24,5
Brindisi	152,0	0,7	0,4			99,3	0,5
Casaccia	3.075,8	1.116,9	5,0		4.198	73,3	26,6
Faenza		39,1					31,2
Frascati		401,8					17,2
Ispra		0,0					0,0
Lampedusa		0,0					0,0
Palermo		0,0					0,0
Portici		25,9		2,3			2,5
Roma (Sede)		30,1					15,0
Saluggia		33,7		0,2			39,1
Santa Teresa		27,9					37,3
Trisaia	375,5	51,6	2,8			87,3	12,0
ENEA	7.490,6	1.926,1	15,2	2,5	9.434	79,4%	20,4%
	79,4%	20,4%	0,2%	0,03%	100,0%		

- La tab. 5 e il graf. 4 riportano solo la suddivisione percentuale tra energia elettrica e termica per CR/Sede e per ENEA: non sono apprezzabili graficamente, a causa dell'esiguità, i contributi per i trasporti e per l'autoproduzione.
- A Ispra, Lampedusa e Palermo si utilizza esclusivamente energia elettrica. A Brindisi e a Portici l'uso di combustibili è marginale.
- Il profilo di consumo dell'ENEA per uso finale è quindi sbilanciato sui consumi elettrici, che coprono il 79,4% del totale (tep/tep). I consumi termici coprono il 20,4% e i trasporti lo 0,2% del totale prelevato.



Graf. 4 - Suddivisione dei consumi di energia primaria per uso finale e per CR/Sede ENEA, 2019.

3.2.1 Energia elettrica

La tab. 6 riporta il consuntivo per il 2019 di consumi, costi e attribuzioni pro-capite per approvvigionamenti di energia elettrica per ogni

Centro/Sede ENEA. È inoltre riportato il costo locale del kWh prelevato da rete.

Tab. 6 - Consumi e costi per energia elettrica, ENEA 2019.

Centro/Sede	Dipendenti	MWh	€	€cent/kWh	MWh/dip	€/dip
Bologna	218	714,6	145.782	20,40	3,28	669
Brasimone	79	2.397,0	496.749	20,72	30,34	6.288
Brindisi	85	813,0	162.838	20,03	9,56	1.916
Casaccia	947	16.448,0	2.427.789	14,76	17,37	2.564
Faenza	18	460,3	99.361	21,59	25,57	5.520
Frascati	445	10.325,1	1.836.943	17,79	23,20	4.128
Ispra	20	88,7	17.610	19,85	4,44	881
Lampedusa	1	27,0	5.248	19,44	27,00	5.248
Palermo	21	23,0	4.625	20,11	1,10	220
Portici	258 (*)	5.314,2	1.040.518	19,58	20,60	4.033
Roma (Sede)	259	915,0	140.557	15,36	3,53	543
Saluggia	50	277,0	58.170	21,00	5,54	1.163
Santa Teresa	46 (*)	246,0	50.951	20,71	5,35	1.108
Trisaia	138	2.008,0	394.358	19,64	14,55	2.858
Uffici regionali	54					
ENEA	2.639	40.056,9	6.881.499	17,18	15,50	2.662

(*) Compresi dipp. CNR.

- ENEA spende per energia elettrica l'86,3% della spesa totale per approvvigionamenti energetici (= 6.881.499/7.972.452 €/€).
- Su base giornaliera, ogni dipendente ENEA in media consuma 73,8 kWh per una spesa di 12,7 €.
- Il graf. 5 mostra i consumi pro capite di elettricità per ogni CR/Sede.
- I Centri con i maggiori consumi di elettricità annui pro capite sono Brasimone, Faenza e Frascati (rispettivamente 30,3, 25,6 e 23,2 MWh/dip.).
- Le sedi di Palermo e Roma, in mancanza di laboratori e attività di ricerca, manifestano i minori consumi specifici (rispettivamente 1,1 e 3,5 MWh/dip).
- Al CR di Frascati nel 2019 è stata fatturata energia reattiva per un importo di 23.264 €.
- Nel corso del 2019 il CR di Santa Teresa ha pagato 650 € per CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico); riguardo la dichiarazione di adeguatezza, la situazione è di difficile composizione per difficoltà di comunicazione con ENEL.

ENERGIA REATTIVA

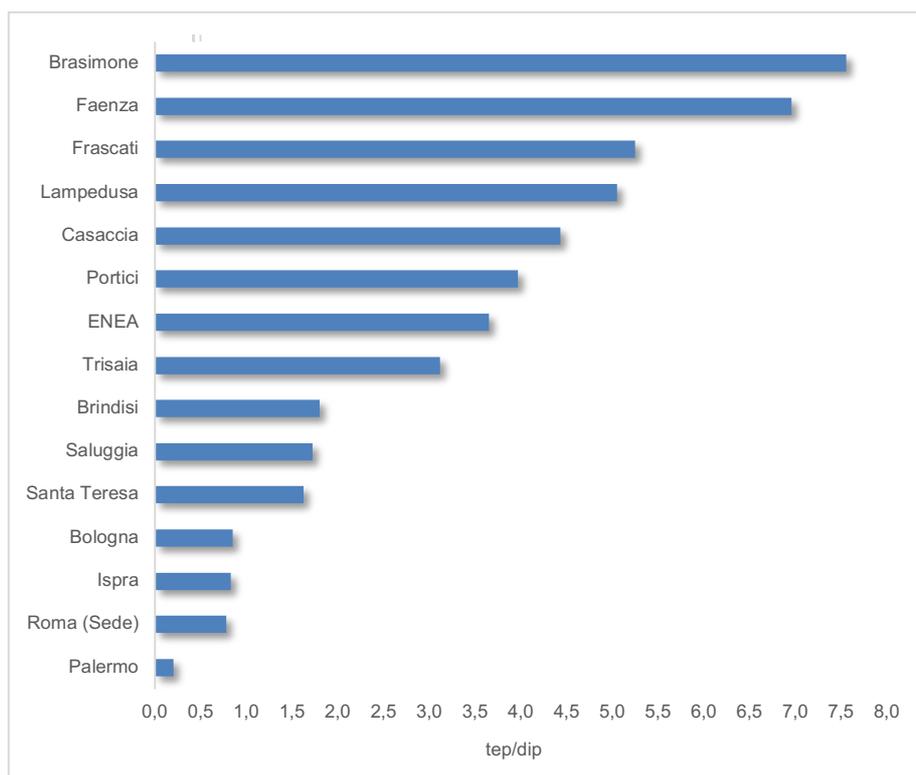
Motori elettrici, ed in genere i carichi induttivi, provocano uno sfasamento temporale in ritardo dell'onda di corrente rispetto all'onda di tensione nei cavi di alimentazione. Lo sfasamento è misurato dal coseno dell'angolo φ tra il vettore corrente e il vettore tensione, e induce un rimpallo di energia reattiva tra la rete esterna e gli utilizzatori.

Al di sopra di $\cos \varphi = 0,95$ l'energia reattiva impegnata con la rete è concessa in franchigia; al di sotto viene comminata una 'penale'.

CTS

Il CTS si paga nel caso in cui:

- 1) il cliente in media tensione non abbia consegnato la dichiarazione di adeguatezza dell'impianto al proprio distributore di energia elettrica e la richiesta di connessione dell'impianto sia stata fatta in data antecedente il 16 novembre 2006;
- 2) la dichiarazione di adeguatezza del cliente sia stata revocata dal distributore a seguito di controlli che abbiano evidenziato la mancata rispondenza dell'impianto ai requisiti tecnici della delibera 333/07 e della delibera ARG/elt 33/08 [ARERA].



Graf. 5 - Consumi di elettricità pro capite per CR/Sede ENEA, 2019.

- I Centri di Casaccia, Frascati e Portici insieme assorbono l'80,1% dell'energia elettrica globalmente ritirata da ENEA (distribuzione alla Pareto).
- Il costo del kWh varia da un minimo di 14,76 €cent (Casaccia) ad un massimo di 21,59 €cent (Faenza).
- ENEA ha poche leve per contenere il costo unitario dell'elettricità, considerato che il contratto di somministrazione elettrica è in Convenzione Consip (v. pag. seguente).

kilowatt e kilowattora

Il kilowatt kW è l'unità di misura della *potenza*, il kilowattora kWh è l'unità di misura dell'*energia* alimentata ad un utilizzatore che assorba 1 kW per la durata di 1 ora. In base al Sistema Internazionale (SI) delle unità di misura, recepito in Italia dal D.P.R. n.802/1982, si scrivono rispettivamente "kW" e "kWh". Qualunque altra scrittura è errata: KW, Kw, KW/h, ecc. In Italia l'uso del SI è obbligatorio in documenti di valore legale. Il suo mancato uso può dare origine a sanzioni pecuniarie e/o all'invalidazione degli atti.

FASCE TARIFFARIE ORARIE

L'energia elettrica è fatturata in funzione del costo che il sistema elettrico deve sostenere per rendere disponibile il kWh marginale. Per tale motivo i contatori registrano i consumi ripartiti su tre fasce orarie, cui eventualmente si applicheranno diverse tariffazioni. Le fasce orarie sono le seguenti:

Fascia F1 (ore di punta): da lunedì a venerdì, dalle 8,00 alle 19,00, escluse le festività nazionali.

Fascia F2 (ore intermedie): da lunedì a venerdì, dalle 7,00 alle 8,00 e dalle 19,00 alle 23,00, escluse le festività nazionali.

Fascia F3 (ore fuori punta): da lunedì a sabato, dalle 00,00 alle 7,00 e dalle 23,00 alle 24,00 domenica e festivi, tutte le ore della giornata.

IL CONTRATTO ELETTRICO IN ENEA NEL 2019

Gli uffici e i laboratori ENEA avevano, nel 2019, un totale di 20 POD, distribuiti su 7 dei 16 Lotti regionali previsti dalle Convenzioni Consip che si sono succedute nel medesimo anno: la EE15 e la EE16.

La EE15 prevedeva 16 Lotti, ciascuno associato ad una o più regioni o province.

La EE16, oltre ai medesimi 16 Lotti regionali, prevedeva, per la prima volta in una Convenzione Consip per la fornitura di energia elettrica, un lotto nazionale: il Lotto 17 Italia. A tale lotto potevano aderire le Amministrazioni con non meno di 10 POD distribuiti su almeno 5 dei Lotti regionali e, per quanto sopra detto, l'ENEA rientrava nelle caratteristiche per l'idoneità all'adesione.

Nel 2019, ciascun POD è stato rifornito mediante adesione alle Convenzioni Consip attive, ad eccezione dei due POD siti in Lampedusa, riforniti mediante contratto con distributore locale. Allo stato attuale, infatti, gli utenti dei microsistemi isolati insulari, ovvero delle piccole reti elettriche ubicate nelle isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale (RTN), non possono approvvigionarsi da fornitore diverso dal distributore locale a causa dell'impossibilità tecnica di realizzare l'effettiva operatività del sistema di dispacciamento/settlement.

Nello specifico, nei primi mesi del 2019 ciascun POD si è approvvigionato mediante Convenzione Consip EE15 nel proprio lotto di pertinenza regionale, con ordinativi di fornitura di 12 mesi iniziati nel 2018, e conclusi nel 2019 in mesi diversi a seconda dei vari POD.

La Convenzioni Consip EE15 prevedeva somministrazione di energia elettrica per 12 mesi a "prezzo fisso" (determinato come la somma tra il FIX 12, determinato secondo un algoritmo di wave mensili ancorate all'EEX, e lo spread offerto dall'aggiudicataria per il prodotto specifico) o a "prezzo variabile" (determinato come la somma tra il PUN/PUN per fasce orarie e lo spread offerto dall'aggiudicataria per il prodotto specifico).

I corrispettivi erano inclusivi degli oneri relativi a:

- Sbilanciamento
- Emission Trading (CO2)
- Normativa sui Certificati Verdi (CV)

Erano invece totalmente a carico dell'Amministrazione, alle condizioni stabilite dalle autorità competenti:

- le Perdite di Rete Standard
- il Servizio di Dispacciamento
- il Servizio di Trasporto (trasmissione e distribuzione)
- il Servizio di Misura
- gli Oneri di Sistema relativi al solo mercato libero come stabiliti, tempo per tempo, dall'ARERA (a titolo es. le componenti tariffarie ARIM, ASOS, UC, CMOR)
- le Imposte e le Addizionali previste dalla normativa vigente.

Per ciascun POD, ai fini della scelta tra prodotto a "prezzo fisso" e a "prezzo variabile", è stata fatta una valutazione

economica sulla base della distribuzione dei consumi nelle fasce orarie F1, F2 e F3, dei rispettivi sconti di aggiudicazione e delle previsioni dell'andamento degli indici di riferimento per il calcolo dei prezzi nei 12 mesi successivi alla data di inizio fornitura.

Nel corso del 2019 è stato poi sottoscritto un unico contratto per tutti i POD ENEA (ad esclusione dei due di Lampedusa per i motivi sopra specificati), in Convenzione Consip EE16 – lotto 17, con inizio fornitura, per ciascun POD, a scadenza contratto precedente e la medesima data di fine fornitura per tutti i POD in modo da semplificare notevolmente la successiva contrattualizzazione.

La Convenzione Consip EE16, oltre ai medesimi prodotti a “prezzo fisso” e a “prezzo variabile” 12 mesi, uguali, a meno dello sconto offerto, ai prodotti della precedente convenzione, prevedeva anche un prodotto a “prezzo fisso” 18 mesi.

Potendo scegliere tra 12 e 18 mesi, l'Amministrazione, soprattutto in considerazione della semplificazione degli oneri amministrativi associati alla gestione del Contratto, riteneva preferibile un periodo di fornitura più lungo in modo da assicurare l'allineamento della scadenza contrattuale, pur garantendo un periodo di fornitura minimo di 12 mesi a ciascun POD (compresi gli ultimi a entrare in convenzione).

Come sopra specificato, però, il periodo contrattuale più lungo imponeva la scelta del “prezzo fisso”. Al momento dell'adesione, i prodotti “fisso” e “variabile” erano quasi equivalenti in termini di prezzo, salvo considerare il possibile andamento del prezzo variabile durante il periodo di fornitura.

Ferma restando la difficoltà di previsione degli andamenti della borsa elettrica che avrebbero potuto condizionare in modo diverso l'andamento del PUN, il prezzo del petrolio era, al tempo, in discesa ma aveva raggiunto valori così bassi da far pensare addirittura ad una probabile risalita nei successivi 12/18 mesi con possibile aggravio di spesa sul lungo periodo.

Non essendoci quindi elementi ostativi alla scelta del prezzo fisso, nell'adesione alla Convenzione Consip EE16 – lotto 17, si è optato per il prodotto fisso a 18 mesi.

(Contributo di Francesca D'Onza)

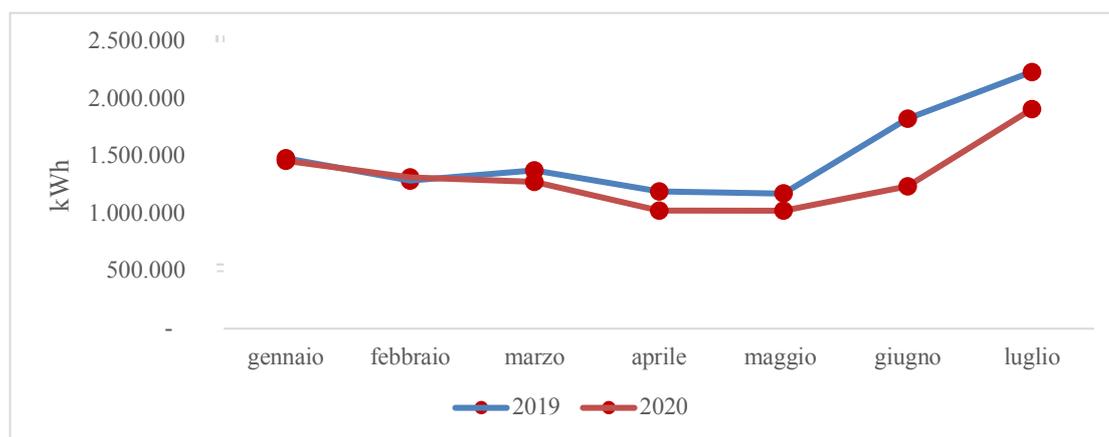
Glossario della contrattualistica elettrica

- Consip** La centrale acquisti della pubblica amministrazione italiana. Ogni anno indice una gara per selezionare le migliori proposte per la fornitura elettrica per i seguenti lotti:
n. 1 - Valle d'Aosta, Piemonte; n. 2 - Provincia di Milano e Provincia di Lodi; n. 3 - Lombardia escluse le Province di Milano e di Lodi; n. 4 - Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia; n. 5 - Veneto; n. 6 - Emilia Romagna; n. 7 - Sardegna, Liguria; n. 8 - Toscana; n. 9 - Marche, Umbria; n. 10 - Provincia di Roma; n. 11 - Lazio esclusa la Provincia di Roma; n. 12 - Abruzzo, Molise; n. 13 - Campania; n. 14 - Puglia, Basilicata; n. 15 - Calabria; n. 16 – Sicilia. Dal 2019 è previsto il Lotto n. 17 - Italia.
- Dispacciamento** La gestione dei flussi di energia sulla rete elettrica tramite disposizioni necessarie per il coordinamento degli impianti di produzione, la rete di trasmissione e i servizi ausiliari. In Italia il dispacciamento è operato da Terna SpA.
- POD** Punto di prelievo dell'elettricità. Il relativo codice individua univocamente il punto geografico in cui l'energia elettrica viene consegnata all'utente.

Come regola concettuale, col prezzo variabile si pagherà l'energia che si sarà ritirata ai correnti prezzi di mercato, quindi si sarà pagato il "giusto". Col prezzo fisso, invece, si sottoscrive in pratica una 'scommessa' con la società fornitrice: la decisione risulterà remunerativa se i prezzi futuri si manterranno mediamente superiori a quelli contrattualizzati nelle diverse fasce tariffarie; il contrario avverrà se i prezzi si manterranno mediamente inferiori ai prezzi vigenti al tempo dell'adesione alla Convenzione.

3.2.1.1 Energia elettrica ed effetto Covid 19 nel CR Casaccia

Sulla base dei dati di assorbimento nel CR Casaccia disponibili al momento dell'elaborazione del presente rapporto, è stata condotta un'analisi comparata tra i consumi elettrici dei primi 7 mesi del 2020 con i corrispondenti del 2019. Il graf. 6 e tab. 7 riportano i dati assoluti.



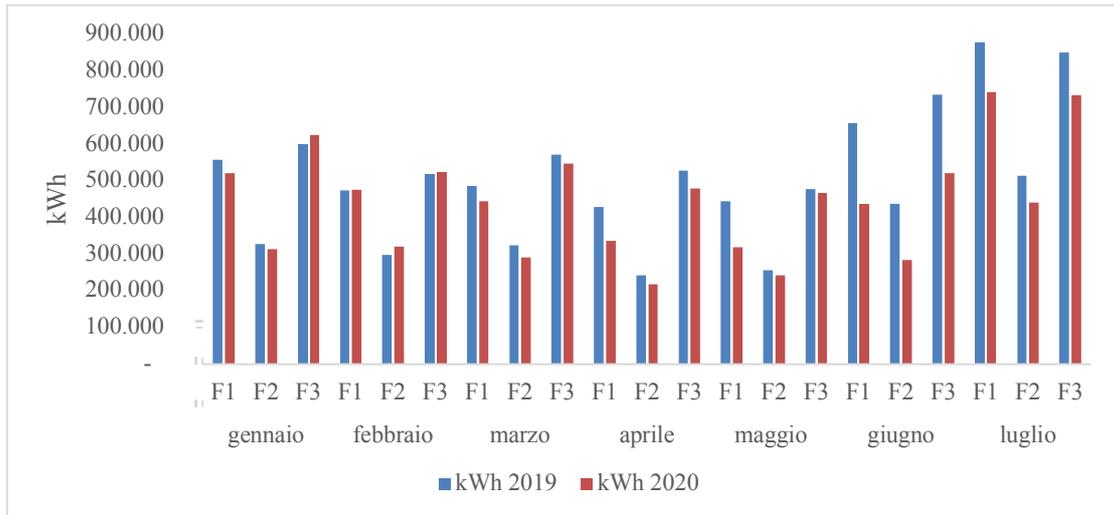
Graf. 6 - Consumi elettrici comparati, CR Casaccia, 2019/2020.

Tab. 7 - Consumi elettrici comparati, CR Casaccia, 2019/2020.

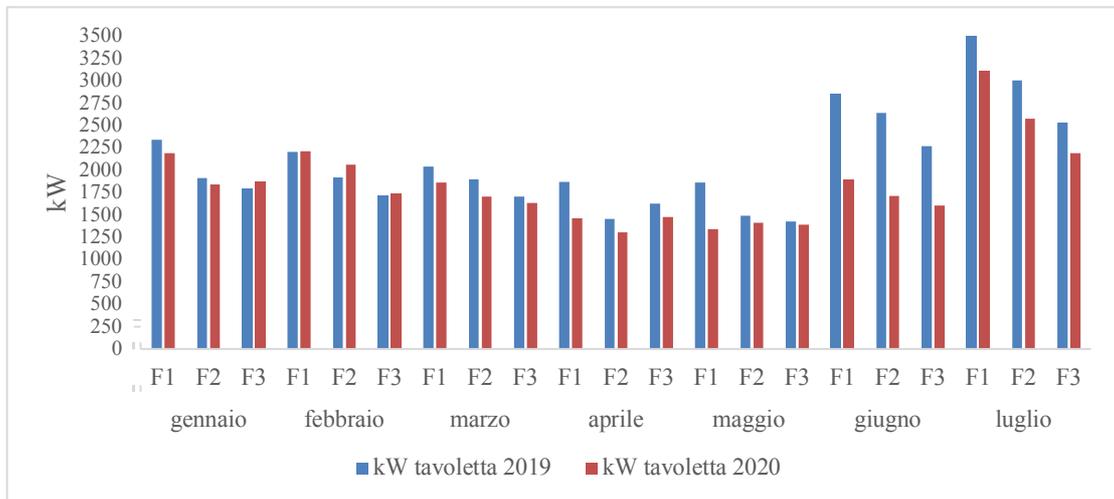
	2019	2020	Δ kWh 2020/19	% Δ kWh 2020/19
gennaio	1.486.437	1.462.464	- 23.973	-1,6%
febbraio	1.292.022	1.319.019	26.997	2,1%
marzo	1.382.799	1.283.802	- 98.997	-7,2%
aprile	1.200.081	1.032.783	- 167.298	-13,9%
maggio	1.178.367	1.029.243	- 149.124	-12,7%
giugno	1.830.483	1.243.110	- 587.373	-32,1%
luglio	2.241.981	1.916.850	- 325.131	-14,5%

L'aumento strutturale dei consumi a partire dal mese di giugno è dovuto all'entrata in funzione dei sistemi di raffrescamento. L'effetto di LAG (lavoro agile, adottato come modalità di lavoro corrente in ENEA a seguito del Dpcm 9 marzo 2020) è riscontrabile già dal mese di marzo (consumi ridotti del -7,2% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente), per raggiungere il massimo a giugno (-32,1%).

Il graf. 7 raffronta i consumi 2019/2020 suddivisi per fascia tariffaria, e il graf. 8 raffronta la potenza elettrica media mensile ritirata sempre all'interno delle tre fasce. La potenza media è ottenuta dividendo i kWh mensili per il numero di ore di ogni fascia oraria del mese, considerando che su base annua la F1 occupa il 32% delle ore, la F2 il 23%, la F3 il 45%.



Graf. 7 - Consumi elettrici comparati per fascia tariffaria, CR Casaccia, 2019/2020.



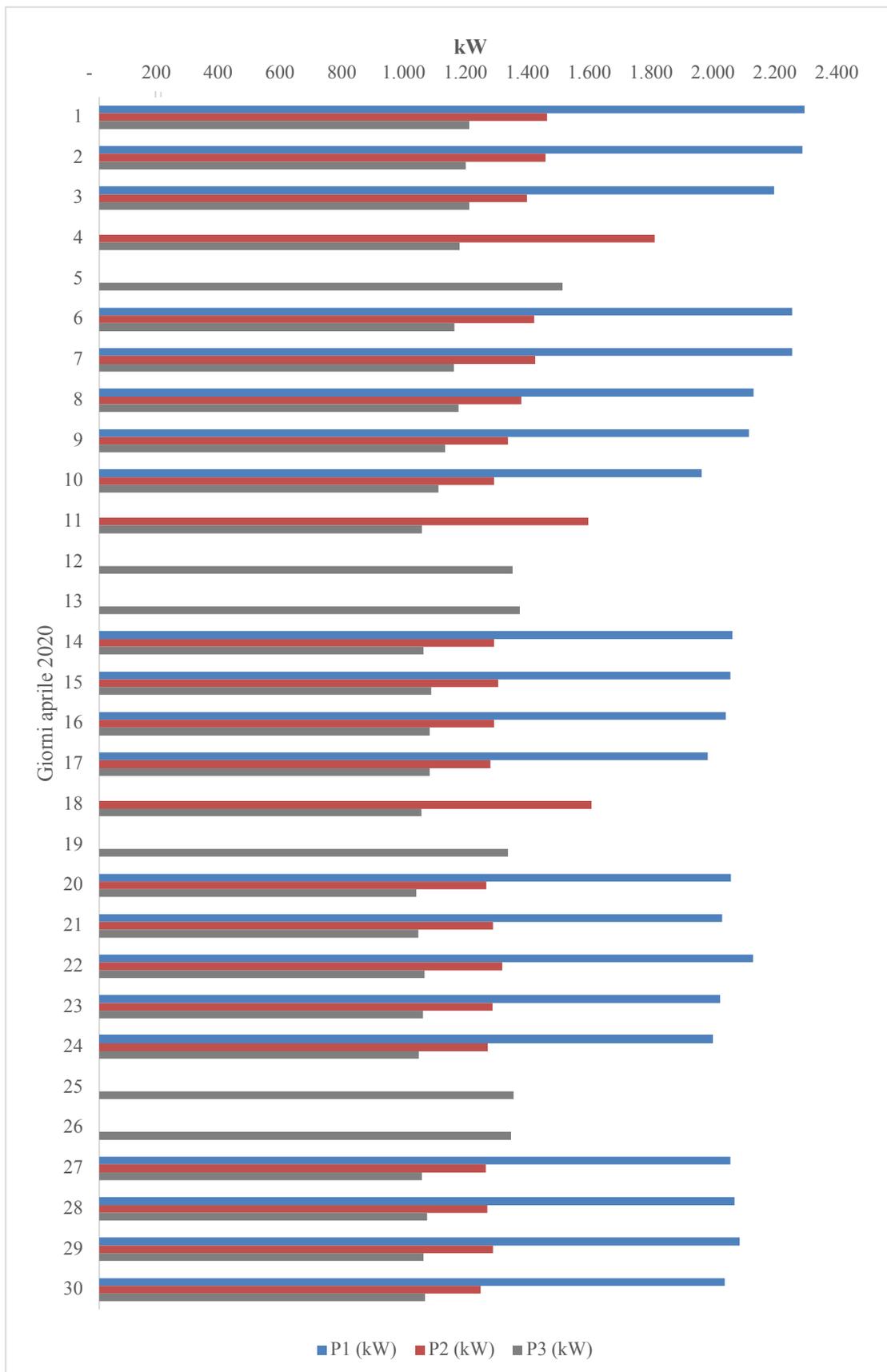
Graf. 8 - Potenze medie comparate per fascia tariffaria, CR Casaccia, 2019/2020.

Nel 2020 il valor minimo di potenza media (ossia ritirata in continuo per tutto il mese) è avvenuto ad aprile ed è stato di 1310 kW. Analizzando i singoli giorni, la potenza media

giornaliera è stata ritirata il 20 aprile (1025 kW), v. tab. 8 e graf. 9. Si ricorda che i giorni di sabato non contemplano la F1, e che domeniche e giorni festivi sono tutti in F3.

Tab. 8 - Potenza media giornaliera nel mese di aprile, CR Casaccia, 2020.

n.	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]	n.	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]	n.	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]
1	2.280	1.447	1.197	11	-	1.580	1.044	21	2.014	1.273	1.032
2	2.274	1.443	1.185	12	-	-	1.336	22	2.113	1.303	1.051
3	2.182	1.383	1.196	13	-	-	1.360	23	2.007	1.271	1.047
4	-	1.795	1.165	14	2.047	1.276	1.048	24	1.982	1.254	1.033
5	-	-	1.498	15	2.040	1.290	1.073	25	-	-	1.340
6	2.240	1.406	1.148	16	2.025	1.277	1.069	26	-	-	1.331
7	2.239	1.410	1.147	17	1.968	1.265	1.068	27	2.040	1.250	1.043
8	2.115	1.365	1.162	18	-	1.591	1.042	28	2.053	1.255	1.061
9	2.100	1.322	1.118	19	-	-	1.322	29	2.071	1.273	1.048
10	1.945	1.276	1.097	20	2.043	1.251	1.025	30	2.022	1.234	1.054



Graf. 9 – Potenza media giornaliera nel mese di aprile, CR Casaccia, 2020.

I dati mostrano l'effetto di chiusura indotto dal Dpcm 9 marzo 2020 sugli assorbimenti elettrici nel CR Casaccia. Si possono trarre due evidenze: 1) in periodo non estivo, col massimo della riduzione di presenze nel Centro, la riduzione dei consumi è stata del 12÷13% (v. tab. 7, mesi di aprile e maggio). La riduzione ha raggiunto il massimo a giugno (-32,1%) in corrispondenza dell'accensione degli impianti di raffrescamento, per attenuarsi nel mese di

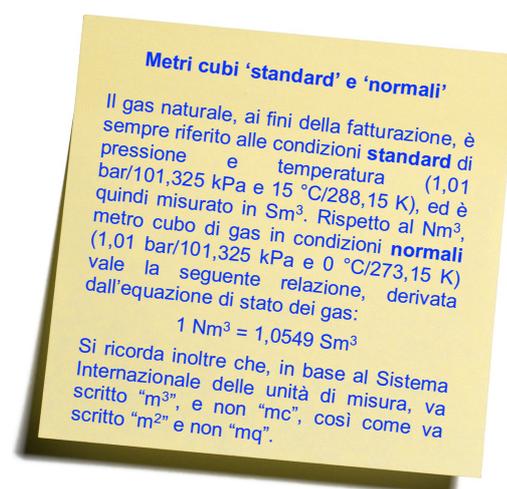
luglio probabilmente per l'aumento del numero di dipendenti tornati a svolgere attività nel Centro; 2) *nel mese di aprile, seppur in corrispondenza del minimo di operatività nel Centro, si è registrato un assorbimento costante di potenza di almeno 1000 kW. È opportuna un'analisi puntuale della distribuzione dei carichi per individuare eventuali perdite, sprechi, malfunzionamenti.*

3.2.2 Energia termica

- Nel 2019, il vettore termico maggiormente utilizzato in ENEA per il riscaldamento degli ambienti è stato il gas naturale: il GN assorbe l' 80,8% della spesa termica e copre l'88,6% del consumo termico complessivo ENEA. Diversi Centri non sono metanizzati e utilizzano gasolio a fini termici (Brasimone, Portici Trisaia) e/o GPL (Brasimone, Frascati, Trisaia). Brindisi, Ispra, Lampedusa e Palermo non usano combustibili.
- La tab. 9 riporta i consumi dei diversi vettori termici con relativi costi unitari.
- ENEA spende per combustibili per riscaldamento ambienti 1.055.039 €, pari al 13,2% della spesa energetica complessiva.
- I costi unitari del GN vanno da 0,33 €/Sm³ (Casaccia) a 0,73 (Santa Teresa).
- Il costo del GPL varia da 0,87 €/kg (Brasimone) a 1,10 €/kg (Trisaia). Il gasolio per riscaldamento varia da 0,84 €/kg (Trisaia) a 1,56 (Portici).
- Il laboratorio di Ispra è ospite del CCR (Comunità Europea), che fornisce acqua

calda per riscaldamento prodotta da un impianto di cogenerazione. Attualmente non è possibile misurare le quantità erogate; ENEA, in base alla convenzione in essere, non sostiene costi.

- L'energia termica utilizzata a fini di processo/ricerca è marginale.



Tab. 9 - Consumi e costi per energia termica per CR/Sedi ENEA, 2019.

Centro/Sede	Gas naturale			GPL			Gasolio riscaldamento		
	Sm ³	costo [€]	€/Sm ³	t	costo [€]	€/kg	t	costo [€]	€/kg
Bologna	62.643	43.218,61	0,69						
					92.330		28,2		1,15
	1.336.000		0,33						
	46.792		0,73						
Frascati	479.309	251.773	0,53	1,0	1.000,0	1,03			
							25,1		1,55
	36.000		0,71						
	40.300		0,84						
	33.376		0,73						
Trisaia				4,9	5.369	1,10	38,3	32.038	0,84
ENEA	2.034.420	852.367	0,42	112,4	98.699	0,88	91,6	103.270	1,13
tep termici	1701			123,7			93,4		
Totale tep	1918								
tep /tep termici	88,7%			6,4%			4,9%		
Costo totale usi termici [€]		1.054.337							

IL CONTRATTO GAS NATURALE IN ENEA NEL 2019

Gli uffici e laboratori ENEA hanno in tutto 14 punti di riconsegna-PDR (9 nel solo CR di Frascati), distribuiti su 3 dei 9 Lotti regionali previsti dalle Convenzioni Consip attive nel 2019.

Per la fornitura di GN, ciascun PDR è rifornito mediante adesione alle precedenti Convenzioni Consip, che contemplano la possibilità di sottoscrivere un contratto a prezzi fissi o variabili (per la sola componente materia prima).

Nel caso di contratto a prezzo variabile, il valore relativo alla materia prima subisce trimestralmente l'adeguamento alle variazioni del mercato.

Nel caso di contratto a prezzo fisso, occorre sottoscrivere l'ODA almeno tre mesi prima, quindi senza conoscere il prezzo che verrà determinato alla data di decorrenza della fornitura e che rimarrà invariato per i 12 mesi seguenti.

Ogni RUP, sentito il RL, valuta la fornitura a prezzo fisso o variabile in base al proprio profilo di prelievo e a simulazioni. Il responsabile ISER, informato dei risultati, procede quindi alla stipula della convenzione.

Glossario della contrattualistica termica

- Consip** La centrale acquisti della pubblica amministrazione italiana. Ogni anno indice una gara per selezionare le migliori proposte per la fornitura di gas naturale per i seguenti lotti: n. 1 - Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria; n. 2 - Lombardia; n. 3 - Veneto, Trentino Alto Adige; n. 4 - Emilia Romagna, Friuli; n. 5 - Toscana, Umbria, Marche; n. 6 - Lazio; n. 7 - Abruzzo, Molise; n. 8 - Campania, Puglia, Basilicata; n. 9 - Calabria, Sicilia. Per l'edizione 11 (2019) è previsto anche il lotto 10-Italia. Per i dettagli: <https://www.consip.it/bandi-di-gara/gare-e-avvisi/gara-gas-naturale-12>
- PDR** Il PDR (Punto di Riconsegna) è un codice che corrisponde alla posizione geografica del contatore del gas, e identifica in modo univoco la singola utenza del gas.

3.2.3 Trasporti

- La tab. 10 riporta lo scorporo per i vari Centri di consumi e oneri per carburanti per i trasporti, necessari per alimentare il parco delle vetture a disposizione.
- Bologna, Ispra, Lampedusa e Palermo non fanno uso di carburanti.

Tab. 10 - Consumi e costi per energia per trasporti, ENEA 2019.

Centro/Sede	trasporti: gasolio (0,84 kg/l)				trasporti: benzina (0,74 kg/l)				trasporti: GPL (0,56 kg/l)			
	t	€	€/kg	€/l	t	€	€/kg	€/l	t	€	€/kg	€/l
Brasimone	1,99	2.977	1,50	1,26	0,52	1.071	2,04	1,51				
Brindisi					0,387	867	2,24	1,66	0,66	703	1,06	0,6
Casaccia	1,94	4.086	2,11	1,77	2,96	6.913	2,34	1,73				
Faenza												
Frascati	0,12	200	1,60	1,35	1,45	2.800	1,93	1,43				
Portici					1,48	3.229	2,19	1,62				
Roma (Sede)					3,00	4.674	1,56	1,15				
Saluggia	0,11	204	1,85	1,55	0,32	722	2,26	1,67				
Santa Teresa	0,76	775	1,02	0,85	0,13	186						
Trisaia	1,478	2.293	1,5510	1,3028	0,72	1.366	1,90	1,41				
ENEA	6,41	10.534	1,64	1,38	10,96	21.828	1,99	1,47	0,66	703	1,06	0,6
Costo totale carburanti		33.065 €										

- I costi energetici per i trasporti sono marginali (32,363 €, lo 0,4% della spesa complessiva per fornitura energetica).
 - Riguardo il gasolio, i costi unitari sostenuti nel 2019 vanno da un minimo di 1,26 (Brasimone) ad un massimo di 1,77 €/l (Casaccia), per un costo medio sostenuto da ENEA di 1,38 €/l. Santa Teresa paga il gasolio 0,85 €/l, ma si tratta di gasolio per imbarcazioni.
 - La benzina ha avuto un costo medio per ENEA di 1,47 €/l, con oscillazioni da 1,15 (Roma Sede) a 1,73 €/l (Casaccia).
-

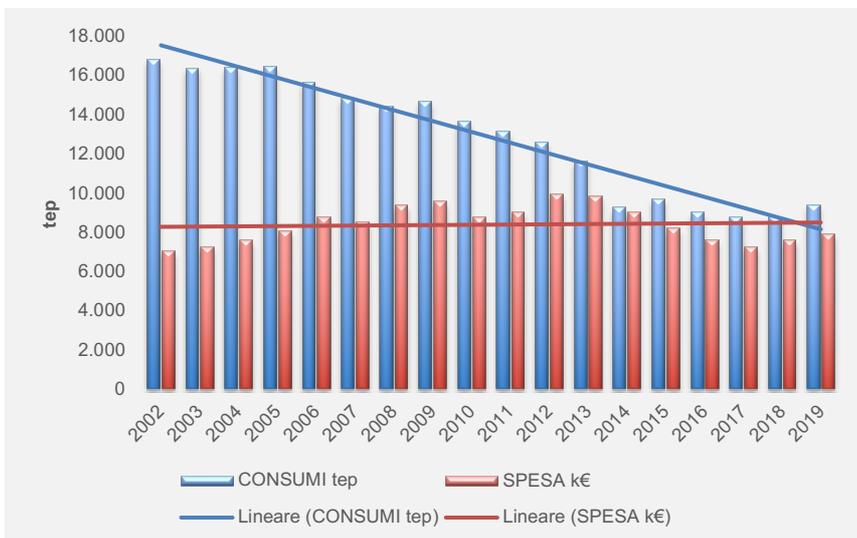
4. Andamenti storici

4.1 Energia primaria

La tab. 11 riporta l'energia primaria [tep] ritirata da ENEA nel periodo 2002÷2019, e la

spesa annua sostenuta. Il graf. 10 evidenzia l'andamento comparato 2002-2019 di consumi e costi, con relative linee di tendenza.

anno	consumi [tep]	spesa [k€]
2002		7.079
2003		7.289
2004		7.626
2005	16.476	8.109
2006	15.655	8.770
2007	14.862	8.517
2008	14.434	9.413
2009	14.668	9.590
2010	13.666	8.774
2011	13.189	9.093
2012	12.634	9.971
2013	11.651	9.846
2014	9.298	9.041
2015	9.716	8.253
2016	9.029	7.632
2017	8.814	7.276
2018	8.774	7.617
2019		7.948



Tab. 11.

Graf. 10 - Consumi primari e spesa. ENEA, 2002÷2019.

I costi riportati per le varie annualità non sono attualizzati. Seppur con tale accezione, tab. 11 e graf. 10 evidenziano che:

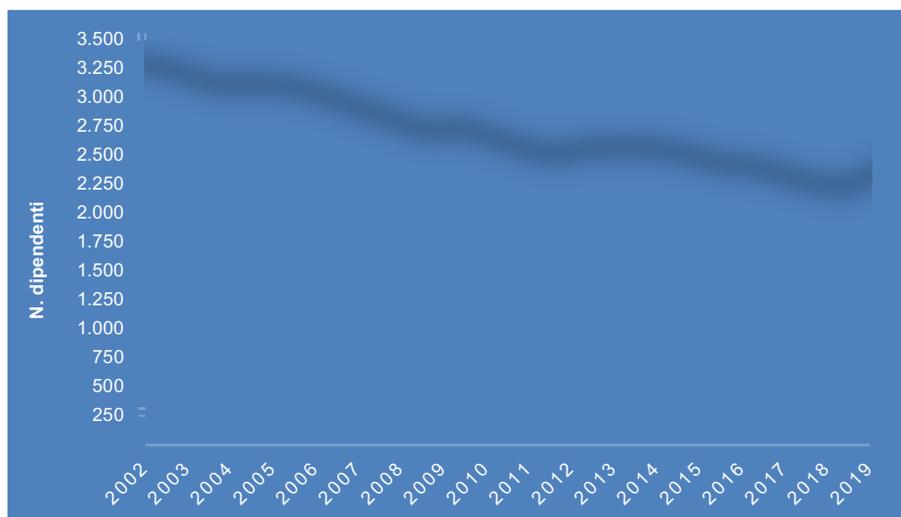
- nel 2002 ENEA consumava 16.860 tep per una spesa di 7.079 k€;
- nel 2019 ENEA ha consumato 9.406 tep (il -44% rispetto al 2002,) per una spesa di 7.948 k€ (+12%);
- i consumi si sono ridotti in sedici anni ad un tasso di erosione del 3,6% annuo (linea di tendenza blu in graf. 10); i costi nello stesso

periodo sono aumentati ad un tasso dello 0,7% annuo (linea di tendenza rossa).

Il quasi dimezzamento dei consumi di energia primaria nel periodo 2002÷2019 non ha comportato una diminuzione dei costi, che invece sono seppur di poco aumentati.

Si rimanda al § 4.2 per le motivazioni. La tab. 12 e il graf. 11 riportano l'evoluzione nel tempo dell'organico ENEA (tempi determinati + indeterminati) negli anni 2002÷2019³, cui si farà riferimento nelle successive elaborazioni.

anno	n. dipendenti
2002	3.455
2003	3.319
2004	3.315
2005	3.287
2006	3.174
2007	3.046
2008	2.912
2009	2.936
2010	2.801
2011	2.703
2012	2.768
2013	2.780
2014	2.726
2015	2.632
2016	2.585
2017	2.466
2018	2.425
2019	2.639



Tab. 12.

Graf. 11 - Evoluzione del numero di dipendenti. ENEA, 2002÷2019

³ Dati ufficiali forniti da PER-ROS, 2019.

Il graf. 12, ottenuto ripartendo anno per anno i consumi primari di tab. 11 sul relativo numero di dipendenti, mostra l'andamento nel tempo dell'indicatore *tep pro capite*.

A partire dal 2014 il grafico si sdoppia a causa della modifica del coefficiente di conversione 'tep/kWh', passato da $2,3 \cdot 10^{-4}$ a $1,87 \cdot 10^{-4}$ (equivalenti a 2300 e 1870 kcal/kWh rispettivamente, come da circolare MISE 18

dicembre 2014). La modifica è stata tenuta in conto nelle dichiarazioni annuali del RURE successive al 2014; tuttavia essa crea disturbi alle statistiche interne all'ENEA, poiché l'efficienza con cui il sistema elettrico nazionale produce il kWh migliora nel tempo, e ciò induce, nella contabilità negli usi finali, incrementi dell'efficienza non dipendenti dalle effettive modalità gestionali.



Graf. 12 - Consumi pro capite in ENEA (anni 2002÷2019).

- Se a partire dal 2014 il kWh viene valutato a $1,87 \cdot 10^{-4}$ tep, si verifica un miglioramento del 27% dell'indicatore kWh/dip. che passa da 4,9 (valor medio dell'indicatore 2002÷2013) a 3,6 (valor medio 2014÷2019, linea gialla in graf. 12). Tale miglioramento contiene tuttavia una frazione *virtuale* non agganciata a fattori 'reali' quali il numero di dipendenti o gli effetti di misure di efficientamento nel frattempo introdotte;
- se a partire dal 2014 il kWh viene valutato sempre a $2,3 \cdot 10^{-4}$ tep, l'indicatore kWh/dip. passa da 4,9 a 4,2 (-14%). Tale decremento dell'indicatore, sicuramente più realistico, ha tuttavia un significato di difficile interpretazione; esso è stato infatti calcolato ipotizzando un coefficiente di conversione energia primaria/elettricità costante negli anni, pari a $2,3 \cdot 10^{-4}$, ipotesi sicuramente non verificata, sia perché l'attuale coefficiente di conversione è inferiore, sia perché l'effettivo coefficiente varia di anno in anno, e volerne tener conto richiederebbe laboriose elaborazioni di dati dalle statistiche ufficiali.

In conclusione, statistiche legate ai consumi di energia primaria spesso non hanno un riscontro fisico, e nel caso vanno utilizzate con grande cautela.

Nel caso dell'ENEA, la diminuzione 'reale' (indipendente dal coefficiente di conversione) dei consumi primari realizzata negli ultimi diciotto anni, testimoniata dalla tab. 11, ha una duplice motivazione:

- 1) la diminuzione del personale;
- 2) il miglioramento dell'efficienza negli usi finali indotto dal progressivo rinnovo delle infrastrutture (impianti e pertinenze).

Vanno quantificati i due contributi, per avere nozione a priori delle ricadute energetiche che potranno produrre politiche di aumento/diminuzione del personale e/o di efficientamento delle infrastrutture. Questo è l'obiettivo della presente analisi.

Il decremento dei consumi dovuto alla diminuzione del personale è calcolabile ipotizzando un consumo specifico pro capite costante negli ultimi diciotto anni, uguale a quello del 2002. La differenza tra la diminuzione complessiva dei consumi (per omogeneità, tutti i consumi 2002÷2019 sono valutati a $2,3 \cdot 10^{-4}$ tep/kWh) e quanto attribuibile alla diminuzione del personale è ascrivibile all'efficientamento negli usi finali.

La spezzata bianca del successivo graf. 13 rappresenta per le diverse annualità il consumo reale (valori in colonna D di tab. 13, valutati a $2,3 \cdot 10^{-4}$ tep/kWh).

Il consumo pro capite del 2002 – pari a 4,88 tep/dip. – sia ora considerato fisso e utilizzato per ricostruire il consumo che ENEA avrebbe avuto a parità di efficienza (per le annualità 2002÷2019 è il prodotto di 4,88 tep/dip. per il corrispondente numero di dipendenti), ottenendosi così la tab. 13 (colonna B) e la spezzata rossa di graf. 13; tale consumo è funzione esclusiva del numero di dipendenti. La differenza tra i valori al 2002 e al 2019, è:

$$16.860 - 12.615 = 4.245 \text{ tep}$$

ed è il 69% della complessiva riduzione dei consumi desumibile dalla colonna D, pari a:

$$16.860 - 11.121 = 5739 \text{ tep}$$

e rappresenta il contributo dovuto alla parallela contrazione del 24% del personale, passato da 3455 a 2639 unità nel periodo 2002÷2019 (colonna A), con la diminuzione di 816 unità.

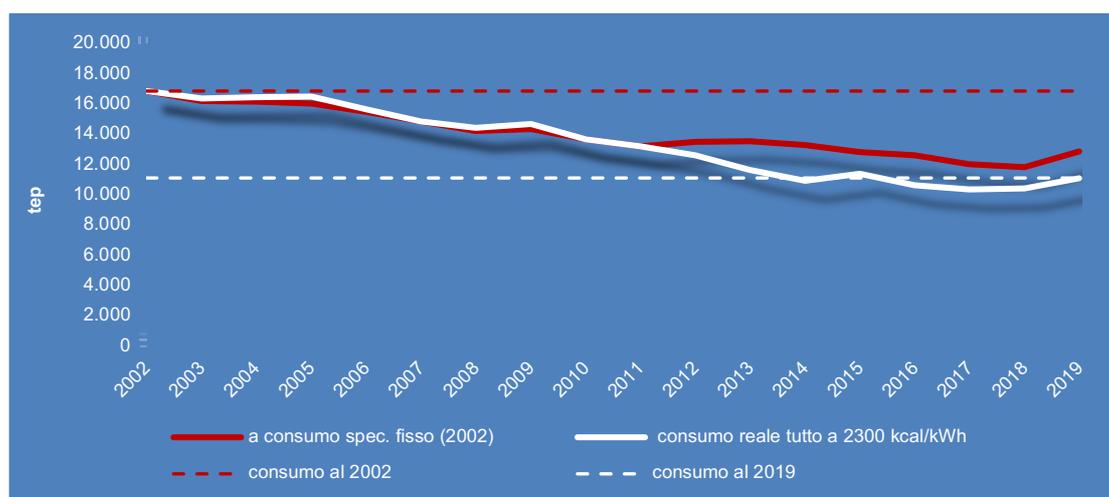
Le differenze di colonna E tra i valori delle colonne C e D rappresentano la diminuzione annua dei consumi dovuta agli efficientamenti. Al 2019, tale contributo è pari a:

$$12.878 - 11.121 = 1.757 \text{ tep}$$

il 31% della complessiva riduzione dei consumi tra il 2002 e il 2019.

Tab. 13 – Numero di dipendenti, tep/dip., consumi globali a efficienza fissa, consumi reali, diminuzione annua dei consumi. ENEA, 2002÷2019.

	A		B=4,88*A	C=16.860 B	D	E B D
anno	n. dip.	tep/dip.	a consumo spec. fisso (2002) [tep]	diminuzione consumi per personale [tep]	consumo reale a 2300 kcal/kWh [tep]	diminuzione consumi per efficienza [tep]
2002	3.455	4,88	16.860	-	16.860	-
2003	3.319	4,94	16.196	664	16.390	-194
2004	3.315	4,96	16.177	683	16.443	-266
2005	3.287	5,01	16.040	820	16.476	-436
2006	3.174	4,93	15.489	1.371	15.655	-166
2007	3.046	4,88	14.864	1.996	14.862	3
2008	2.912	4,96	14.210	2.650	14.434	-224
2009	2.936	5,00	14.327	2.533	14.668	-341
2010	2.801	4,88	13.669	3.191	13.666	3
2011	2.703	4,88	13.190	3.670	13.189	1
2012	2.768	4,56	13.508	3.352	12.634	874
2013	2.780	4,19	13.566	3.294	11.651	1.915
2014	2.726	3,41	13.303	3.557	10.933	2.370
2015	2.632	3,69	12.844	4.016	11.414	1.429
2016	2.585	3,49	12.615	4.245	10.656	1.958
2017	2.466	3,57	12.034	4.826	10.361	1.672
2018	2.425	3,62	11.834	5.026	10.435	1.399
2019	2.585	3,64	12.615	4.245	11.121	1.494



Graf. 13 – Consumi globali a efficienza fissa e consumi reali. ENEA 2002÷2019.

In conclusione, tra gli anni 2002 e 2019 si è avuta una contrazione dei consumi energetici di

5.739 tep (tratto X-Z in graf. 13), di cui il 69% (3.982 tep, tratto X-Y) è stato conseguito per la

diminuzione del numero dei dipendenti, e il 31% (1.757 tep, tratto Y-Z) per l'efficientamento delle infrastrutture.

Il graf. 13 evidenzia l'accoppiamento, fino al 2011, tra consumo energetico e numero di dipendenti. Si è verificata quindi una diminuzione di consumi di tipo infrastrutturale, e dal 2014 si è recuperato l'accoppiamento (parallelismo tra la linea rossa e la bianca). Ciò è coerente con i due livelli di consumo specifico evidenziati nel precedente graf. 12.

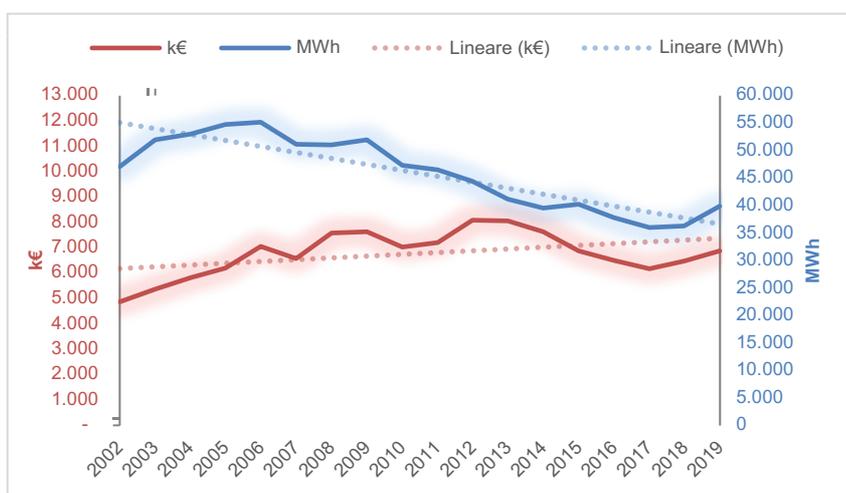
4.2 Energia elettrica

Tab. 14 e graf. 14 riportano i consumi elettrici [MWh] per ENEA nel periodo 2002-2019, e la corrispondente spesa per fornitura elettrica (in migliaia di euro, k€). A fronte della diminuzione dei consumi nel periodo (-15%), la spesa corrispondente (non attualizzata) sia andata tuttavia crescendo (+41%). Ciò è causato dalla variazione nel tempo del prezzo della materia prima (il kWh), e dalla zavorra degli oneri di sistema, dovuti alla progressiva integrazione nel parco generatore nazionale di quote di produzione rinnovabile.

Per quanto riguarda per es. gli impianti fotovoltaici, a seguito principalmente dei cinque 'Conti energia' succedutisi dal 2006 al 2012, sono stati installati in Italia 20,1 GW di potenza di picco, pari al 17,0% dei 118,1 GW di potenza efficiente lorda nazionale (al 31/12/2018)⁴.

Riporta l'ARERA: "Con le bollette dell'energia elettrica, oltre ai servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita), ai servizi di rete (trasporto, distribuzione, gestione del contatore) e alle imposte, si pagano alcune componenti per la copertura di costi per attività di interesse generale per il sistema elettrico nazionale: si tratta dei cosiddetti **oneri generali di sistema**, introdotti nel tempo da specifici provvedimenti normativi. Negli ultimi anni, gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una **quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua di energia elettrica degli utenti finali**. Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione, (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza." (www.arera.it/it/eletricita/auc.htm)

anno	MWh	k€
2002	47.047	4.870
2003	51.895	5.360
2004	53.043	5.815
2005	54.733	6.210
2006	55.148	7.067
2007	51.126	6.576
2008	51.036	7.587
2009	51.925	7.631
2010	47.346	7.037
2011	46.514	7.200
2012	44.444	8.088
2013	41.166	8.062
2014	39.561	7.622
2015	40.228	6.869
2016	37.842	6.503
2017	35.988	6.168
2018	36.305	6.468
2019	40.057	6.882



Tab. 14.

Graf. 14 - Consumi elettrici e spesa ENEA 2002-2019.

⁴ Dati di potenza FV installata: Terna [5], pag. 33. Per i costi dovuti alla produzione elettrica rinnovabile, GSE riporta: «I costi sostenuti dal GSE nel 2019 per la gestione dei meccanismi dedicati alle fonti rinnovabili e assimilate sono imputabili principalmente ai seguenti contributi: •l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (CE); •l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ex CV; •l'incentivazione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti in Tariffa Onnicomprensiva; •l'incentivazione dell'energia prodotta netta immessa in rete dagli impianti ammessi agli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 e dal D.M. 23 giugno 2016; •l'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di ritiro dell'energia elettrica (TO ai sensi dei vari Decreti CIP6/92, RID, SSP). Per l'anno 2019 i costi sostenuti dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa 12,9 mld€.» [6] pagg. 118-119.

È stata condotta un'analisi sulla congruità della spesa sostenuta da ENEA nel tempo rispetto ai costi dell'elettricità reperiti sul portale di Eurostat all'indirizzo: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>. I costi dell'elettricità sostenuti da utenti finali – domestici e industriali – sono suddivisi

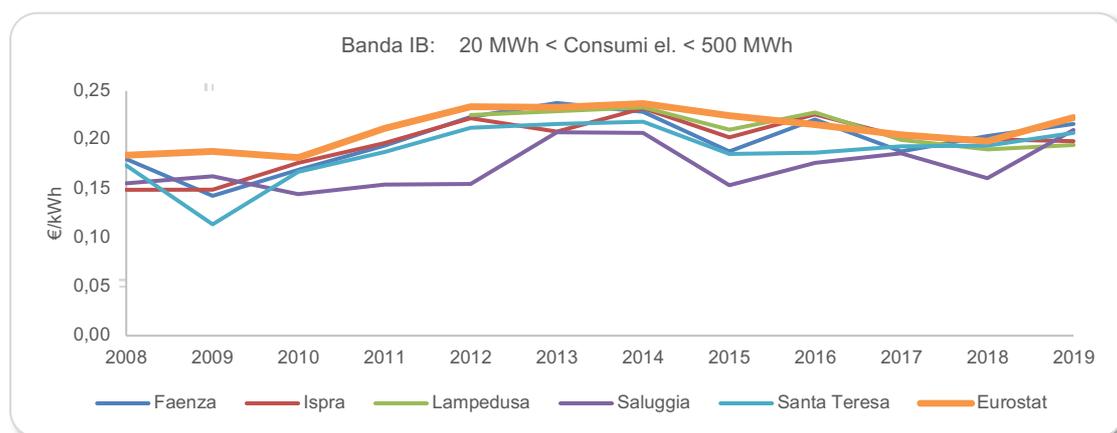
in diverse bande di consumo, in diverse divise valutarie, per tutti i paesi membri dell'UE. Per l'Italia, ARERA fornisce i dati di costo a Eurostat.

Per utenti 'non domestici', dal 2008 le bande di consumo sono state così codificate:

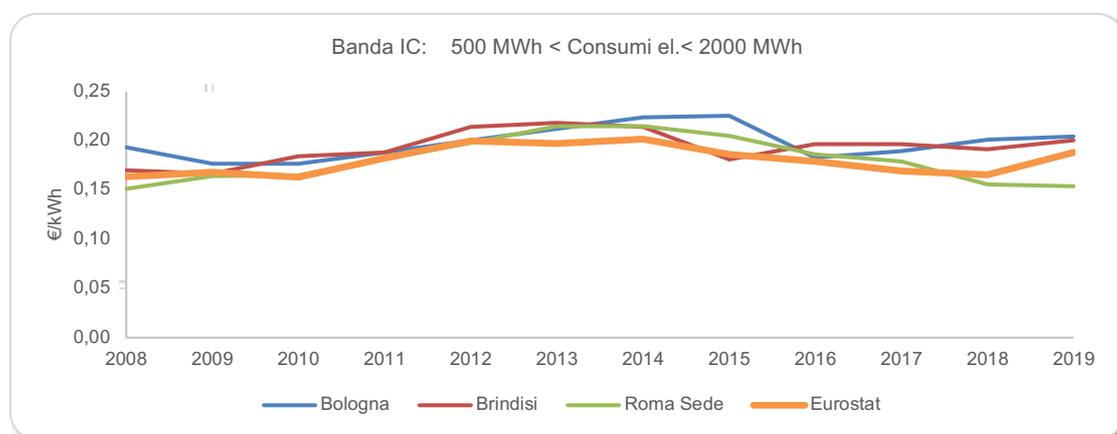
Codice Banda	Consumo C
IA	C < 20 MWh
IB	20 MWh < C < 500 MWh
IC	500 MWh < C < 2.000 MWh
ID	2.000 MWh < C < 20.000 MWh
IE	20.000 MWh < C < 70.000 MWh
IF	70.000 MWh < C < 150.000 MWh
IG	C > 150.000 MWh

Nella classe IB rientrano i Centri di Faenza, Ispra, Lampedusa, Saluggia e Santa Teresa. Nella classe IC i Centri di Bologna, Brindisi, Roma Sede. Nella classe ID i Centri di Brasimone, Casaccia, Frascati, Portici e Trisaia.

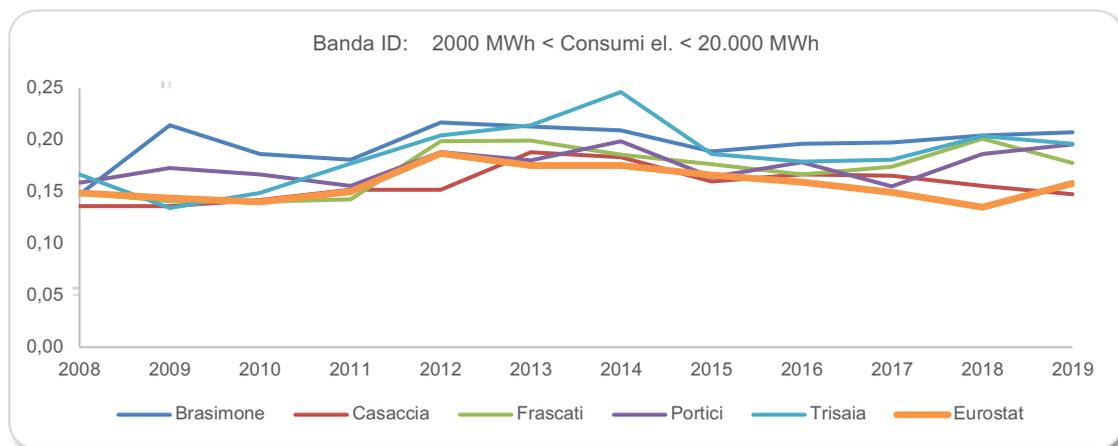
I graffi. 15, 16, 17 mostrano il confronto tra il prezzo €/kWh sostenuto nelle diverse bande di consumo, rispetto ai prezzi medi forniti da Eurostat per l'Italia (comprensivi di oneri, tasse e IVA).



Graf. 15 – Andamento del costo del kWh per la banda IB. ENEA Vs Eurostat, 2008÷2019.



Graf. 16 – Andamento del costo del kWh per la banda IC. ENEA Vs Eurostat, 2008÷2019.



Graf. 17 – Andamento del costo del kWh per la banda ID. ENEA Vs Eurostat, 2008÷2019.

Per il periodo 2008÷2019 si hanno le seguenti evidenze:

Banda	ENEA media 2008÷2019 [€/kWh]	Eurostat [€/kWh]	Scarto
IB	0,194	0,211	-8,1%
IC	0,190	0,180	+5,2%
ID	0,175	0,157	+11,2%

Nella banda IB il costo medio del kWh sostenuto nei vari Centri nel periodo 2008÷2019 è stato dell'8,1% inferiore al dato nazionale medio Eurostat-ARERA. Nella banda IC il costo è stato superiore del 5,2% al dato nazionale. Nella banda ID il costo è stato superiore del 11,2%.

È molto complicato giustificare simili risultanze, le quali dipendono in modo sinergico e/o discordante dai seguenti fatti:

- 1) ENEA ha aderito negli ultimi 12 anni alle convenzioni Consip;
- 2) di conseguenza non ha avuto facoltà, se non molto limitata, di poter scegliere i propri fornitori;
- 3) l'adesione ha prodotto indubbi vantaggi interni poiché ha evitato di indire gare, una per ogni Centro;
- 4) ogni utenza finale della PA ha un proprio profilo di consumo elettrico, che si può adattare più o meno al profilo tariffario a fasce orarie di Consip;
- 5) l'intera PA trarrebbe vantaggio se tutte le utenze PA aderissero alle convenzioni Consip; mentre alcune utenze, avendo un profilo di consumo non allineato al profilo Consip, risulteranno penalizzate;

6) questo è quello che probabilmente succede per le grandi utenze elettriche ENEA, cioè Casaccia, Frascati, Portici e Brasimone, più assimilabili a piccole-medie aziende industriali che non ai contesti amministrativi che caratterizzano mediamente la PA;

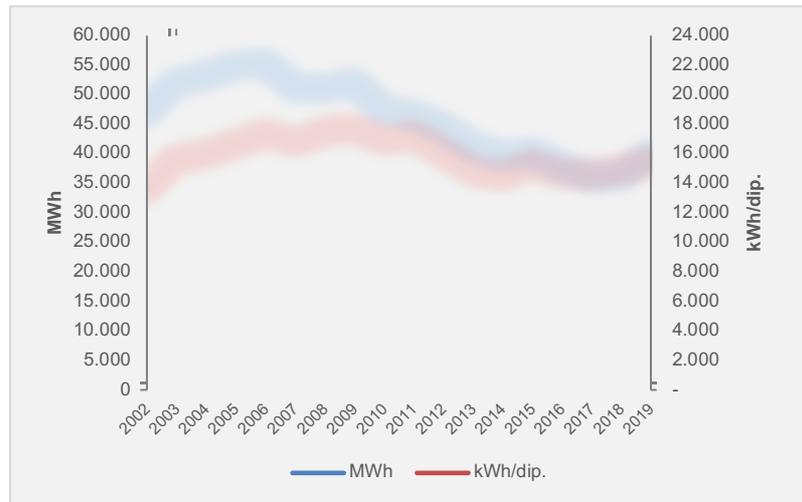
7) i prezzi Eurostat-ARERA sono una media sul territorio nazionale, per bande di consumo, delle utenze *non domestiche*; di queste fanno parte l'industria, il terziario, l'agricoltura, i trasporti, la Pubblica Amministrazione, per un assorbimento di circa 238,3 TWh. La sola PA, esclusa l'illuminazione pubblica, consuma 4,6 TWh [5], pag 119;

8) le utenze che consumano molta energia elettrica, e che quindi sono alimentate in media o alta tensione, non hanno vantaggi tariffari sul costo 'materia prima', come viceversa avviene sul mercato libero;

9) si rimanda al § 4.4 per un'analisi più approfondita della problematica relativa alla differenza tra tariffe Consip e costi Eurostat.

La tab. 15 e il graf. 18 riportano lo storico dei consumi elettrici ENEA [MWh] e dell'indicatore kWh/dip. (anni 2002÷2019). Le due curve mostrano un andamento quasi sincrono, a indicare la stretta dipendenza dei consumi elettrici dal numero di dipendenti. È da notare che il consumo di elettricità annuo pro capite nel 2019 (15.496 kWh/dip.) è superiore a quello del 1998 (13.647 kWh/dip.), nonostante i riammodernamenti infrastrutturali nel frattempo occorsi. La motivazione di tale aumento specifico è legata: 1) alla diminuzione del numero di dipendenti; 2) alla progressiva 'elettrificazione' dei consumi.

anno	MWh	kWh/dip.
	47.047	13.617
2003	51.895	15.636
2004	53.043	16.001
2005	54.733	16.651
2006	55.148	17.375
2007	51.126	16.785
2008	51.036	17.526
2009	51.925	17.685
	47.346	
	46.514	
	44.444	
	41.166	
	39.561	
	40.228	
	37.842	
	35.988	
	36.305	
	40.057	



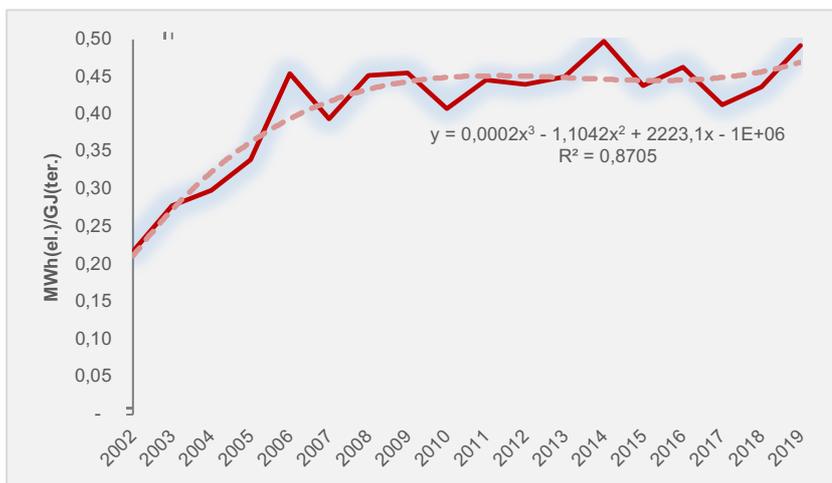
Tab. 15.

Graf. 18 - Consumi elettrici e consumi pro capite. ENEA 2002÷2019.

- 1) Al 2002 il consumo elettrico complessivo insisteva su 3455 dipendenti, fornendo un indicatore di consumo specifico annuo di 13.617 kWh/dip.; nel 2019 un consumo elettrico inferiore del 15% in valore assoluto (ma con un'incidenza di spesa superiore del 41%), è stato distribuito su 2585 dipendenti, fornendo un indicatore di 15.496 kWh/dip.
- 2) Per verificare la progressiva elettrificazione dei consumi dell'ENEA negli ultimi anni sarebbe fuorviante riportare l'elettricità (in

tep) all'energia primaria totale (tep) poiché tale confronto risentirebbe del coefficiente di conversione tep/kWh adottato (v. §4). Il rapporto annuale tra MWh 'elettrici' (MWh_e) e GJ 'termici' da combustibili e carburanti (GJ_t) è un indicatore senz'altro preferibile in quanto 'neutro' rispetto al coefficiente di conversione, e per la quantificazione del quale sono necessari dati derivati direttamente dai contatori fiscali. Si ottengono la tab. 16 e il graf. 19.

anno	MWh _e /GJ _t
2002	0,22
2003	0,28
2004	0,30
2005	0,34
2006	0,45
2007	0,39
2008	0,45
2009	0,45
2010	0,41
2011	0,45
2012	0,44
2013	0,45
2014	0,50
2015	0,44
2016	0,46
2017	0,41
2018	0,44
2019	0,49



Tab. 16.

Graf. 19 - Rapporto MWh_e/GJ_t consumati. ENEA 2002÷2019.

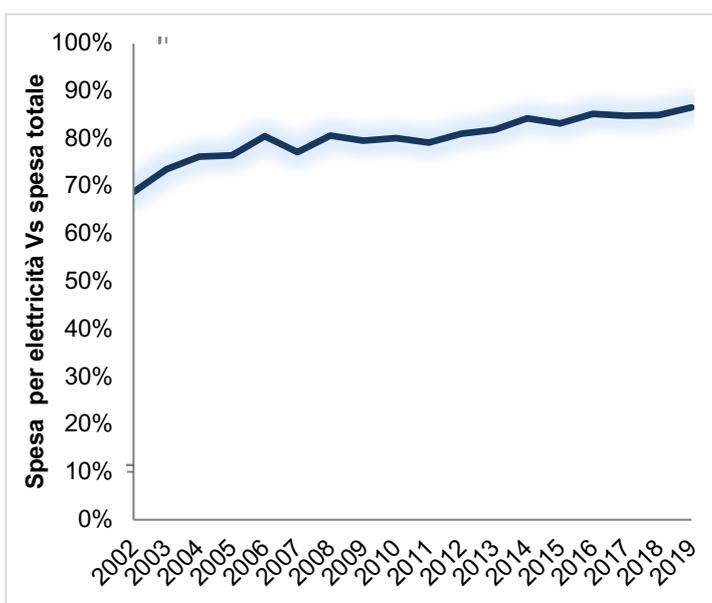
Nel periodo 2002÷2019 il rapporto MWh_e/GJ_t è più che raddoppiato, passando da 0,22 a circa 0,45. Ciò corrobora l'ipotesi della progressiva elettrificazione dei consumi in Agenzia: il sempre maggior uso di elettricità rispetto ai combustibili ha avuto un'incidenza

diretta sui costi sostenuti per gli approvvigionamenti energetici.

La tab. 17 e il graf. 20 illustrano la spesa sostenuta per l'energia elettrica rispetto alla spesa per la fornitura energetica totale: si è passati dal 69% del 2002 all'87% del 2019.

Anno	A Spesa energia [€]	B Spesa elettricità [€]	B/A
	7.078.657		69%
	7.289.268		74%
	7.625.812		76%
	8.109.277		77%
	8.769.721		81%
	8.517.163		77%
	9.412.741		81%
	9.589.809		80%
	8.774.080		80%
	9.092.910		79%
	9.971.357		81%
	9.845.891		82%
	9.040.851		84%
	8.252.585		83%
	7.631.543		85%
	7.276.000		85%
	7.616.664		85%
2019	7.948.422	6.881.499	87%

Tab. 17.



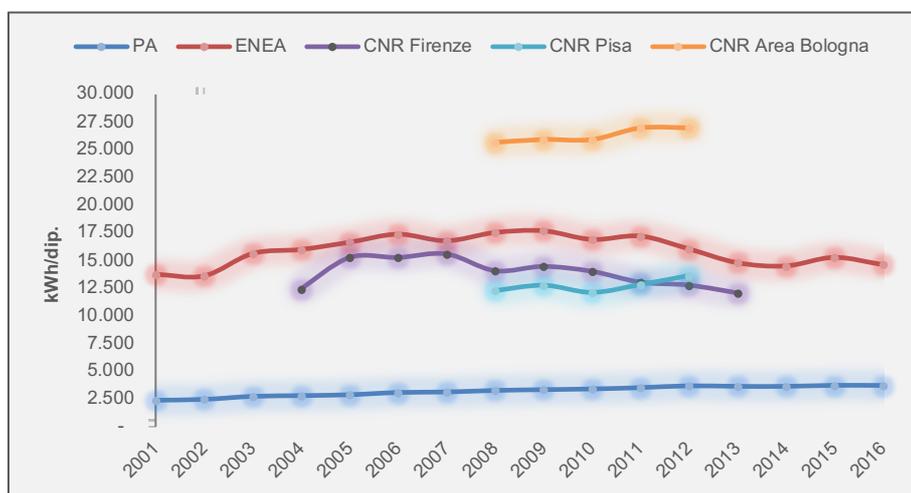
Graf. 20 – Incidenza spesa energia elettrica Vs spesa per fornitura energetica. ENEA 2002÷2019.

I dati di consumo elettrico pro capite dell'Agencia sono stati confrontati con quelli dell'intera Pubblica Amministrazione e del CNR. La tab. 18 e il graf. 21 mostrano il confronto tra il consumo elettrico pro capite in ENEA e nell'intera Pubblica Amministrazione

(PA) per il periodo 2001÷2016⁵. Il graf. 18 evidenzia anche i consumi elettrici pro capite dei Centri CNR di Firenze, Pisa e Bologna (i più energivori) per le annualità 2004÷2013 (Firenze) e 2008÷2012 (Pisa e Bologna) [1].

Anno	kWh/dip.	
	PA	ENEA
2001	2.404	13.761
2002	2.482	13.617
2003	2.753	15.636
2004	2.819	16.001
2005	2.898	16.651
2006	3.102	17.375
2007	3.146	16.785
2008	3.287	17.526
2009	3.357	17.685
2010	3.422	16.903
2011	3.538	17.208
2012	3.702	16.056
2013	3.655	14.808
2014	3.655	14.512
2015	3.747	15.284
2016	3.737	14.639

Tab. 18.



Graf. 21 – Consumi pro capite nella PA e in ENEA. 2001÷2016.

Il grafico mostra che:

- non è significativo confrontare i consumi elettrici dell'ENEA, orientati su attività di ricerca implicanti laboratori e relative impiantistiche, con quelli dell'intera PA, dedicati principalmente ad attività di ufficio;
- il confronto con il maggior ente di ricerca nazionale, il CNR, sconta la difficoltà di reperimento dei relativi dati puntuali anno per anno e sede per sede, ricostruiti in questo rapporto in base alle informazioni attingibili in letteratura [1].

⁵ Dati tratti da: <http://www.istat.it/storage/politiche-sviluppo/Energia.xls>, foglio 'Ind. 373'. Alla data di pubblicazione del presente rapporto i dati ISTAT sono fermi al 2016.

- pur con tali limitazioni, il grafico dà conto della grande dispersione dei dati di consumo elettrico pro capite tra i due enti di ricerca, dovuti alla specifica natura delle attività di ricerca localmente condotte e di conseguenza alle impiantistiche, all'intensità e ai tempi di inserzione su base annua;
- in letteratura non sono stati reperiti ulteriori dati o informazioni, oltre a quelli relativi al CNR, che consentano un confronto più approfondito;
- si rammenta che a livello di Centri di ricerca, per installazioni molto disperse sul territorio, è in pratica impossibile definire un'attività 'di riferimento' cui poter paragonare i propri consumi;
- per tali motivi si ritiene poco significativo un confronto tra i consumi dell'ENEA e quelli di altri istituti di ricerca.

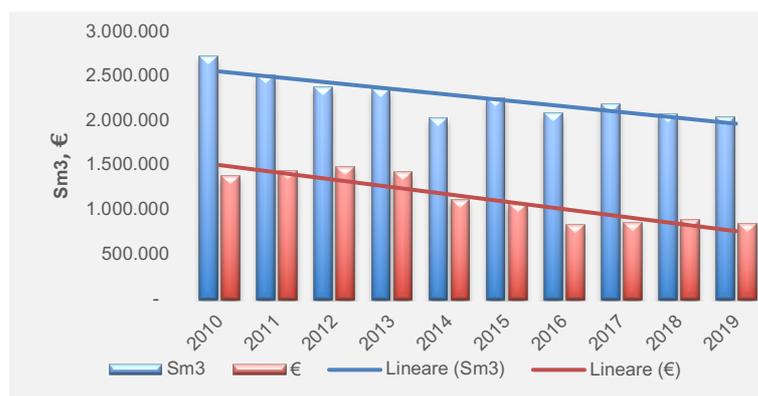
• *L'attestazione dei risparmi conseguiti nel tempo in ENEA può avvenire assumendo come riferimento i consumi della stessa ENEA per le precedenti annualità, senza ricondursi ad una problematica 'media di settore'.*

- La congruità delle tariffe Consip è analizzata nel § 4.4.

4.3 Energia termica

L'energia termica viene prodotta nei Centri/Sedi ENEA tramite combustione di gas naturale, gasolio o GPL. Il gas naturale-GN è il combustibile maggiormente utilizzato in Agenzia (v. per es. la tab. 7); sul totale di tep termici consumati nel 2019 (1919 tep), 1701 (1'88,6%) sono i tep consumati come GN. Si riportano di seguito le relative statistiche di uso e di costo a partire dal 2010 (tab. 19 e graf. 22).

anno	Sm ³ /anno	€/anno
2010	2.724.399	1.382.056
2011	2.513.142	1.442.129
2012	2.371.000	1.489.740
2013	2.349.000	1.427.265
2014	2.030.000	1.117.537
2015	2.260.000	1.071.848
2016	2.090.000	833.459
2017	2.186.000	859.600
2018	2.077.331	893.350
2019	2.034.420	852.367



Tab. 19.

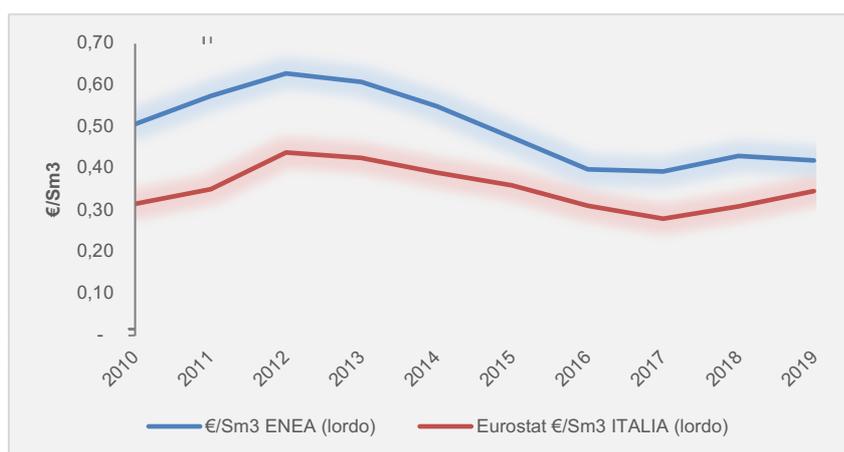
Graf. 22 - Consumi annuali di gas naturale e spesa. ENEA 2010÷2019.

- I dati evidenziano che, negli ultimi 10 anni:
- il consumo annuo di GN è diminuito al tasso del -2,9%/anno;
 - la spesa è diminuita al tasso di -4,7%/anno; di ciò è testimone la divaricazione tra le rette tendenziali del graf. 22;
 - l'andamento del costo specifico del gas naturale è corroborato da statistiche Eurostat. La tab. 20 e il graf. 23 raffrontano in particolare il costo specifico lordo (€/Sm³) sostenuto da ENEA nel periodo 2010÷2019 col costo lordo somministrato a utenze non domestiche (Eurostat, Italia, [https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/sub](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do)

[mitViewTableAction.do](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do)), per scaglione di consumo di GN compreso tra 10.000 e 100.000 GJ (nel 2018 ENEA ha consumato 72.000 GJ). Le due curve hanno un andamento sincrono, a dimostrare che l'evoluzione di costo unitario sostenuto da ENEA nel tempo ha seguito la dinamica di variazione del costo del GN a livello nazionale.

anno	€/Sm ³ ENEA (lordo)	€/Sm ³ Italia Eurostat (lordo)
	0,51	
	0,57	
	0,63	
2013	0,61	0,43
2014	0,55	0,39
2015	0,47	0,36
2016	0,40	0,31
2017	0,38	0,28
2018	0,43	0,31
	0,42	0,35

Tab. 20.



Graf. 23 – Confronto tra costi del GN per ENEA e Italia, 2010÷2019.

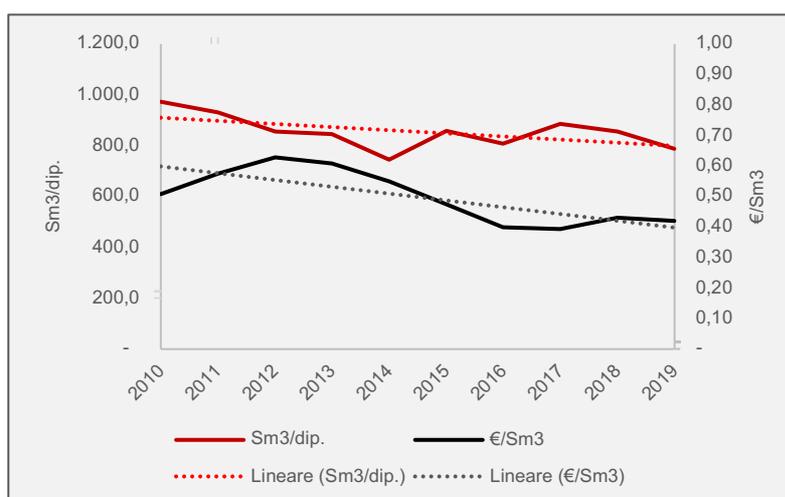
La tab. 21 e il graf. 24 mostrano l'andamento nel tempo degli indicatori di consumo specifico Sm³/dip. e di costo unitario del GN in €/Sm³.

L'indicatore Sm³/dip. mostra una lieve diminuzione nell'arco del tempo (da 973 a 857 Sm³/dip.), con decremento del -2,1%/anno.

Il costo del GN, in controtendenza rispetto all'andamento del costo dell'elettricità, è diminuito per ENEA da 0,48 a 0,42 €/ Sm³ dal 2010 al 2019, con decremento del -1,9%/anno.

anno	Sm ³ /dip.	€/Sm ³
2010	972,5	0,48
2011	929,7	0,63
2012	856,6	0,63
2013	845,0	0,61
2014	744,7	0,55
2015	858,7	0,47
2016	808,5	0,40
2017	886,5	0,39
2018	856,6	0,43
2019	787,0	0,42

Tab. 21.



Graf. 24 – Consumo pro capite e costo del GN. ENEA 2010÷2019.

La disponibilità dei dati forniti da ARERA a Eurostat⁶, raggruppati per classi di consumo, consente un raffronto tra i costi unitari sostenuti da ENEA e quelli praticati a livello nazionale.

I prezzi del GN sono stati definiti mediamente all'interno delle classi di consumo riportate nella seguente tabella, per un potere calorifico superiore del GN stabilito da Eurostat pari a 0,037652 GJ/Sm³.

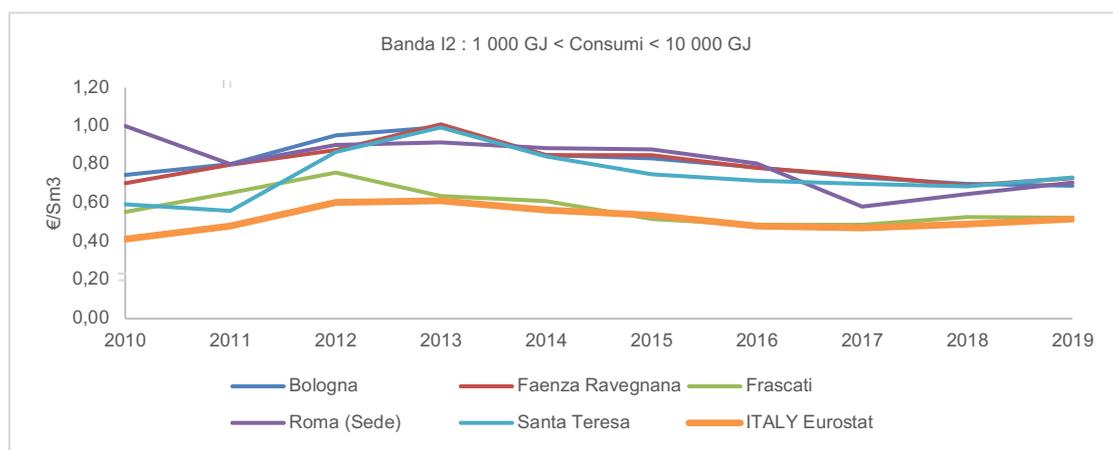
#	Bande di consumo [GJ]	Bande di consumo [Sm ³]
11	0÷1000	0÷26.559
12	1000÷10.000	26.559÷265.590
13	10.000÷100.000	265.590÷2.655.900
4	100.000÷1.000.000	2.655.900÷26.559.000
15	1.000.000÷4.000.000	26.559.000÷265.590.000
16	>4.000.000	>265.590.000

⁶ https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_203&lang=en

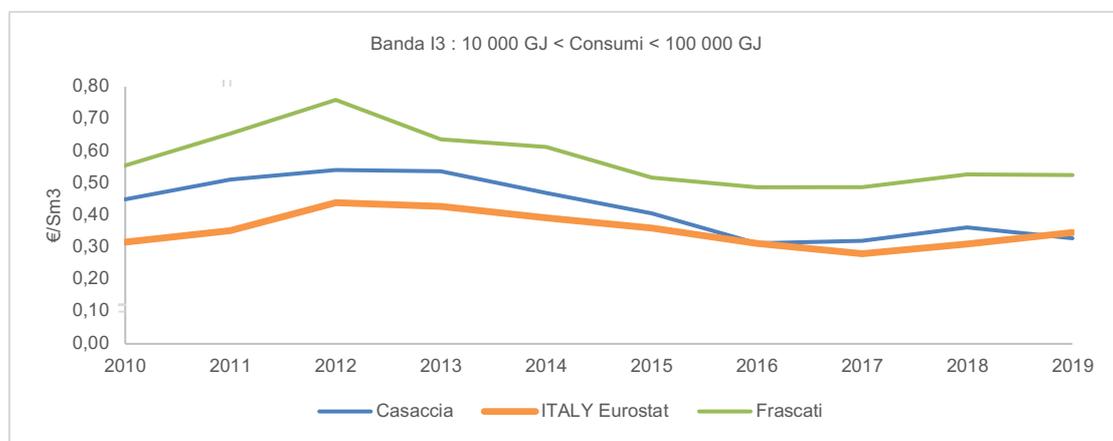
Nella banda I2 rientrano i Centri di Bologna, Faenza, Roma Sede, Santa Teresa; Frascati, a causa della presenza di 9 PDR all'interno del CR, motivati da ragioni storiche, ha un prelievo medio per PDR che rientra in tale banda. Solo il Centro della Casaccia rientra nella banda I3.

I graf. 25 e 26 mostrano il posizionamento del costo dello Sm^3 sostenuto nei vari Centri rispetto al dato Eurostat-ARERA, rispettivamente per le bande I2 e I3.

Il DPR
 Il DPR (Punto di Riconsegna)
 è un codice che corrisponde alla
 posizione geografica del
 contatore del gas, e identifica
 in modo univoco le singole
 utenze del gas.



Graf. 25 – Andamento del costo dello Sm^3 di GN per la banda I2. ENEA Vs Eurostat, 2010÷2019.



Graf. 26 – Andamento del costo dello Sm^3 di GN per la banda I3. ENEA Vs Eurostat, 2010÷2019.

- Il graf. 25 (Banda I2: consumi compresi tra 1000 e 10.000 Sm^3 /anno), mostra che i CR ENEA ivi ricompresi pagano lo Sm^3 più della media nazionale. Si consideri – come per l'energia elettrica – che i CR sono tutti in convenzione Consip; l'extra costo adombrato dal grafico è compensato dai costi amministrativi evitati per l'indizione delle rispettive gare. Il CR di Frascati, che

paga poco più del dato Eurostat (0,53 contro 0,52 €/ Sm^3), gode di tariffe ridotte sulla voce "Trasporto e gestione contatore" grazie agli elevati consumi per ogni PDR (tale voce di costo è di tipo regressivo: l'onere per Sm^3 consegnato diminuisce all'aumentare del prelievo).

I GRADI GIORNO

I gradi giorno (GG) di una località sono la somma, estesa alla stagione di riscaldamento, delle differenze giornaliere (solo positive) tra la temperatura interna, pari per convenzione a 20°C, e la temperatura esterna media giornaliera. Maggiori sono i GG di una località, più fa freddo. In Italia sono fissate le seguenti sei fasce climatiche (D.P.R. n. 412/93).

Fascia	GG	Fascia	GG
A	0-600	D	1400-2100
B	600-900	E	2100-3000
C	900-1400	F	>3000

- Il graf. 26 mostra che il CR Casaccia è allineato con la media nazionale.
- Nello stesso grafico è replicata la spezzata relativa ai consumi di Frascati, considerato che il consumo *totale* del Centro è pertinente proprio alla banda I3. *Se ne deduce che se a Frascati fosse possibile concentrare gli attuali 9 PDR in uno unico, si potrebbe godere delle tariffe praticate in Casaccia. Considerato che nel 2019 Frascati ha consumato 479.309 Sm³ di GN ad un costo specifico di 0,53 €/Sm³, mentre in Casaccia il costo specifico è stato di 0,33 €/Sm³, si potrebbe ottenere un risparmio massimo di: 479.309 × (0,53 - 0,33) = 94.131 €/anno*
- La riunione dei 9 PDR in uno unico è tuttavia resa difficoltosa e problematica da due ordini di motivi:
 - 1) è molto complesso realizzare una rete di distribuzione interna al GN a causa di oneri finanziari, amministrativi e autorizzativi;
 - 2) è in previsione la transizione verso pompe di calore in sostituzione di tutti i generatori di calore che usano il GN (v. § 6.4.2).

IL FABBISOGNO ENERGETICO

La quantità annua di combustibile necessaria a garantire condizioni di comfort termico è data da:

$$Q = \frac{C_g V GG 24 f}{\eta P_{ci}}$$

in cui:

- C_g coefficiente di dispersione volumico globale
- V volume da riscaldare
- GG gradi giorno della località
- f fattore di attenuazione notturno
- η rendimento di produzione del calore
- P_{ci} potere calorifico inferiore del combustibile

Le statistiche del GN per il riscaldamento degli ambienti (la quota destinata alle attività di ricerca è del tutto marginale) non dipendono tanto dal numero di dipendenti quanto dal volume riscaldato, dai gradi giorno della località e dal rendimento della locale impiantistica di produzione del calore. In effetti il consumo per dipendente varia poco nel tempo (v. graf. 24, linea rossa), motivandosi il lieve decremento con il riammodernamento delle impiantistiche di produzione, distribuzione e uso finale dell'energia termica, e con la progressiva 'elettrificazione' dei consumi nell'Agenzia, di cui si è detto al § 4.2, graf. 19, fenomeno che ha contribuito a ridurre la quota di energia termica imputabile a ogni dipendente.

In occasione della redazione del presente rapporto sono stati reperiti i dati riguardanti i gradi giorno e i volumi riscaldati nei vari Centri e si è elaborata la tab. 22, che fornisce i consumi specifici primari per il riscaldamento degli ambienti. *Dettagli sul reperimento dei dati relativi ai gradi giorno sono in § 4.5.*

Tab. 22 – Gradi giorno, volumi riscaldati, superfici, consumi termici per riscaldamento invernale, consumi specifici primari per Centro/Sede. ENEA, 2019.

Centro/Sede	GG [C d]	Fascia climatica	V [m ³]	S [m ²]	kWh termici	kWh/m ²	kJ GG ⁻¹ m ³
Bologna	1.604	D	23.119	7.706	608.948,2	79,0	58,9
Brasimone	2.997	E	42.125	14.042	1.698.309,3	120,9	48,2
Brindisi	1.083	C	15.000	5.000	161.763,7	32,4	35,7
Casaccia	1.680	D	279.841	93.280	12.987.162,8	139,2	99,0
Faenza	1.657	D	15.923	5.308	454.861,8	85,7	61,8
Frascati	1.818	D	199.627	66.542	4.671.796,2	70,2	46,1
Ispra	2.454	E	4.660	1.553	-	-	-
Portici	1.034	C	43.460	14.487	301.066,0	20,8	24,0
Roma (Sede)	1.415	D	24.000	8.000	349.953,5	43,7	36,9
Saluggia	2.557	E	25.411	8.470	391.753,5	46,3	21,6
Santa Teresa	1.427	D	7.700	2.567	324.445,8	126,4	105,8
Trisaia	1.925	D	140.000	46.667	1.655.529,1	35,5	22,0

Per i Centri di Brindisi e Trisaia, il consumo elettrico delle pompe di calore di tab. 22 è stato determinato dai locali RRLL, e convertito in energia primaria (*tep e kWh termici*). Nel Centro di Ispra l'acqua calda per il riscaldamento è fornita dal locale JRC su base forfettaria; è in corso l'installazione di contabilizzatori per la fatturazione esatta dei consumi.

4.3.1 Confronto con consumi di riferimento

Da [7], analisi condotta nell'ambito della Ricerca Sistema Elettrico (ENEA, Università di

Roma *La Sapienza*) sono stati rilevati i seguenti riferimenti per i consumi energetici per il riscaldamento in uffici dislocati nelle fasce climatiche C-D-E.

Fascia climatica	Indicatore [kWh/m ²]
C	57,6
D	86,4
E	104,6

È stata quindi istituita la tab. 23, che riporta il confronto tra consumi specifici dei vari Centri/Sedi ENEA e indicatori risultanti da [7].

Tab. 23 – Confronto tra consumi di riferimento e consumi per Centro/Sede. ENEA, 2019.

Centro/Sede	Fascia climatica	Consumo specifico ENEA [kWh/m ²]	Indicatore da [7] [kWh/m ²]	Differenza%
Bologna	D	79,0	86,4	-9%
Brasimone	E	120,9	104,6	16%
Brindisi	C	32,4	57,6	-44%
Casaccia	D	139,2	86,4	61%
Faenza	D	85,7	86,4	-1%
Frascati	D	70,2	86,4	-19%
Portici	C	20,8	57,6	-64%
Roma (Sede)	D	43,7	86,4	-49%
Saluggia	E	46,3	104,6	-56%
Santa Teresa	D	126,4	86,4	46%
Trisaia	D	35,5	86,4	-59%

- Riguardo le notevoli differenze che sussistono tra i consumi rilevati nei centri ENEA e i riferimenti da [7] valgono le seguenti considerazioni:
- la letteratura è molto dispersiva riguardo la disponibilità di dati di consumo specifico nel settore degli uffici;
- la pubblicazione [7] presa a riferimento nel rapporto potrebbe risultare datata (risale al 2009);
- i dati di consumo riferiti al riscaldamento degli ambienti sono stati stimati, e non derivano da contabilizzazione con strumentazione dedicata;
- solo i consumi di Bologna, Brasimone e Faenza sono in linea con le aspettative, da cui differiscono per meno del 20%.
- risultano molto distanti dal riferimento i restanti Centri, con le punte riscontrabili per Portici (-64%) e Casaccia (+61%);
- i consumi termici conglobano anche i consumi di gas naturale per le mense. Si ritiene di non compiere un grande errore non scorporando tali consumi per due ordini di motivi: 1) non esistono contabilizzatori dedicati alle mense; 2) i consumi sono irrilevanti; nel caso della Casaccia, una volta spento il riscaldamento invernale il consumo del gas della mensa è talmente basso che SNAM lo approssima allo zero e ESTRA ENERGIE non emette neppure fattura.

4.4 Congruità della contrattazione Consip per l'energia elettrica

La valorizzazione del risparmio energetico realizzabile in un dato contesto è data, a parte gli oneri connessi alla disponibilità di potenza (elettrica e termica) dalla seguente espressione:

$$FC_E = \sum_{i=1}^p \Delta E_i \times c_i$$

in cui:

- FC_E è il risparmio economico annuo, configurabile come un *flusso di cassa*, dovuto alla diminuzione dei consumi di energia [€/anno];
- p è il numero di vettori energetici utilizzati;
- ΔE_i è il risparmio annuo dell' i -esimo vettore energetico (es. kWh elettrici, Sm³ di GN, ecc.), dopo interventi di razionalizzazione;
- c_i è il costo lordo dell' i -esimo vettore, tra la situazione ante- e post-intervento.

Per la determinazione del flusso di cassa occorre quindi quantificare i risparmi di ogni singolo vettore e la corrispondente tariffa. Per conoscere i ΔE_i occorrerebbe realizzare diagnosi energetiche in tutti i CR e laboratori, e tale operazione scunterebbe questioni relative ai tempi di esecuzione e alla dinamicità dei diversi contesti, in termini di variazione di ULA, di tecniche energetiche impiegate e delle relative modalità gestionali nel periodo di tempo intercorrente tra l'esecuzione della diagnosi e il termine del primo anno di rendicontazione. Si tratta di un lavoro che andrebbe programmato ed eseguito in ogni caso nei diversi Centri (v. § 7. Proposte).

In attesa della realizzazione 'fisica' dei risparmi, si potrebbe erodere l'importo della

bolletta energetica complessiva agendo sulle tariffe, scegliendo la prassi ottimale per vedersi assegnati i prezzi minimi. In tal caso il risparmio diventerebbe:

$$R = \sum_{i=1}^p E_i \times \Delta c_i$$

in cui:

- R è il risparmio economico nell'anno in cui si può godere della riduzione tariffaria [€];
- Δc_i è la variazione tariffaria conseguibile adottando prassi contrattuali diverse dalle usuali;
- p, E_i : come nell'equazione precedente.

ENEA, come visto nei precedenti paragrafi, non ha leve contrattuali per poter agire sulle tariffe, poiché i contratti di somministrazione di elettricità e GN sono tutti in convenzione Consip. È tuttavia possibile quantificare il risparmio potenziale conseguibile se ENEA potesse godere delle tariffe medie Eurostat, discriminate per fascia di consumo. Un'analisi delle differenze di costo sostenute dall'Agenzia nel 2019 rispetto a quelli pubblicati da Eurostat fornisce, per l'energia elettrica, i risultati di tab. 24.

Tab. 24 – Costi comparati a tariffe Consip e costi Eurostat, anno 2019

	A	B	C	D	E	F
Band IB : 20 MWh < Consumption < 500 MWh						
Sede	€/kWh	MWh	Δtariffa-€	Extracosto-€	Costo Consip-€	% recuperabile
Faenza	0,216	460,31	0,018	8.058	99.361	8,1%
Ispra	0,199	88,70	0,000	17	17.610	0,1%
Saluggia	0,210	277,00	0,012	3.227	58.170	5,5%
Santa Teresa	0,207	246,00	0,009	2.157	50.951	4,2%
PARZIALE	0,211	1.072,01	0,013	13.459	226.093	6,0%
Eurostat	0,198					
Band IC : 500 MWh < Consumption < 2 000 MWh						
Sede	€/kWh	MWh	Δtariffa-€	Extracosto-€	Costo Consip-€	% recuperabile
Bologna	0,204	714,59	0,016	11.261	145.782	7,7%
Brindisi	0,200	813,00	0,012	9.791	162.838	6,0%
Roma Sede	0,154	915,00	- 0,035	- 31.691	140.557	-22,5%
Trisaia	0,196	2.008,00	0,008	16.352	394.358	4,1%
PARZIALE	0,190	4.450,59	0,001	5.712	843.535	0,7%
Eurostat	0,188					
Band ID : 2 000 MWh < Consumption < 20 000 MWh						
Sede	€/kWh	MWh	Δtariffa-€	Extra-costo-€	Costo Consip-€	% recuperabile
Brasimone	0,207	2.397,00	0,049	117.783	496.749	23,7%
Casaccia	0,148	16.448,00	- 0,010	- 172.640	2.427.789	-7,1%
Frascati	0,178	10.325,12	0,020	204.542	1.836.943	11,1%
Portici	0,196	5.314,20	0,038	200.343	1.040.518	19,3%
PARZIALE	0,168	34.484,32	0,010	350.028	5.801.999	6,0%
Eurostat	0,158					
TOTALE				369.200	6.871.626	5,4%

Stabiliti i costi unitari [€/kWh] sostenuti nel 2019, CR per CR e banda di consumo per banda di consumo (colonna A), e i rispettivi assorbimenti (colonna B), si sono calcolati:

- la differenza rispetto al costo Eurostat (colonna C);
- il prodotto di tale differenza per il rispettivo consumo elettrico di ogni CR (colonna D), a costituire l'extra costo sostenuto per ogni CR rispetto al riferimento medio Eurostat.

Il totale assomma, per la sola annualità 2019, a ca 0,37 M€ (1,36 M€ nel 2018).

L'extra costo finale è il 5,4% (21% nel 2018) del costo totale sostenuto nel 2019.

Per una corretta interpretazione della tab. 24 valgono le seguenti considerazioni:

- avendo ENEA aderito al lotto Italia a inizi di gennaio 2019, ogni Centro ha iniziato a pagare il prezzo corrispondente nel momento della scadenza del proprio contratto; a quel punto ha cominciato a pagare un prezzo *valido al momento dell'entrata nel nuovo contratto*. In corrispondenza della scadenza del contratto lotto Italia (settembre 2019), tutti i Centri cesseranno insieme il contratto e inizieranno a pagare, se verrà confermata l'adesione al lotto Italia, lo stesso prezzo del kWh;

- gli extra costi negativi per alcuni Centri sono proprio dovuti al fatto che, all'interno della stessa banda di consumo, sono presenti Centri inseriti (prima dell'adesione al lotto Italia) in lotti nazionali diversi, quindi con tariffe fra loro diverse, mentre il costo Eurostat è unico all'interno della stessa banda di consumo;
- il dato Eurostat è relativo alle utenze diverse dal domestico, comprensivo quindi di industria, terziario, PA;
- il costo del kWh per industria e terziario è stabilito in base a contratti di tipo privatistico, stipulati secondo varie modalità (bilaterali, consorzi di acquisto, ecc.);
- in contesti privati la tariffa elettrica è anche funzione della tensione di consegna (la tariffa unitaria della componente energia diminuisce all'aumentare della tensione passando dalla bassa alla media all'alta tensione), mentre le tariffe Consip sono indipendenti dalla tensione;
- il costo del kWh per la PA è stabilito di regola aderendo alle convenzioni Consip, che fissano il prezzo per i lotti in cui è suddiviso il territorio nazionale (v. § 3.2.1);
- l'adesione alle convenzioni Consip è di fatto obbligatoria per l'intera PA (v. fig. 2);

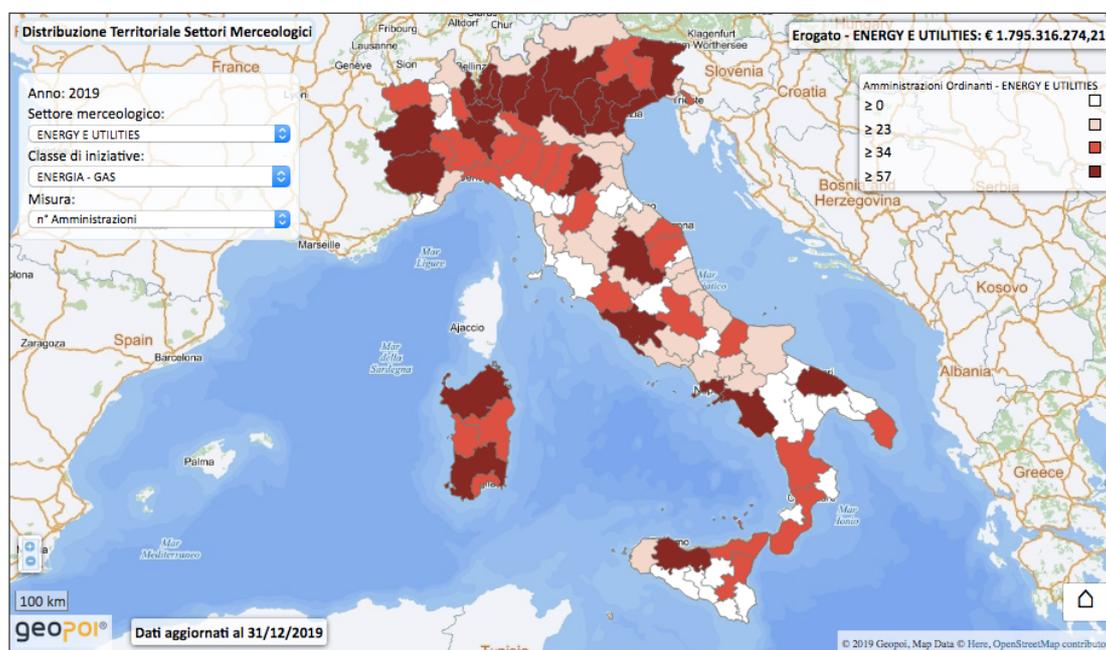


Fig. 2 – Distribuzione delle Convenzioni Consip per numero di Amministrazioni.

(<https://www.consip.it/attivita/georeferenziazione/settorimerceologici>).

- le tariffe Consip derivano da una gara nazionale cui concorrono liberamente le grandi società di vendita al dettaglio;
- le tariffe di fine gara, selezionate su base competitiva, sono quindi sicuramente concorrenziali. Il seguente specchio, il

più recente disponibile su <http://www.dag.mef.gov.it>, riporta i dati di consuntivo sulla congruità delle tariffe ex gare Consip per l'anno 2017 (prezzi del kWh al netto di IVA, trasporto, distribuzione, misura, oneri generali di sistema, accise [8]). Se ne deduceva la convenienza per le PPAA ad aderire alle convenzioni.

[€/kWh]	Prezzo Convenzione	Prezzo fuori Convenzione
Tutte PPAA	0,056	0,073
PPAA centrali	0,055	0,085
PPAA locali	0,057	0,071

La tab. 24 evidenzia quindi che:

- nella banda IB a basso consumo (<500 MWh/anno) i prezzi pagati da ENEA sono il 6% superiori alla media nazionale (erano allineati nel 2018);
- nella banda IC a medio consumo (tra 500 e 2000 MWh) il più basso prezzo pagato da Roma Sede compensa completamente quanto pagato dagli altri Centri (nel 2018 i Centri pagavano il 14% in più);
- nella banda ID ad alto consumo (tra 2000 e 20.000 MWh), i Centri ENEA pagano il 6% in più del dato Eurostat (+23% nel 2018);
- in complesso, rispetto al dato Eurostat, ENEA paga una bolletta elettrica il 5,4% più onerosa, per un extraonere di 0,37 M€ (+1,36 M€ e +21% nel 2018);
- *dai confronti con quanto successo nel 2018, appare come la convenzione Consip nel 2019 sia stata abbastanza allineata con i costi medi nazionali Eurostat.*
- Date le precedenti premesse, il motivo per cui il costo sostenuto da ENEA è ancora sensibilmente superiore al dato medio per banda di consumo è legato alla presenza delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. *energivore*), le quali godono di una riduzione sugli oneri di sistema relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (componente *Asos*), riduzione che è funzione del consumo elettrico (se maggiore a 1 GWh/anno), del fatturato e del costo complessivo di acquisto dell'energia elettrica⁷, e che concorre quindi alla riduzione del costo mediato Eurostat del kWh soprattutto nelle fasce IC e ID.
- Si può in conclusione ritenere congrua la tariffa Consip pagata da ENEA nel 2019.

Recupero addizionali provinciali Energia Elettrica Anno 2010-2011

Dal 1 gennaio 2012 l'Italia ha abolito le **addizionali provinciali sulle accise energia elettrica**, dietro indicazione della Commissione Europea che aveva riscontrato un'incompatibilità tra la norma europea e quella italiana.

Tale incompatibilità è stata da ultimo affermata anche dalla Corte di Cassazione per il periodo 2010-2011 con le sentenze n. 27099/2019 e n. 27101/2019 del 23/10/2019 *dichiarando illegittima l'applicazione dell'accisa* ovvero l'inapplicabilità delle norme istitutive dell'addizionale provinciale sull'accisa sull'energia elettrica abrogata nel 2012 in quanto incompatibili con la normativa comunitaria (Direttiva 2008/118/CE), confermando il diritto del cliente finale di richiedere il rimborso di quanto indebitamente versato.

Attraverso tali sentenze la Suprema Corte ha stabilito il diritto dell'utente finale a richiedere il **rimborso** al fornitore quando quest'ultima, ai sensi dell'art. 14 e ss del D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504 (TUA), avesse addebitato l'imposta direttamente al consumatore finale riscuotendola in bolletta.

L'ENEA ha attivato il diritto di richiedere il rimborso delle accise versate per i suoi punti di fornitura di energia elettrica attivi nel periodo 2010 e 2011. Tale azione prevede l'inizio di una procedura per il recupero del credito che dovrebbe attestarsi nell'intervallo 200.000÷300.000 €.

A cura di Roberto Romano

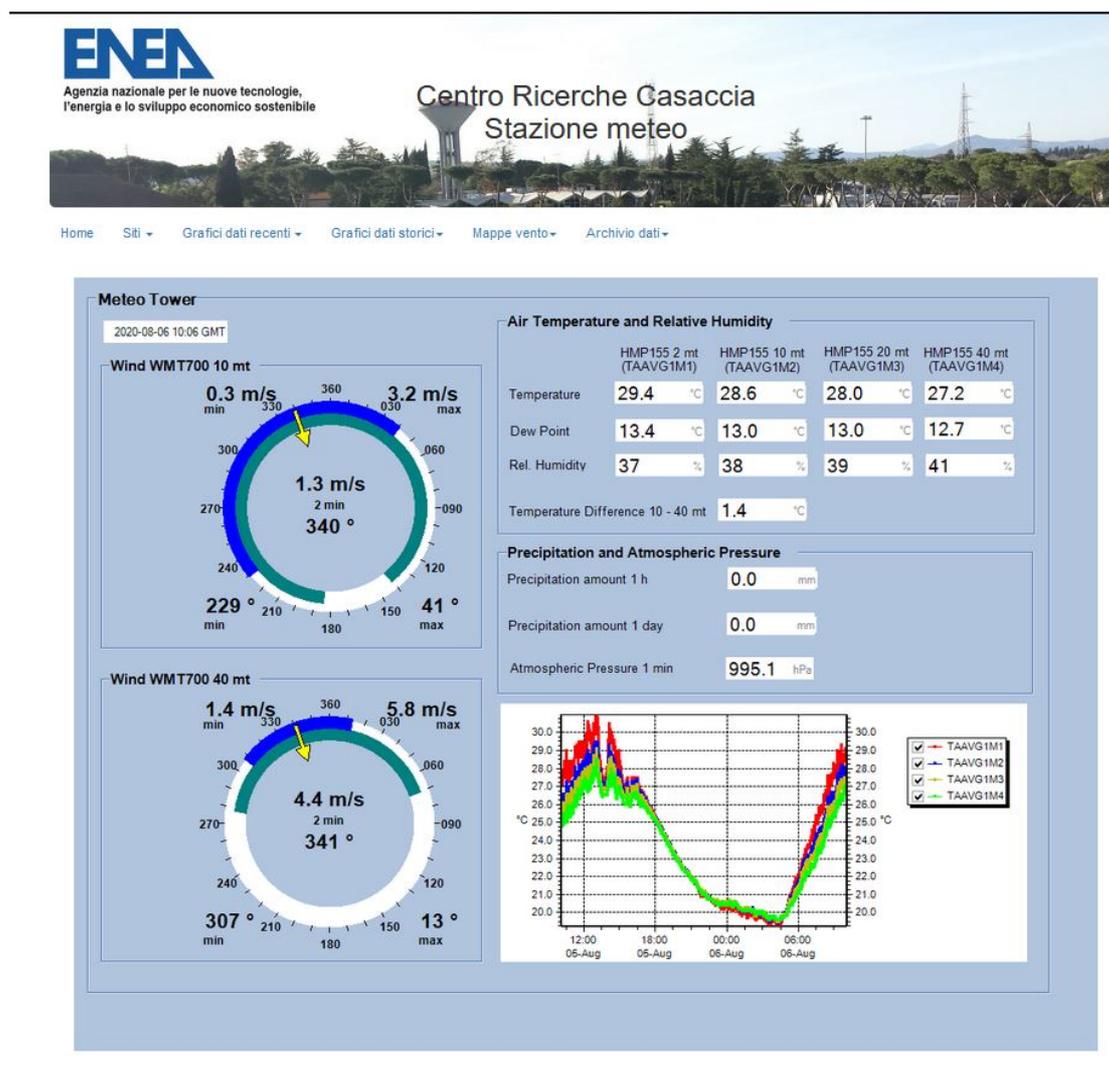
⁷ Decreto MiSE 21 dicembre 2017.

4.5 Dati meteo per calcolo dei gradi giorno

Nel Centro della Casaccia è attivo il servizio di reperimento e archiviazione dei locali dati meteorologici (<http://meteo.casaccia.enea.it>); i dati sono liberamente scaricabili.

Il servizio (v. fig. 3) fornisce anche i dati sui gradi giorno giornalieri. Riferendo tali dati alla

stagione di riscaldamento si ottengono i gradi giorno stagionali (v. graff. 27÷30). Graficamente, i gradi giorno sono la somma di tutti i segmenti verticali, corrispondenti alla differenza tra 20 °C e la temperatura media esterna giornaliera. Per le stagioni termiche 2016÷2020 può dunque istituirsi la tab. 25.

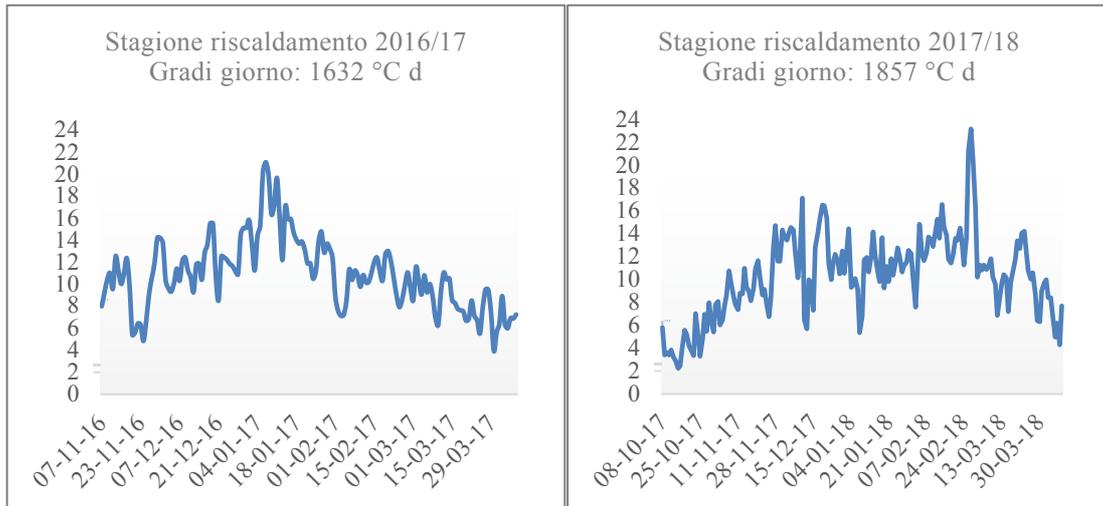


Webmaster: Marco Sbrana, Federico Tarantino

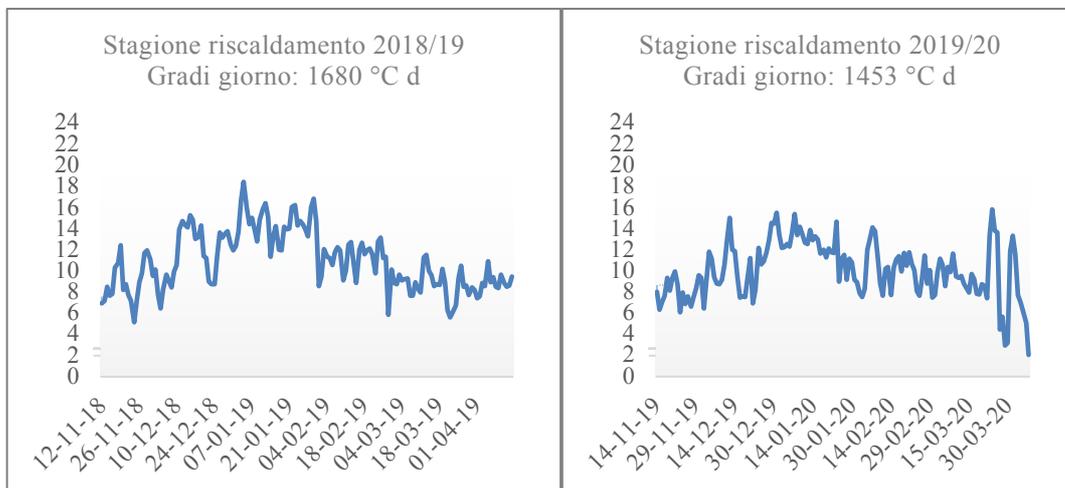
Fig. 3 – Homepage del sito <http://meteo.casaccia.enea.it>

Tab. 25 – Stagioni di riscaldamento e gradi giorno in CR Casaccia, 2016÷2020.

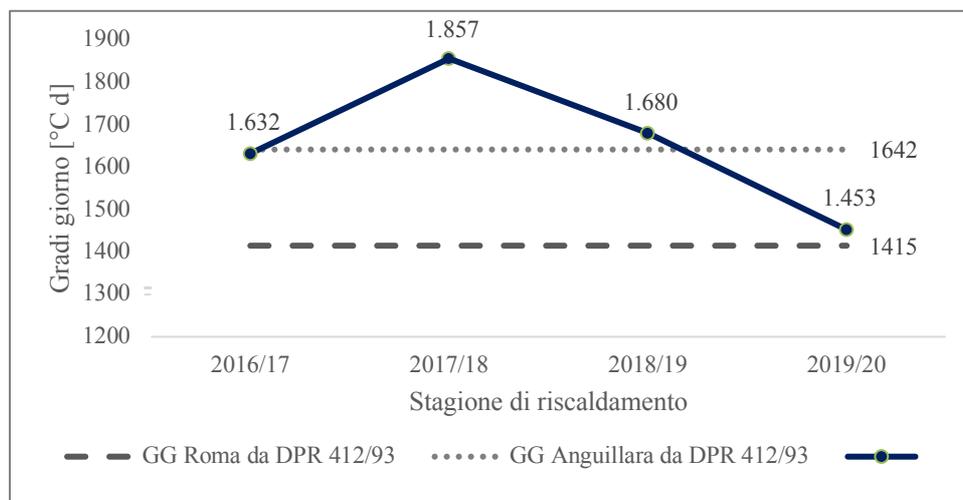
Stagione	Accensione	Spegnimento	Gradi giorno [°C d]
2016÷17	07/11/2016	07/04/2017	1632
2017÷18	08/10/2017	09/04/2018	1857
2018÷19	12/11/2018	14/04/2019	1680
2019÷20	14/11/2019	07/04/2020	1453



Graf. 27 – Gradi giorno. CR Casaccia 2016/17. Graf. 28 – Gradi giorno. CR Casaccia 2017/18.



Graf. 29 – Gradi giorno. CR Casaccia 2018/19. Graf. 30 – Gradi giorno. CR Casaccia 2019/20.



Graf. 31 – Gradi giorno nel CR Casaccia confrontati con GG di Roma e Anguillara.

Dalla tab. 25 si ricava il graf. 31, che mostra l'andamento dei GG nel CR Casaccia nelle diverse annualità, confrontati con i GG medi, derivanti dalle tabelle del DPR 412/93⁸ per i comuni italiani, rispettivamente per il comune di Roma (1415 °C d) nella cui provincia si trova

il CR Casaccia, e il comune più vicino, quello di Anguillara Sabazia (1642 °C d). *Si nota come l'andamento dei GG in Casaccia sia rappresentato in maniera più significativa dai GG di Anguillara, che non da quelli di Roma.*



⁸ Decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, Tabella A

5. Consumi di acqua

La tab. 26 e i graff. 32-33-34-35 presentano i dati riguardanti fornitura di acqua e relative spese sostenute a livello di intero Ente, di CR/Sede, di dipendente.

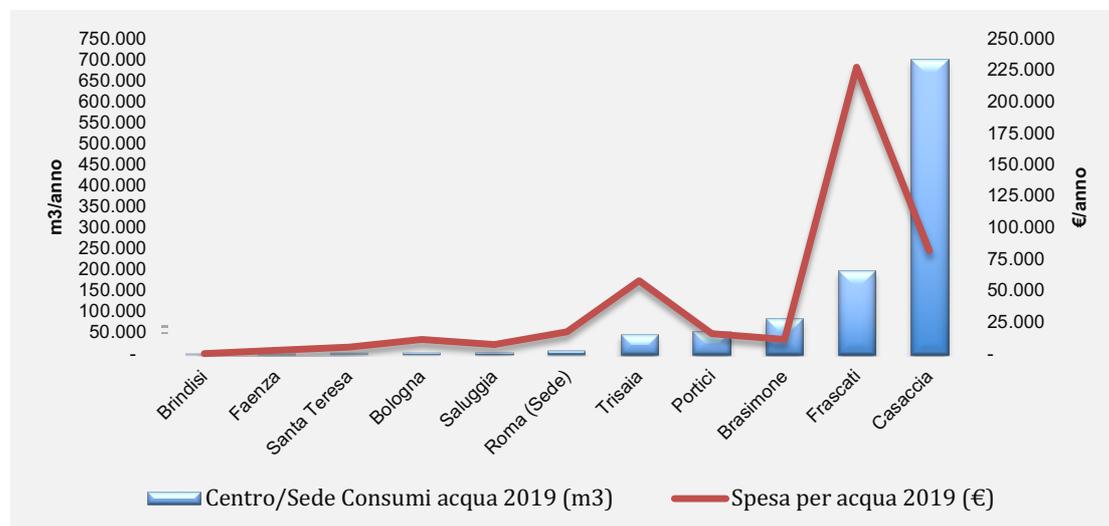
I consumi sono stati in linea con quelli sostenuti nel 2018, mentre i costi sono aumentati del 4% (439.268 € contro 422.199 €).

- A Brindisi il costo dell'acqua è relativo al trasporto con autocisterna, ed è su base forfettaria, conteggiata nella convenzione col comprensorio della Cittadella. I consumi sono stimati.

- Il dato di consumo relativo al CR Casaccia (702.000 m³/anno), manifestamente esuberante, è dovuto a perdite sulla rete di distribuzione interna. Per il 2019 tale dato non è stato aggiornato a causa di un guasto alla strumentazione di misura che ha reso impossibile una lettura coerente.
- Il laboratorio di Ispra è ospite del CCR della UE che fornisce l'acqua per usi sanitari e altri usi. Non è possibile misurare le quantità erogate. ENEA non sostiene costi.

Tab. 26 - Consumi e costi annui per fornitura di acqua, anno 2019.

Centro/Sede	Consumi acqua [m ³]	Spesa per acqua [€]	m ³ /dip	€/dip	€/m ³
Bologna	3.533	11.969,92	16,2	54,9	3,4
Brasimone	84.780	12.000,00	1.073,2	151,9	0,1
Brindisi	780	546,00	9,2	6,4	0,7
Casaccia	702.000	82.075,04	741,3	86,7	0,1
Faenza	1.781	3.097,18	98,9	172,1	1,7
Frascati	199.001	228.106,65	447,2	512,6	1,1
Portici	54.190	16.232,81	210,0	62,9	0,3
Roma (Sede)	7.955	17.995	30,7	69,5	2,3
Saluggia	3.920	7.550,00	78,4	151,0	1,9
Santa Teresa	2.037	5.857,00	44,3	127,3	2,9
Trisaia	46.769	58.333,00	338,9	422,7	1,2
ENEA	1.110.001	439.268	429,4	169,9	0,4



Graf. 32 - Spesa e consumi annui di acqua, ENEA 2019.

Consumi e costi pro-capite sostenuti sono molto variabili. Gli elevati consumi per dipendente nel centro del Brasimone sono dovuti al fatto che: 1) diversi laboratori e impianti usano acqua potabile per i

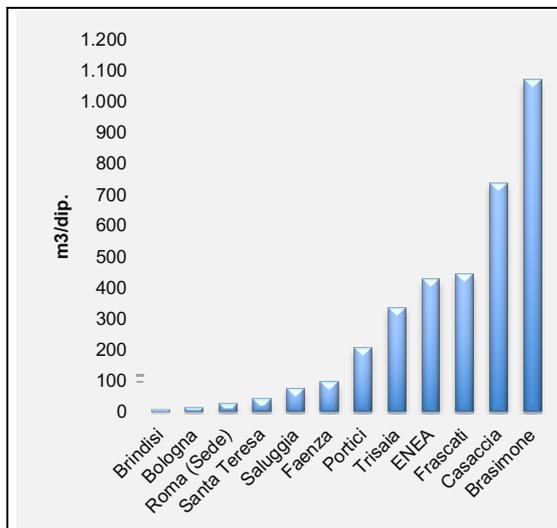
raffreddamenti, 2) nel periodo estivo il Centro rifornisce di acqua i paesi vicini.

I maggiori costi annui pro-capite sono sostenuti a Frascati e in Trisaia (rispettivamente 513 e 423 €/dip).

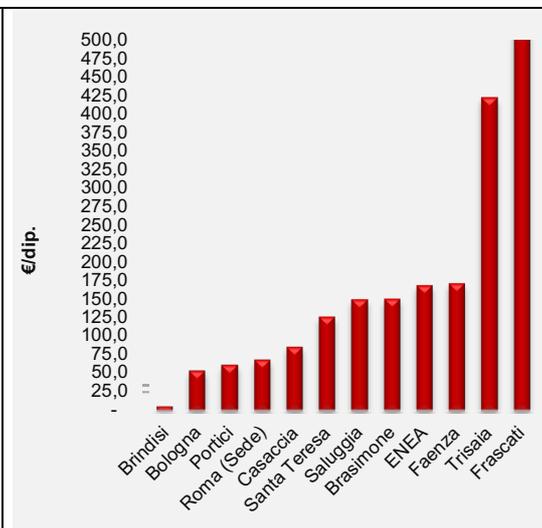
Il costo apparentemente esiguo relativo al CR Casaccia è solo costo energetico di pompaggio (ca 82.000 €/anno).

Il graf. 32 evidenzia l'estrema variabilità anche dei costi unitari dell'acqua: si passa dagli 0,1 €/m³ di Casaccia e Brasimone ai 3,4 €/m³ di

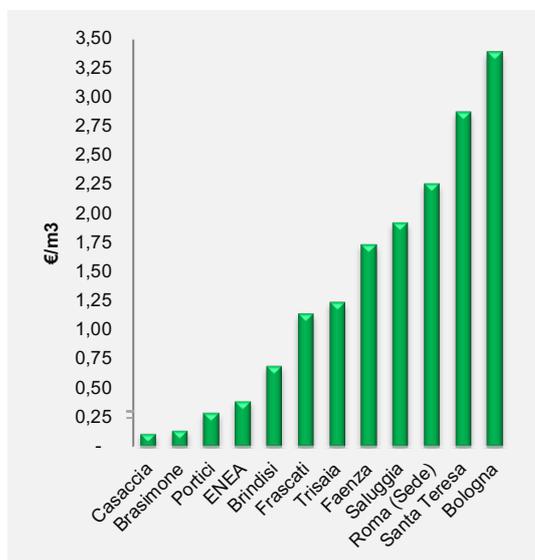
Bologna. I costi più bassi corrispondono all'esistenza in loco di fonti di approvvigionamento gratuite, per le quali vanno sostenuti solo i costi di trattamento e pompaggio.



Graf. 33 - Consumi pro capite annui di acqua. ENEA, 2019.



Graf. 34 - Spesa pro capite annua per acqua. ENEA, 2019.



Graf. 35 - Costo unitario dell'acqua. ENEA, 2019.

6. Attività del Gruppo di Lavoro Gestione Energia, 2011-2019

6.1 *Responsabile Uso Razionale Energia: attività svolte*

Per lo svolgimento del proprio incarico, il RURE non dispone di budget né di personale allo scopo allocato. Il gruppo costituito dal RURE e dai RRLI prende unilateralmente e informalmente il nome di *Gruppo di Lavoro Gestione Energia*.

Nel periodo 2011-19 il Gruppo di Lavoro ha eseguito le attività di seguito riportate.

- Le nove dichiarazioni annuali per le annualità 2010-2019 ai sensi dell'art. 19 della l. 10/91.
- Un corso di introduzione alla gestione dell'energia della durata di 16 ore, in quattro successivi incontri nei giorni 6-13-20-27 febbraio 2020. L'ultima giornata è stata rinviata a causa dell'emergenza Covid19, ed è stata espletata in modalità FAD (Formazione A Distanza) tramite l'invio dei filmati delle 4 ore di lezione.
- L'incontro previsto nel mese di marzo 2020 con i Responsabili Locali non è stato tenuto a causa dell'emergenza covid.
- Incontro annuale per un aggiornamento sulle principali questioni riguardanti la gestione dell'energia nei centri (Roma Sede, 17 aprile 2019).
- Evento in sala Mimose (Casaccia) il 7 febbraio 2019, nel quale è stato presentato al personale il piano di riqualificazione di impianti e edifici del CR Casaccia.
- Simulazioni numeriche e analisi per l'adesione alla convenzione Consip 16 per la somministrazione di energia elettrica a tutti i CR ENEA (lotto unico nazionale 17) con contratto unico. Prescelto contratto di durata 18 mesi, a tariffa fissa.
- Assistenza alla Direzione ISER nel processo di efficientamento di impianti/strutture edilizie attivato nel corso del 2019 nei Centri della Casaccia e di Frascati (v. § 6.4).
- Colloqui con soc. Didelme (12/02/2019) su componentistica e software per il controllo e la gestione dei carichi energetici.
- Colloqui con soc. Watergy su materiali energeticamente innovativi per la copertura di edifici (13/09/2019).
- Avviato processo di certificazione come Esperti in Gestione dell'Energia-EGE dei RRLI (il RURE è certificato), considerato

che dal 19 luglio 2016 la certificazione è obbligatoria sia per immettere a sistema proposte per l'ottenimento di certificati bianchi, che per condurre audit energetici ai sensi dell'art. 8 del D.Lgs 102/14. Ricoprendo l'ENEA il ruolo di Agenzia nazionale per l'efficienza energetica, essa dovrà esibire un ruolo esemplare nei confronti dei diversi portatori di interessi privati e istituzionali conferendo responsabilità gestionali a dipendenti esperti riconosciuti e certificati. Allo scopo è stata condotta da parte del RURE un'attività di formazione finalizzata alla certificazione EGE dei RRLI, basata sulla circolazione di memorie sulle tematiche tecnico-economico-normative riguardanti l'Efficienza Energetica, con somministrazione di successivi test di autovalutazione. In parallelo è stata condotta una ricerca di mercato presso le società di certificazione accreditate per individuare quella che proponga le migliori condizioni economiche.

- Incontro annuale con i RRLI (12 aprile 2017).
- Colloqui con dott. Carenza, proprietario di un impianto fotovoltaico adiacente al CR Casaccia presso l'agriturismo "Santa Brigida", per eventuale allaccio del CR ad un nuovo impianto fotovoltaico per il quale è già disponibile l'autorizzazione. Il nuovo impianto, di potenza di ca 500 kW totalmente conferiti al CR, manifesterebbe tuttavia un tempo di ritorno maggiore di 7 anni, quindi al momento la proposta è sospesa.
- Ottenute ulteriori proposte commerciali da parte della soc. GEU Esco per impianto fotovoltaico di diverse potenzialità, con quota d'investimento a carico di ENEA del 70%, e tempi di ritorno sempre superiori a 7 anni.
- Avvio di un progetto finalizzato all'acquisizione dei dati di consumo energetico in tempo reale per i centri ENEA. Allo scopo è stata interpellata la soc. ICT con la quale si sono avuti confronti sull'idonea architettura da implementare (2016) e sui relativi costi.

- Simulazione degli oneri occorrenti per ENEA a seguito dell'assegnazione della gara Consip 13 (febbraio 2016).
- Incontro annuale con i RRLI per un aggiornamento sulle principali questioni riguardanti la gestione dell'energia nei centri (24 settembre 2015). Durante la riunione i dipp. Carlo Romeo e Giovanni Puglisi hanno presentato rispettivamente lo stato dell'arte della normativa nel campo dell'EE in edilizia e la struttura delle incentivazioni sul Conto Termico.
- Corso frontale su diagnosi energetiche e interventi di razionalizzazione per i dipendenti dei servizi tecnici del CR di Portici (11-12 giugno 2015).
- Collaborazione con la Direzione ISER per dimensionamento contratto unico per la fornitura di energia elettrica (2015).
- Ricognizione con cercafughe delle perdite di acqua dalla rete di distribuzione idrica nel CR Casaccia.
- Installazione in comodato gratuito presso l'edificio F19 di sistemi di illuminazione ad alta efficienza (led servoassistiti).
- Assistenza ai Servizi Generali del CR Casaccia nell'individuazione di azioni di miglioramento.
- 3 corsi di formazione sulla gestione dell'energia, da 16 ore ognuno, per i dipendenti del CR Casaccia (febbraio, aprile, giugno 2013) allo scopo di diffondere

le conoscenze di base sulla disciplina, di sensibilizzare sull'uso corretto delle risorse energetiche, sulle tecnologie efficienti, sulla conduzione di corrette analisi costi-benefici per le iniziative di risparmio energetico.

- Convocazione e seminario per i responsabili di edificio (RED) della Casaccia, per loro coinvolgimento nella gestione dell'energia negli edifici (4 marzo 2013).
- Incontro bilaterale con RSU-CORR (14 dicembre 2012) sul servizio Gestione Energia in ENEA e per confronto su possibilità di interventi nel CR Casaccia.
- A partire dal 2014, produzione di un rapporto annuale per ogni Centro sullo stato di gestione dell'energia e sulle proposte migliorative da parte dei RRLI.
- Sopralluoghi presso diversi CR ENEA per prendere visione diretta di problematiche locali e individuazione di possibili proposte di miglioramento (Portici, Trisaia, Frascati, Bologna).
- Un successivo incontro con i RRLI per un aggiornamento sulle principali questioni riguardanti la gestione dell'energia nei centri (20 novembre 2012).
- Un corso di introduzione e formazione alla gestione dell'energia aziendale per i Responsabili Locali (RRLI) nominati nei vari CR e laboratori (17-21 gennaio 2011).

6.2 Lo stato degli usi energetici in ENEA

La gestione dell'energia sconta in quasi tutti i CR una vetustà generalizzata:

- delle impiantistiche di produzione, distribuzione e uso finale dell'energia;
- degli edifici.

Questo induce un doppio effetto negativo:

- di immagine e di credibilità, essendo l'ENEA l'Agenzia nazionale per le *nuove tecnologie* [...], e ricoprendo l'ENEA il ruolo di Agenzia nazionale per l'Efficienza Energetica (ai sensi del D.Lgs 115/08 e s.m.i.);
- economica, per gli extracosti da sostenere dovuti ai bassi rendimenti di produzione-distribuzione-uso dell'energia, agli sprechi

(es. acqua, aria compressa, ecc.), agli oneri di gestione, all'assenza quasi generalizzata di sistemi automatici di gestione, ecc.

Ulteriore aspetto di criticità è la mancata valutazione del parametro *efficienza energetica*, con valore vincolante, nell'acquisizione di beni e servizi esterni. Considerato che l'86% dei costi sostenuti da ENEA per gli approvvigionamenti energetici è relativo all'energia elettrica, è in tale ambito che vanno prioritariamente individuate significative iniziative di risparmio energetico da implementarsi.

ENEA sta affrontando il problema dell'ammodernamento di edifici e impianti tramite un partenariato pubblico-privato, descritto al §6.4.

6.3 Quadro normativo di riferimento

Il DLgs 102/14 prevede adempimenti a carico delle Pubbliche Amministrazioni. Si riportano di seguito i più attinenti alla realtà ENEA, con relativi commenti.

Art. 5 c.1 *“Miglioramento della prestazione energetica degli immobili della Pubblica Amministrazione”, che recita: “A partire dall’anno 2014 e fino al 2020, e nell’ambito energetico cumulato nel periodo 2014-2020 di*

Anche se ENEA non è formalmente obbligata (l’Agenzia non fa parte delle PPAA centrali ai sensi del all’allegato IV del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163) tuttavia, in quanto PA, e incorporante (ai sensi del DLgs 115/08) l’Agenzia Nazionale per l’Efficienza Energetica, si dovrebbe – in un’ottica di ruolo esemplare – dare corso al rispetto del dispositivo in maniera sistematica e capillare.

Art. 5, c.3 *“Al fine di elaborare il programma di cui al comma 2, le Pubbliche Amministrazioni centrali, entro il 30 settembre per l’anno 2014 e entro il 30 giugno di ciascun anno successivo, predispongono, anche in forma congiunta, proposte di intervento per la riqualificazione energetica dei immobili dalle stesse occupati, anche avvalendosi dei Provveditorati interregionali opere pubbliche del Ministero delle infrastrutture e trasporti, e le trasmettono, entro i quindici giorni successivi, al Ministero dello sviluppo economico. Tali proposte devono essere formulate sulla base di appropriate diagnosi energetiche o fare riferimento agli interventi di miglioramento energetico previsti dall’Attestato di prestazione energetica di cui all’articolo 6 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.”. L’art. 6 recita: “Nel caso di edifici utilizzati da pubbliche amministrazioni e aperti al pubblico con superficie utile totale superiore a 500 m², ove l’edificio non ne sia già dotato, è fatto obbligo al proprietario o al soggetto responsabile della gestione, di produrre l’attestato di prestazione energetica entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione e di affiggere l’attestato di prestazione energetica con evidenza all’ingresso dell’edificio stesso o in altro luogo chiaramente visibile al pubblico.”*

Il c. 3 specifica che gli interventi proposti derivano dalle risultanze di diagnosi energetiche, oppure dagli APE (per produrre i quali tuttavia ENEA non ha l’obbligo, non disponendo di uffici ‘aperti al pubblico’).

Art. 5, c.9 *“Concorrono altresì al*

della cabina di regia di cui all’articolo 4 -bis non appena istituita, sono realizzati attraverso le misure del presente articolo interventi sugli immobili della pubblica amministrazione centrale, inclusi gli immobili periferici, in grado di conseguire la riqualificazione energetica almeno pari al 3 per cento annuo della superficie coperta utile climatizzata o che in alternativa, comportino un risparmio almeno 0,04 Mtep.”

raggiungimento dell’obiettivo annuo di cui al comma 1, le misure organizzative e comportamentali degli occupanti volte a ridurre il consumo energetico, che le pubbliche amministrazioni centrali sono chiamate a promuovere e applicare con le modalità di cui all’articolo 14 del decreto-legge 9 maggio 2012, n. 52.”.

L’art. 14 *“Misure in tema di riduzione dei consumi di energia e di efficientamento degli usi finali dell’energia”* recita: *“Le amministrazioni pubbliche [...] entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sulla base delle indicazioni fornite dall’Agenzia del demanio, adottano misure finalizzate al contenimento dei consumi di energia e all’efficientamento degli usi finali della stessa, anche attraverso il ricorso ai contratti di servizio energia di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, e al decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115.”*

Art. 5, c.11 *“Per la realizzazione degli interventi rientranti nel programma di cui al comma 2, le pubbliche amministrazioni centrali di cui al comma 3 favoriscono il ricorso allo strumento del finanziamento tramite terzi e ai contratti di rendimento energetico e possono agire tramite l’intervento di una o più ESCO.”*

Il c. 11 sollecita le PPAA all’adozione di contratti tramite terzi, o ai contratti di rendimento energetico (c.d. contratti EPC ‘Contratti a Garanzia di Prestazione’), coinvolgendo società di servizi esterne.

Art. 6 *“Acquisti delle Pubbliche amministrazioni centrali”, c1, “Le pubbliche amministrazioni centrali si attengono al rispetto dei requisiti minimi di efficienza energetica di cui all’allegato 1 [riportato di seguito, N.d.R.], in occasione delle procedure per la stipula di contratti di acquisto o di nuova locazione di immobili ovvero di acquisto di prodotti e servizi, come indicato al comma 3, avviate a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto.”*

Allegato 1:

Prodotti, servizi ed edifici disciplinati da legislazione comunitaria

Ambito	Norma nazionale	Requisiti minimi di efficienza energetica
Apparecchiature disciplinate dalla Dir. 2010/30/UE (etichettatura energetica comunitaria)	decreto legislativo 104/2012	Classe di efficienza energetica più elevata possibile in considerazione dell'esigenza di garantire un livello sufficiente di concorrenza;
Apparecchiature disciplinate dalla Dir. 2009/125/CE (Ecodesign)	Decreto legislativo 15/2011	Se non contemplate da un atto delegato adottato ai sensi della direttiva 2010/30/UE, il requisiti minimo per l'efficienza energetica definito nel Regolamento di attuazione della Dir. 2009/125/CE
Apparecchiature per ufficio disciplinate dal Regolamento 106/2008 (Energy Star)	decisione 2006/1005/CE del Consiglio, del 18 dicembre 2006,	Conformi a requisiti di efficienza energetica altrettanto rigorosi di quelli elencati all'allegato C dell'accordo allegato alla decisione 2006/1005/CE del Consiglio, del 18 dicembre 2006
Edifici	Decreto legislativo 192/2005	Requisiti minimi di prestazione energetica di cui ai decreti attuativi dell'art 4 comma 1 del dlgs 192/2005 e ss.mm.ii., validi per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni importanti.
Pneumatici - regolamento 1222/2009		

L'art. 6 introduce l'obbligo, sempre a carico delle PPAA centrali, di acquisto di beni o servizi ad alta efficienza.

Oltre ai richiami del DLgs 102/14, la recente riformulazione del **Conto Termico 2.0** consente l'ottenimento di contributi economici da parte del GSE per interventi di efficienza

energetica in edifici della PA. Se in tal caso ENEA volesse coinvolgere una ESCO, dovrebbe con questa stipulare un contratto EPC.

ENEA potrebbe altresì, sempre per interventi di efficientamento energetico, chiedere contributi nell'ambito del sistema dei **Certificati Bianchi**, dietro istruttoria del GSE.

6.4 *Partenariato pubblico privato - PPP*

Nel corso del 2019 ENEA ha avviato un processo di riqualificazione ed efficientamento di edifici, infrastrutture e impianti tecnologici nei Centri della Casaccia e di Frascati, tramite un partenariato pubblico-privato in linea col nuovo Codice degli Appalti (D.Lgs 18 aprile 2016 n. 50, pubblicato in G.U. il 19-4-2016).

L'iter procedurale previsto dal Codice (art. 183 comma 15) prevede lo svolgimento delle seguenti fasi:

1. **Progetto di Fattibilità**

Presentazione Progetto (da parte di un Promotore).

Protocollo documentazione: progetto di

fattibilità, bozza di convenzione, piano economico/finanziario asseverato a cura di Istituti di Credito, intermediari finanziari o società di revisione.

2. **Approvazione Ente Amministratore**

Valutazione e approvazione Progetto. Pubblicazione delibera di Pubblico interesse e nomina del Promotore.

3. **Bando di gara**

Pubblicazione Bando di Gara con diritto di prelazione da parte del Promotore.

4. **Affidamento Concessione**

Approvazione del Progetto Esecutivo.

5. Affidamento Lavori

Avvio iter realizzativo.

I PPP avviati nei due Centri presuppongono entrambi uno svolgimento in modalità ESCO, ossia con principale esposizione finanziaria per

il vincitore della gara, eventuale parziale esposizione ENEA, e riconoscimento di oneri annuali in funzione dell'incremento di efficienza energetica contabilizzato, secondo quanto esemplificato in fig. 4.

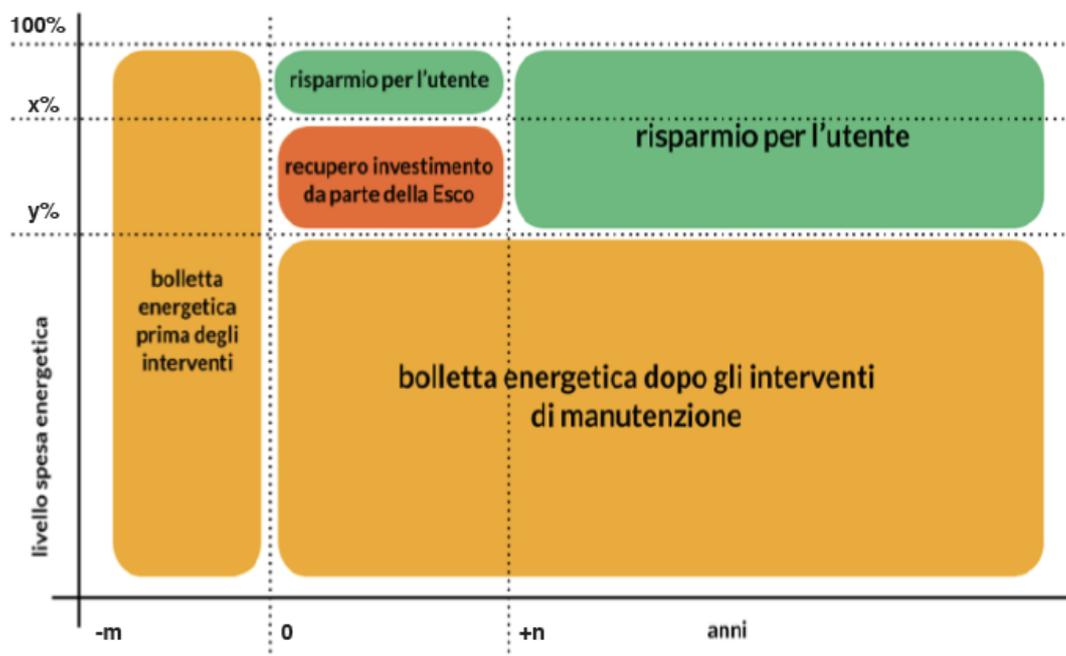


Fig. 4 – Schema di suddivisione dei risparmi energetici in modalità ESCO-EPC.

Al tempo '-m' ENEA paghi il 100% della propria bolletta energetica. Avviato l'iter PPP, concluse le gare, conferiti e realizzati i lavori, al tempo '0' si sia contabilizzata un'economia sulla bolletta energetica pari a $(100 - y)\%$; di

questa, ENEA godrà del $(100 - x)\%$ ('risparmio per l'utente'), mentre la ESCO godrà della quota $(x - y)\%$ per un numero '+n' di anni, trascorso il quale ENEA godrà dell'intero risparmio $(100 - y)\%$.

6.4.1 PPP nel CR Casaccia

Nel corso del 2019 il CdA ENEA ha approvato un "Piano di interventi straordinari di messa in sicurezza ed efficientamento infrastrutture CR Casaccia", per un importo di 8,2 M€ nel triennio 2019÷2020. All'interno di tale piano, in particolare per quanto riguarda l'efficienza energetica, sono state attivate le seguenti due azioni:

1) la soc. Pandora Green ha proposto un intervento profondo di efficientamento degli impianti di illuminazione in interni e in esterni, facente uso delle più moderne apparecchiature e tecnologie, basate su sorgenti LED, in regime

ESCO con eventuale partecipazione ENEA agli investimenti necessari.

2) La soc. STIG ha eseguito progettazioni preliminari/definitive/esecutive su una serie di edifici, al fine di riqualificare gli impianti tecnologici termici/frigoriferi e le chiusure trasparenti degli involucri. Quasi ovunque verrà adottata la tecnologia a pompa di calore reversibile per il condizionamento caldo/freddo degli ambienti, con sistemi wireless di rilievo presenza persone, contabilizzazione e gestione da remoto. Sono in corso le verifiche interne dei progetti esecutivi.

6.4.2 PPP nel CR Frascati

La Soc. SACCIR ha presentato ad ENEA un “Progetto di fattibilità per l’affidamento in convenzione del servizio di gestione degli impianti di climatizzazione e degli impianti elettrici, comprensivo degli interventi di adeguamento normativo, efficientamento energetico, riqualificazione tecnologica e della fornitura dei vettori energetici, in modalità ESCO, mediante Finanza di Progetto”. Ha proposto i seguenti interventi:

- impianto fotovoltaico da 545 kWp su coperture;
- impianto di trigenerazione in CAR (Cogenerazione Alto Rendimento);
- sostituzione trasformatori MT/BT e installazione di quadri automatici di rifasamento e filtraggio armoniche in ottica di massimizzazione dell’efficienza di trasformazione/distribuzione;
- sistemi a espansione diretta di liquido refrigerante su singoli edifici, con sistemi di distribuzione climatica interna;
- coibentazione coperture, sostituzione infissi, schermature;
- illuminazione interna ed esterna con sorgenti Led;
- installazione Sistema di automazione e telecontrollo.

L’intero progetto, con iter procedurale, cronoprogramma, suddivisione oneri e benefici tra ENEA e ESCO, interventi previsti, è stato illustrato in una riunione presso ISER/Casaccia il 30 giugno 2019 (la presentazione è scaricabile [qui](#)).

Una previsione dei consumi elettrici post-intervento è illustrata in fig. 5.

Il progetto di fattibilità è attualmente (luglio 2020) in corso di validazione da parte di ENEA. Il RUP, in considerazione degli importi dei lavori e in ottemperanza alle prescrizioni del Codice degli Appalti, verrà supportato da un operatore economico esterno, individuato attraverso l’espletamento di una gara ad hoc. La verifica verrà completata entro la fine di settembre. Successivamente verrà indetta una nuova gara a seguito della quale verranno affidati i lavori secondo le modalità previste nei contratti EPC. I lavori inizieranno verosimilmente all’inizio del 2021.

La Soc. SACCIR ha proposto un analogo intervento in modalità EPC, per la produzione e distribuzione di energia elettrica e termica, anche per il CR Casaccia.

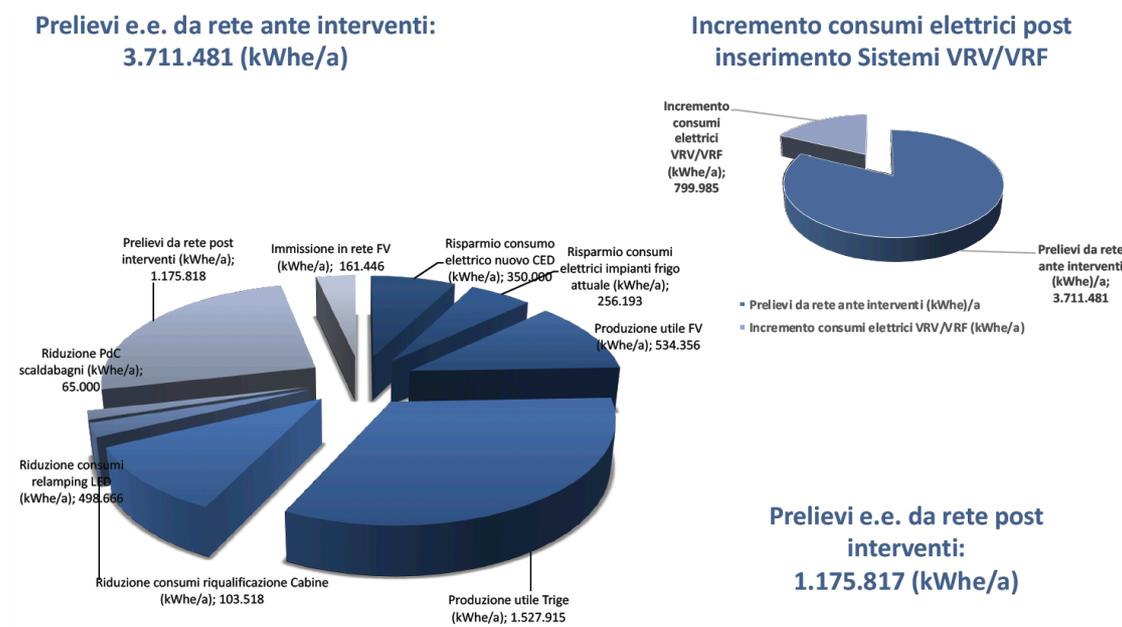


Fig. 5 – Progetto efficientamento a Frascati. Previsione consumi elettrici post intervento.

6.5 Contratto elettrico

Ad inizi 2019 Consip ha finalizzato la gara comunitaria a procedura aperta per la fornitura di energia elettrica e dei servizi connessi per le Pubbliche Amministrazioni (edizione EE 16). Caratteristiche principali della nuova convenzione erano:

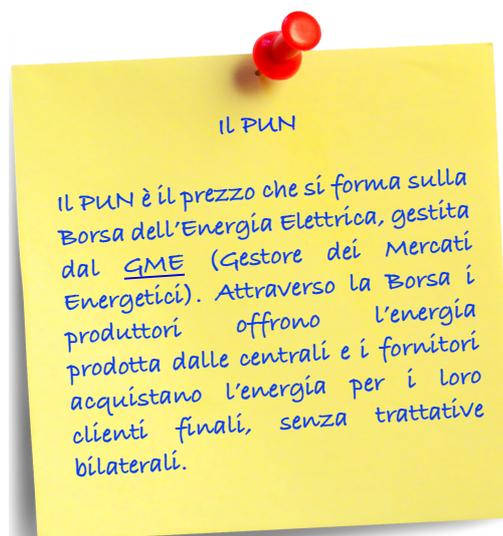
- somministrazione di energia elettrica a prezzo fisso per 12 o 18 mesi e a prezzo variabile per 12 mesi (PUN/PUN per fasce orarie più spread);
- prezzo della fornitura offerta comprendente eventuali costi derivanti da *Emission Trading System* (CO2), "Sbilanciamento", Normativa sui Certificati Verdi;
- per il lotto 17 Italia, un servizio di fatturazione unica o aggregata.

Il GdL *Gestione Energia* ha supportato ISER nella definizione del nuovo contratto, a valle di analisi e simulazioni, tenendo conto delle possibili dinamiche dei prezzi petroliferi e dell'elettricità.

Riguardo la scelta tra prezzo fisso e prezzo variabile, i due prodotti in alternativa si sono dimostrati equivalenti dal punto di vista dell'impegno di spesa complessivo, avendo ipotizzato per ENEA prelievi elettrici nel periodo 2018/2020 equivalenti ai consumi del 2018. Il contratto 'variabile' avrebbe comportato il monitoraggio costante dell'andamento del prezzo durante il periodo di

fornitura, prezzo che varia mensilmente sulla base del PUN, influenzato a sua volta dal prezzo del petrolio e dalla borsa elettrica. Ferma restando la difficoltà di previsione degli andamenti della borsa elettrica, che condizionano l'andamento del PUN, il prezzo del petrolio al momento della stipula della convenzione (gennaio 2019) era in discesa e aveva raggiunto valori così bassi da far pensare ad una sua risalita nei seguenti 12/18 mesi, il che avrebbe portato i prezzi variabili della EE16 a superare in maniera non trascurabile i prezzi fissi, con un conseguente significativo aggravio di spesa sul lungo periodo. Si aggiunga inoltre che la scelta del prezzo fisso garantisce certezza sul budget da allocare sull'acquisto dell'energia elettrica per la durata dell'intera fornitura. Inoltre, mentre la scelta del prezzo variabile impone una fornitura per 12 mesi, la scelta del prezzo fisso permette l'attivazione di una fornitura di più lunga durata (18 mesi), con conseguente ulteriore semplificazione degli oneri amministrativi.

Per tali motivi, pur considerando che il prezzo variabile dà conto del valore reale dell'energia elettrica acquistata, mentre la scelta di una transazione a prezzo fisso è basata su considerazioni di carattere previsionale, si è ritenuto che la fornitura a prezzo fisso per 18 mesi fosse la più conveniente per ENEA.



7. Proposte

1) Creazione di un tavolo permanente 'Gestione Energia' per ogni CR

La gestione dell'energia in un ente complesso come l'ENEA deve essere gestita in modo coordinato e sinergico, coinvolgendo in modo sistematico, equilibrato e sincronizzato tutte le responsabilità che influenzano i consumi e i costi energetici. Si propone quindi l'istituzione di un tavolo di lavoro di cui facciano parte il RURE, il locale responsabile ISER, il RUP dei contratti energetici, il responsabile dei rapporti con Consip, il responsabile dei rapporti con le società di fornitura (elettrica e del gas) e altre responsabilità tecniche e amministrative. Il tavolo viene convocato a scadenze prefissate per un aggiornamento reciproco sulle problematiche emergenti, e sulle possibili strategie da adottare per farvi fronte.

2) Nomina dei Responsabili Locali

La nomina dei Responsabili Locali non è obbligatoria, quindi non è normata da legge. In ENEA storicamente la nomina è affidata al direttore ISER. Poiché RRL e RURE costituiscono una squadra che deve lavorare in sintonia e sinergia, dovrebbe essere il RURE stesso a proporre i nominativi dei nuovi RRL nelle occasioni in cui i precedenti cambino destinazione, o smettano l'incarico, o necessitino di essere sostituiti.

3) Esecuzione di diagnosi energetiche

Andrebbe pianificato un programma generale di diagnosi energetiche per tutti i Centri: da eseguirsi per la prima volta nei Centri dove non sia mai stata eseguita una diagnosi approfondita; da completarsi nei Centri dove già sono state eseguite diagnosi in alcune pertinenze (es. Casaccia e Frascati). In tal modo, oltre agli interventi già programmati, si potranno mettere in lista di priorità le azioni più urgenti finalizzate alla razionalizzazione degli usi energetici.

4) Responsabilizzazione e deleghe al responsabile locale di ogni Centro ENEA

Il responsabile locale (RL) per l'uso e la conservazione dell'energia, nominato dal responsabile ISER, oltre a visionare le bollette di fornitura energetica prima del pagamento – allo scopo di verificare la congruità e esattezza degli importi – diviene localmente riferimento obbligato per le tematiche riguardanti l'efficienza e l'impiantistica energetica. In particolare sarà

necessario acquisire preliminarmente il parere favorevole – vincolante – del RL ogni qualvolta:

- vada acquistato materiale che ha significativi assorbimenti energetici (lotti di lampade, caldaie, pompe di calore, motori elettrici, gruppi frigoriferi, stampanti, ecc.);
- vada ripristinata/modificata/installata impiantistica energetica (tubazioni, cavidotti, impianti di illuminazione, compressori, ecc.);
- vada indetta una gara locale per la fornitura di servizi che impattino in maniera significativa sui consumi energetici, ecc.

Il RL deve inoltre essere messo a conoscenza dei materiali/attrezzature utilizzati dalle ditte che sovrintendono alla manutenzione termica/elettrica/edile nel proprio Centro di competenza, e orientare la scelta di tali componenti verso le soluzioni più efficienti, o quanto meno adoperarsi per evitare che vengano usati o messi in opera componenti poco efficienti.

5) Ruolo del verificatore degli impianti elettrici

Il verificatore ENEA dei sistemi elettrici, a seguito delle ispezioni effettuate previste dalla normativa di legge, deve segnalare al RL eventuali valori di $\cos\phi$ non conformi e altre anomalie riscontrate che incidano sul corrispettivo tariffario e/o sugli assorbimenti elettrici.

6) Ruolo dei RED

È necessario finalizzare le nomine/conferme dei Responsabili di Edificio (RED), per ogni centro dell'Ente. Il nome del responsabile di edificio, con relative mansioni e responsabilità, dovrà essere apposto in chiaro su una targhetta all'ingresso di ogni edificio. I RED, oltre a curare gli aspetti legati alla sicurezza, dovranno avere in carico anche la sorveglianza sugli usi dell'energia all'interno dello stesso edificio. Il RL organizza corsi di formazione per i RED. Programma con questi ultimi una politica di implementazione delle procedure tese alla sensibilizzazione del personale sulle buone pratiche di gestione dell'energia. Allo scopo dovranno essere prodotti contenuti/procedure di accompagnamento validi per ogni CR.

7) Strumentazione delle pertinenze energivore

Ogni edificio o pertinenza significativa nei diversi CR, (es. officine, hall tecnologiche, sottostazioni elettriche/termiche/CDZ, ecc.) dovrà essere dotato di un contabilizzatore degli assorbimenti elettrici e termici. Il RL, eventualmente

tramite il RED, dovrà gestire la contabilità energetica locale: acquisire i dati, predisporre statistiche, trasmettere agli uffici competenti i consumi annui e gli storici relativi. Tramite tale contabilità:

- *sono tenute sotto controllo nel tempo le prestazioni energetiche dei fabbricati e del personale residente e, in caso di anomalie (es. innalzamento dei consumi), segnalate da un sistema di supervisione automatico, si potrà procedere in modo mirato al ripristino dello status quo o all'incremento di efficienza;*
- *la spesa relativa all'energia consumata potrà essere imputata al Dipartimento che ha in carico l'edificio o in quota se ha in carico solo una parte di esso.*

I dati di consumo sono consultabili in remoto, con attivazione di segnali di allarme nei casi di anomalie. Sono disponibili a livello centrale per tutti i centri ENEA.

Se nel solo Centro della Casaccia si riuscisse a tagliare il 10% dell'assorbimento costante su base annuale (circa 1,5 MW) si potrebbero risparmiare 220.000 €/anno, cifra sufficiente per strumentare tutte le sottostazioni elettriche allo scopo di acquisire i dati di consumo in tempo reale, e individuare e tagliare i consumi anomali. Durante il processo di messa in opera della necessaria strumentazione di misura, sarà verificata anche la possibilità del controllo a distanza delle varie utilities energetiche, considerata ormai la larga presenza sul mercato di simili dispositivi in ottica Impresa 4.0. È pleonastico richiamare l'attenzione sui benefici che la possibilità di controllo/azionamento a distanza di generatori di

calore, gruppi frigoriferi, macchinari energetici comporterebbe.

8) Approvvigionamento capitali

Sono in corso iniziative di PPP nei centri Casaccia e Frascati. In attesa del completamento dei rispettivi iter procedurali, e delle risultanze che emergeranno a conclusione dei lavori di riqualificazione, si può senz'altro intervenire anche su altri CCRR, richiamando l'attenzione sul tema delle spese da effettuare per il rinnovo dei parchi impiantistici ed edilizi esistenti, e sui capitali da approvvigionare di conseguenza: se agganciati al miglioramento dell'efficienza energetica, simili spese diventerebbero investimenti da recuperarsi spesso in pochi anni.

9) Sistema informatizzato per la trasmissione e l'elaborazione dei dati di consumo e di costo

È opportuno che venga prodotto un software che semplifichi il reperimento, la trasmissione e l'elaborazione dei dati di consumo e di costo, dalla periferia al RURE, in modo da produrre il rapporto annuale, ed eventuali rapporti intermedi, con maggior speditezza e precisione.

10) Sistema di Gestione ISO 50001

Porre le basi per l'implementazione in tutti i CR ENEA del sistema di Gestione dell'Energia ISO 50001.

FUNZIONE RESPONSABILE CONSERVAZIONE E USO RAZIONALE DELL'ENERGIA art.19 - LEGGE 10/91								
SCHEDA PER LA RACCOLTA DATI DEGLI USI ENERGETICI NEI CENTRI ENEA								
Consuntivo dei consumi nell'anno:	2019							
Dichiarazione:	Aprile 2020							
Consumi energetici nel centro/laboratorio di:								
Responsabile Locale per l'Uso Razionale Energia:								
Descrizione dei consumi di energia primaria	Consumi	Unità di misura	Tensione	Fattore di conversione "tep/unità di misura"	Consumi (tep)	Fonte del dato	Costi compresa IVA (€)	Note
Consumi energia elettrica totali		MWh	Media	0,187	0,0	Misurato		
di cui, per illuminazione esterna		MWh		0,187	0,0			
di cui per uffici e servizi connessi		MWh		0,187	0,0			
di cui, in impianti di ricerca e produzione		MWh		0,187	0,0			
Energia reattiva								
Consumi di energia elettrica totali	0	MWh			0,0			
Consumi gas naturale per riscaldamento edifici e servizi connessi		1000 Sm ³		0,836	0,0	Stimato		
Consumi gas naturale in impianti di ricerca e produzione		1000 Sm ³		0,836	0,0			
Consumi di gas naturale		1000 Sm ³						
Consumi gasolio per riscaldamento edifici e servizi connessi		t		1,02	0,0			
Consumi gasolio in impianti di ricerca e produzione		t		1,02	0,0			
Consumi di gasolio		t						
Consumi di GPL		t		1,10	0,0			
Consumi di energia termica totali					0,0			
Consumi di benzina negli automezzi dell'ente		t		1,02	0,0			
Consumi di gasolio negli automezzi dell'ente		t		1,02	0,0			
Consumi trasporti totali	0,00				0,0			
Produzione di energia da cogenerazione e fonti rinnovabili: energia elettrica autoprodotta/autoconsumata		MWh		0,187	0,0			
Produzione/recupero di energia da cogenerazione e fonti rinnovabili: energia termica autoprodotta/autoconsumata		MJ		0,000029	0,0			
Energia autoprodotta/autoconsumata totale	0	MWh			0,0			
TOTALI					0,0		0,00	
Gradi-Giorno della località (2019)		°C d						
Volumentria complessiva riscaldata delle pertinenze del Centro		m ³				Data:		/ / 2020



FUNZIONE RESPONSABILE CONSERVAZIONE E USO RAZIONALE DELL'ENERGIA art.19 - LEGGE 10/91

SCHEDA PER LA RACCOLTA DATI DEGLI USI ENERGETICI NEI CENTRI ENEA

Consumitivo dei consumi nell'anno:		2019				
Dichiarazione:		Aprile 2020				
Consumi energetici nel centro/laboratorio di:						
Responsabile Locale per l'Uso Razionale Energia:						
Descrizione dei consumi di acqua		Consumi annui		Costi		Note
Consumi di acqua da acquedotto / Usi igienico-sanitari			m ³		€	
Consumi di acqua da acquedotto / Usi tecnologici			m ³		€	
Consumi di acqua da pozzo / Usi igienico-sanitari			m ³		€	
Consumi di acqua da pozzo / Usi tecnologici			m ³		€	
Consumi di acqua totale		0	m³	0,00	€	
				<i>Data:</i>		____/____/2020

Ricevuta di comunicazione della nomina del responsabile per l'uso razionale dell'energia	
	N.E.M.O.
Anno rif. consumi : 2019 Inserita : 24/04/2020 Protocollo : 2020-1329 del 24/04/2020	
Soggetto nominante	
Denominazione o ragione sociale : ENEA - AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE Partita IVA o Codice Fiscale : 01320740580 Società costituita nell'anno di dichiarazione : No Indirizzo : LUNGOTEVERE THAON DI REVEL, 76 CAP : 00196 Città : ROMA (RM) PEC Aziendale : enea@cert.enea.it Attività economica : 72 - Ricerca scientifica e sviluppo Numero centri di consumo energetico : 14 di cui locali : 11 Il soggetto dispone di un sistema di gestione dell'energia certificato (ISO50001 o ex EN16001) : No Autorizzazione alla pubblicazione negli elenchi FIRE : Si	
Referente del Soggetto nominante	
Nome : CLAUDIO Cognome : IANNUZZI Posizione Aziendale : Responsabile del servizio Telefono : 0630486503 Cellulare : 3298313207 e-Mail : claudio.iannuzzi@enea.it	
Rappresentante legale	
Nome : FEDERICO Cognome : TESTA e-Mail : federico.testa@enea.it	
Energy Manager	
Nome : Pasquale Cognome : Di Franco Titolo di studio : Laurea tecnica	

Posizione Aziendale : Dirigente
Telefono : 0630484833
Cellulare : 3204259137
FAX :
e-Mail : nino.difranco@enea.it
Possiede una certificazione EGE (Esperto Gestione Energia) : Si
Indirizzo : Via Anguillarese 301
CAP : 00123
Città : Santa Maria Di Galeria
Provincia : RM

Consumi specifici

Gasolio : 104.180 tep
Benzine : 17.150 tep
Gas di petrolio liquefatti (GPL) : 125.261 tep
Gas naturale : 1700.509 tep
Elettricità approvvigionata dalla rete elettrica : 7458.701 tep
Elettricità prodotta in loco da idraulico, eolico e fotovoltaico : 5.124 tep

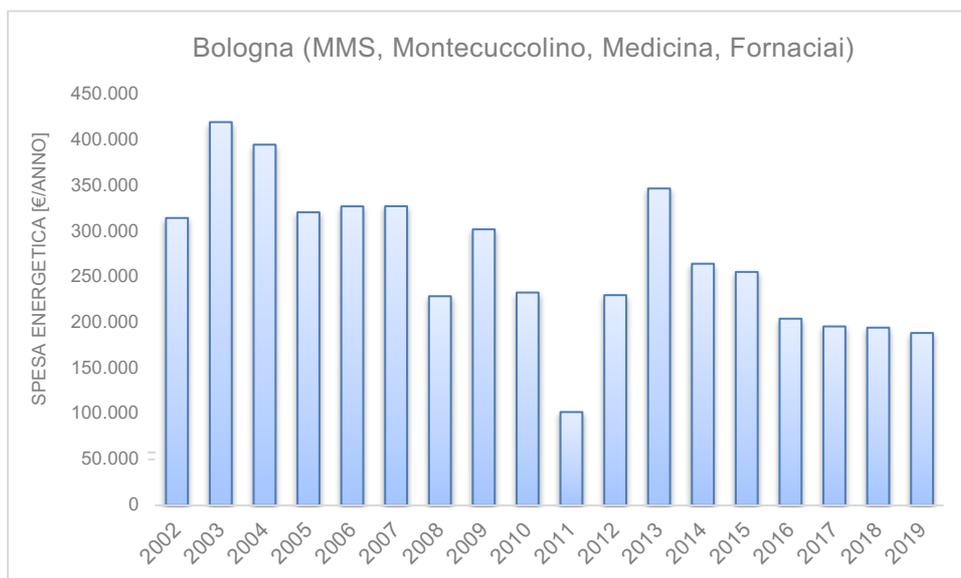
Consumi globali

Tep totali : 9411 ricavati da : Contabilizzazione

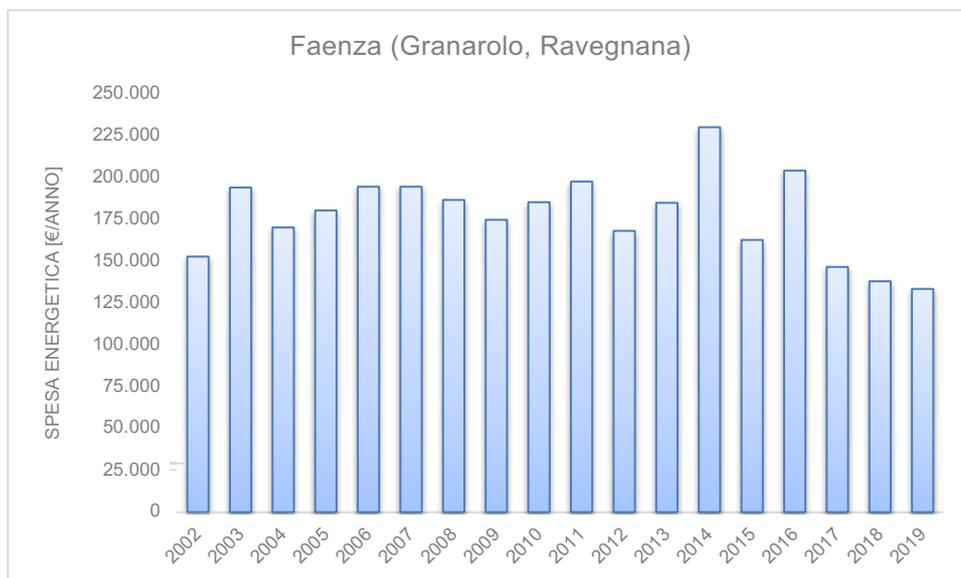
Energy Manager e consumi locali

Nome : Riccardo Cognome : Panichi tep : 597 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Mauro Cognome : De Marco tep : 153 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Mario Cognome : Nocera tep : 4199 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Stefano Cognome : Agnoli tep : 2335 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Antonio Cognome : Mori tep : 76 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Federico Cognome : Cipolla tep : 182 ricavati da : Stima
Nome : Giambattista Cognome : La Battaglia tep : 430 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Francesca Cognome : D'onza tep : 1024 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Stefano Cognome : Anzola tep : 17 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Stefano Cognome : Anzola tep : 86 ricavati da : Contabilizzazione
Nome : Giuseppe Cognome : Nigliaccio tep : 311 ricavati da : Contabilizzazione

PARTE II. GESTIONE DELL'ENERGIA NEI CENTRI ENEA



Andamento della spesa energetica. CR Bologna, 2002÷2019.



Andamento della spesa energetica. Siti di Faenza, 2002÷2019.



Centro di via Martiri di Monte Sole.

Il Centro ENEA E. Clementel di Bologna

Il Centro di Bologna è uno dei 2 centri dell'ENEA, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, presenti nella Regione Emilia-Romagna.

Le attività di tipo multidisciplinare riguardano i seguenti settori:

- Sistemi nucleari innovativi
- Metodologie diagnostiche non distruttive
- Sviluppo di metodologie, modelli e strumenti per l'eco-progettazione
- Prevenzione rischi naturali e mitigazione effetti
- Gestione delle risorse idriche
- Protezione dalle radiazioni ionizzanti
- Innovazione del sistema produttivo
- Calcolo e modellistica
- Informatica
- Attività a supporto del Programma Nazionale di Ricerche in Antartide
- Vengono inoltre organizzati Corsi di formazione e aggiornamento professionale per Energy Managers.

Queste attività sono svolte presso la sede, costituita da un gruppo di edifici in via Martiri di Monte Sole (MMS), e nei Laboratori di Montecuccolino, in via dei Colli (BO).

Un altro laboratorio che afferisce al Centro di Bologna è il Laboratorio TECnologie dei MATeriali Faenza (TEMAF), in via Ravennana a Faenza (RA), dove viene effettuata un'attività di ricerca, sviluppo e ingegnerizzazione nel settore dei materiali ceramici avanzati.

Inoltre un piccolo locale a Fossatone, frazione del Comune di Medicina (BO), viene utilizzato come magazzino ed è l'unico immobile di proprietà per il Centro Ricerche di Bologna.

Nell'ultimo decennio, seguendo la logica di concentrare presso un'unica struttura le attività dei laboratori, il Centro di Bologna ha ridotto in maniera considerevole gli spazi occupati.

In particolare è stato chiuso nel 2008 il Laboratorio sito via Don Fiammelli e nel 2011

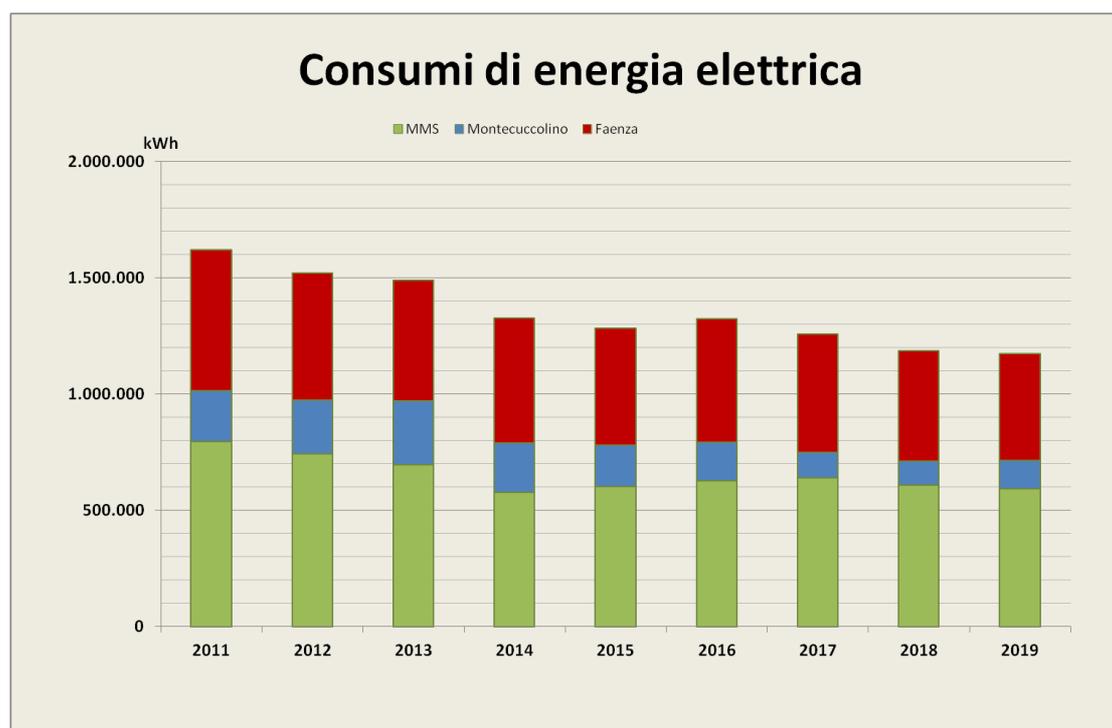
il Laboratorio sito in via Fornaciai (2011)². Le attività sono state spostate all'interno degli edifici di via Martiri di Monte Sole dove, nel corso del 2015, sono stati completati i lavori di realizzazione, e il relativo iter di collaudo, di nuovi spazi adibiti ad attività da laboratorio; all'interno di questi spazi sono state spostate anche parte delle attività svolte presso il Laboratorio Montecuccolino.

Inoltre, nel 2014 è stato restituito alla proprietà uno dei 6 edifici che costituiscono il raggruppamento MMS.

Andamento annuale dei consumi

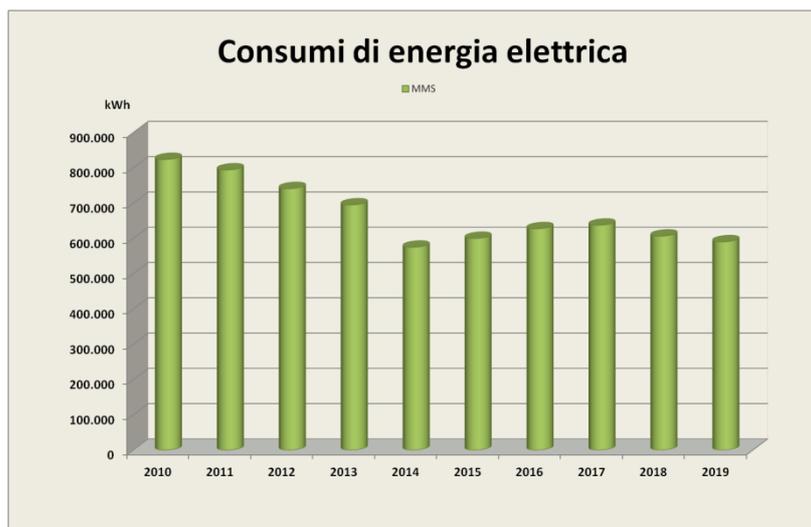
Di seguito (graff. 1, 2, 3, 4, 5) vengono riportati i consumi di energia elettrica negli ultimi anni per gli edifici in via Martiri di Monte Sole e i Laboratori di Montecuccolino e Faenza; i consumi del magazzino di Medicina si attestano intorno allo 0,1-0,2% del totale e pertanto sono trascurabili.

Riguardo l'energia termica, il graf. 6 riporta l'andamento dei consumi di gas naturale presso il Centro MMS di Bologna.

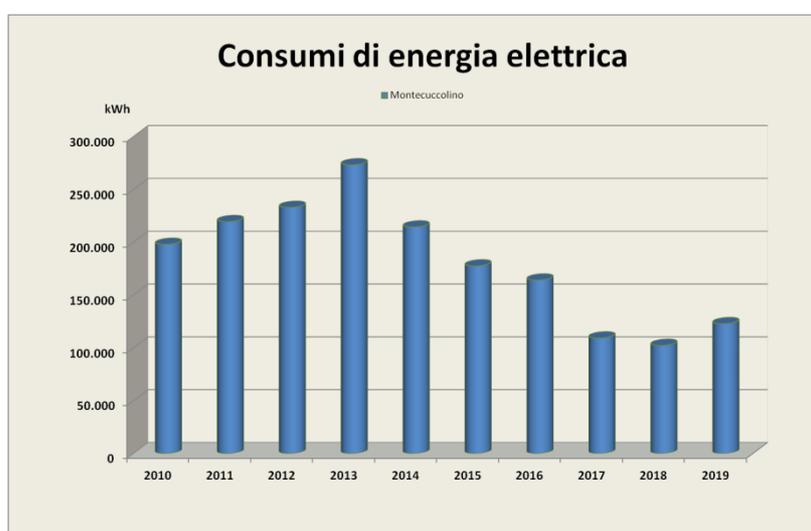


Graf. 1 - Andamento consumi di energia elettrica Centro ENEA di Bologna, anni 2011-19.

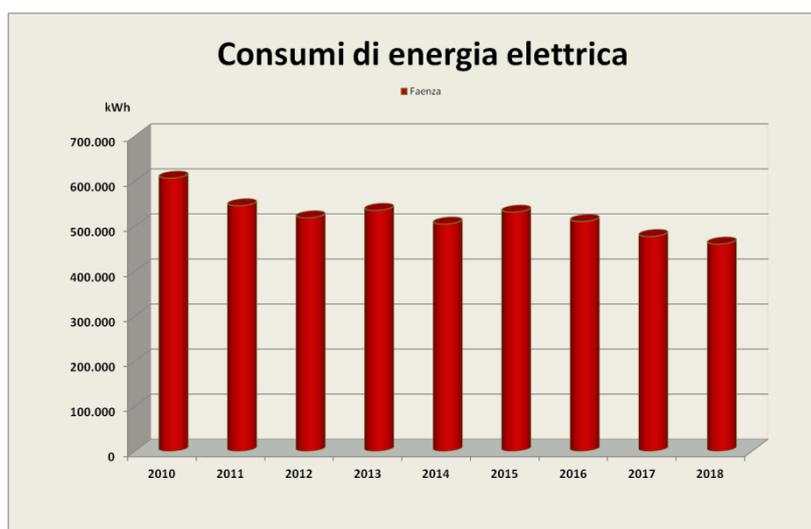
² Alcune attività l'ex Laboratorio di via Fornaciai, sono state delocalizzate presso il Centro del Brasimone



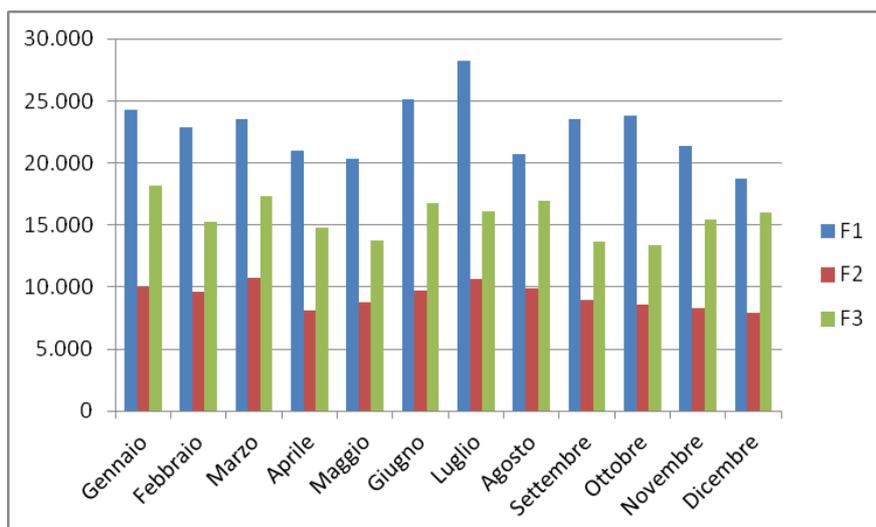
Graf. 2 - Andamento consumi di energia elettrica MMS, anni 2010-19.



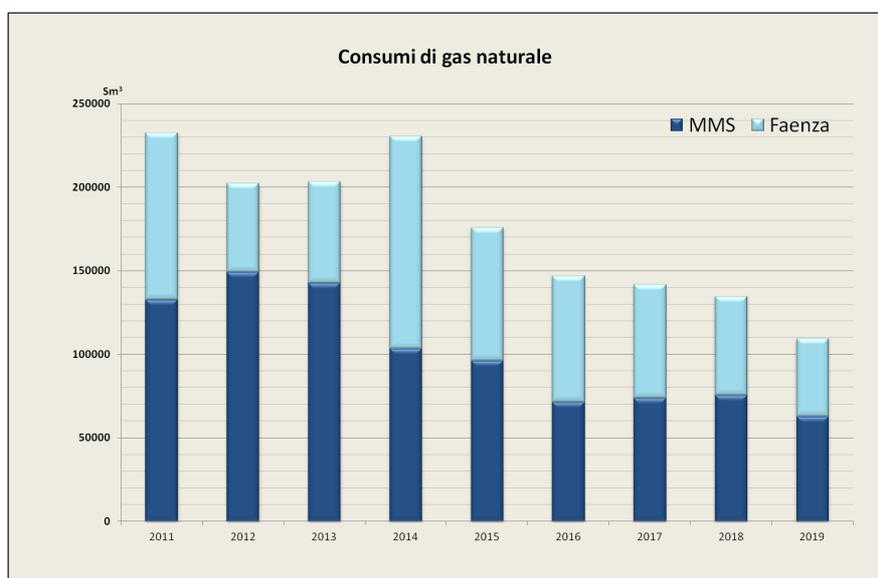
Graf. 3 - Andamento consumi di energia elettrica Montecuccolino, anni 2010-19.



Graf. 4 - Andamento consumi di energia elettrica Faenza, anni 2010-19.



Graf. 5 - Esempio di ripartizione energia elettrica per fascia di consumo MMS.



Graf. 6 - Andamento consumi di gas naturale Centro ENEA di Bologna, anni 2011-19.

Per quanto riguarda i consumi elettrici, la riduzione complessiva dei consumi è stata di circa il 30%. Di questa, circa i due terzi sono avvenuti nel 2014, anno nel quale è stato restituito alla proprietà uno dei 6 edifici che costituivano il raggruppamento MMS.

Ancora più marcata è la riduzione dei consumi di gas naturale che, nel corso degli anni presi in considerazione, raggiunge il 55% del totale. Anche in questo caso il 2014, per MMS, è caratterizzato da una riduzione marcata dei consumi, circa il 30%.

Per MMS la riduzione dei consumi avvenuta nel 2014 può considerarsi sicuramente, in parte,

legata alla riduzione dei volumi climatizzati e della condivisione delle utilities, ma è anche funzione dell'installazione di nuove caldaie e della diversa possibilità di settaggio delle stesse. Inoltre l'ulteriore riduzione avuta dal 2016 è imputabile anche alla messa in funzione del sistema ibrido di riscaldamento (caldaia a condensazione + pompe di calore) a servizio delle palazzine F e D.

Interventi effettuati

Per quanto riguarda gli interventi di efficientamento, gli stessi devono passare

necessariamente attraverso un confronto con la proprietà.

Inoltre, gli interventi attuabili direttamente da ENEA devono tener conto, oltre ai tempi di ritorno dell'investimento, anche dell'incertezza sulla futura occupazione degli edifici stessi. Esiste, infatti, da parte di ENEA un impegno, una volta ultimati i lavori, nel trasferire le attività del Centro Ricerche di Bologna in una nuova struttura (ex-Manifattura Tabacchi) in grado di poter garantire e sviluppare al meglio le attività di ricerca e di sperimentazione.

Nel corso degli ultimi anni importanti interventi di efficientamento hanno riguardato soprattutto gli impianti termici. In particolare sono stati effettuati seguenti interventi:

[MMS] nuove caldaie a condensazione - è stata sostituita una caldaia di vecchia generazione a servizio di due edifici (edifici A e B) con un sistema modulare composto da 4 caldaie a condensazione. L'installazione delle nuove caldaie permette una migliore possibilità di regolazione delle stesse.

[MMS] nuovi elementi scaldanti - a giugno del 2017, la proprietà ha sostituito i vecchi termoconvettori con dei radiatori in alluminio con termovalvole.

[MMS] nuovo impianto ibrido per il riscaldamento ambienti - un sistema con

caldaia a condensazione e pompa di calore è stato messo in funzione a servizio dei nuovi laboratori realizzati, mensa e biblioteca (palazzi F e D).

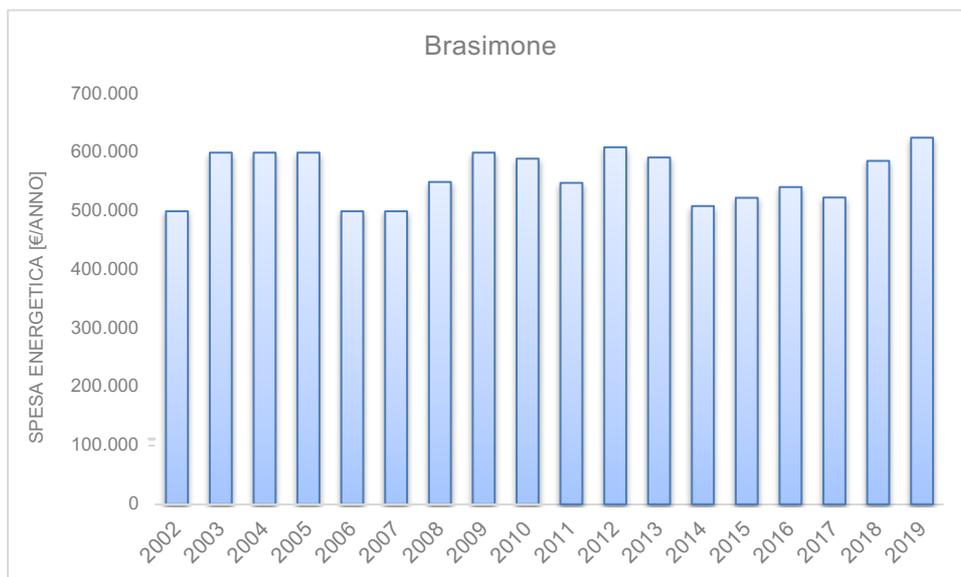
[MMS] sistema di monitoraggio elettrico - nel corso del 2016 è stato installato un sistema di monitoraggio che agisce sulla misura di energia della dorsale di alimentazione delle palazzine A e B, al fine di "mappare" i consumi elettrici per la climatizzazione, illuminazione e utenze collegate alle prese elettriche.

[Faenza] ripristino del sistema di rifasamento nella Centrale Elettrica

[Faenza] sostituzione di un vecchio compressore per la produzione di aria compressa con uno nuovo ad alta efficienza energetica

[Faenza] sostituzione un gruppo frigo/PdC - a luglio 2018 è stato sostituito con uno più performante.

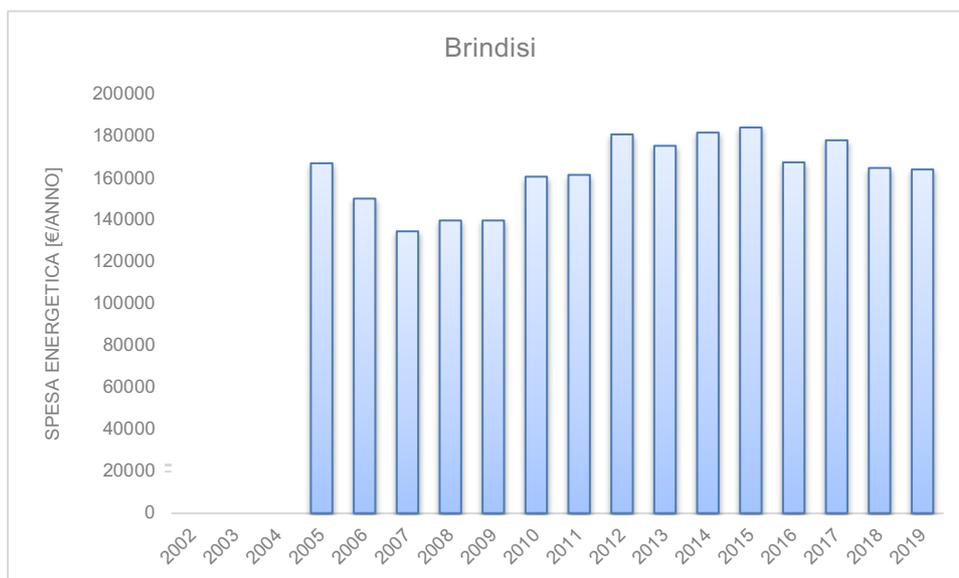
[Faenza] sostituzione caldaia - sostituita una vecchia caldaia con una nuova, di tipo tradizionale ma comunque a migliore efficienza energetica, a servizio del riscaldamento palazzina uffici.



Andamento della spesa energetica. CR Brasimone, 2002÷2019.



Centro del Brasimone.



Andamento della spesa energetica. CR Brindisi, 2005-2019.

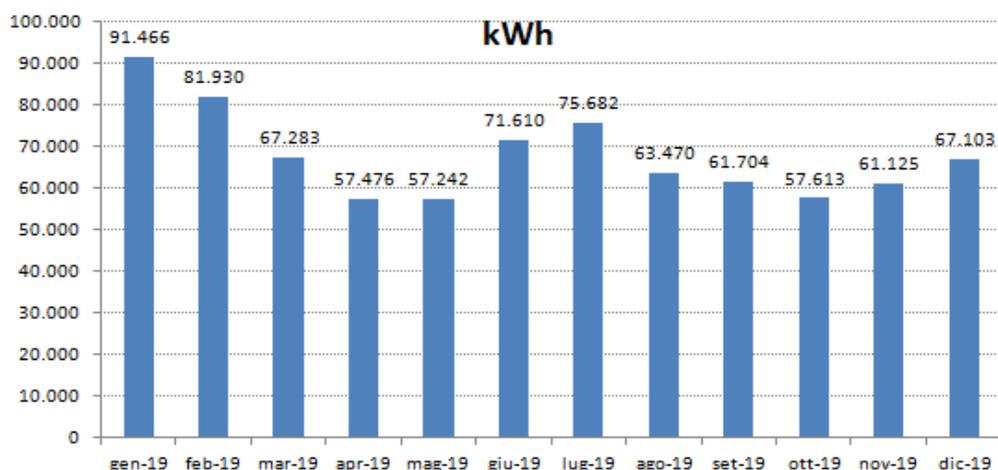


Centro di Brindisi.

L'energia elettrica è il vettore energetico di cui dispone il Centro per alimentare i diversi servizi, quali:

- utenze elettriche
- condizionamento e di riscaldamento tramite climatizzatori a pompe di calore.

Graf. 1 - Consumi di energia attiva nel corso dell'anno. CR Brindisi, 2019.



Nel 2019 il consumo elettrico è stato di 813.714 kWh, per una spesa di circa 133.500,00 € (IVA esclusa), consumo così ripartito nelle 3 fasce orarie:

- F1: 37%, F2: 22%, F3: 41% (v. fig. 1).
- Il consumo medio giornaliero è stato di 2.222 kWh/giorno.
- La potenza di picco media è stata di 150 kW.

La distribuzione delle linee è composta da utenze su:

- **UPS:** circa il 40%; interessa l'utenza su specifica strumentazione e apparecchiature scientifiche di ricerca.
- **FM:** circa il 50 %; corrisponde a tutta la restante strumentazione di servizio annessa e connessa agli impianti dei laboratori e uffici, compresa tutta la climatizzazione invernale ed estiva, stimata con approssimazione di calcolo, a circa il 30% dei consumi totali di energia elettrica sulla linea FM.
- **ILLUMINAZIONE:** circa il 10%; comprende l'impianto di illuminazione sia interno (uffici e laboratori) sia parte esterna degli edifici di pertinenza ENEA.

In considerazione dei dati sopra riportati, il consumo energetico sulle rispettive linee equivale a:

- **408.334 kWh** sulla linea **FM** (linea sulla quale è totalmente caricato il consumo delle pompe di calore).
- **336.000 kWh** sulla linea **UPS** (consumo mediamente fisso che non risente del periodo stagionale).
- **81.370 kWh** sulla linea **illuminazione** del centro (uffici, laboratori, aree esterne).

Consumi energetici per riscaldamento Invernale/Estivo

Dall'analisi dei consumi sulla linea FM nei periodi dell'anno, ne consegue uno zoccolo di circa 25.000 kWh, occorrente sia nei mesi freddi che caldi dell'anno (v.graf. 2). Se ne deduce che il CR non necessita di condizionamento (fornito dalle pompe di calore) nei mesi di aprile, maggio e ottobre.

Nei restanti mesi le pompe di calore assorbono circa 109.236 kWh, equivalenti a una percentuale che oscilla intorno al 27% dei consumi totali, pari a 408.334 kWh. La tab. 1 riporta la ripartizione dei consumi tra le diverse utenze.

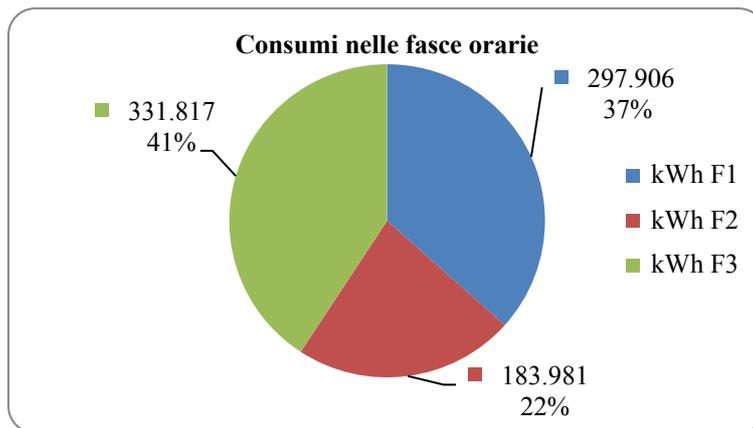
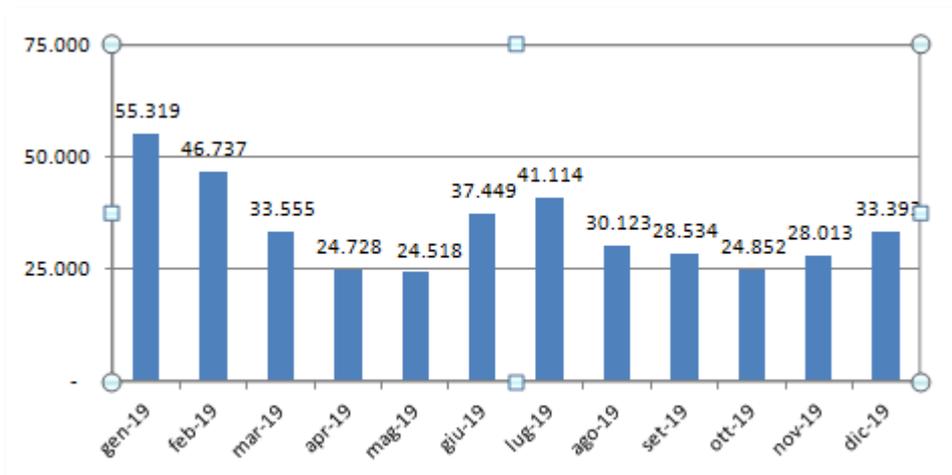


Fig. 1 – Ripartizione dei consumi elettrici nelle tre fasce orarie. CR Brindisi, 2019.



Graf. 2 – Andamento dei consumi elettrici, linea FM. CR Brindisi, 2019.

Tab. 1 – Ripartizione dei consumi elettrici tra le varie utenze. CR Brindisi, 2019.

	linea FM	kWh consumi su pompe di calore	consumo kWh inverno	consumo kWh estate
gen-19	55.319	30319	72016	37219
feb-19	46.737	21737		
mar-19	33.555	8555		
apr-19	24.728	0		
mag-19	24.518	0		
giu-19	37.449	12449		
lug-19	41.114	16114		
ago-19	30.123	5123		
set-19	28.534	3534		
ott-19	24.852	0		
nov-19	28.013	3013		
dic-19	33.393	8393		
TOT.	408.334	109.236		

Considerazioni sulla situazione di fatto degli impianti

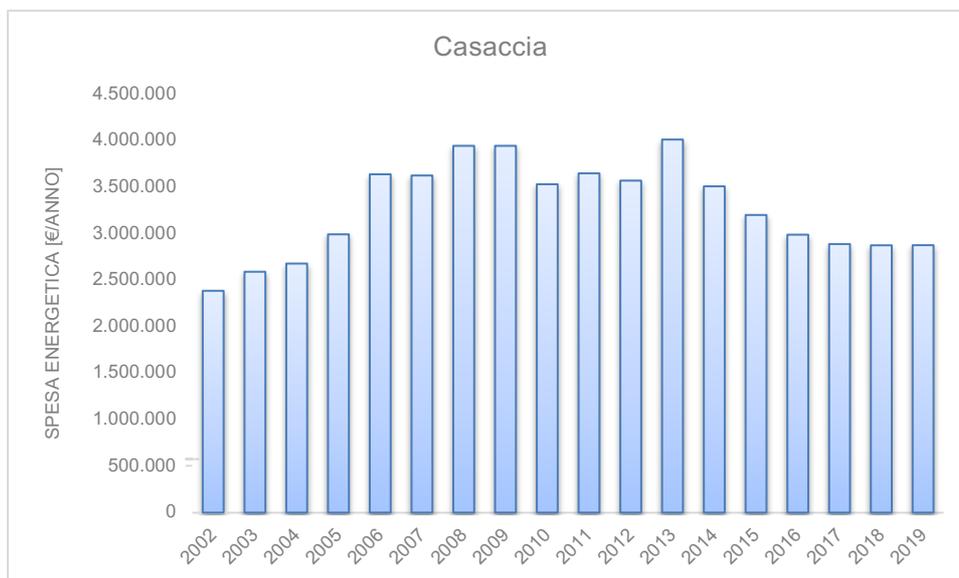
Attualmente l'intero impianto non dispone di un sistema di rifasamento delle linee, pertanto la componente reattiva dei consumi è in media circa il 50% della componente attiva, e il $\cos\phi$ medio globale è confermato a 0,89, valore che tuttavia non incide in modo considerevole sui costi.

In particolare, è lo sfasamento a $\cos\phi$ di 0,54 misurato sulla linea di alimentazione dell'impianto di soccorso UPS, di potenza complessiva di circa 300 kVA, l'unico che influisce sul valore dell'intero impianto.

Nel Centro non sussistono situazioni particolarmente critiche in quanto non sono in funzione impianti energivori, nonostante la presenza dell'Impianto Ionico, impianto CERTEM.

Si potrebbe risparmiare:

- investendo in un nuovo impianto UPS sostituendo l'ormai obsoleto impianto con gruppi di nuova generazione a sistema modulare totalmente ridondante che garantiscono un alto grado di efficienza e rendimento (quasi pari ad uno) nonostante la continua fluttuazione del carico;
- intervenendo ulteriormente sulla compartimentazione sulle restanti parti interne dell'edificio A2 (es. atri, facciate esterne), per evitare il fenomeno di irraggiamento negli uffici, al primo piano dello stesso edificio, tramite barriere ombreggianti lungo tutto il prospetto SUD dello stesso;
- vista la dislocazione geografica vantaggiosa, investendo su impianti di tipo solare termico e fotovoltaico nella realizzazione di parcheggi e coperture ombreggianti.



Andamento della spesa energetica. CR Casaccia, 2002÷2019.



Centro della Casaccia.

La Casaccia è un organismo edilizio complesso, sia nella valutazione degli edifici (oltre 190 edifici costruiti dal 1959 al 1980, con tecniche e tipologie molto differenziate) sia nella valutazione degli impianti (spesso realizzati al di fuori dei vincoli rappresentati dalle normative attualmente vigenti in termini di efficienza energetica).

Oltre ad un livello di obsolescenza funzionale che è fisiologicamente correlato al lungo periodo di esercizio, è da rilevare tanto il mancato rispetto dei requisiti minimi di prestazione degli involucri edilizi (trasparenti e opachi) quanto la non rispondenza delle logiche di progettazione degli impianti, ormai tecnologicamente superati. Su questo tema specifico si è più volte segnalata l'impossibilità tecnica di effettuare un'analisi dei consumi per singolo edificio in assenza di un sistema di contabilizzazione a livello di singolo sistema edificio.

Resta inoltre irrisolto anche il tema della qualità ambientale interna degli edifici: negli ambienti di lavoro della Casaccia manca quasi integralmente un sistema di termoregolazione degli impianti. Per i nostri fini, è forse anche superfluo ricordare come tali sistemi garantirebbero un enorme potenziale in termini

di risparmio energetico, specie se accoppiati a sistemi di contabilizzazione del calore.

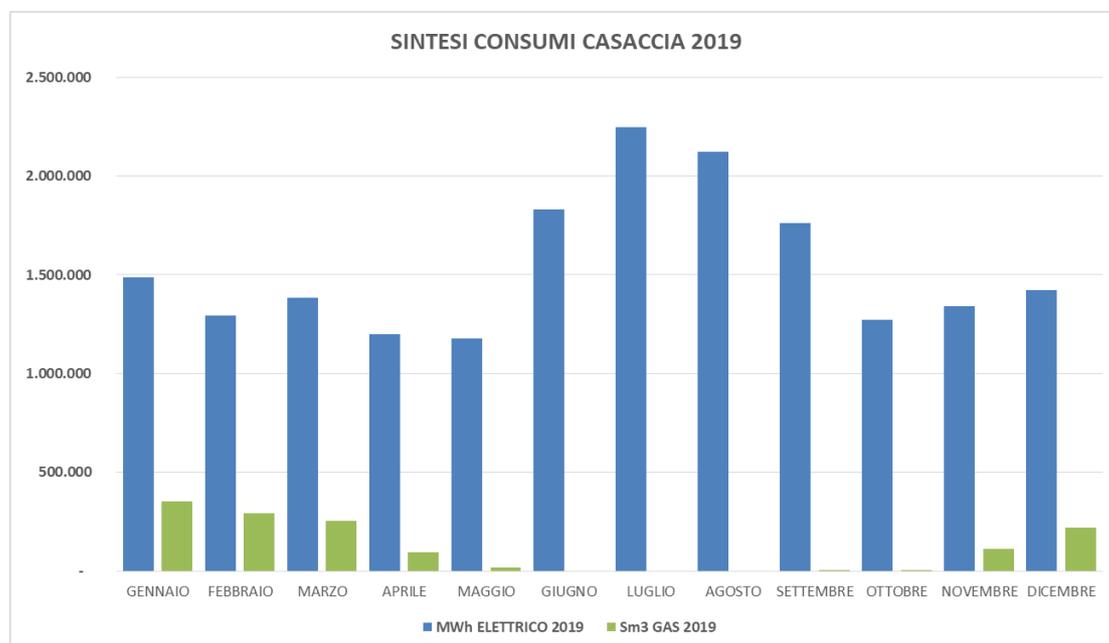
Dall'analisi dei consumi del Centro Casaccia per l'intero anno 2019 si evince una enorme traccia energetica.

Da un punto di vista economico si osserva facilmente la netta prevalenza dei consumi di energia elettrica (87% sui costi complessivamente sostenuti) rispetto al consumo di gas naturale (13% sui costi complessivamente sostenuti).

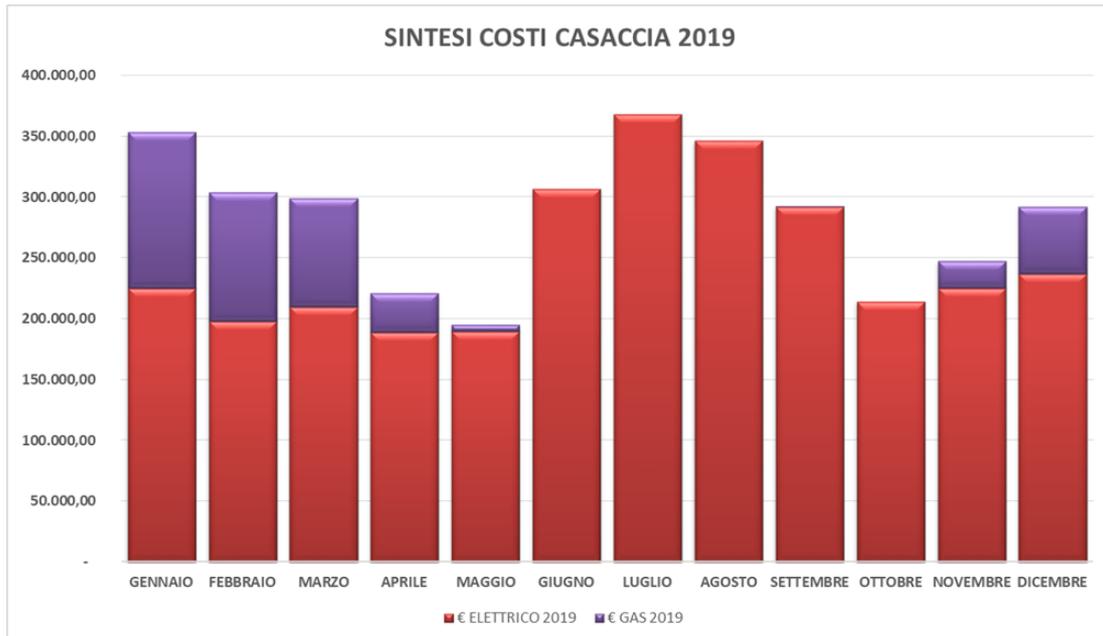
Sotto il profilo quantitativo (v. graf. 1) si registrano consumi complessivi (al lordo del consumo elettrico SOGIN e NUCLECO) di 18,5 GWh di energia elettrica e di 1,3 milioni di Sm³ di gas naturale.

Dai dati si desume chiaramente una duplice fase:

- “invernale”, da novembre ad aprile, caratterizzata dalla coesistenza delle due componenti elettrica e gas;
- “estiva”, da maggio a ottobre, caratterizzata da consumi quasi esclusivamente elettrici e dai picchi massimi di consumo.



Graf. 1 - Sintesi dei consumi energetici. CR Casaccia, 2019.



Graf. 2 - Sintesi dei costi energetici nel corso dell'anno 2019. La componente gas dei mesi NOV 19 e DIC 19 è da considerarsi non consolidata, in attesa di conguaglio. CR Casaccia, 2019.

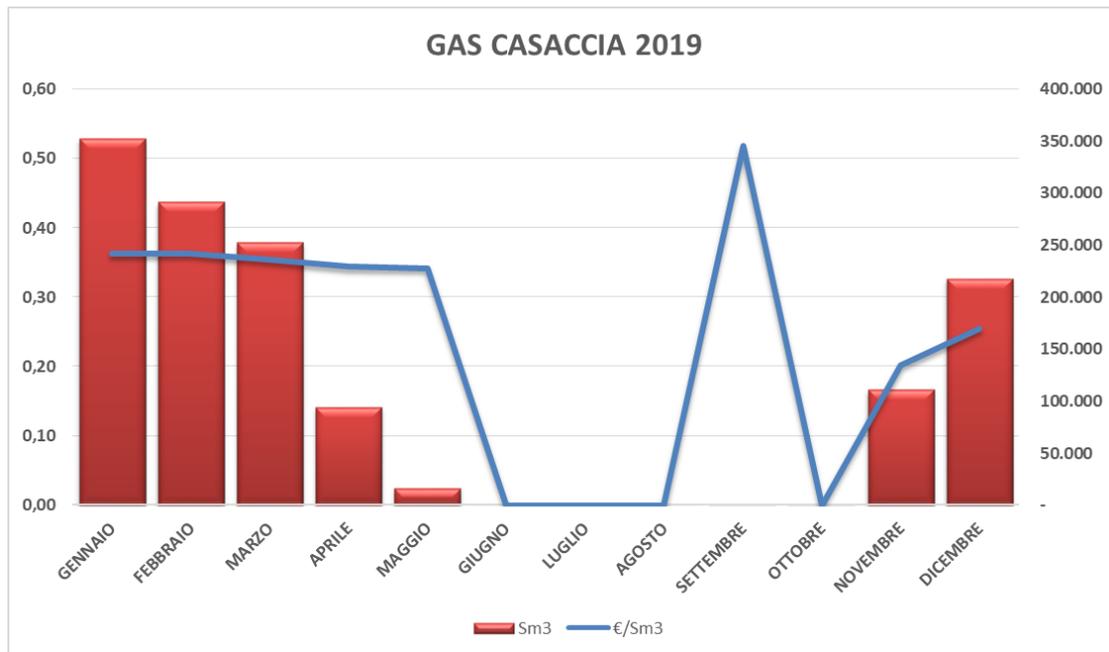
Complessivamente (al lordo del consumo elettrico SOGIN e NUCLECO) i costi hanno superato i 3,4 M€, di cui 3 M€ per l'energia elettrica e 0,44 M€ per il gas. Provando a tradurre i dati in costi di gestione per gli approvvigionamenti energetici (v. graf. 2), il mese più gravoso per le casse del Centro è risultato essere il mese di Luglio 2019 (0,37 M€) pur essendo "scarica" la componente di costo riconducibile alla spesa del gas. Di contro, il mese in cui si sono registrate le spese minime è stato Maggio 2019 (0,19 M€).

Entrando nel merito delle singole componenti che concorrono a formare le suddette voci di costo, il gas naturale, il cui consumo è finalizzato quasi esclusivamente al riscaldamento degli edifici, ha registrato un consumo totale di 1.3 M Sm³ (corrispondenti ad una spesa di 0,44 M€). L'andamento dei consumi di gas (v. graf. 3) risponde, storicamente, ad una correlazione quasi lineare rispetto alle temperature esterne e al tasso di occupazione del Centro: il picco di massimo di consumo si è registrato a Gennaio 2019 (differentemente da quanto registrato nell'anno

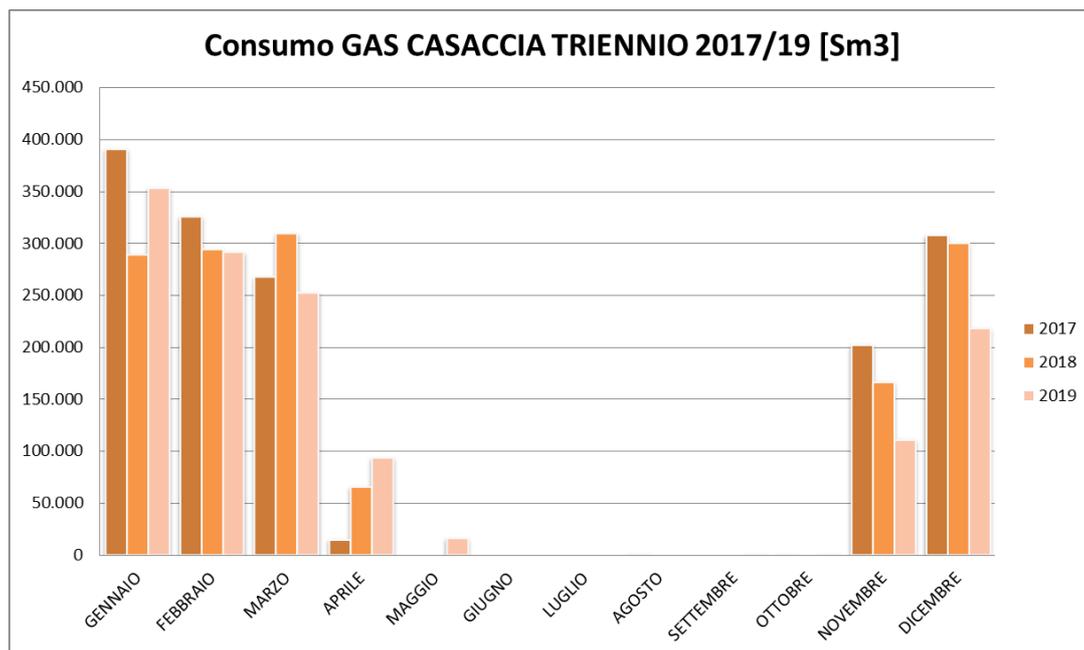
precedente, in cui il picco era stato raggiunto a Marzo 2018).

In termini di andamento (v. graf. 4 e graf. 5), nel confronto con i dati disponibili sull'ultimo triennio, si evidenzia un sottile ma costante calo dei costi complessivi e dei consumi rilevati.

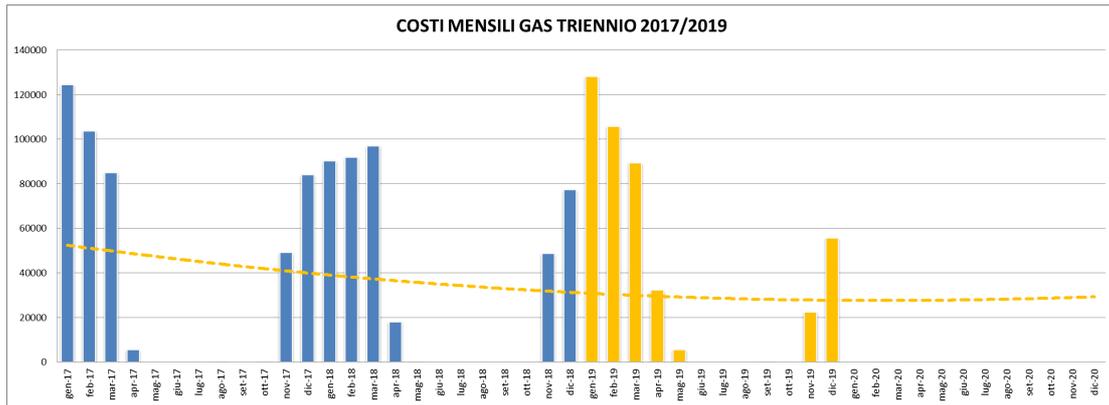
È doveroso segnalare che nel corso del 2019 si è riscontrato un importante problema che ha coinvolto la contabilizzazione dei consumi di gas naturale: per problemi di natura tecnica, i consumi relativi al periodo post Novembre 2019 sono stati oggetto di valutazione a forfait, in attesa che il problema tecnologico trovasse soluzione. Conseguentemente, analizzando la fluttuazione dei costi unitari mensili nel corso del 2019, il valore sembrerebbe risultare "meno stabile" di quanto lecito attendersi: tuttavia, considerando che la componente relativa ai costi registrati per gli ultimi due mesi dell'anno deve essere considerata ad oggi "non consolidata" ovvero in attesa di variazioni conseguenti all'emissione del conguaglio da parte del fornitore, l'andamento ricostruito può considerarsi del tutto coerente (v. graf. 6).



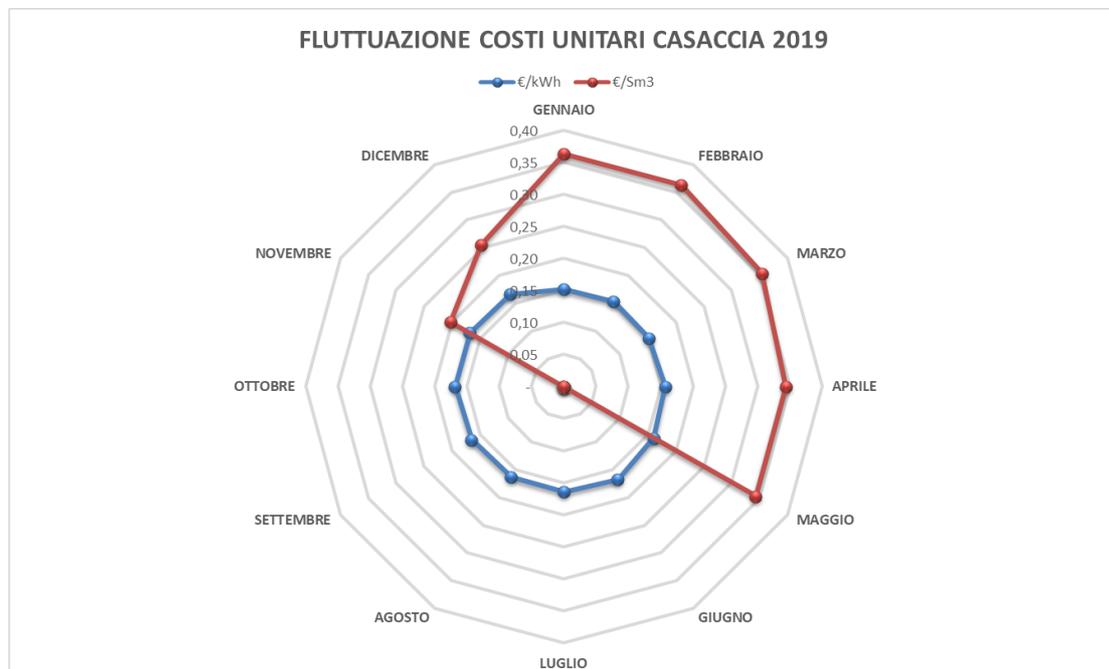
Graf. 3 - Andamento dei consumi del gas naturale. La componente gas dei mesi NOV 19 e DIC 19 è da considerarsi non consolidata, in attesa di conguaglio. CR Casaccia, 2019.



Graf. 4 – Analisi pluriennale del consumo di gas naturale. CR Casaccia, 2017÷2019.



Graf. 5 - Analisi pluriennale del costo del gas naturale. La componente gas dei mesi NOV 19 e DIC 19 è da considerarsi non consolidata, in attesa di conguaglio. CR Casaccia, 2017÷2019



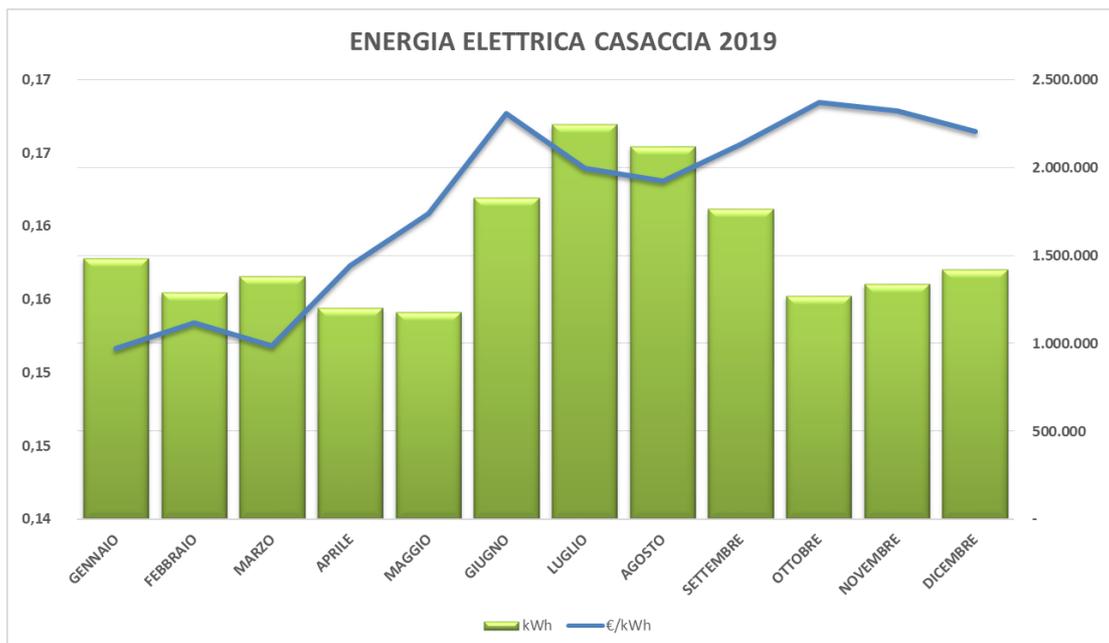
Graf. 6 - Fluttuazione mensile dei costi unitari del gas naturale e dell'energia elettrica. La componente gas dei mesi NOV 19 e DIC 19 è da considerarsi non consolidata, in attesa di conguaglio. CR Casaccia, 2019.

Per ciò che concerne l'energia elettrica, (al netto del consumo SOGIN e NUCLECO pari a 3,5 GWh per un valore di 0,57M€) i consumi si sono attestati su un totale di 15,0 GWh corrispondenti ad una spesa di 2,42 M€.

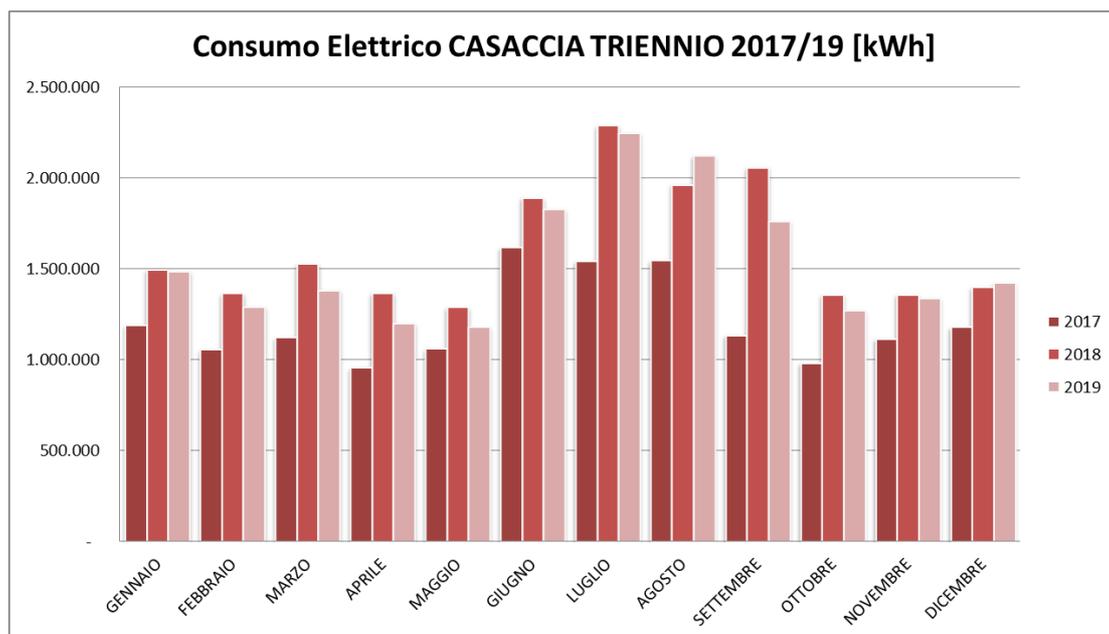
Il consumo di energia elettrica in Casaccia è finalizzato ad usi molteplici: in maniera piuttosto singolare, l'andamento dei consumi elettrici in correlazione al fattore di occupazione del Centro mostra una tendenza ormai consolidata nel tempo nel segnare i picchi massimi in corrispondenza con la minor frequentazione da parte del personale del centro (v. graf. 7). Confermando così la tendenza del

2018, l'analisi delle fatture evidenzia come il valor di minimo consumo si è registrato a Maggio 2019, mentre il valore massimo si sia registrato a Luglio 2019. Sintetizzando, in base ai dati disponibili sull'ultimo triennio, si evidenzia un significativo consolidamento in termini di costi e consumi rilevati nel periodo 2018-19 (v. graf. 8 e graf. 9).

In termini di fluttuazione mensile del costo unitario specifico di questa fonte energetica nel 2019, (v. graf. 10) il valore può considerarsi pressoché stabile in tutti i mesi dell'anno, attorno al valore medio di poco superiore a 0,16 €/kWh.



Graf. 7 - Andamento dei consumi di energia elettrica. CR Casaccia, 2019.



Graf. 8 - Analisi pluriennale del consumo di energia elettrica. CR Casaccia, 2017÷2019.

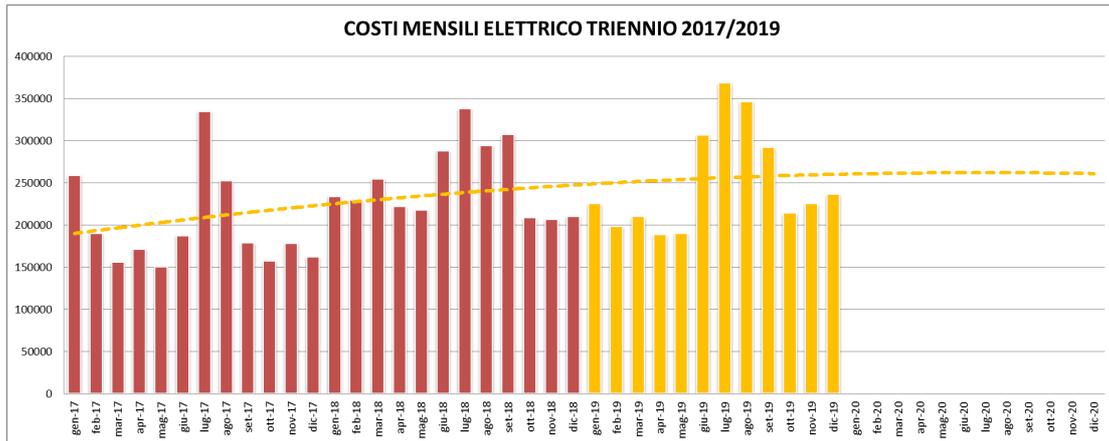
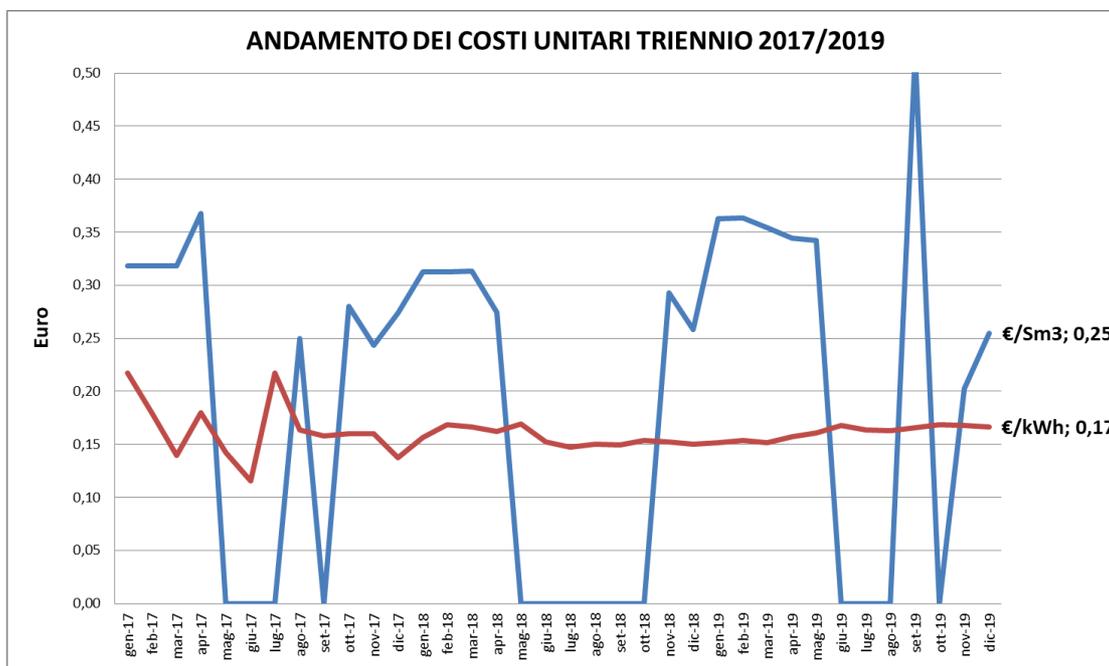
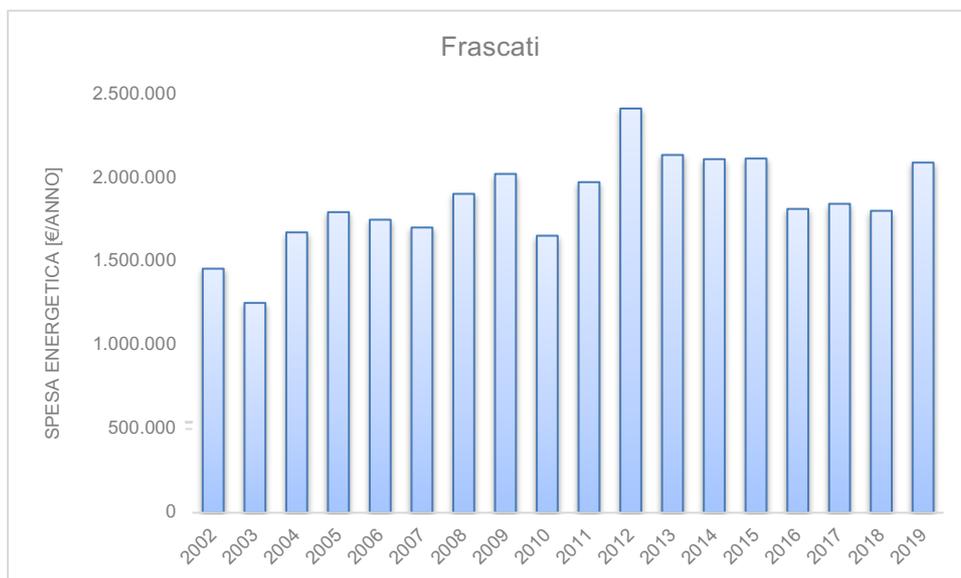


Fig.9 Analisi pluriennale del costo di energia elettrica. CR Casaccia, 2017÷2019



Graf. 10 - Analisi pluriennale dei costi unitari del gas naturale e dell'energia elettrica. La componente gas dei mesi NOV 19 e DIC 19 è da considerarsi non consolidata, in attesa di conguaglio. Casaccia, 2017÷2019.



Andamento della spesa energetica. CR Frascati, 2002÷2019.



Centro di Frascati.

Premessa

Il Centro Enea di Frascati si estende su un'area di circa 14 ha, su cui sono ubicati circa 90 fabbricati con diverse destinazioni d'uso.

I primi edifici del Centro risalgono alla seconda metà degli anni '50, periodo in cui mancava una normativa specifica sul tema del risparmio energetico; di conseguenza, anche le tecniche costruttive utilizzate rispondevano esclusivamente alle principali esigenze del tempo. Gli edifici più recenti del Centro comunque furono completati intorno agli anni '80, periodo durante il quale, pur vigendo la legge 373/76 recante "*Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici*", i livelli di attenzione verso tali temi non erano ancora soddisfacenti.

Allo stato di fatto i fabbricati risultano, in generale, privi di isolamento termico, presentando valori di trasmittanza termica dei componenti opachi (pareti verticali, solai e coperture) elevati, che danno luogo a dispersioni termiche importanti. Fanno eccezione alcuni edifici le cui pareti perimetrali verticali, pur non essendo isolate, sono realizzate da muratura a cassetta con intercapedine d'aria che riescono a garantire livelli prestazionali più elevati. I serramenti, composti prevalentemente da telai in alluminio privi di taglio termico e vetri monolitici, raggiungono valori di trasmittanza termica U_w pari circa a $5.8 \text{ W/m}^2 \text{ K}$.

Gli impianti di climatizzazione risalgono all'età in cui furono costruiti gli edifici, anche se le ultime installazioni risalgono al 2005.

Durante il 2019 sono stati sostituiti i gruppi frigo a servizio dell'edificio A0 (mensa), nel 2020, è stato ripristinato l'impianto a servizio dell'edificio F50, relativo al raffreddamento della sala CED, rimasto fermo a causa di guasti sopravvenuti in precedenza, ed eseguito il collaudo del gruppo frigo afferente all'edificio F09 e F10, attualmente in esercizi.

1. Individuazione della tipologia contrattuale per i principali vettori energetici

L'anno scorso, tra le principali azioni mirate alla riduzione della spesa energetica del C.R. ENEA di Frascati, venne ritenuto vantaggioso, a seguito di simulazioni mirate ad individuare la migliore tipologia contrattuale da adottare relativamente ai principali vettori energetici del Centro, l'adesione alle convenzioni Consip per

la fornitura di energia elettrica e gas a prezzo fisso.

Le valutazioni risultarono complesse a causa dell'incertezza dell'andamento dei prezzi variabili nel tempo, in comparazione al prezzo fisso che risultava invece noto.

1.1 - Contratto di fornitura del gas

Nel periodo compreso tra giugno 2019 e maggio 2020, in considerazione dei risultati ottenuti nelle simulazioni di cui sopra, il C.R. ENEA di Frascati ha aderito alla convenzione Consip GN11 a prezzo fisso.

La fig.1 riporta l'andamento della spesa mensile del gas, sostenuta nel periodo di riferimento contrattuale, relativa alla sola quota energia, in funzione: dei consumi reali registrati nel corso della durata contrattuale, dei prezzi fissi e di quelli variabili relativi alla convenzione Consip GN11. A stessa figura mostra il risparmio economico conseguito a seguito della scelta contrattuale adottata, espresso in euro.

Dal grafico emerge che la scelta di aderire alla convenzione GN11 a prezzo fisso ha comportato per l'ENEA un vantaggio economico di circa 2.500,00 €/anno. Per tutto il periodo contrattuale infatti il prezzo fisso si è mantenuto sempre ad un livello più basso rispetto al prezzo variabile, ad eccezione dei mesi di settembre, ottobre e novembre, caratterizzati per altro da consumi più bassi rispetto agli altri mesi dell'anno. Di conseguenza, il costo della quota energia è stato ridotto del 2.5% circa rispetto a quello a cui si sarebbe arrivati nel caso si fosse aderiti alla convenzione a prezzo variabile, a conferma dell'efficacia della scelta contrattuale adottata.

Anche per il 2020 è stato necessario valutare la convenienza di aderire alla nuova convenzione Consip GN12, scegliendo tra il prezzo fisso o variabile.

La scelta tra le due alternative previste dalla nuova convenzione, finalizzata all'ottenimento del massimo risparmio per l'ENEA, è risultata complessa poiché necessitava di specifiche valutazioni, nelle quali tener conto dell'andamento dei prezzi futuri della materia prima. Purtroppo, mentre nel caso di adesione alla convenzione a prezzo fisso il dato di riferimento era noto ed era stato pubblicato sul sito della CONSIP, i dati relativi ai prezzi variabili, che sarebbero stati ipoteticamente applicati nel periodo contrattuale d'interesse, non risultavano disponibili.

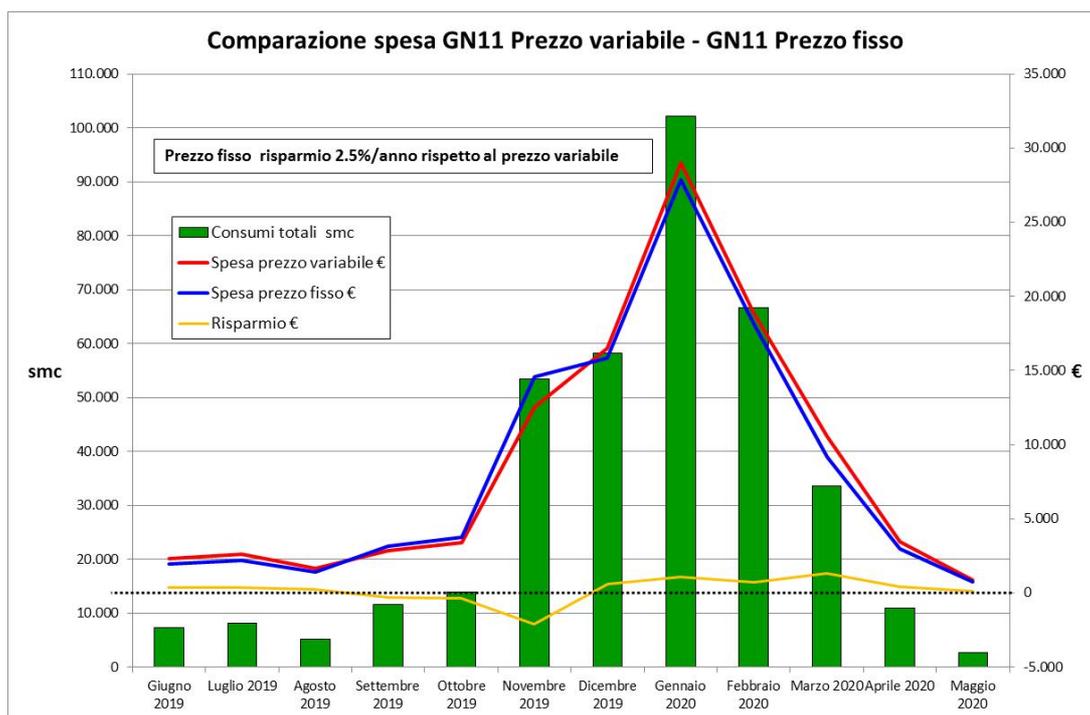


Fig. 1 – Comparazione della spesa mensile a prezzo variabile e fisso in applicazione della convenzione GN11- Fonte: dati del fornitore

Per poter individuare quale fosse, tra le due tipologie di fornitura disponibili, quella più vantaggiosa per l'ENEA è stata confrontata la spesa che si sarebbe verosimilmente sostenuta nell'anno 2019, nel caso in cui fossero stati applicati i prezzi variabili noti (2019), con quella che si sarebbe sostenuta nel periodo d'interesse, qualora fosse applicato il prezzo fisso previsto dalla convenzione GAS naturale 12, nell'ipotesi che i consumi, nei due casi considerati, rimanessero gli stessi registrati nel 2019.

Nella valutazione si è tenuto conto, oltre che della spesa calcolata sui consumi reali del C.R. di Frascati, delle categorie d'uso termiche, come definite nella Tabella n. 1 del TISG, attribuite ai diversi PDR, poiché ad esse vengono applicati prezzi e spread differenti. In particolare, a Frascati, tutti i misuratori appartengono alla categoria d'uso C1 (riscaldamento) ad eccezione del PDR

881112962202, che appartiene alla categoria d'uso C2 (uso cottura cibi e/o produzione acqua calda sanitaria).

La figura 2 riporta: i consumi mensili reali registrati nel C.R. di Frascati (al momento dell'analisi i dati di consumo dei mesi compresi tra gennaio e marzo 2020 non erano disponibili, pertanto sono stati utilizzati i valori del 2019 pur riportando nel grafico l'anno 2020 con riferimento ai prezzi applicati), la spesa mensile che si sarebbe sostenuta in applicazione della convenzione GAS naturale 12 (GN12) a prezzo variabile e la spesa che ipoteticamente si sarebbe sostenuta nel caso fosse stata adottata la convenzione GN12 a prezzo fisso, con decorrenza contrattuale fissata alla data del 1 giugno 2020. I dati riportati in figura si estendono fino al mese di marzo 2020, data in cui è stato compilato e inviato l'ordinativo di fornitura relativo al contratto GN12.

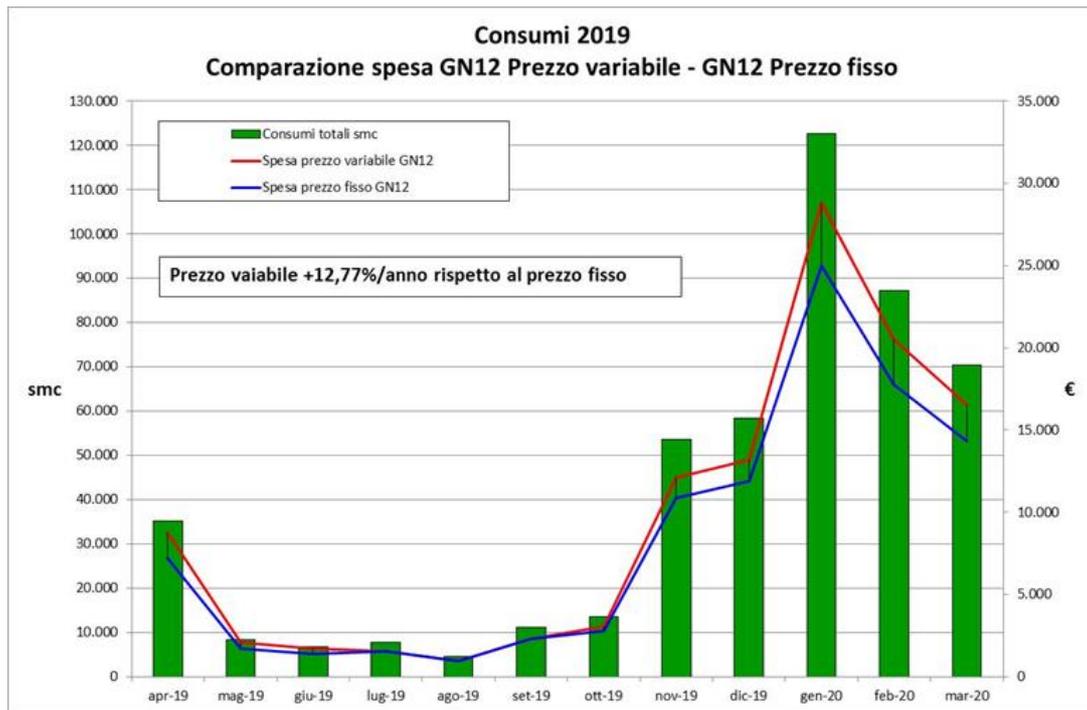


Fig. 2 - Consumi e spesa mensile in applicazione della convenzione GN12 a prezzo variabile e fisso - Fonte: dati del fornitore.

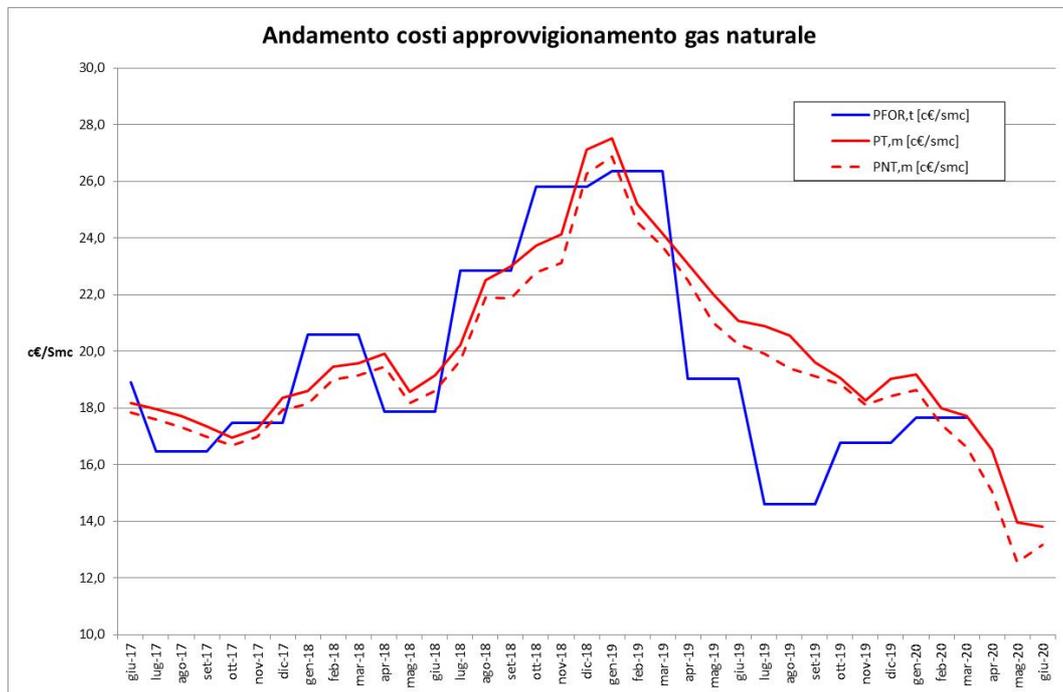


Fig. 3 – Andamento prezzi approvvigionamento gas naturale - GN12 prezzo variabile ($P_{FOR,t}$) e prezzo fisso ($P_{T,m}$, $P_{NT,m}$)

Dal grafico emerge che le due curve della spesa mensile, in applicazione delle due tipologie di prezzo, risultano pressoché sovrapposte nei mesi compresi tra maggio e ottobre, manifestando una maggiorazione dei

costi, pari rispettivamente al 15.45% nel primo trimestre (gennaio-marzo 2020) e al 11.15% nel quarto trimestre (ottobre-dicembre 2019), nel caso si aderisse alla convenzione a prezzo variabile.

Dallo stesso si evince che la discrepanza della spesa annua, tra le due forniture, è pari al 12.77 %, risultando favorita la GN12 a prezzo fisso.

In considerazione della evidente differenza di spesa tra le due tipologie di contratto studiate, si ritiene utile considerare, per completezza, anche il trend dei prezzi, fissi e variabili, per l'approvvigionamento del gas naturale riportato in Fig. 3. L'andamento dei prezzi variabili è caratterizzato da un progressivo aumento fino al primo trimestre del 2019, che tende a decrescere negli anni successivi. Tali prezzi rimangono comunque superiori rispetto al prezzo fisso che verrebbe applicato nel caso in cui si aderisse

alla convenzione GN12 con decorrenza contrattuale fissata a giugno 2020. Dal grafico inoltre emerge che nel primo trimestre di ogni anno, periodo che coincide con i massimi consumi del Centro, i prezzi raggiungono i valori più alti.

La figura 4 riporta l'andamento del prezzo variabile per l'approvvigionamento del gas nel periodo compreso tra gennaio 2019 e marzo 2020. Dal grafico si evince che il prezzo della materia prima, nel primo trimestre 2020, è aumentato del 5.22% rispetto al trimestre precedente e diminuito del 8.04% rispetto al prezzo medio dell'anno 2019.

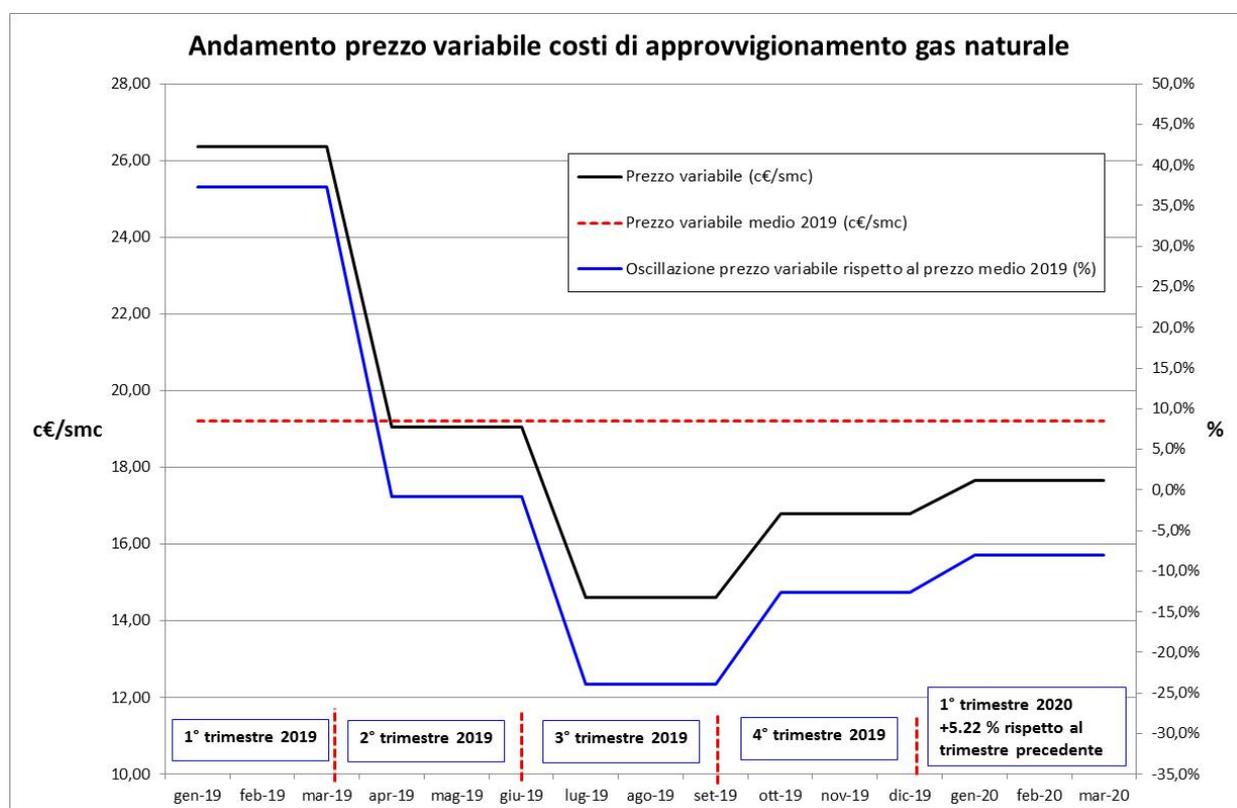


Fig. 4 - Andamento dei prezzi variabili anno 2019 – primo trimestre 2020 approvvigionamento gas naturale.

In considerazione della discrepanza tra le due tipologie di fornitura, calcolata pari al 12.77% a favore del prezzo fisso, dell'aumento dei prezzi variabili del gas nel primo trimestre dell'anno 2020 rispetto all'anno 2019, dalla riduzione del prezzo relativo ai costi di approvvigionamento del gas a prezzo fisso mostrati nella fig.5, si ritiene consigliabile l'adesione alla convenzione GN12 a prezzo fisso. L'adesione a questa tipologia contrattuale inoltre, oltre a garantire condizioni che

attualmente possono considerarsi favorevoli rispetto all'andamento dei prezzi del mercato, preserva il C.R. di Frascati da eventuali rischi dovuti ad improvvise variazioni future di prezzo per l'approvvigionamento del gas.

Tale indicazione, in considerazione dei dati disponibili, comporta in generale un risparmio per l'ENEA, anche se è necessario sottolineare l'imprevedibilità dell'andamento futuro dei prezzi di mercato, che potrebbero incrementare

così come ridursi fino ad annullare la convenienza economica verosimilmente

ottenuta attraverso l'adesione alla fornitura a prezzo fisso.

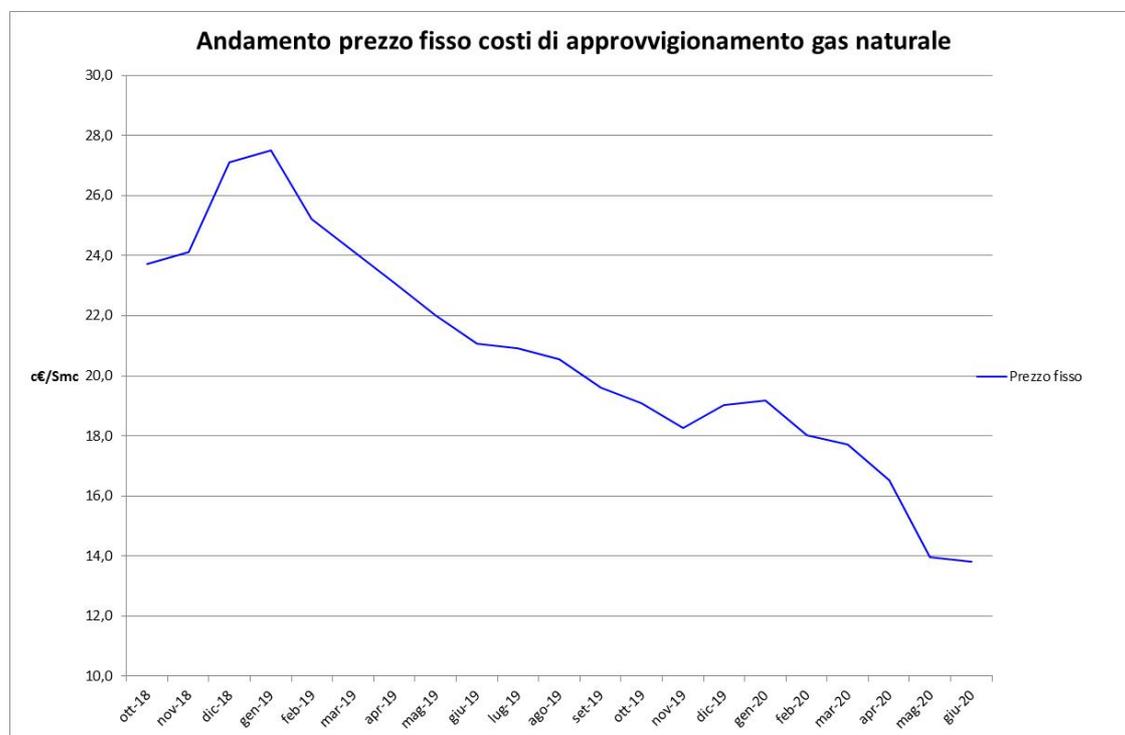


Fig. 5 - Andamento dei prezzi fissi nel periodo compreso tra ottobre 2018 e giugno 2020.

1.2 - Contratto di fornitura di energia elettrica

La scadenza del contratto di energia elettrica EE16, attualmente in essere, è fissata per il 30 settembre 2020. L'anno scorso la scelta della tipologia di prezzo a cui aderire, relativamente al contratto di energia elettrica in essere, venne fatta con largo anticipo, basandosi sull'osservazione che nei sei mesi precedenti la data di adesione al contratto stesso, i prezzi variabili per la fornitura di energia elettrica avevano registrato un continuo incremento, superando costantemente il valore del prezzo fisso. Inoltre, nello stesso periodo, si stava considerando la possibilità di accentrare tutti i Centri ENEA ad un unico contratto di fornitura di energia elettrica, in modo da snellire e migliorare le procedure di verifica e controllo della spesa e dei consumi. La scelta pertanto ricadde sull'adesione contrattuale a prezzo fisso, per una durata di 18 mesi, pur evidenziando la difficoltà della valutazione basata, come nel caso del gas, sull'incertezza relativa alla variabilità dei prezzi futuri. La durata contrattuale è stata decisa con l'obiettivo di consentire a tutti i Centri ENEA di poter aderire al nuovo contratto, rispettando la

naturale decorrenza dei rispettivi contratti in essere. Purtroppo, successivamente, l'andamento del mercato, per cause legate principalmente all'emergenza COVID-19, ha fatto registrare un crollo del prezzo variabile a partire già alla data di inizio contrattuale.

La fig. 6 riporta l'andamento mensile dei prezzi fissi e variabili, in riferimento al contratto in convenzione Consip EE16, unitamente ai consumi reali, nelle tre fasce di consumo, nel periodo compreso tra aprile 2019 e maggio 2020.

Dal grafico emerge che il prezzo fisso ha mantenuto valori costantemente superiori rispetto al prezzo variabile, con oscillazioni comprese, nei mesi che vanno da ottobre 2019 a maggio 2020, tra il 12.58% e il 62.12% in F1, tra il 13.17% e 60.45% in F2 e il 18.84% e il 64.67% in F3. Dal mese di gennaio 2020, momento in cui si è registrato un aumento del prezzo variabile rispetto al mese precedente, assistiamo ad una caduta dello stesso fino al mese di maggio, dove si raggiunge la discrepanza maggiore delle due tipologie di prezzo, rispetto a tutto il periodo contrattuale in essere. Il fenomeno ovviamente è attribuibile

alla diffusione del virus SARS-CoV-2, non immaginabile nel momento della scelta della

tipologia contrattuale, che a partire dai primi mesi dell'anno ha colpito l'intero pianeta.

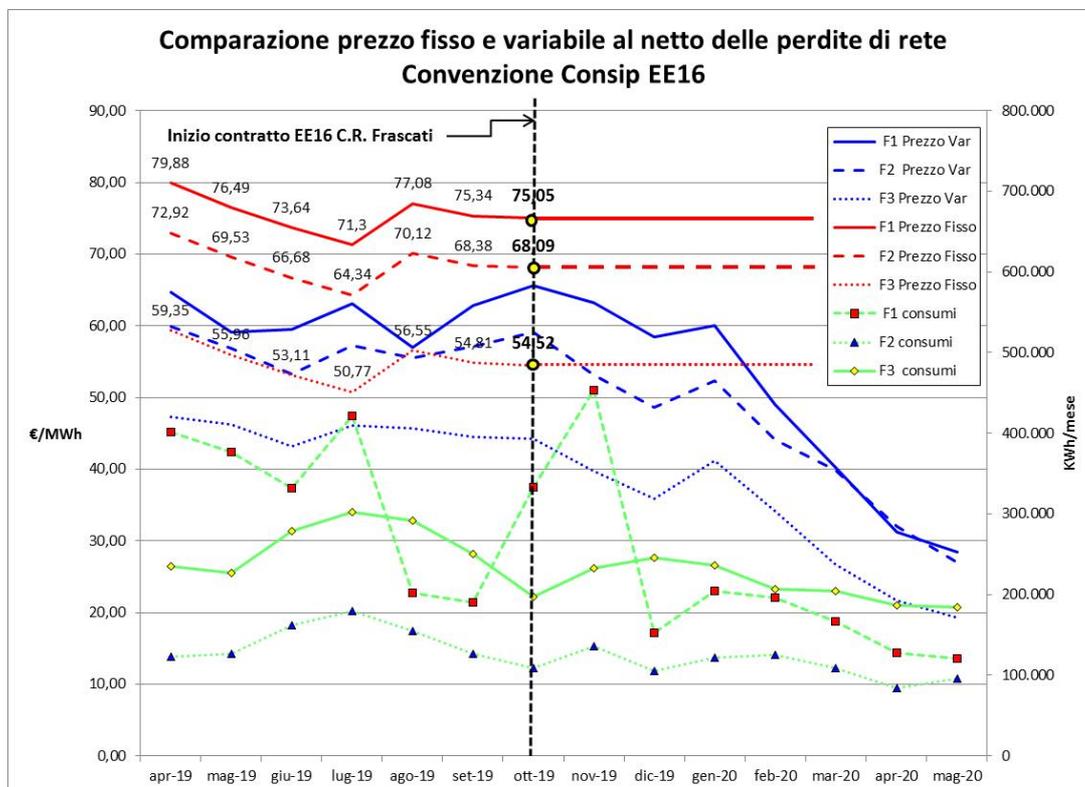


Fig. 6 – Andamento dei prezzi nelle 3 fasce di consumo nel contratto in convenzione Consip EE16.

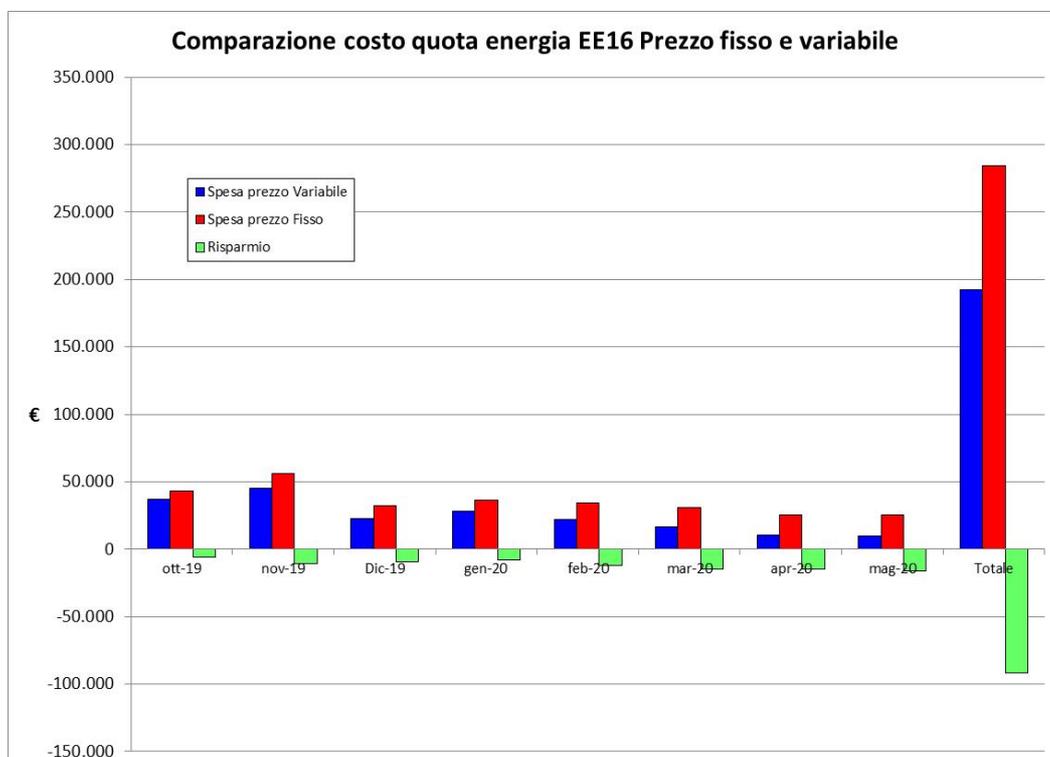


Fig. 7 – Comparazione dei costi relativi al contratto a prezzo fisso e variabile in convenzione Consip EE16.

Il mese di novembre è stato caratterizzato da un consumo in F1 molto elevato, dovuto alle attività di FTU. Tale circostanza, che si è manifestata in concomitanza di un primo abbassamento del prezzo variabile nella stessa fascia di consumo, in misura pari al 15.83% rispetto al prezzo fisso, ha contribuito ad incrementare la discrepanza della spesa, tra le due tipologie di prezzo possibili, penalizzando ulteriormente il bilancio economico del Centro. A dicembre si è assistito allo switch off del Tokamak, a seguito del quale si è registrata una drastica riduzione dei consumi che ha consentito di contenere la perdita economica dovuta al crollo dei prezzi.

La fig. 7 mostra che, durante tutta la decorrenza contrattuale, è stata registrata una perdita economica continua, che è incrementata costantemente a partire dal mese di ottobre 2019 fino al mese di maggio 2020, raggiungendo il valore di circa -92.000,00 €.

Il bilancio complessivo calcolato ad oggi si chiude pertanto in negativo. La scelta di aderire alla convenzione a prezzo fisso infatti non ha consentito di assorbire le perdite dovute a quegli eventi di natura imprevedibile, nonostante la riduzione dei consumi.

Oggi è in corso di valutazione l'adesione al nuovo contratto di fornitura di energia elettrica in convenzione Consip EE17. La scelta della tipologia di prezzo a cui aderire non ha ancora raggiunto la piena maturità per motivi prevalentemente legati alle fluttuazioni anomale del mercato.

2. Interventi effettuati e risultati ottenuti

Nel periodo compreso tra dicembre 2019 e gennaio 2020 sono stati valutati e, in alcuni casi, effettuati interventi di riqualificazione energetica del C. R. di Frascati. Alcuni degli interventi di seguito descritti, anche se studiati in modo da ottenere il massimo risparmio energetico possibile, sono scaturiti da ragioni dovute alle condizioni di emergenza in cui versa il Centro.

A seguito della stipula del nuovo contratto di manutenzione e gestione degli impianti termoidraulici, si è intervenuti modificando alcune regole di gestione degli stessi, adottate in precedenza a causa di malfunzionamenti degli impianti, e procedendo con il controllo e verifica del funzionamento delle caldaie, in tutte le centrali termiche presenti nel Centro. In particolare:

- è stato rimodulato il tempo di accensione delle centrali nel pieno rispetto della normativa vigente ed è stata ridotta la temperatura di mandata dell'acqua, interventi resi possibili a seguito dell'ottimizzazione del sistema impianto;
- si è proceduto alla pulizia, lubrificazione e taratura di tutti i bruciatori che non si trovavano nelle condizioni di esercizio ottimali;
- è stato verificato il rendimento di impianto confrontandolo con i valori prescritti nel pieno rispetto della normativa vigente;
- è stata eseguita la verifica della temperatura dei fumi ante e post interventi registrando notevoli miglioramenti.

Gli interventi di modifica della gestione e di manutenzione degli impianti hanno portato ad ottenere risultati importanti, che si evincono dalla fig. 8.

La fig. 8 mostra la comparazione dei consumi mensili, ante e post interventi. Nell'ipotesi che il profilo d'utenza sia rimasto invariato negli anni di riferimento (si è deciso di mettere in comparazione solamente gli anni 2019 e 2020 in considerazione del numero dei dipendenti cresciuto dopo le nuove assunzioni avvenute proprio all'inizio del 2019), la figura mostra che nel mese di dicembre sono stati ottenuti risparmi in misura del 9.16% rispetto all'anno precedente. Il risultato è stato ottenuto esclusivamente attraverso l'intervento sulla gestione dell'impianto, avendo effettuato i lavori di manutenzione a partire dalla seconda settimana del mese di gennaio 2020. A gennaio i risparmi sono saliti al 16.67% beneficiando anche dei primi interventi di manutenzione effettuati sui bruciatori. Nel mese di febbraio si registrano i risparmi maggiori che raggiungono il 23.62%, mentre non può considerarsi rappresentativa la comparazione del mese di marzo in quanto il Centro di Frascati è rimasto chiuso dal giorno 16 a causa del COVID-19.

Nell'edificio F12 è stata cambiata la destinazione d'uso di un locale precedentemente destinato a sala tecnografica, oggi adibito a sala riunioni. La ristrutturazione ha comportato la progettazione dell'impianto di climatizzazione e di illuminazione. Per il nuovo locale, che potrà ospitare un massimo di venti persone, sono state effettuate simulazioni dinamiche per valutare la potenza termica e frigorifera dei terminali. In considerazione della presenza di fan coil esistenti è stato deciso, al fine di ridurre i costi di realizzazione degli interventi, di utilizzare la rete di distribuzione esistente e di sostituire gli stessi con nuovi fan coil a cassetta, da installare a soffitto. Sono stati inoltre montati due termostati ambiente che

controllano separatamente i terminali installati, in modo da poter consentire l'accensione autonoma degli stessi in funzione delle reali esigenze degli utenti, migliorando così la gestione del sistema nell'ottica del risparmio energetico. Contestualmente si è proceduto a sostituire le lampade a neon esistenti con nuove lampade a led riducendo del 35% la potenza

elettrica installata, pur garantendo il pieno rispetto della normativa in materia di illuminazione dei posti di lavoro.

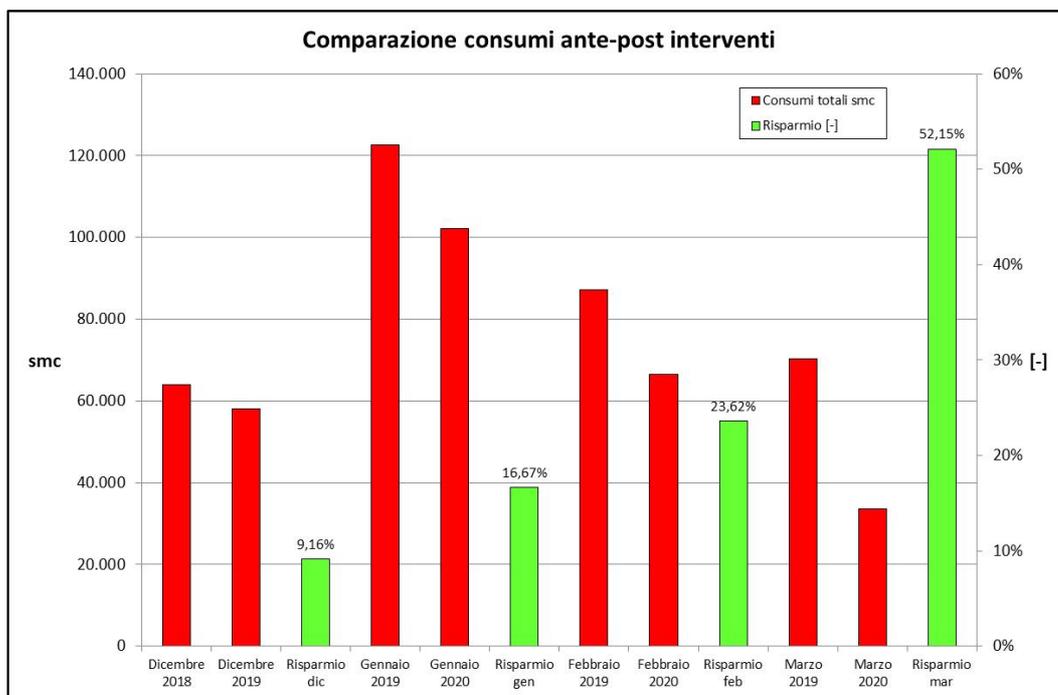


Fig. 8 - Risparmi energetici per il riscaldamento conseguiti dopo gli interventi effettuati sugli impianti – Fonte: bollette.

Nell'edificio A08, adibito a sala polivalente, CRAL e palestra, è stato progettato e affidato il lavoro per la realizzazione di un isolamento a cappotto sulla copertura. I componenti edilizi che verranno utilizzati raggiungono prestazioni di isolamento termico in linea con le prescrizioni della normativa vigente in materia di risparmio energetico, con riferimento alla Pubblica Amministrazione. Non avendo installato sistemi di misura è in corso di valutazione la stima della riduzione dei consumi per la climatizzazione. Anche per questo locale è stata prevista la sostituzione delle lampade esistenti con 12 nuove lampade a led, riducendo considerevolmente la potenza elettrica installata. Le lampade che verranno montate a breve garantiranno un illuminamento medio di 559 lux sul piano di lavoro, in ottemperanza alla norma EN 12464-1.

Infine, è sorta l'esigenza di riqualificare la sala riunioni ubicata nell'edificio F23, sostituendo le lampade esistenti con nuove lampade a led. In considerazione dell'alto livello di attenzione posto verso una delle sale di rappresentanza dell'ENEA, come avvenuto anche per gli interventi di cui sopra, è stata effettuata una simulazione illuminotecnica volta ad individuare la posizione più corretta delle nuove lampade e le caratteristiche più idonee degli apparecchi illuminanti, al fine di soddisfare le esigenze di comfort previste nelle sale riunioni. La fig. 9 mostra la disposizione dei piani di lavoro, la collocazione degli apparecchi illuminanti, il solido fotometrico degli stessi e i livelli di illuminamento raggiunti.

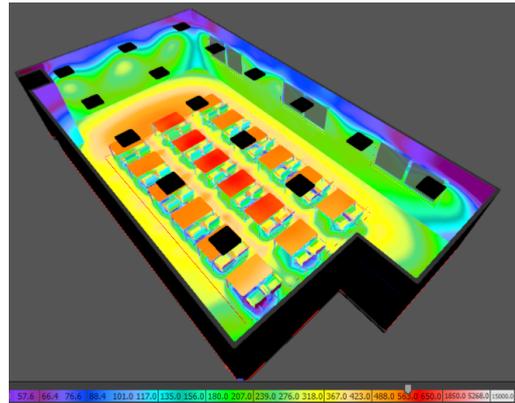
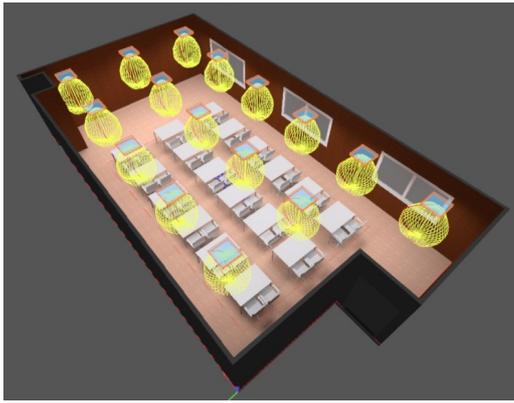


Fig.9 - Ricostruzione in 3D della sala riunioni ubicata nell'edificio F23 – a sx è rappresentata la disposizione e il solido fotometrico degli apparecchi illuminanti adottati, a dx i livelli di illuminamento raggiunti (lux).

Nelle simulazioni è stato deciso di considerare un piano di lavoro di dimensioni pari alla superficie di calpestio, a meno delle posizioni più prossime alle pareti verticali (bordi), in modo da consentire la piena libertà di modificare la posizione degli arredi (in particolare le scrivanie) in funzione delle diverse esigenze che potranno verificarsi, senza rinunciare al comfort visivo. Gli apparecchi illuminanti scelti consentono di raggiungere, su tutto il piano di lavoro prima individuato, livelli di illuminamento medio pari a 604 lux, minimo di 460 lux e massimo di 677 lux; il rapporto tra l'illuminamento minimo e medio è pari a 0.76 (risultando > 0.6 come prescritto dalla norma) e tra l'illuminamento minimo e massimo pari a 0.68, a garanzia di una distribuzione del flusso luminoso uniforme e del raggiungimento di livelli di comfort ottimali. Le principali caratteristiche degli apparecchi illuminanti sono le seguenti: rendimento luminoso 100%, flusso iniziale 3430 lm, luminanza media $< 1000 \text{ cd/m}^2$, UGR <16 (EN 12464-1), efficacia luminosa 101 lm/W. Tutti gli interventi illuminotecnici precedentemente descritti hanno soddisfatto le condizioni previste dalle norme in materia di salute sul lavoro e comfort visivo, garantendo il benessere dei lavoratori e l'adeguamento normativo. Il risparmio energetico è stato raggiunto anche se in molti casi si è partiti da condizioni lontane dalle prescrizioni di legge, circostanza che ha comportato, nelle operazioni di relamping, l'uso di apparecchi illuminanti con flusso luminoso maggiore in sostituzione di altri meno performanti.

A seguito delle esigenze legate al nuovo progetto DTT, uno dei locali ubicati all'interno all'edificio F23 è stato destinato ad ospitare una sala CED. Per lo stesso locale sono state effettuate simulazioni dinamiche volte a determinare la potenza frigorifera dell'impianto

di raffreddamento. In considerazione del calore prodotto dalle macchine che andranno installate, dei carichi termici dovuti all'irraggiamento solare, alla presenza di persone, all'illuminazione e al numero di ricambi d'aria, è stata determinata la potenza della pompa di calore che andrà a sostituire l'attuale impianto esistente, garantendo rendimenti più elevati. Il nuovo impianto, che sarà autonomo e sicuramente più affidabile, consentirà di ottenere buoni livelli di risparmio energetico in considerazione dell'efficienza del nuovo impianto maggiore rispetto al precedente. A breve si procederà per l'indizione della gara per affidare i lavori.

3. Progetto di fattibilità: riqualificazione energetica del C.R. ENEA di Frascati - involucro edilizio, impianti di climatizzazione, impianti elettrici, FER, produzione di energia

Durante il corso dell'anno è continuata l'iniziativa intrapresa nel 2017, relativa alla redazione di uno studio di fattibilità finalizzato ad individuare una serie di interventi di efficientamento energetico mirati al raggiungimento dei massimi risparmi ottenibili relativi alla riduzione di gas naturale ed energia elettrica. Nello studio, che oggi è giunto alle fasi finali, sono stati ipotizzati e valutati diversi interventi di efficientamento, in particolare:

- interventi di riqualificazione dell'involucro edilizio;
- rifacimento degli impianti di riscaldamento e di raffrescamento;
- sostituzione di lampade esterne e interne con lampade a led;
- realizzazione di impianti fotovoltaici;

- rifacimento della rete elettrica con particolare attenzione alle sottocabine, all'impianto di rifasamento;
- installazione di un impianto di trigenerazione per la produzione di energia elettrica e la climatizzazione del CED;

Per tutti gli edifici ad uso civile, per i quali nel 2017 furono redatti gli attestati di prestazione energetica (APE), sono state effettuate le diagnosi energetiche. In questo modo è stato possibile individuare, con maggior precisione, le ipotesi di intervento attraverso le quali trarre i risultati migliori con un livello di affidabilità maggiore. Le diagnosi energetiche sono state validate attraverso la comparazione dei consumi riportati nelle bollette e dei risultati ottenuti con le simulazioni dinamiche eseguite dall'ufficio tecnico dell'ENEA nel corso del 2018, di cui nella fig.10 sono stati riportati i risultati dei risparmi

ottenibili a seguito degli interventi sul solo involucro.

È stata prevista la sostituzione di tutte le centrali termiche e frigorifere esistenti con nuove pompe di calore in modo da garantire rendimenti stagionali più elevati.

È stata valutata la possibilità di installare impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici del Centro Ricerche. In funzione di questo intervento sono state individuate le strutture che: per ubicazione, orientamento, caratteristiche geometriche e per la presenza di parapetti necessari a rispondere alla normativa in materia di sicurezza sul lavoro, fossero più idonei a poterli ospitare. La potenza dell'impianto, che a seguito degli ulteriori approfondimenti è stata ridimensionata a circa 0.5 MWp, è stata calcolata attraverso l'analisi dei consumi di energia elettrica annui, di tutto il Centro, con dettaglio quartiorario.

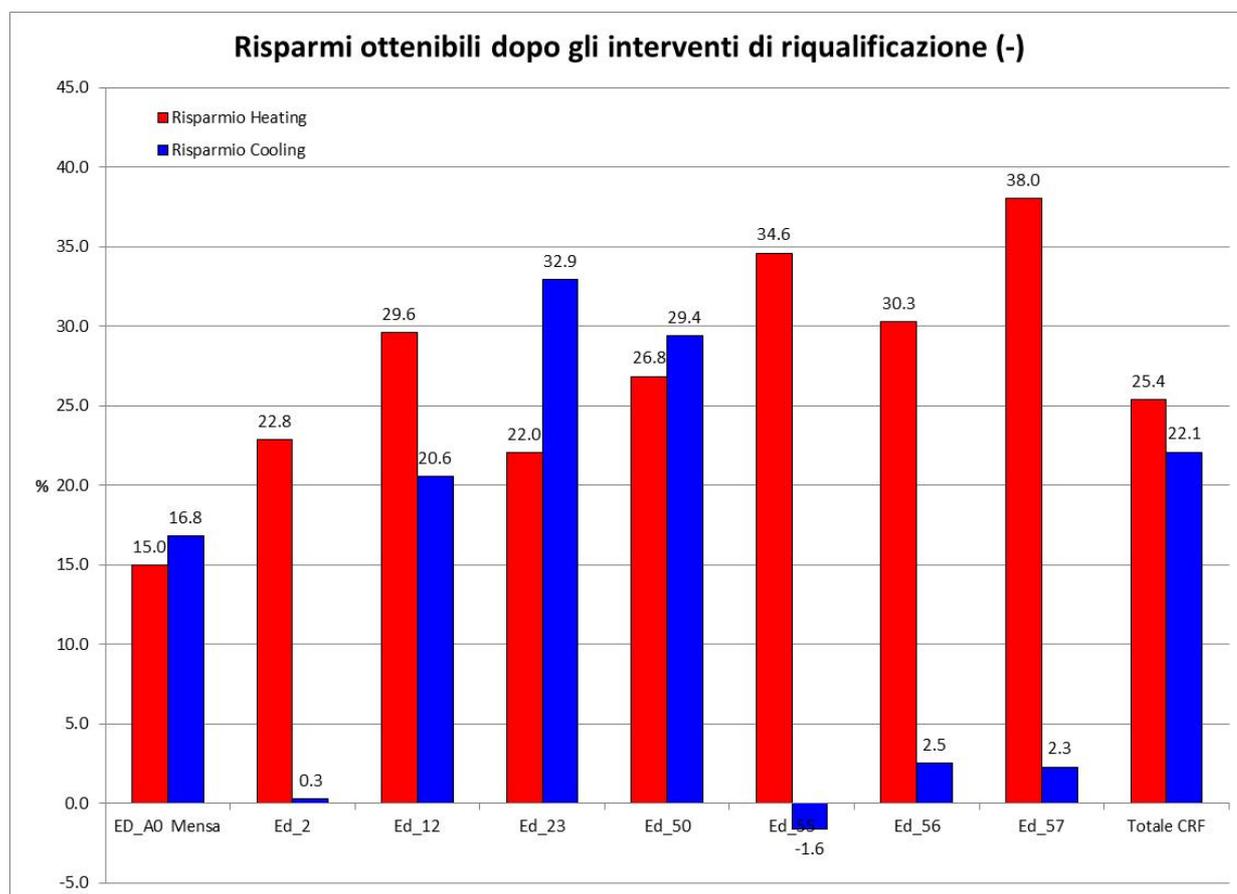


Fig.10 - Risparmi energetici per la climatizzazione conseguibili dopo gli interventi di riqualificazione energetica.

È stato completato il censimento delle lampade e degli apparecchi illuminanti, sia interni che esterni, che fornisce informazioni circa la tipologia e le potenze delle lampade installate. Le lampade esistenti verranno

sostituite con nuove lampade a led che consentiranno di ridurre i consumi di energia elettrica.

È stata prevista l'installazione di un impianto di trigenerazione della potenza di 200 KW_F per la produzione di energia elettrica e per rispondere alle esigenze di raffreddamento della sala CED.

Considerando infine le problematiche legate alla rete elettrica attuale, che comportano instabilità nel segnale, è stato previsto il rifacimento delle sottocabine elettriche in media tensione.

Tale intervento, oltre a migliorare e a rendere più stabile il servizio, migliora anche i livelli di sicurezza del personale addetto alla manutenzione.

Gli interventi di cui sopra comporteranno un potenziale risparmio di circa 400 tep.

Infine è necessario considerare che gli interventi mirati alla riqualificazione tecnologica e all'ottimizzazione delle infrastrutture elettriche, come quelli previsti per il Centro Ricerche di Frascati, producono un ulteriore beneficio poiché sono annoverati tra quelli ammissibili per l'ottenimento dei TEE, previsti per gli interventi di power quality, che consentono l'accesso agli incentivi previsti dal MISE afferenti al super ammortamento.

4. Conclusioni

La decisione di aderire alla convenzione Consip GN11, nonostante fosse stata presa nell'incertezza dell'andamento dei prezzi variabili, si è dimostrata vantaggiosa permettendo di raggiungere una riduzione del costo della quota energia di circa il 2.5%/anno, riguardando un risparmio economico di circa 2.500,00€.

Analoghe considerazioni hanno influenzato la scelta della tipologia contrattuale relativa al GN12 e hanno portato ad adottare la stessa soluzione, aderendo alle condizioni a prezzo fisso. In particolare, quest'anno, la valutazione della tipologia contrattuale del vettore energetico gas naturale da adottare è stata fortemente influenzata dall'andamento del prezzo registrato nell'ultimo anno. La possibilità di poter aderire alla convenzione a prezzo fisso, in un momento particolarmente favorevole, ha consentito di beneficiare di condizioni particolarmente vantaggiose che consentiranno di raggiungere verosimilmente importanti risparmi economici.

L'adesione al contratto in convenzione Consip EE16 a prezzo fisso ha comportato una perdita economica, ad oggi, di circa 92.000,00 €. Le motivazioni sono riconducibili

principalmente all'emergenza COVID-19 che ha comportato un crollo dei prezzi, unico nella storia, difficile da prevedere al momento dell'adesione al contratto. A partire dal mese di marzo 2020 tuttavia, l'adozione delle nuove modalità di lavoro agile hanno comportato una drastica riduzione dei consumi, che ha permesso di contenere l'entità della perdita economica che si stava concretizzando.

Al momento non è stata ancora stabilita la tipologia di prezzo, relativa al nuovo contratto in convenzione Consip EE17, a cui aderire, pertanto non è possibile di formulare previsioni future. Si ritiene tuttavia che, in un momento in cui i prezzi dell'energia hanno toccato un minimo storico, ci siano condizioni favorevoli per poter auspicare di raggiungere, rispetto agli anni precedenti, buoni risparmi sulla spesa per la fornitura di energia elettrica. Infine, va evidenziato che lo switch off di FTU comporterà, in futuro, una riduzione dei consumi annui di energia elettrica pari a circa il 67%, che contribuiranno alla riduzione della spesa nel periodo 2020-2021.

Le modifiche apportate alla gestione degli impianti di riscaldamento, effettuate nel mese di dicembre 2019, hanno consentito di ridurre contestualmente i consumi di gas. I valori di risparmio energetico ottenuti sono incrementati nei mesi successivi (gennaio e febbraio 2020) in concomitanza con gli interventi di manutenzione e di ottimizzazione delle centrali termiche. Nei tre mesi a seguito degli interventi i consumi si sono ridotti in misura pari rispettivamente a 9.16%, 16.67% e 23.62%.

La politica di risparmio energetico intrapresa nel C.R. ENEA di Frascati, relativa ai vettori energetici gas naturale ed energia elettrica, proseguirà nei mesi successivi prevedendo, entro fine settembre, l'installazione di specifica sensoristica in tutte le centrali termiche e gruppi frigo e la realizzazione di una control room. Tali interventi consentiranno di poter monitorare, in tempo reale, tutti quei parametri utili a garantire le condizioni ottimali di esercizio degli impianti, evitandone malfunzionamenti, e impedendo la conseguente riduzione di rendimento. Attraverso il monitoraggio continuo saranno facilitate le operazioni relative alla conduzione di diagnosi energetiche, al fine di individuare le azioni da intraprendere, finalizzate alla riduzione dei consumi. Il controllo continuo inoltre tenderà a ridurre gli interventi di manutenzione riducendo al contempo il numero di guasti.

Gli interventi di riqualificazione energetica relativi al rifacimento delle coperture,

migliorandone opportunamente le prestazioni, unitamente al relamping eseguito nei locali sopra descritti, installando lampade a led in luogo delle lampade esistenti, hanno consentito di ottenere buoni livelli di risparmio energetico, in alcuni casi calcolati in altri in corso di valutazione. Ogni intervento realizzato è stato finalizzato alla riduzione dei consumi, ottenuti in ottemperanza alle prescrizioni delle norme in materia di risparmio energetico, e a garantire buoni livelli di comfort illuminotecnico e termo-igrometrico.

Infine, l'imminente realizzazione di un impianto a pompa di calore a servizio del CED, ubicato nell'edificio F23, garantirà un sicuro risparmio energetico assicurato, oltre che da una maggiore efficienza energetica (EER), anche da una migliore gestione dell'impianto che sarà svincolato da gruppi frigo a servizio di più edifici.

I risultati delle simulazioni relative al progetto di fattibilità per la riqualificazione energetica del C.R. ENEA di Frascati hanno dimostrato che gli interventi di isolamento termico delle coperture, la sostituzione dei serramenti e l'installazione di sistemi schermanti hanno comportato un apprezzabile miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici.

In tutti i casi studiati è stata registrata una riduzione dei consumi durante il periodo invernale. La figura 10 mostra le percentuali di

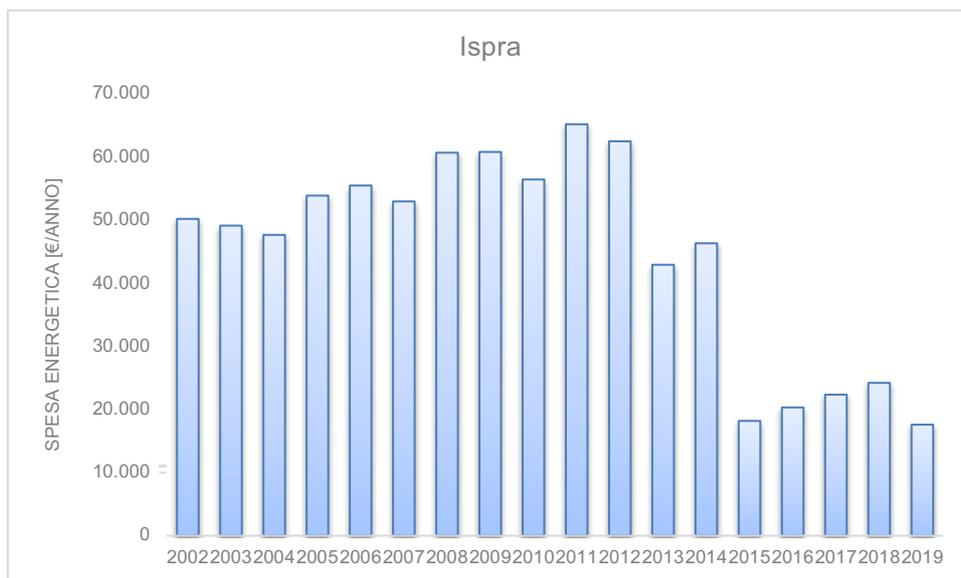
risparmio raggiunte a seguito degli interventi di riqualificazione energetica sopra descritti.

Durante il periodo estivo invece i risultati più importanti sono stati raggiunti negli edifici in cui la presenza di sistemi schermanti, allo stato di fatto, risulta più limitata, confermando che la protezione solare, intervenendo efficacemente sulla riduzione degli apporti solari, rappresenta uno tra gli interventi da privilegiare per minimizzare i consumi dovuti al raffrescamento estivo.

In un solo caso, nell'edificio F55, è stata registrata una lieve penalizzazione sul risparmio ottenibile per il raffrescamento; il fenomeno è riconducibile sia alle caratteristiche termofisiche dell'edificio che alla presenza di un numero rilevante di utenti che ospita, responsabili dell'incremento dei carichi termici interni. Per lo stesso edificio tuttavia i benefici raggiunti durante il periodo invernale compensano ampiamente la perdita registrata durante il periodo estivo e rendono gli interventi comunque vantaggiosi.

La fig. 10 mostra inoltre che i risultati di risparmio energetico ottenibili, complessivamente in tutti gli edifici studiati, superano il 25% nella stagione invernale e il 22% nella stagione estiva.

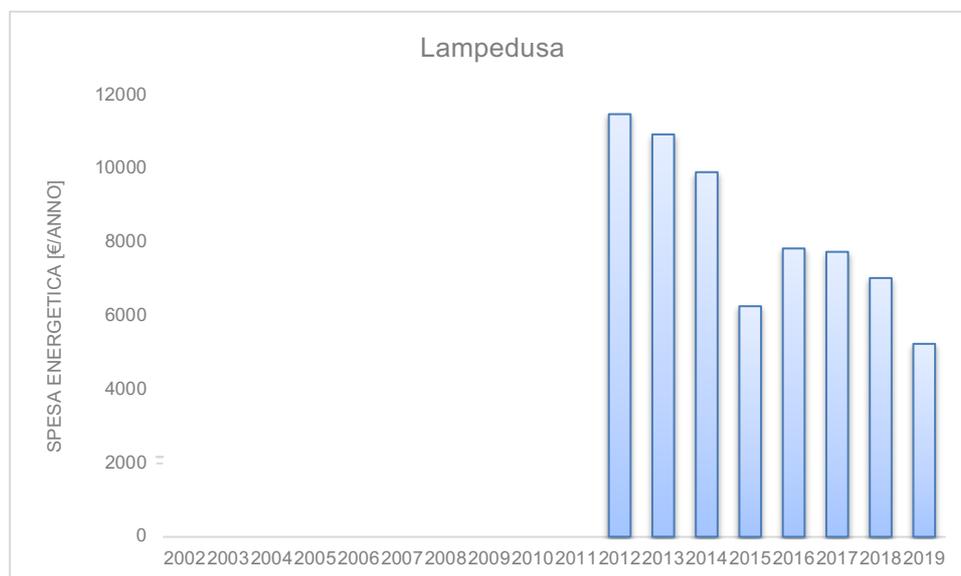
I risultati ottenuti dallo studio dimostrano l'efficacia degli interventi proposti che si ritengono pertanto auspicabili.



Andamento della spesa energetica. Laboratorio di Ispra, 2002÷2019.



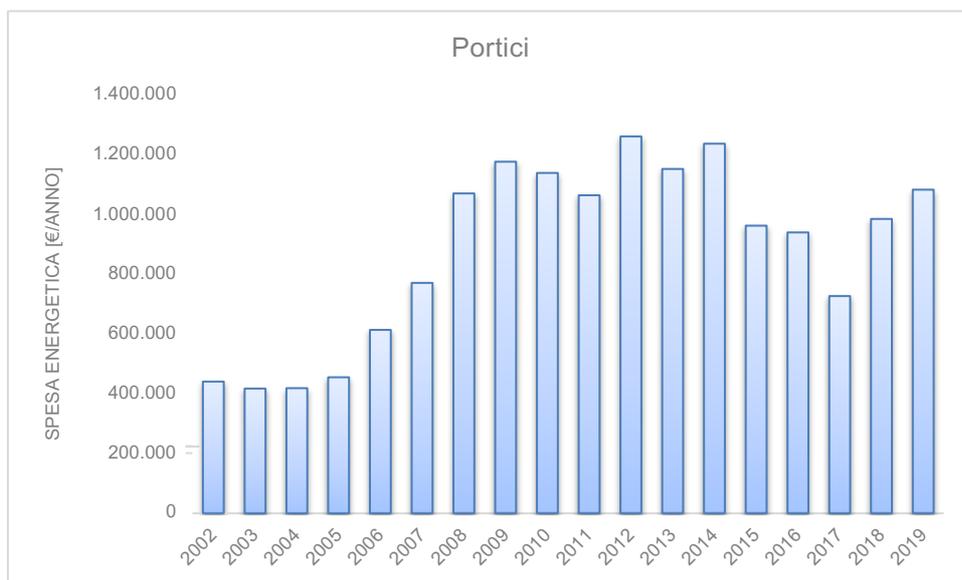
Laboratorio di Ispra.



Andamento della spesa energetica. Lampedusa, 2012÷2019.



Stazione di osservazioni climatiche, Lampedusa.



Andamento della spesa energetica. CR Portici, 2002÷2019.



Centro di Portici.

I. DESCRIZIONE CENTRO

Il Centro Ricerche ENEA di Portici Il Centro occupa una superficie catastale di circa 33.860 m², di cui coperti 6.750 m² corrispondenti ad una volumetria di 99.400 m³ e a una superficie utile di 14.881 m², di cui 5217 m² di uffici e 5.038 m² di laboratori.

L'area che lo comprende è riportata nel Catasto Terreni del Comune di Portici al foglio 7 particella 448, e confina a Est con la Via Vecchio Macello (parallela alla linea ferroviaria Napoli-Reggio Calabria), a Sud con i giardini comunali e con il Mar Tirreno, a Ovest con il Mar Tirreno e la spiaggia del Granatello, a Nord con l'area ex CRIAI e Piazza E. Fermi.

Il complesso edilizio che ospita il Centro è stato realizzato in parte negli anni '80 (Edifici 1 e 2) e in parte nel periodo 2003-2006 (Edifici 3 e 4). I vari corpi sono descrittivi seguito.

Edificio 1

costituito da:

- un piano interrato avente altezza lorda di circa 4 m che contiene locali di supporto alle attività di manutenzione, depositi;
- un volume fuori terra a 3 piani ciascuno di altezza lorda di 4 m che contiene un'area comune (formata da ingresso, sala conferenze, biblioteca), hall tecnologiche destinate alle attività di ricerca (a doppia altezza), uffici amministrativi.

Edificio 2

costituito da:

- un piano interrato avente altezza lorda di circa 4 m che contiene locali dedicati agli impianti di servizio;
- un volume fuori terra a 3 piani ciascuno di altezza lorda di 4 m che contiene laboratori e studi,

Edificio 3

costituito da:

- un piano interrato avente altezza lorda di circa 4 m che contiene locali di supporto alle attività di centro, magazzini, sale che ospitano centri di calcolo;

- un volume fuori terra a 3 piani ciascuno di altezza lorda di 4 m che contiene laboratori e studi, hall tecnologiche destinate alle attività di ricerca (a doppia altezza), cucina e sala mensa.

Edificio 4

- costituito da:
- un piano interrato avente altezza lorda di circa 4 m che contiene locali dedicati agli impianti di servizio;
- un volume fuori terra a 3 piani ciascuno di altezza lorda di 4 m che contiene laboratori e studi.

Altri corpi

Esistono, inoltre, un piccolo edificio adibito a portineria, un piccolo edificio adibito a infermeria e depositi, 4 piccoli volumi destinati a magazzini di chimici e gas in bombole e ampie aree esterne destinate alla viabilità interna, al verde e a ospitare impianti sperimentali nel settore dell'energia solare.

Il Centro è dotato degli impianti di distribuzione di energia elettrica, acqua, gas tecnici e di processo, nonché di 2 impianti centralizzati di condizionamento estivo e invernale dell'aria, uno per gli edifici 1 e 2 e uno per gli edifici 3 e 4.

Inoltre, nel Centro sono presenti le strutture necessarie a fornire il servizio bar e mensa ai dipendenti e agli ospiti a vario titolo.

Nel Centro sono operativi laboratori e impianti sperimentali nei seguenti settori:

- tecnologie solari fotovoltaiche (film sottili di silicio, silicio cristallino, materiali organici, fotovoltaico a concentrazione);
- tecnologie per impianti solari termodinamici (film ottici speciali, lenti, concentratori a riflessione, eliostati, storage termico);
- elettronica e sensoristica (TFT, OLED, sensori in grafene per gas, nasi elettronici);
- chimica ambientale (impatto delle tecnologie elettroniche e dei nanomateriali, smaltimento dei moduli fotovoltaici, risanamento di ambienti marini e fluviali);
- integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema di produzione e distribuzione dell'energia (smart grid);
- ICT (Information Computational Technology) e calcolo scientifico ad alte prestazioni con il supercalcolatore CRESCO (Centro computazionale di RicErca sui Sistemi Complessi) che consta di 4 sezioni, la I, II e III attive da tempo e la IV inaugurata nel Gennaio del 2014.

È attivo anche un team che si occupa di trasferimento tecnologico offrendo alle industrie interessate risultati, competenze e risorse strumentali dell'Agenzia e delle sue partecipate.

Il Centro ospita, inoltre, l'Istituto per i Materiali Compositi e Biomedici (IMCB) del CNR che svolge attività di ricerca, valorizzazione, trasferimento tecnologico e formazione sulle tematiche dei materiali polimerici e biomedici.

Le attrezzature in dotazione sono quelle tipiche dei laboratori di ricerca dei settori citati:

- strumentazioni per misure elettriche;
- microscopi ottici, SEM, AFM;
- strumentazioni per caratterizzazioni strutturali dei materiali;
- spettrometri;
- cappe chimiche e scrubber;
- stufe e muffole;
- macchine di deposizione e trattamento di film sottili;
- macchine per il trattamento di plastiche e metalli;
- computer e strumentazioni per l'acquisizione dati;

- impianti fotovoltaici sperimentali e apparecchiature di caratterizzazione dei loro componenti.

Tutte le attrezzature di ricerca sono dimensionate in scala di laboratorio.

Gli addetti sono circa 250 tra ricercatori, tecnici e funzionari, e tra dipendenti CNR, assegnisti, borsisti, tesisti, tirocinanti, collaboratori, personale di ditte operanti nel Centro, visitatori.

II. CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA DEL CENTRO

Il consumo di energia elettrica del Centro per il 2019 è stato di totali 5314 MWh di cui F1=2.432 MWh, F2=1.077 MWh; F3=1.805 MWh.

Rispetto al 2018, i consumi sono aumentati di 197 MWh. L'aumento è in parte attribuibile ad una stagionalità più sfavorevole, in parte all'installazione di nuovi moduli nel CRESCO VI.

Come prima descritto il centro ha 4 edifici con la possibilità di misurare il consumo complessivo per coppie di edifici. In particolare la % di consumo complessivo è ripartita per il 40% agli edifici 1 e 2 e per la restante parte agli edifici 3 e 4.

Sono inoltre presenti più di 100 misuratori, associati ad impianti specifici, le cui misure vengono periodicamente rilevate.

Più nel dettaglio il consumo si può raggruppare nelle seguenti voci:

SERVIZI:

1. Illuminazione esterna;
2. Illuminazione interna uffici, sale riunioni, servizi e spazi annessi, laboratori;
3. Condizionamento ed. 1 e 2 uffici, sale riunioni, servizi e spazi annessi, laboratori eccetto camere bianche;
4. Condizionamento camere bianche;
5. Condizionamento ed. 3 e 4 uffici, sale riunioni, servizi e spazi annessi, laboratori;
6. Condizionamento CEFAM (Centro Forniture Analisi Ambientali);
7. Forza motrice (PC, monitor, stampanti, fotocopiatrici, fax, etc ...);
8. Pompe pozzi (n. 2);
9. Bar (forza motrice, illuminazione e condizionamento);

10. Cucina e mensa (forza motrice, illuminazione e condizionamento).

PROCESSI:

1. Impianti e macchinari camere bianche;
2. Impianti e macchinari altri laboratori;
3. Impianti aspirazione laboratori;
4. Cresco- Centro computazionale (IT);
5. Cresco - Centro computazionale (CDZ);
6. Chiller per acqua refrigerata di processo ed. 3 e 4.

Al fine di ottenere una più puntuale misurazione dell'energia elettrica consumata nel Centro suddivisa per le voci sopra elencate, sono stati installati 65 misuratori sulle utenze più significative.

Dalle misure effettuate si evincono i seguenti consumi parziali.

Il 50% dei consumi elettrici totali è attribuibile alla sola infrastruttura del centro di calcolo denominato CRESCO (IT + Raffreddamento) che nel 2018 ha assorbito 2552 MWh su 5117 MWh complessivamente utilizzati nel Centro Ricerche di Portici.

Circa il 20% dei consumi elettrici totali è attribuibile al condizionamento e al trattamento dell'aria nelle camere pulite (esigenze di produzione).

Circa il 10% dei consumi elettrici totali è attribuibile ai servizi tecnici per esigenze di produzione (acqua refrigerata, acqua di pozzo, aria compressa), pompe da vuoto e sistemi di aspirazione centralizzati per cappe chimiche e macchine caratterizzati da un elevato numero di ore di funzionamento.

Il restante 20% può essere attribuito ai consumi di Centro (aria condizionata, riscaldamento, illuminazione, FM, ecc.).

III. INTERVENTI PIANIFICATI E/O REALIZZATI E/O VERIFICATI

Di seguito, per le voci di consumo sopra elencate si descrivono le attività svolte.

A) SERVIZI

1. Illuminazione interna uffici, sale riunioni, servizi e spazi annessi, laboratori;

Allo stato attuale una parte significativa di uffici, laboratori e spazi comuni sono illuminati mediante lampade del tipo a LED.

Le restanti lampade fluorescenti tradizionali, man mano che arrivano a fine vita, vengono sostituite con lampade a LED.

2. Condizionamento camere bianche:

a. Foto

Le camere bianche Foto erano condizionate da un refrigeratore con condensazione ad acqua di pozzo a perdere di potenza 120kW. I consumi rilevati da un misuratore installato sulle camere bianche foto dal 27/03/2015 al 30/03/2016 sono pari a 77,29 MWh, per un costo medio di 13.912,00€.

Recentemente è stata effettuata la sostituzione di tale refrigeratore con un refrigeratore con condensazione ad acqua di torre che serve in contemporanea il CEFAM e le camere bianche FOTO e che ha una potenza di 100kW (anziché 120kW dell'impianto precedente a cui si aggiungevano 55kW dell'impianto frigorifero del CEFAM). Il costo dell'intervento è stato di all'incirca 80.000,00 €.

Oltre al notevole risparmio energetico, tale intervento ha permesso di ridurre il consumo di acqua di pozzo di 33.000 mc/anno (il consumo registrato è passato da 93.000 a 63000 mc/anno).

È prevista al momento l'installazione di un misuratore al fine di monitorare i consumi del nuovo impianto.

Sul motore della UTA è stata modificata l'impostazione di funzionamento dell'inverter. Il motore ha una potenza di circa 30kW. Nelle ore non lavorative è stato imposto un funzionamento al 30% con verifiche di mantenimento delle condizioni ambientali richieste. I risparmi in percentuale dei consumi sono analoghi a quelli ipotizzati al precedente punto per l'analogo intervento. Dalle misure effettuate si evince che i consumi 2018 (post intervento) ammontano a 80 MWh a fronte di 116 MWh dell'anno precedente. L'intervento ha quindi comportato una riduzione dei consumi del 30%, pari a 36 MWh, per un risparmio di 6723 € in bolletta.

Considerando 3000 ore lavorate su 8760, dai consumi rilevati si evince che il motore, in condizioni di funzionamento al 30%, utilizza una potenza pari al 54% di quella che corrisponde al pieno regime di funzionamento.

b. Interrate

Sono stati installati i misuratori per il monitoraggio dei consumi di energia elettrica delle UTA (Unità trattamento aria) asserviti alle camere bianche al fine di effettuare una diagnosi dei consumi e pianificare un eventuale intervento di efficientamento che potrebbe consistere, a seconda dei risultati della diagnosi, nella sostituzione dei motori esistenti con altri a più alta efficienza e/o nell'installazione di opportuni inverter considerando il ciclo di produzione.

Al momento i consumi misurati nel triennio 2017 - 2019 sono pressoché costanti e pari a 72,7, 72,4 e 72,5 MWh, rispettivamente, per un costo, nell'ultimo anno, pari a 13.579,00 €.

Si può ipotizzare un intervento simile a quello fatto per le camere bianche foto, ovvero la regolazione dell'inverter sul motore della UTA, pensando di impostare un funzionamento al 30% durante le ore non lavorate, con verifiche di mantenimento delle condizioni ambientali richieste.

Ipotizzando una riduzione dei consumi pari al 30%, come quella misurata post intervento sulla UTA camere bianche foto, si otterrebbe una riduzione dei consumi pari all'incirca a 21,7 MWh, per un corrispondente risparmio annuo di 4052,00 € approssimativamente.

3. Condizionamento ed. 3 e 4 uffici, sale riunioni, servizi e spazi annessi, laboratori;

In considerazione dell'elevato consumo di acqua calda nella mensa, in particolare per preparazione cibi e lavaggio stoviglie, sarebbe utile un impianto solare termico ad integrazione dell'impianto di produzione di acqua calda centralizzato.

4. Condizionamento CEFAM (Centro Forniture Analisi Ambientali);

Sono stati monitorati i consumi di energia elettrica al fine pianificare eventuali interventi di efficientamento.

Per quanto concerne l'UTA, è stato osservato un periodo di monitoraggio nell'ultimo biennio riscontrando un consumo

annuale pressoché costante, pari a 18727 kWh e 18859 kWh rispettivamente.

Allo stato si ritiene tale consumo più elevato rispetto a quello atteso; ciò viene attribuito all'impiego di una batteria di post riscaldamento del tipo elettrico che, come è noto, rappresenta una soluzione altamente dispendiosa. E' in stato di valutazione la sostituzione completa della UTA anche in considerazione della sua vetustà.

Per quanto concerne il raffrescamento, è stato sostituito l'impianto frigorifero a servizio del CEFAM che aveva una potenza di 55kW, con un impianto nuovo di potenza 100kW, a servizio però sia del CEFAM che delle camere bianche foto. Come descritto al punto 2.a si è passati da una potenza installata di 175 (120+55) kW. Il costo dell'intervento è stato di all'incirca 80.000,00€. E' prevista l'installazione di un misuratore al fine di misurare gli effettivi consumi annuali, rispetto a quelli pre-intervento. Non essendo infatti noti i reali coefficienti di utilizzo, non è possibile calcolare i consumi sulla base delle potenze installate.

5. Forza motrice (PC, monitor, stampanti, fotocopiatrici, fax, etc ...);

Vale quanto detto nella precedente relazione, ossia, nonostante il consumo di energia elettrica di queste componenti rappresenti una piccola percentuale del consumo complessivo del Centro si è ritenuto opportuno fare quanto possibile per ridurlo operando in due direzioni:

- inserendo, ove possibile e ove ancora non presenti, le impostazioni di energy saving sulle apparecchiature di cui al titolo, sia quelle di uso in comune a più utenti sia quelle in uso nei singoli uffici e laboratori;
- sensibilizzando gli utenti (dipendenti del Centro e ospiti fissi) alle buone pratiche.

6. Pompe pozzi (n. 2);

Sono stati installati i contatori per il monitoraggio dei consumi delle due pompe esistenti perché abbastanza significativo rispetto al bilancio complessivo: nel 2019 il consumo di energia elettrica delle pompe dei pozzi, unito a quello della centrale antincendio e delle pompe dell'impianto di acqua trattata è stato di 41.237 kWh.

7. Bar (forza motrice, illuminazione e condizionamento);

E' stata sostituita la macchina per il caffè espresso con una più efficiente. E' stato

ripristinato l'uso di un frigorifero. Il consumo annuale misurato ammonta a 1089 kWh.

8. Cucina e mensa (forza motrice, illuminazione e condizionamento).

Sarebbe opportuna una valutazione dell'opportunità di sostituzione delle 3 celle frigorifere esistenti al fine di aumentare la classe di efficienza ma al momento non sono disponibili dati relativi ai consumi sufficienti ad un'analisi economica. Con ogni probabilità tali celle saranno sostituite con altre di miglior classe di efficienza solo a fine vita, quando sicuramente l'intervento avrà un VAN positivo e il periodo di ritorno dell'investimento sarà sufficientemente basso.

9. Infissi

Sono stati sostituiti gli infissi della facciata sud-est dell'edificio 2 (totale superficie sostituita 125m²) con infissi a taglio termico (vetro 33.1 - distanziale 16 mm con riempimento di Gas Argon - vetro 33.1 mm basso emissivo) per un costo complessivo dell'intervento di 67000,00 €.

La trasmittanza degli infissi è passata da 3,7 W/m²K (come da norma UNI TS 11300-1:2014 nell'ipotesi di rapporto delle superfici telaio/vetro sopra specificate e uso di coefficiente correttivo dovuto alla presenza dei distanziatori dei vetri.) a 2,1 W/m²K (come da certificato azienda produttrice).

E in corso una diagnosi energetica al fine di valutare il risparmio di energia conseguente all'intervento, incrociando anche i dati dei consumi per il riscaldamento e il raffrescamento, tenendo conto delle diverse stagionalità succedutesi.

B) PROCESSI

1. Impianti e macchinari camere bianche;

Con riferimento alle pompe da vuoto asservite alle macchine di ricerca, si sta valutando l'ipotesi di utilizzo a potenza differenziata nelle ore di basse attività ferma restando la necessità di garantire il funzionamento nominale durante le ore di attività.

2. Impianti e macchinari altri laboratori;

Vale quanto detto al punto III.A.5.

3. Impianti aspirazione (cappe) laboratori ;

Il sistema di aspirazione delle cappe presenti nel CEFAM è stato modificato. Nella precedente configurazione due motori, classe E3, privi di inverter, a servizio di 7 cappe, funzionavano h24 a pieno regime. Consumi di sovradimensionati rispetto alle necessità, derivavano sia dalla classe dei motori, poco efficiente, sia dal funzionamento in continuo degli stessi privo di alcuna modulazione.

Arrivati a fine vita, i due motori della precedente configurazione sono stati dismessi e sostituiti con 7 aspiratori più piccoli, ciascuno a servizio di una sola cappa, dotati di inverter. Tale scelta è stata motivata sia da problemi di gestione dei rifiuti legati a eventuale incompatibilità tra reflui provenienti da cappe diverse, sia dal miglior funzionamento che un aspiratore, a servizio di una singola cappa, ha in quanto regolato solo sulla base dell'attività della stessa. Ne consegue anche un efficientamento energetico.

4. Cresco- Centro computazionale (IT);

Il Centro di Portici ospita un centro di Supercalcolo: CRESCO (Centro Computazionale di Ricerca sui Sistemi Complessi). Esso è suddiviso in vari cluster. Periodicamente vengono dismessi i cluster più vecchi per installarne dei nuovi più performanti, ossia con una maggiore capacità di calcolo a parità di potenza installata.

A partire dalla installazione del primo cluster (CRESCO I) ne sono stati installati, nel corso degli anni, un totale di 6, oltre all'unità di storage. Come prima anticipato, i cluster meno recenti sono stati progressivamente disattivati per lasciare spazio ai nuovi. Nello specifico, CRESCO I, II e III sono stati dismessi a novembre 2014, dicembre 2015 e marzo 2018 rispettivamente. Al momento sono attivi Cresco IV, V e VI oltre all'unità di storage.

L'unità di storage ha un assorbimento pressoché costante pari a 25 kW.

I vari cluster hanno, invece, un assorbimento che varia da un minimo, in condizioni di inattività, ad un massimo sotto stress test (HPL). Lo HPL benchmark viene generalmente eseguito in fase di collaudo per determinare la potenza di calcolo del sistema HPC in termini di numero di operazioni elementari in virgola mobile al secondo (FLOPS) che il cluster riesce ad eseguire ma non si raggiunge mai in fase di esercizio. L'assorbimento a pieno carico utente, infatti, sarà un valore intermedio tra il minimo e il massimo sopra definiti. Si riportano di seguito i dati disponibili relativi agli assorbimenti dei cluster attivi e non.

CRESCO I: max: 20 kW; pieno carico utente ≈ 15 kW.

CRESCO II: max: 100 kW; pieno carico utente ≈ 75 kW.

CRESCO III: min 5 kW; max: 20 kW; pieno carico utente: 15 kW.

CRESCO IV: min 27 kW; max: 110 kW; pieno carico utente: 90 kW.

CRESCO V: max: 10 kW; pieno carico utente ≈ 7,5 kW.

CRESCO VI: min 30 kW; max: 170 kW; pieno carico utente: 130 kW.

Il CRESCO VI è stato installato a Marzo 2018 e aperto agli utenti a Luglio dello stesso anno. Ad Aprile 2019 ne sono stati raddoppiati i moduli. I valori di assorbimento sopra riportati si riferiscono alla configurazione dopo l'installazione degli ultimi moduli.

5. Cresco - Centro computazionale (CDZ);

Il CRESCO (data Center) dispone di due sale, di cui la prima ospitava le sezioni I, II e III (al momento rimosse) e sostituite con la nuova sezione VI, la seconda ospita le IV e V. Ciascuna delle due sale ha un condizionamento dedicato.

Il primo, a servizio della sezione VI, era del tipo a pompa di calore con aria canalizzata. I compressori delle macchine erano on/off, tipologia che risultava in ogni caso essere adatta al tipo di carico termico presente (carico termico costante).

Tale impianto è stato sostituito con un sistema di 4 condizionatori d'aria che è possibile alimentare sia con gas refrigerante R410, sia con acqua a temperatura minore o uguale a 12°C poiché sono state installate entrambe le batterie relative ai due possibili schemi di funzionamento. Al momento è operativa la prima soluzione (alimentazione con gas refrigerante) è immediatamente operativa e più efficiente rispetto all'impianto precedente che utilizzava la stessa tecnologia ma con macchine più vecchia e meno efficiente e con gas meno performante (R407). Il costo dell'intervento è stato di 81.700€. Considerando che i consumi annuali preintervento ammontavano a 641 MWh e quelli registrati nel 2018, quindi post intervento, sono stati pari a 492 MWh, il risparmio è stato di 149 MWh per un risparmio di spesa pari all'incirca a 25.000 €. Il periodo di ritorno dell'investimento è inferiore a 4 anni.

La seconda soluzione (alimentazione ad acqua) risulterebbe particolarmente conveniente per il Centro perché esso ha due pozzi, con acqua a temperatura pressoché

costante pari all'incirca a 15°C. Tale acqua viene utilizzata per alimentare gli impianti frigoriferi per il condizionamento degli edifici 1 e 2. Nei periodi in cui c'è necessità di riscaldamento degli edifici, quindi in inverno e parte delle mezze stagioni, l'acqua, convogliata nelle vasche di accumulo, si riduce di alcuni gradi, raggiungendo temperature inferiori a 12°C che permetterebbero l'alimentazione delle batterie dei condizionatori asserviti al CRESCO VI. Peraltro, tale soluzione, trasferendo calore all'acqua raffreddata dai sopra citati impianti frigoriferi, contribuirebbe ad elevare la quantità di calore recuperato.

Sicuramente molto funzionale nelle mezze stagioni e nel periodo invernale, lo schema di alimentazione ad acqua non è immediatamente operativo perché necessita dell'installazione dei tubi di collegamento tra le batterie (che si trovano nell'edificio 3) e le vasche di accumulo (che si trovano nell'edificio 1) e delle pompe necessarie al trasporto dell'acqua. Il costo dell'intervento è inferiore a 80.000,00 €; bisogna tuttavia fare una attenta valutazione dei consumi dell'impianto nella configurazione di alimentazione ad acqua, ivi compresi i consumi delle pompe. La convenienza dell'impianto potrebbe essere incrementata utilizzando l'acqua fredda delle vasche di accumulo anche come acqua di processo per gli edifici 3 e 4, come meglio descritto al paragrafo seguente (III.B.6).

Il secondo impianto, a servizio delle sezioni IV e V, è del tipo a pompa di calore aria-acqua con free cooling. I compressori sono regolati da inverter interni alle macchine.

Come anticipato, nella configurazione precedente all'installazione del CRESCO VI e alla sostituzione dell'impianto di condizionamento ad esso asservito, il consumo annuale per il condizionamento registrato era stato pari a 641 MWh, mentre post intervento è pari a 492 MWh. Per un Centro di Calcolo è possibile valutare il PUE (Power Usage Effectiveness) che corrisponde al rapporto tra energia totale consumata per ICT+condizionamento ed energia utilizzata per il solo ICT. È possibile anche riferirsi al DCIE (Data Center Infrastructure Efficiency) che corrisponde all'inverso del PUE. Nella

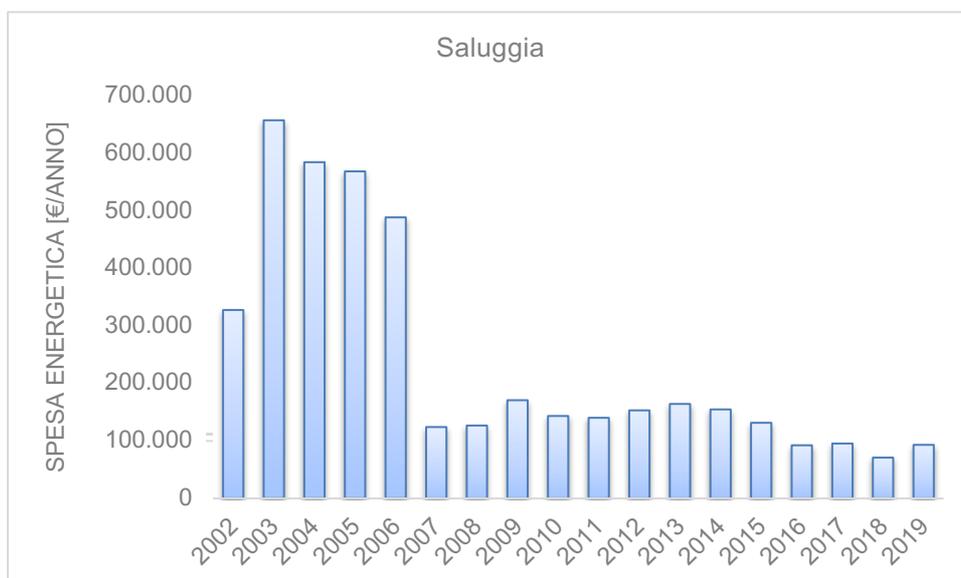
condizione preinterventi il PUE risultava essere pari a 1,51 (DCIE = 66%); valore che si poteva già ritenere indicativo di un buon livello di efficienza. Il PUE post interventi, calcolato in base alle misure dei consumi sopra riportati, è pari a 1,24 (DCIE = 80%), significativamente migliore rispetto al precedente (1,51).

6. Chiller per acqua refrigerata di processo ed. 3 e 4.

Si prevede l'installazione di un contatore per il monitoraggio dei consumi del Chiller appena possibile.

Il sistema a circuito chiuso dell'acqua refrigerata prodotta dai refrigeratori centralizzati a servizio degli edifici 1 e 2 potrebbe essere modificato per alimentare le utenze di acqua di processo nei laboratori degli edifici 3 e 4. Bisogna tuttavia precisare che l'acqua di processo occorre h24 mentre i refrigeratori degli edifici 1 e 2 fuori orario di ufficio smettono di funzionare e la temperatura dell'acqua nelle vasche di accumulo ritorna a 14-15 gradi che è la temperatura dell'acqua di pozzo, anziché i 6-7 gradi che occorrono. L'utilizzo dell'acqua raffreddata dalle macchine a servizi degli ed. 1 e 2, si limiterebbe quindi alle sole ore di funzionamento dei refrigeratori, mentre l'acqua di processo è necessaria h24 e, di conseguenza, non sarebbe possibile dismettere il Chiller attualmente in funzione o comunque si dovrebbe prevedere l'utilizzo di un sistema complementare per la produzione di acqua di processo quando non disponibile dalle vasche di accumulo. Per contro, ci potrebbe essere il vantaggio di utilizzare parte dell'impianto (pompe e parte dei tubi di collegamento tra edifici 1 e 3) pensato per l'alimentazione ad acqua delle batterie per il condizionamento del CRESCO VI (cfr. III.B.6) in modo da ottimizzare il costo di pompe e tubi e parte dell'energia assorbita dalle pompe in regime di funzionamento, perché utilizzati in entrambe i processi.

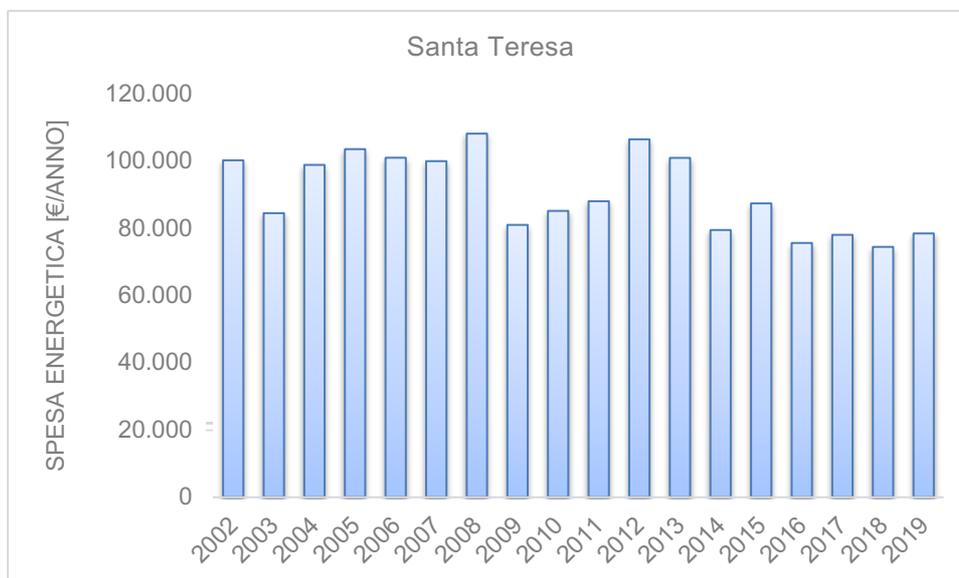
Bisogna valutare nel dettaglio la convenienza dell'intervento sulla base dei costi di realizzazione e dei consumi in regime di funzionamento.



Andamento della spesa energetica. CR Saluggia, 2002÷2019.



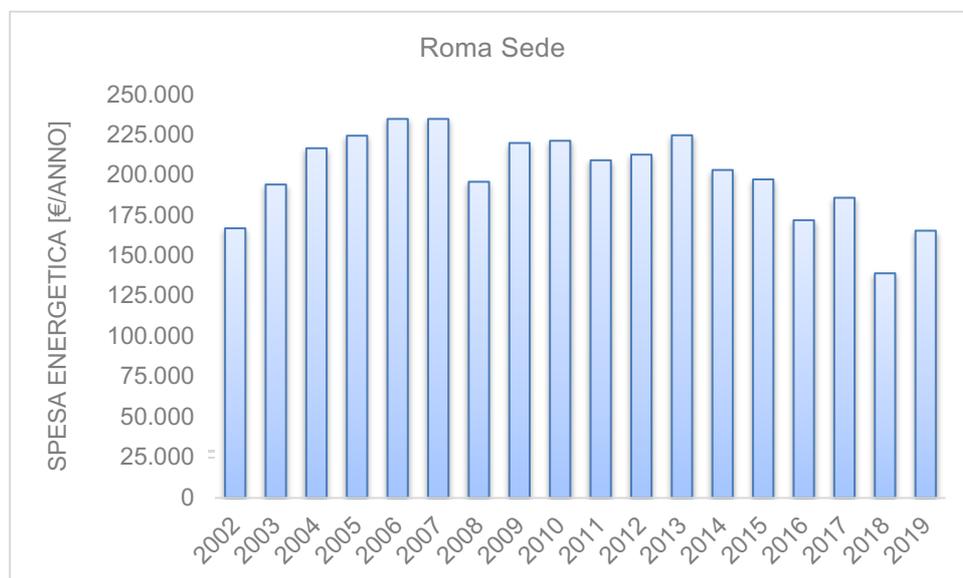
Centro di Saluggia.



Andamento della spesa energetica. CR Santa Teresa, 2002÷2019.



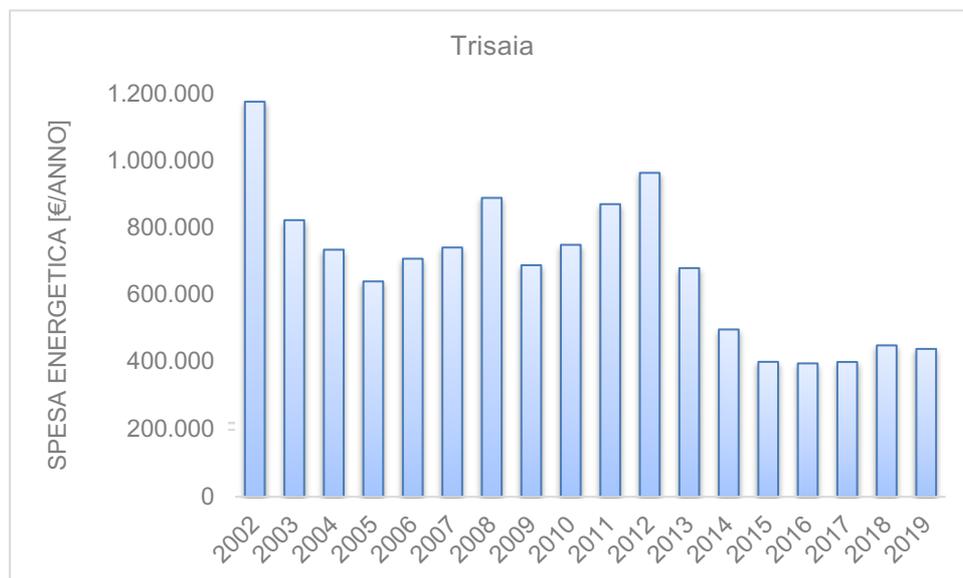
Centro di Santa Teresa.



Andamento della spesa energetica. Roma Sede legale, 2002÷2019.



Sede legale ENEA, Roma.



Andamento della spesa energetica. CR Trisaia, 2002÷2019.



Centro della Trisaia.

I. Situazione degli usi energetici

Il C.R. Trisaia rappresenta uno dei poli di ricerca italiana attrezzato per fare ricerca e sviluppo in un'ampia varietà di settori che, in base alle strategie dell'Agenzia ENEA, rispondono alle finalità di seguito indicate.

- **Energia:** conversione di biomasse, produzione d'idrogeno da fonti rinnovabili, qualificazione di componenti solari
- **Sviluppo economico sostenibile:** biotecnologie, tecnologie ambientali, radioprotezione
- **Nuove Tecnologie:**
 - > metrologia
 - > recupero di materiali preziosi con tecnologie mutate dal nucleare
 - > nuovi processi di saldatura laser
 - > nuovi processi e sistemi per l'agroalimentare
 - > dimostrazione di tecnologie di automazione di processi manifatturieri
 - > studio e dimostrazione di tecnologie per il trasporto ferroviario
 - > tecniche e metodiche per la diagnosi e il recupero edilizio
 - > servizi e assistenza per il recupero e il riciclo di residui industriali

Il CR Trisaia è sede operativa di SOGIN e di alcune società partecipate ENEA quali ad esempio:

- CALEF, *Consorzio per la ricerca e lo sviluppo delle Applicazioni industriali del Laser E del Fascio elettronico,*
- TRAIN, *Consorzio per la ricerca e lo sviluppo di Tecnologie per il TRASporto INnovativo,*

Queste società si configurano quindi come organizzazioni completamente autonome, anche se dislocate fisicamente all'interno del sito di Trisaia e il rapporto con esse si limita alla fornitura, da parte della Direzione Centro, di alcuni "servizi" (rete idrica, fognaria, mensa, ecc.).

II. Collocazione Geografica e Descrizione del Centro

Il Centro è localizzato in Basilicata, in località Trisaia inferiore, nel comune di Rotondella (Matera), all'estremità sud della Piana del Metapontino, sotto il golfo di Taranto. L'area occupa circa 110 ettari e dista, in linea d'aria, circa 4 km dalla costa Jonica. In particolare si estende lungo la statale Jonica 106 al km 419,500 in prossimità del fiume Sinni e dal bosco Pantano di Policoro (v. fig. 1).

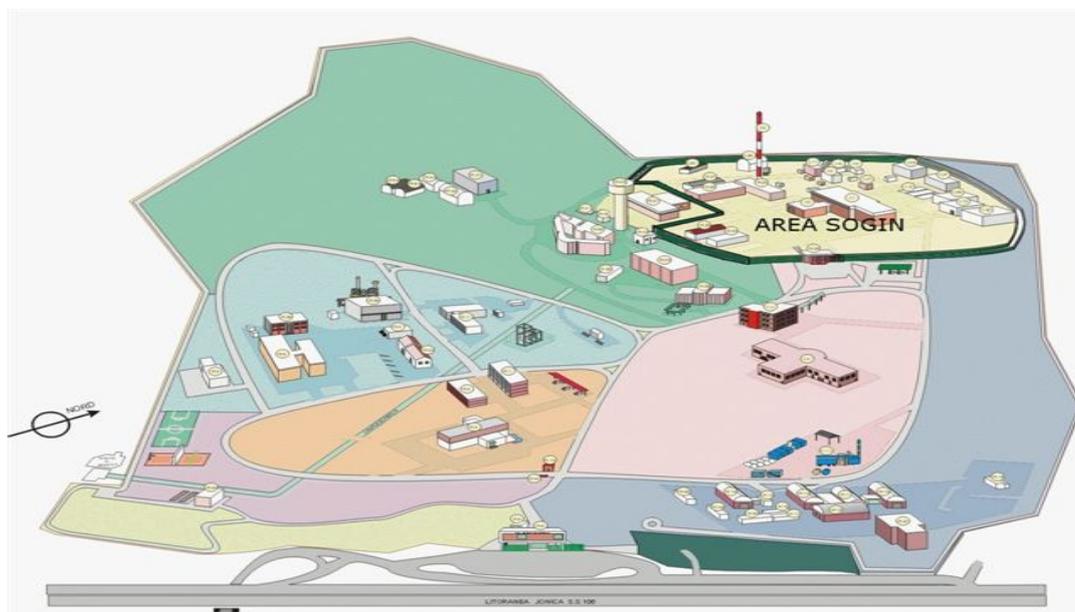


Fig. 1 – Area del CR Trisaia.

Le cifre che descrivono attualmente il Centro sono:

- > 140 dipendenti tutti a tempo indeterminato
- > 88 ettari di estensione di terreni edificabili
- > 39.000 m² di cui circa 32.000 adibiti ad attività programmatiche

- > 19 laboratori
- > 16 impianti di ricerca

III. Reti e Impianti Tecnici di Servizio

❖ ENERGIA

- Il riscaldamento/condizionamento degli uffici, dei laboratori e degli impianti di ricerca del Centro avviene all'80% attraverso pompe di calore (PdC) dislocate nei diversi edifici; il restante attraverso 2 centrali termiche a gasolio, depositato in serbatoi riforniti da una ditta esterna a richiesta del Centro.
- Il sistema di protezione fisica comprende l'impianto antintrusione e quello d'illuminazione perimetrale dell'intero Centro, costituito da 108 pali con lampade LED da 90 W.
- La rete idrica antincendio copre tutta l'area del Centro ed è realizzata parte in PVC e parte in acciaio; è interrata e solo all'interno di alcuni locali è a vista. L'acqua di approvvigionamento è assicurata da due elettropompe che attingono acqua dal fiume Sinni, ma, in caso di necessità, può essere emunta direttamente dall'impianto adduttore della rete dell'acquedotto. La rete alimenta un certo numero d'idranti antincendio: estintori portatili o carrellati, colonnine idranti soprassuolo, idranti, manichetta a parete, descritti dettagliatamente nel Piano di emergenza incendi.
- Due reti informatiche permettono il collegamento intranet e internet a tutti i dipendenti.
- Rete di distribuzione di energia elettrica, chiusa ad anello per l'arrivo al Centro; la distribuzione all'interno del Centro e nei reparti produttivi e uffici è interrata.

Le principali fonti energetiche utilizzate nel Centro sono:

- energia elettrica utilizzata sia per uffici e servizi, sia per il funzionamento degli impianti di ricerca;
- energia termica utilizzata sia per uffici e servizi, sia per il funzionamento degli impianti di ricerca;

- benzina e gasolio per mezzi di trasporto e mobili interni.

La fornitura di energia elettrica nel Centro avviene tramite ENEL con tensione di consegna di 20 kV alla sottostazione elettrica.

Alla sottostazione elettrica si ha la trasformazione tramite un trafo da 5000 kVA da 20 kV a 8,4 kV. La distribuzione interna avviene quindi a 8,4 kV sino alle 9 cabine, dove avviene poi la trasformazione da 8400 a 380/400 V. La potenza contrattuale installata è di 1596 kW. In fig. 2 è riportato il nuovo schema di distribuzione della rete elettrica interna al Centro.

L'energia elettrica rappresenta la principale fonte di consumo per il Centro.

I consumi elettrici del CR comprendono anche i consumi SOGIN per una quota pari a circa il 50%.

➤ RENDICONTO STORICO

Gli elevati consumi di energia elettrica hanno portato alla definizione sin dal 2003 di interventi finalizzati al risparmio energetico attraverso:

- monitoraggio dei consumi
- azioni sull'edilizia (diagnosi e certificazione energetica, interventi sull'involucro)
- uso di energie rinnovabili in sostituzione di alcuni impianti ad energia convenzionale
- introduzione di sistemi ad alta efficienza per il riscaldamento degli uffici.

Fino al 2003, le attività di monitoraggio sono state compiute attraverso il rilevamento dei consumi di energia elettrica, desumibili dai documenti contabili emessi dall'azienda erogatrice; negli anni successivi i consumi sono stati rilevati da **contatori** installati nei singoli impianti, laboratori e uffici.

Alla fine del 2006 è stato realizzato un Progetto di trasformazione dei consumi energetici da energia convenzionale a energia "alternativa" sostituendo la caldaia mensa con un sistema elettrico integrato con collettori solari per la produzione di acqua calda. L'impianto, costituito da 28 pannelli solari di 2,5 m² ciascuno, ha una potenzialità produttiva massima di 120 GJ/anno e mediamente produce circa 60 GJ/anno di energia termica. Tale consumo di energia rinnovabile rispetto al totale dei consumi di energia termica del 2009 risulta pari al 4,7 %.

programmato, a medio-lungo termine, per razionalizzare i consumi di energia nel Centro.

La diagnosi energetica degli edifici del centro, completata nel 2011, ha permesso di “fotografare” il fabbisogno energetico di gran parte degli edifici e di identificare azioni precise per il contenimento dei consumi attraverso una serie di interventi su impianti e strutture, già progettati e in attesa di essere avviati.

La natura dell’attività di ricerca tecnologica comporta che realizzazione e sperimentazione di nuovi impianti o laboratori richiede spesso, forzatamente, l’impiego di energia e di acqua, in quantità difficilmente pianificabili a priori e ottimizzabili solo con l’avanzare della sperimentazione stessa. Pertanto, i consumi di energia e acqua costituiscono un aspetto ambientale significativo sul quale è piuttosto difficile intervenire agendo in maniera efficace sulle attività di ricerca.

❖ **CONSUMI DELLE RISORSE IDRICHE**

L’acqua proveniente dalle acque del Sinni, tramite due pozzi, è depositata in un serbatoio pensile (350 m³) e, attraverso una specifica rete, è utilizzata per l’impianto antincendio, per irrigare e come acqua di raffreddamento. Dato che il livello dell’acqua nel serbatoio pensile non può scendere sotto un certo valore per ragioni di sicurezza, la rete potabile serve anche a reintegrare, all’occorrenza, il serbatoio tramite il pompaggio dell’acqua potabile da un serbatoio interrato (600 m³) al pensile. Serve altresì l’accumulo dell’acqua potabile nel serbatoio interrato per eventuale mancanza di acqua dell’acquedotto.

Allo scopo di migliorare la filtrazione dell’acqua emunta dai pozzi, la funzionalità del sistema idrico e l’afflusso alle utenze, a seguito di una gara d’appalto, nel mese di settembre 2012, è stata aggiudicata la sostituzione dei filtri esistenti, installati negli anni ’70 e quindi ormai obsoleti, con filtri a maggiore efficienza.

L’acqua potabile è utilizzata per i servizi igienici, per la mensa e la foresteria, e per quei laboratori e impianti che non possono utilizzare l’acqua non potabile proveniente dai pozzi (per es. nelle agrobiotecnologie).

➤ **RENDICONTO STORICO**

Per spiegare l’andamento dei consumi nel tempo è necessario aggiungere che, fino al 2005, il contratto di fornitura dell’acqua potabile non era commisurato al consumo ma l’erogazione era “aperta” e, quindi, era pagata in realtà l’acqua “erogata” dall’Ente acquedotto (contratto a deflusso libero: 5 l/sec). A fine 2005 il contratto è stato modificato e ora il costo

è addebitato sulla base del consumo reale. Inoltre, nel 2006 è stata completata la realizzazione di una nuova rete idrica adduttrice in sostituzione completa della preesistente e, come si può vedere dalla tabella 6, i consumi si sono ridotti di circa il 40% al completamento dell’anno riferibile ai lavori di sostituzione della rete e del 60% per tutto il 2007. I dati contenuti nelle tabelle aggiornati al 2008, indicano le medie annuali di consumi, arrotondate alle migliaia di m³. Il 2008 a fronte del proseguimento delle attività di ricerca nel Centro, riporta una riduzione del consumo annuale di acqua per usi civili riconducibile ad una più attenta gestione del sistema idrico. Il consumo relativo al 2009 risulta lievemente in calo rispetto all’anno precedente e riflette sia il rallentamento delle attività di ricerca a causa della riorganizzazione interna sia il decremento del personale operante nel Centro.

Nel 2010 il consumo annuale di acqua per usi civili, nonostante l’ulteriore diminuzione del personale, ha registrato un lieve incremento dovuto essenzialmente alla ripresa delle attività di ricerca entrate a regime dopo il riassetto organizzativo dell’agenzia. Nel 2011/2014 lo stesso consumo si è mantenuto coerente a quello dell’anno precedente.

IV. Interventi realizzati

➤ **RENDICONTO STORICO**

È stato eseguito il censimento delle plafoniere per illuminazione interni agli uffici e laboratori. È stato sottoposto a Beghelli lo stato dell’arte col numero di ore di accensione giornaliero in previsione dell’audit esterno (fatto da Beghelli stessa). In conformità a ciò Beghelli ha formulato la miglior offerta per la sostituzione dei corpi illuminanti, in seguito si analizzerà la convenienza per ENEA. Risultano 336 kW di plafoniere installati.

Illuminazione interna

Nei corridoi sono stati scollegati due tubi fluorescenti su 4 per ogni plafoniera, ottenendo localmente una riduzione del 50% dei consumi e rientrando nei limiti illuminotecnici.

Illuminazione esterna

Si è passati nel tempo da lampade al mercurio Hg a lampade al sodio ad alta pressione NaHP. Due quadri comandano alternativamente ca 100 pali dell’illuminazione esterna all’interno del CR; dalle h. 22,00 viene tenuto acceso solo 1 palo ogni 2.

Illuminazione perimetrale del Centro

È su 108 pali, nel 2014 per esigenze di sicurezza sulla perimetrale non è stata attivata

l'accensione di un palo ogni due; da quest'anno si riprende l'accensione di 54 pali.

Altri interventi

- Trasformatori: sulle 9 cabine secondarie di trasformazione 8400/380 sono presenti 13 Trafo; ne è sempre inserito uno mentre l'altro è di riserva. Tutti in resina. I Trafo nella cabina principale 20000/8400 sono in olio da 5000 kVA l'uno. Solo uno è inserito.
- In alcuni casi è stata razionalizzata la distribuzione, allacciando zone alla cabina più vicina (e non a cabine lontane come in precedenza).
- In quasi tutti gli edifici il riscaldamento è con PdC; eliminate le caldaie a gasolio. Ormai in corso di totale abolizione dell'R22 in favore dell'R410. Quando occorre rabboccare, il gas R22 non si trova più in commercio, e ciò induce necessariamente il passaggio a nuovi fluidi refrigeranti. Non sono state osservate diminuzioni di COP nella transizione di fluido.
- Edificio SIMOA. È stata spenta PdC da 65 kW e installati tre split da 12000 Btu negli uffici e uno nel laboratorio, per un totale di circa 8 kW. La modifica non ha manifestato controindicazioni.
- Abolita la caldaia in mensa, e sostituita con una PdC che fornisce acqua calda a palazzine vicine per riscaldamento ambienti tramite fan coil.
- Su 4 edifici sono stati cambiati gli infissi. Per un edificio - mensa - presi contribuiti dalla Regione in misura del 40% dell'investimento (28.000 €).
- Sono stati installati pannelli solari a edifici mensa-direzione-ufficio tecnico per produzione di acqua calda nel 2005. I pannelli hanno funzionato regolarmente i primi anni, ora necessitano di manutenzione. Presenti caldaie a gasolio e GPL per soccorso.

Gestione acqua

Il Centro Trisaia ha due anelli separati, uno per l'acqua potabile e uno per l'antincendio. L'antincendio viene prelevata da pozzi. Sulle acque reflue è stato installato un impianto di *fitodepurazione* (v. fig. 3). L'acqua in uscita viene utilizzata per innaffiare una parte delle aree a verde. L'acqua per uso potabile è prelevata da Acquedotto Lucano. Nel tempo si è passati da un costo a forfait (ca 150.000 €/anno) ad uno a consumo (ca 50.000 €/anno) con una riduzione drastica della spesa.

Nel 1991-93 è stato sdoppiato l'anello acs-antincendio+costruzione di un serbatoio in cemento armato da 600 m³ per acs, per un costo di 1.750.000.000 Lit (ca 900.000 €).

Nel 2004-05 realizzata la fitodepurazione, per un costo di 200.000 € + IVA. Impianto realizzato poiché il precedente impianto Oxigest non garantiva più i livelli tabellari della prescrizione di legge. Oggi si applica la legge 152/06 con parametri più restrittivi.



Fig. 3 – Fitodepurazione

Nel 2006 realizzato l'allaccio all'acquedotto lucano per una spesa di 153.000 € + IVA, per 1000 m (da acquedotto fino a serbatoio) di linea 180 pressione 2,5 bar in peat di spessore 3-4 cm.

Aria compressa

Nel Centro sono presenti tre piccoli compressori, installati dove c'è necessità di aria compressa.

Interventi realizzati nel 2013

- Alcuni interventi di razionalizzazione degli spazi sono stati già eseguiti, alcuni edifici o parti di essi sono stati chiusi (R7, R59, R33, R41) e si procederà in seguito a valle d'indicazioni ENEA.
- All'edificio Fisica Sanitaria (R6) è presente un sistema caldaia gasolio-gruppo frigo con torre evaporativa (l'unica presente nel Centro). Si è progettato il rifacimento della termoregolazione, non più funzionante, per un importo € 21.000; questo ha comportato un buon risparmio oltre alla funzionalità dell'impianto e al miglioramento del benessere climatico per gli occupanti, atteso che nel programma di razionalizzazione degli spazi l'edificio R6 (di volumetria riscaldata di circa 8000 m³) è occupato da 29 dipendenti circa il 21% del personale in questo periodo operante nel CR.
- Aggiornato il progetto della realizzazione del "cappotto" all'edificio R33 in cemento armato prefabbricato, per diminuire perdite,

ponti termici e infiltrazioni d'acqua da lesioni; inserito nel programma triennale dei lavori pubblici con annualità 2016, in attesa del finanziamento ENEA.

- La SOGIN dal 1 luglio 2013 si è staccata dalla cabina di arrivo ENEA ed è quindi autonoma. Tale distacco ha fatto diminuire i consumi di energia elettrica di circa il 40%, e la miglior gestione ha prodotto un altro 10% di risparmio.
- Nel 2014 all'edificio R58 sono state sostituite le PdC centralizzate con split autonomi negli uffici con un risparmio energetico di circa il 20% e notevole riduzione di interventi manutentivi. Inoltre si è riproposto il sotto elencato intervento, (programma triennale lavori, anno 2015).
- Progettazione della nuova cabina elettrica all'interno dell'Edificio Mensa R3 del Centro di Ricerche Trisaia dell'ENEA. In particolare sono previsti lavori di realizzazione e adeguamento dei quadri elettrici MT e BT di cabina e realizzazione di una nuova cabina elettrica nell'edificio R3 che alimenta gli edifici: Mensa, R2 (ex ufficio tecnico), R1 (Direzione Centro), R23 (Centro Informazione), R8 (edificio Ingresso) e l'alimentazione di emergenza dell'edificio R6 (Medicina del Lavoro). È necessario sostituire le parti elettriche e i componenti dell'impianto che risultano obsoleti e datati, non garantiscono più le loro normali prestazioni e i ricambi non sono più reperibili sul mercato considerato che i quadri di MT sono stati installati negli anni '70. Tale intervento si ritiene necessario anche alla luce dei requisiti di sicurezza che l'impianto elettrico deve garantire (isolamento da parti attive, protezione dei contatti diretti e indiretti, mancato intervento degli interruttori magnetotermici a causa del blocco dei meccanismi e leveraggi ecc.) e per la miglior gestione energetica.
- Si proporrà la revisione contrattuale con ENEL, per abbassare la potenza contrattuale attualmente di 1596 kW.
- Si analizzeranno i costi e la fattibilità del progetto per portare all'interno del Centro la distribuzione elettrica a 400 V.

Interventi realizzati nel 2015

Nell'anno 2015, grazie a una gara di fornitura di energia elettrica per i Centri di Trisaia e Portici esperita con criteri sotto i valori utilizzati da Consip, si è avuto un risparmio che ha portato il costo €/kWh a circa 0,19.

Avuti i fondi per la ristrutturazione della cabina elettrica all'interno dell'Edificio Mensa

R3, si sta procedendo alla progettazione e in seguito alla gara ed esecuzione, il tutto dovrebbe completarsi entro l'anno 2016.

La nuova gestione dell'illuminazione esterna agli edifici ha prodotto un abbassamento dei consumi, la stessa cosa si è avuta per quanto riguarda il consumo di gasolio per riscaldamento grazie anche a un intervento sulla termoregolazione all'edificio R6 (FISM).

Si sta procedendo alla progettazione per rinnovare l'impianto d'illuminazione con l'installazione di 108 lampioni LED a sostituire i modelli con lampade a vapori di Hg lungo la strada perimetrale al Centro e l'installazione di circa 80 lampioni interni al CR.

Si è progettato e nell'anno si realizzerà l'installazione di centraline per l'irrigazione dei prati verdi; questo ha lo scopo di poter irrigare durante la notte nel periodo estivo con risparmio di acqua dei pozzi anche per la diminuzione dell'evaporazione e non è più necessario impegnare l'addetto per l'apertura manuale delle valvole con risparmio nell'appalto della manutenzione aree verdi.

Interventi realizzati nel 2016

Si è proceduto ad esperire la gara di fornitura di energia elettrica per il Centro di Trisaia e Portici con criteri sotto i valori utilizzati da Consip, si è avuto un risparmio economico tale da confermare il costo €/kWh a circa 0,19.

Si è proceduto ad aggiudicare la gara di appalto per il rifacimento della cabina elettrica all'interno dell'Edificio Mensa R3; i lavori inizieranno all'inizio dell'anno 2017.

Si sta rivedendo la progettazione per rinnovare l'impianto d'illuminazione con l'installazione di 108 lampioni a LED in sostituzione dei vecchi modelli con lampade a vapori di mercurio lungo la strada perimetrale al Centro e l'installazione di circa 80 lampioni interni al Centro; inoltre si procederà alla progettazione di sostituzione dei cavi elettrici che dalle cabine di MT/BT portano ai pali dell'illuminazione perimetrale.

Concluso il progetto per l'installazione di centraline per l'irrigazione dei prati verdi; questo ha lo scopo di poter irrigare durante la notte nel periodo estivo con risparmio di acqua dei pozzi anche per la diminuzione dell'evaporazione e non è più necessario impegnare l'addetto per l'apertura manuale delle valvole con risparmio nell'appalto della manutenzione aree verdi. La realizzazione dovrebbe avvenire, con i fondi della manutenzione edile, nell'anno 2017/2018.

Nel 2011 il consumo di acqua è rimasto coerente a quello del 2010 (v. tab. 1).

L'incremento dei consumi dell'acqua potabile registrato nel 2012 è dovuto ad un malfunzionamento delle pompe del fiume Sinni, per cui il serbatoio pensile è stato più volte reintegrato con acqua potabile, nel 2014 invece si sono verificate delle perdite causate da rotture della condotta interna. Nel 2015 e nel

2016 si stima che circa il 70% dell'acqua emunta dai pozzi sia stata utilizzata da Sogin.

Nel 2017 dal mese di settembre l'emungimento dai pozzi è stato interrotto per procedere ad analizzare l'acqua.

Tab. 1 – Volumi di acqua estratta, CR Trisaia anni 2011÷2018

RISORSE	U.M.	VOLUME MEDIO ANNUO DI ACQUA ESTRATTA								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
POZZO N. 1	m ³	49103	50000	39900	41267	54423	49217	26858	0	0
										0

Il consumo pro capite di acqua potabile viene considerato senza il numero dei dipendenti di SOGIN (v. tab. 2). Togliendo il consumo di SOGIN di circa 10000 m³, il consumo pro capite ENEA è di 300,83 m³. Il

consumo pro capite è comprensivo dei consumi mensa, per la fornitura alle PdC, agli impianti di ricerca e per il personale delle ditte esterne che opera nel Centro (pulizie, manutenzioni, ecc.).

Tab. 2 – Consumi di acqua per usi finali, CR Trisaia anni 2011÷2019

RISORSE	U.M.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ACQUA PER USI CIVILI	m ³	39.370	55.684	46.130	55.364	48.906	45.535	50.913	46.405	46.769
Unità lavoro annue (ULA)	UL	149	145	146	145	140	139	136	134	134
ACQUA PER USI CIVILI / ULA	m ³ /ULA	264,22	384,03	315,96	381,82	349,33	327,59	374,36	346,3	349,02

Il leggero aumento del consumo dell'acqua potabile è dovuto sia all'utilizzo dell'acqua anche per uso irriguo e antincendio a causa della

non utilizzabilità dell'acqua dei pozzi sia a una perdita, ora riparata, che si è verificata e di difficile individuazione.



Interventi realizzati nel 2017

Quest'anno la fornitura di energia elettrica per il Centro di Trisaia e Portici è stata conseguita tramite adesione a Consip, al costo €/kWh di circa 0,18.

Nel mese di agosto 2017 si sono conclusi i lavori di rifacimento della cabina elettrica all'interno dell'Edificio Mensa R3.

Si è proceduto all'acquisto di lampade a LED da installare nel 2018, con la ditta di

manutenzioni, nell'impianto d'illuminazione di 108 pali lungo la strada perimetrale al Centro.

Si è aggiudicato l'appalto per i lavori di installazione di centraline per l'irrigazione dei prati verdi; questo ha lo scopo di irrigare durante la notte nel periodo estivo con risparmio di acqua dei pozzi anche per la diminuzione dell'evaporazione, e non sarà più necessario impegnare l'addetto per l'apertura manuale delle valvole con risparmio nell'appalto della

manutenzione aree verdi. Il completamento dei lavori dovrebbe avvenire entro luglio 2018.

Interventi realizzati nel 2018

Si è proceduto all'installazione di lampade a LED all'impianto d'illuminazione di 108 pali lungo la strada perimetrale al Centro.

Sono stati completati i lavori di installazione di centraline per l'irrigazione dei prati verdi.

Sono state acquistate le lampade a LED da installare, nell'anno in corso, ai pali della illuminazione interna.

I consumi di energia elettrica per il 2018 sono riportati nella tab. 3, mentre la tab. 4 riporta la distribuzione della potenza elettrica installata per i vari usi finali.

Tab. 3 – Consumi di energia elettrica, CR Trisaia anno 2018.

	ENERGIA ATTIVA [kWh]			
	F1	F2	F3	F1+F2+F3
gen-18	80.461	36.287	72.445	189.192
feb-18	84.334	42.976	70.443	197.753
mar-18	78.579	40.953	67.831	187.363
apr-18	41.677	24.714	54.330	120.721
mag-18	44.498	25.064	46.703	116.265
giu-18	76.272	40.223	70.386	186.881
lug-18	95.220	48.461	82.184	225.864
ago-18	63.368	32.822	57.721	153.910
set-18	72.134	39.318	63.265	174.717
ott-18	55.602	27.648	47.258	130.508
nov-18	57.777	31.408	56.070	145.254
dic-18	61.569	34.778	77.317	173.663
TOTALE 2018	811.489	424.650	765.952	2.002.090

Tab. 4 – Ripartizione della potenza elettrica installata, CR Trisaia anno 2018.

Edificio	Utenza	P _{Fri} [kW]	P _{Termica} [kW]
R 1	Fan Coil P. Rialzato	0,56	0,65
	Fan Coil P. Primo	1,24	1,45
	Fan Coil P. Secondo	1,06	1,23
Totale Edificio		2,86	3,33
R 2	Fan Coil 1 e 2	12,39	14,55
	Pompe RHOSS	345,12	314,72
Totale Edificio		357,51	329,27
R 3	Fan Coil Piano Rialzato	2,19	2,55
	Fan Coil Piano Primo	4,26	4,97
Totale Edificio		6,45	7,52
R 7	N. A.	2,50	2,75
Totale Edificio		2,50	2,75
R 8	Fan Coil Piano Terra	6,60	7,04
	Fan Coil Piano Primo	32,14	34,76
Totale Edificio		38,74	41,80
R 23	Fan Coil	21,05	21,75
Totale Edificio		21,05	21,75
Totale Istallata Edifici [kWt]		429	406

Nel corso del 2018 si è provveduto a verificare la funzionalità dei quadri di MT e BT consistente in un audit delle apparecchiature MT & BT, per programmare successivamente un'adeguata manutenzione:

1. Conformità alle principali norme locali di sicurezza elettrica delle apparecchiature e delle persone;
2. Verifica delle condizioni d'installazione e del deterioramento nel tempo;
3. Ambiente della vostra cabina elettrica e osservazioni su eventuali possibili cause di rischio;



Cabina R4 sottostazione elettrica

4. Ispezione visiva delle apparecchiature elettriche della vostra installazione e identificazione dello stato di obsolescenza;
5. Condizioni operative delle vostre apparecchiature elettriche nella sottostazione;
6. Condizione di manutenzione delle vostre apparecchiature elettriche, in funzione delle raccomandazioni del costruttore.



Cabina R67

Interventi realizzati nel 2019

- Sono stati completati i lavori d'installazione di pompe di calore a basso consumo in alcuni edifici e laboratori del Centro tra cui la mensa.
- Sono state installate, lungo le strade del Centro, le lampade a LED e altre sono state acquistate per completare la sostituzione in tutto il Centro.

DATA	Fattura nr.	Periodo fatturazione	Consumo	Scadenza	Tot da pagare (iva 10%)
31/01/2018	Fattura nr. 20182030003025 del 31/01/2018 Periodo dal 01/12/2017 al 31/01/2018	Data ultima lettura 31/01/2018 Precedente lettura fatturata 30/11/2017	1834183 1825535	8648	07/03/2018 € 10.078,67
31/03/2018	Fattura nr. 20182030006960 del 31/03/2018 Periodo dal 01/02/2018 al 31/03/2018	Data ultima lettura 31/03/2018 Precedente lettura fatturata 31/01/2018	1842413 1834183	8230	05/05/2018 € 9.993,29
31/05/2018	Fattura nr. 20182030102924 del 31/05/2018 Periodo dal 01/04/2018 al 31/05/2018	Data ultima lettura 31/05/2018 Precedente lettura fatturata 31/03/2018	1850922 1842413	8509	05/07/2018 € 10.332,18
31/07/2018	Fattura nr. 20182030296864 del 31/07/2018 Periodo dal 01/06/2018 al 31/07/2018	Data ultima lettura 31/07/2018 Precedente lettura fatturata 31/05/2018	1854922 1850922	4000	04/09/2018 € 4.850,23
30/09/2018	Fattura nr. 20182030389031 del 30/09/2018 Periodo dal 01/08/2018 al 30/09/2018	Data ultima lettura 30/09/2018 Precedente lettura fatturata 31/07/2018	1863431 1854922	8509	04/11/2018 € 10.278,06
30/11/2018	Fattura nr. 20182030393347 del 30/11/2018 Periodo dal 01/10/2018 al 30/11/2018	Data ultima lettura 30/11/2018 Precedente lettura fatturata 30/09/2018	1871940 1863431	8509	04/01/2019 € 10.248,71
31/01/2019	Fattura nr. 20192030000979 del 31/01/2019 Periodo dal 01/12/2018 al 31/01/2019	Data ultima lettura 31/01/2019 Precedente lettura fatturata 30/11/2018	1880588 1871940	8648	07/03/2019 € 10.670,97
31/03/2019	Fattura nr. 20192030004042 del 31/03/2019 Periodo dal 31/01/2019 al 31/03/2019	Data ultima lettura 31/03/2019 Precedente lettura fatturata 31/01/2019	1888818 1880588	8230	05/05/2019 € 11.440,53
31/05/2019	Fattura nr. 20192030104796 del 31/05/2019 Periodo dal 31/03/2019 al 31/05/2019	Data ultima lettura 31/05/2019 Precedente lettura fatturata 31/03/2019	1897327 1888818	8509	05/07/2019 € 11.828,51
31/07/2019	Fattura nr. 20192030293674 del 31/07/2019 Periodo dal 16/06/2019 al 31/07/2019	Data ultima lettura 31/07/2019 Precedente lettura fatturata 16/06/2019	1867042 1802240	64802	04/09/2019 € -
30/09/2019	Fattura nr. 20192030392357 del 30/09/2019 Periodo dal 31/07/2019 al 30/09/2019	Data ultima lettura 30/09/2019 Precedente lettura fatturata 31/07/2019	1872143 1867042	5101	04/11/2019 € 7.075,02
30/11/2019	Fattura nr. 20192030396748 del 30/11/2019 Periodo dal 08/06/2019 al 30/11/2019	Data ultima lettura 30/11/2019 Precedente lettura fatturata 08/06/2019	1919395 1862610	56758	04/01/2020 € 29.728,57
31/01/2020	Fattura n. 20202030001502 del 31/01/2020 periodo 01/12/2019 al 31/01/2020	Data ultima lettura 31/01/2020 Precedente lettura fatturata 30/11/2019	1927357 1919395	7962	06/03/2020 11.064,83 €

Consumi Energetici del C. R. ENEA della Trisaia - 2019

ID	anno	Mese	kWh				Totale Bolletta [€]	IVA [€]	Totale IVATO [€]	P _{MAX} Fatturata (in F1) [kW]	kvarh			
			F1	F2	F3	Totale					F1	F2	F3	Totale
1	2019	gennaio	71.293,20	38.378,24	69.486,40	179.157,84	26.089,50	5.739,69	31.829,19	294,6	41.972,48	24.610,08	44.045,12	110.627,68
2		febbraio	73.849,60	42.469,92	71.564,80	187.884,32	32.222,86	7.089,03	39.311,89	335,7	40.268,80	26.839,52	44.533,76	111.642,08
3		marzo	64.809,00	39.232,00	69.577,00	173.618,00	25.683,67	5.650,41	31.334,08	368,0	40.767,00	26.760,00	47.604,00	115.131,00
4		aprile	46.516,00	27.737,00	55.885,00	130.138,00	20.461,96	4.501,63	24.963,59	412,0	29.192,00	18.382,00	36.513,00	84.087,00
5		maggio	55.788,00	25.328,00	48.272,00	129.388,00	20.724,59	4.559,41	25.284,00	486,0	31.246,00	16.872,00	33.032,00	81.150,00
6		giugno	71.126,00	40.233,50	69.358,50	180.718,00	30.494,25	6.708,74	37.202,99	652,0	46.983,00	29.782,00	52.691,00	129.456,00
7		luglio	96.841,00	46.266,00	76.616,00	219.723,00	36.159,22	7.955,03	44.114,25	672,0	61.452,00	32.386,00	56.200,50	150.038,50
8		agosto	62.395,50	37.429,50	62.352,00	162.177,00	26.547,99	5.840,56	32.388,55	484,0	40.337,00	24.889,50	43.264,00	108.490,50
9		settembre	86.940,50	41.226,50	73.190,50	201.357,50	33.359,14	7.339,01	40.698,15	656,0	55.648,00	30.563,00	55.088,00	141.299,00
10		ottobre	54.084,50	31.950,50	54.796,00	140.831,00	22.757,68	5.006,69	27.764,37	370,0	35.647,50	22.679,50	39.172,50	97.499,50
11		novembre	54.548,00	33.586,50	55.484,00	143.618,50	23.307,57	5.127,67	28.435,24	400,0	33.740,00	22.193,00	37.069,50	93.002,50
12		dicembre	58.583,50	33.495,00	66.940,50	159.019,00	25.435,85	5.595,89	31.031,74	390,0	34.556,00	21.050,00	42.939,50	98.545,50
Totale			796.775	437.333	773.523	2.007.630	323.244,28	71.113,76	394.358,04		491.810	297.007	532.153	1.320.969
Medi mensili			66.398	36.444	64.460	167.303	26.937,02	5.926,15	32.863,17	460	40.984	24.751	44.346	110.081
Totale [MWh]			797	437	774	2.008					492	297	532	1.321
Massimo mensile			96.841	46.266	76.616	219.723			44.114,25	672				
Minimo mensile			46.516	25.328	48.272	129.388			24.963,59	295				

Bibliografia

- [1] CNR, *Rapporto sull'Efficienza Energetica* (2013), a cura di Delle Site V., <http://eprints.bice.rm.cnr.it/14964/>
- [2] ENEA, *Rapporto Annuale Efficienza Energetica* (2019). <http://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/edizioni-enea/2019/rapporto-annuale-efficienza-energetica-2019>
- [3] FIRE, *Linee guida per la nomina dell'energy manager. Come utilizzare la piattaforma NEMO*, versione 2.1 (2018). <http://em.fire-italia.org/linee-guida-nomina-em/>
- [4] FIRE, *I responsabili per l'uso dell'energia in Italia* (2018). <http://em.fire-italia.org/libro-energy-manager-2018/>
- [5] Terna, *Annuario Statistico 2018*.
- [6] GSE, *Rapporto delle attività 2019*.
- [7] **Ricerca Sistema Elettrico**, E. Santini, S. Elia, G. Fasano, *Caratterizzazione dei consumi energetici nazionali delle strutture ad uso ufficio* (marzo 2009). https://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/governance/rse121.pdf
- [8] MEF, Dipartimento dell'Amministrazione Generale, del Personale e dei Servizi, *Rilevazione dei prezzi relativi a beni e servizi per le pubbliche amministrazioni-Edizione 2018*. http://www.mef.gov.it/focus/documenti/allegati/Presentazione_Rilevazione_MEF-ISTAT_2018.pdf

Pubblicato da
ENEA – Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Agosto 2020

Progetto copertina: Paola Carabotta

