



**MISSION INNOVATION  
ITALY**

---

**POA SMART GRID**

**PROGETTO MISSION - Microreti e sistemi smart, multivettore ed integrati  
per accelerare la transizione energetica**



# Analisi preliminare e progettazione dell'architettura e dei componenti della infrastruttura energetica integrata della Smart Energy Microgrid

S. Fabozzi, C. Cancro, R. Ciavarella, G. Ciniglio, M. Valenti

Analisi preliminare e progettazione dell'architettura e dei componenti della infrastruttura energetica integrata della Smart Energy Microgrid  
S. Fabozzi, C. Cancro, R. Ciavarella, G. Ciniglio, M. Valenti

Maggio 2022

Ministero della Transizione Ecologica - ENEA  
Mission Innovation 2021-2024 – I Annualità

Progetto: MISSION

Work package: "WP1 - ANALISI PRELIMINARE E PROGETTAZIONE INFRASTRUTTURE E SISTEMI DI CONTROLLO DELLE MICRORETI"

Linea di attività: "1.1. ANALISI PRELIMINARE E PROGETTAZIONE DELL'ARCHITETTURA E DEI COMPONENTI DELLA INFRASTRUTTURA ENERGETICA INTEGRATA DELLA SMART ENERGY MICROGRID"

Responsabile del Progetto: Maria Valenti, ENEA

Responsabile della LA: Marialaura Di Somma, ENEA

## Indice

SOMMARIO .....	4
1. INTRODUZIONE.....	5
2. PROGETTI SMART GRID: ANALISI DELLO STATO DELL'ARTE .....	5
3. IL CENTRO DI RICERCHE ENEA DI PORTICI.....	14
3.1 DESCRIZIONE DEL SITO .....	14
3.1 GLI IMPIANTI DI CONDIZIONAMENTO AMBIENTALE .....	17
4. MODELLAZIONE DEL PROBLEMA .....	19
4.1 IL SOFTWARE ENERGYPLAN.....	19
4.2 LA METODOLOGIA .....	20
4.2.1 FASE 1) stima dei consumi elettrici aggregati e dei relativi profili orari di domanda.....	20
4.2.2 FASE 2) stima dei consumi termici aggregati e dei relativi profili orari di domanda;.....	22
4.2.3 Fase 3) stima dei profili orari di generazione (solare ed eolico) nel sito di Portici.....	23
4.2.4 Fase 4) definizione dei vincoli di dimensionamento legati al sito di installazione (autorizzativi e di ingombro).....	25
4.2.5 Fase 5) impostazione del modello EnergyPLAN del sito di riferimento in corrispondenza dello scenario baseline.....	28
4.2.6 Fase 6) impostazione del modello EnergyPLAN del sito di riferimento in corrispondenza di scenari energetici propedeutici alla definizione della SEM.....	29
4.2.7 Fase 7) scelta dello scenario.....	37
5. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	38

## SOMMARIO

La LA1.1 è stata orientata a condurre un'analisi preliminare dei componenti da integrare nella Smart Energy Microgrid. Più nello specifico, le attività della LA1.1 sono state avviate con un'analisi dello stato dell'arte delle reti smart implementate a livello nazionale ed internazionale, con l'obiettivo di identificare gli elementi innovativi della SEM ENEA rispetto alle installazioni esistenti. In una seconda fase di lavoro, si è proceduto ad una ricognizione preliminare degli impianti esistenti nel Centro Ricerche Enea di Portici finalizzata all'individuazione dei carichi e, successivamente, all'implementazione di un modello per il "design" tecnico-economico per l'identificazione delle taglie dei componenti della SEM, ovvero delle sue sottoreti. Tali taglie sono, quindi, state fornite in input alle altre LA del WP1, per procedere alla progettazione di dettaglio dei componenti. Una sintesi dei risultati ottenuti dalla LA1.1 è riportata nel prosieguo del presente report.

## 1. INTRODUZIONE

Elettrificazione, decentralizzazione e digitalizzazione rappresentano tre asset essenziali per la trasformazione ed evoluzione del sistema energetico, nonché per l'integrazione di quantità sempre più rilevanti di energia da fonte rinnovabile (FER).

L'elettrificazione del sistema dell'energia primaria, nella prospettiva di decarbonizzazione totale al 2050, dovrà superare il 50%. Sarà, di conseguenza, necessario puntare a un'accelerazione dello sviluppo del vettore elettrico rispetto alla quota del 22% raggiunta nel 2018 (era al 17% nel 1990) in virtù soprattutto di una decisa crescita nel settore dei trasporti (il PNRR prevede 31.500 punti di ricarica ultraveloce per i veicoli elettrici) e degli edifici, con una maggiore diffusione delle pompe di calore, e nel settore industriale laddove tale azione risulta possibile e/o economicamente sostenibile.

La generazione di energia elettrica dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a livelli prossimi al 95-100% nel 2050 (salvo revisioni nel breve-medio termine per effetto degli eventi geopolitici venutisi a delineare nel corso del 2022). Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come l'eolico offshore), si punterà sul solare fotovoltaico, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai GW solari che risultano operativi a fine 2021. Per raggiungere, invece, i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima che il fabbisogno di nuova capacità da installare arriverebbe a circa 70-75 GW di energie rinnovabili (mentre a fine 2019 la potenza efficiente lorda da fonte rinnovabile installata nel Paese risultava complessivamente pari a 55,5 GW). Pur potendo subire gli scenari sopra delineati revisioni alla luce degli eventi geopolitici sopraggiunti a febbraio 2022 nell'Europa dell'Est, resta comunque evidente che la digitalizzazione delle reti rappresenta una direttrice di azione fondamentale per favorire nuovi scenari di mercato che consentano un utilizzo coordinato delle risorse distribuite di generazione e di carico, anche attraverso innovativi meccanismi di aggregazione e partecipazione al mercato, con evidenti benefici per tutti gli attori della filiera energetica. Ciononostante, i progetti sulle reti intelligenti, come più approfonditamente evidenziato nel prossimo paragrafo, riguardano prevalentemente la ricerca su domini specifici delle reti elettriche digitalizzate (es. sviluppo di sistemi di controllo avanzati, demand response, integrazione dei sistemi di accumulo distribuiti, ecc.) più che aspetti di sistema e integrazione tra reti. Un numero limitato di progetti studia le problematiche di rete e, nella quasi totalità dei casi, le reti oggetto dello studio sono porzioni, di taglia nano o micro, di reti elettriche; solo in pochissimi casi, i dimostratori includono porzioni di reti elettriche e termiche. Nell'ambito di questa ultima categoria, in particolare, la Smart Energy Microgrid (SEM) ENEA renderà disponibili soluzioni orientate a sperimentare modelli concettuali avanzati di funzionamento di sistemi energetici distribuiti multi-vettore (termico-elettrico) in un'ottica di integrazione e di rete Smart. Le principali differenze tra la SEM ENEA e i dimostratori di Smart Grid sono meglio evidenziate nel prosieguo del presente rapporto tecnico.

## 2. PROGETTI SMART GRID: ANALISI DELLO STATO DELL'ARTE

La trasformazione del sistema elettrico (partendo dalla generazione fino alla distribuzione), spinta dall'introduzione di quote crescenti di fonti rinnovabili, sta accrescendo gli investimenti nel settore delle smart grid. Lo Smart Grid Projects Outlook 2017 [1] riporta che, nei 15 anni tra il 2002 e il 2017, sono stati finanziati circa 950 progetti sul tema delle Smart Grid, per un investimento complessivo di 5 miliardi di euro tra fonti di finanziamento pubblico e privato. L'81% dei progetti è stato destinato alla ricerca su domini specifici delle reti elettriche digitalizzate, con particolare riguardo a soluzioni per lo smart network management (34%), il controllo attivo della domanda (25%) e l'integrazione di sistemi generazione da fonti rinnovabili e accumulo (22%). Il restante 19% ha riguardato altri domini, quali la cybersecurity delle reti e le

problematiche di mercato e di regolazione. Il dettaglio delle macrocategorie oggetto della ricerca per ciascuno dei suddetti domini è di seguito riportato in Tabella 1 [1].

**Tabella 1 – Classificazione delle macrocategorie dei progetti e relative applicazioni [1]**

<b>SNM - Gestione intelligente della rete</b>	
Principali campi di applicazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistemi di monitoraggio dell'area geografica (WAMS: Wide Area Management System) sulla rete di trasmissione.</li> <li>• Dispositivi di misurazione tipo <u>fine-grained</u> e interfacce avanzate per i prosumer per far fronte a problematiche di <u>volatile grid states</u>.</li> <li>• Strumenti per l'osservabilità della rete "paneuropea".</li> <li>• Strumenti per la valutazione dell'affidabilità della rete "paneuropea".</li> <li>• Sensori avanzati sugli apparati di rete per identificare anomalie e comunicare con i dispositivi vicini quando si verifica un guasto o un altro problema.</li> <li>• Strumenti per l'autodiagnosi e il self-healing.</li> <li>• Nuove funzionalità per il controllo della frequenza, il controllo reattivo e del flusso di potenza.</li> <li>• Sottostazioni di distribuzione controllabili, inverter intelligenti, protezione intelligente selettiva (relè logici).</li> <li>• Dynamic line rating.</li> <li>• Implementazione di trasformatori leading-edge, condensatori, dispositivi di controllo VAR per ridurre le perdite e controllo della tensione.</li> </ul>
<b>DSM (Gestione della domanda):</b> questo ambito include sia i progetti che mirano al controllo temporale della domanda ("Demand Response") che a ridurre il livello di consumo energetico fornendo lo stesso servizio, senza abbassare il livello di comfort.	
Principali campi di applicazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sviluppo di soluzioni e servizi ICT per il "Demand response" e l'efficienza energetica.</li> <li>✓ Promozione di iniziative e soluzioni per gli utenti del settore residenziale, commerciale e industriale per modificare il livello e il modello di consumo di energia.</li> <li>✓ Implementazione di servizi abilitati allo "smart metering" e iniziative di sensibilizzazione.</li> <li>✓ "Demand Response" e gestione dell'energia all'interno delle comunità energetiche.</li> </ul>
<b>Integrazione delle risorse distribuite e delle tecnologie di accumulo energetico:</b> questo ambito include progetti incentrati su logiche di controllo avanzato e nuove soluzioni ICT per l'integrazione della generazione distribuita (DG) e l'accumulo di energia nella rete di distribuzione garantendo allo stesso tempo affidabilità e sicurezza al sistema.	
Principali campi di applicazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Strumenti (tipicamente Software) per la pianificazione e l'analisi della rete e per la valutazione della capacità di connessione della rete per le DG.</li> <li>✓ Supporto attivo della rete (controllo della frequenza di alimentazione, controllo della tensione) tramite smart inverter per facilitare la connessione della generazione distribuita.</li> <li>✓ Architetture di controllo centralizzate e decentralizzate.</li> <li>✓ Integrazione dei sistemi di accumulo come fattori chiave per una migliore gestione della produzione da energie rinnovabili.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Integrazione dei sistemi di accumulo di energia nella rete distribuita per aumentare la flessibilità operativa delle reti di distribuzione.</li> <li>✓ Sviluppo di soluzioni informatiche e di automazioni “aperte” e “interoperabili” per l'integrazione delle risorse distribuite e delle tecnologie per l'accumulo energetico.</li> <li>✓ Aggregazione delle risorse distribuite e controllabili e stoccaggio in centrali elettriche virtuali e microreti.</li> </ul>
<b>E-mobility: i progetti in questo ambito si concentrano sull'integrazione intelligente dei veicoli elettrici (EV) e veicoli ibridi plug-in (PHEV) nella rete elettrica.</b>	
Principali campi di applicazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sviluppo di infrastrutture di ricarica intelligenti e relative strategie di controllo.</li> <li>✓ Integrazione di EV per la fornitura di servizi ancillari.</li> <li>✓ Sviluppo e validazione di interfacce veicolo-rete (V2G), ecc.</li> </ul>
<b>Integrazione di fonti energetiche rinnovabili di grossa taglia: i progetti in questo ambito mirano principalmente a integrare le FER alla trasmissione o rete di distribuzione ad alta tensione.</b>	
Principali campi di applicazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sviluppo e sperimentazione di nuove tecnologie di rete che consentano di aumentare la capacità e la flessibilità della rete a livello paneuropeo pur mantenendo l'affidabilità del sistema.</li> <li>✓ Reti offshore per l'integrazione dell'energia eolica.</li> <li>✓ Sviluppo di una piattaforma di test numerici per testare e validare nuovi mercati</li> <li>✓ Progetti per l'integrazione della generazione flessibile ricadente in più mercati energetici regionali.</li> <li>✓ Sviluppo di nuove tecnologie abbinata a sistemi e approcci gestionali innovativi per la fornitura dei servizi di sistema (tensione e controllo di frequenza) da parchi eolici.</li> <li>✓ Strumenti di previsione per la produzione delle FER.</li> <li>✓ Integrazione del DSM per la fornitura di servizi ancillari da parte dei DSO a supporto delle operazioni del TSO.</li> </ul>
<b>Altro: il resto delle applicazioni dei progetti Smart Grid non incluse negli ambiti sopraelencati sono riportati in questo gruppo</b>	
Principali campi di applicazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Mercato e regolamentazione (ad es. identificazione di lacune nel campo della ricerca e della tecnologia per futuri ed emergenti ruoli dei DSO nel sistema elettrico europeo).</li> <li>✓ Cybersecurity (sviluppo di nuovi mezzi di cybersecurity per i punti critici delle infrastrutture), ecc.</li> </ul>

Andando più nello specifico dei domini sopra richiamati, un elevato numero di progetti, in particolare, è rivolto allo studio e all'implementazione di sistemi avanzati di automazione e controllo a livello di cabina o sottostazione ([2] e [3]), all'analisi delle problematiche di integrazione dei veicoli elettrici in rete (es. progetto [4]) e del loro utilizzo come sistema di stoccaggio distribuito dell'energia (es. progetto [5]), allo sviluppo di soluzioni ICT e di controllo per abilitare la partecipazione attiva degli utenti al mercato dei servizi ancillari (es. progetto [6]) o all'utilizzo consapevole dell'energia (es. progetto [7]). Un numero significativo di progetti, inoltre, è orientato allo sviluppo di tool per facilitare la condivisione di energia rinnovabile all'interno di sistemi aggregati (es. comunità energetiche [8]) o ancora alla realizzazione di strumenti che rendano il sistema energetico più flessibile, efficiente e sicuro anche in ottica di miglioramento della qualità della fornitura di energia elettrica (es. progetto [9]).

L'analisi del database dei progetti messo a disposizione da JRC e della letteratura tecnico scientifica di settore relativa ai progetti Smart Grid [10], [11], [12] evidenzia che, nella quasi totalità dei casi, i progetti che prevedevano lo sviluppo di un dimostratore di rete/microrete intelligente facevano riferimento a porzioni di

reti elettriche; solo in pochissimi casi, i dimostratori includevano porzioni di reti elettriche e termiche e analizzavano le problematiche di integrazione tra reti in un'ottica di gestione integrata dei vettori energetici. Una sintesi dei principali progetti che prevedevano lo sviluppo di un dimostratore di rete su scala nano o micro è di seguito riportata in Tabella 2. Come è possibile evincere dalla tabella, i progetti basati su un dimostratore con caratteristiche più prossime a quelle della SEM sono la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) realizzata presso il Campus di Savona (ITA) e il dimostratore del progetto FortZED Projects realizzato a Fort Collins (USA). Le principali differenze tra la SEM e i due progetti citati sono riconducibili a:

- **Diverse finalità di sperimentazione:** la SEM si pone l'obiettivo di sperimentare molteplici logiche di esercizio del sistema energetico integrato, attraverso un controllo centrale che non agisce a livello di risorsa ma di sottorete, così da testare il funzionamento di sistemi energetici che interconnettono sottoreti preesistenti (ciascuna dotata di un suo controllo delle risorse interne). Questo approccio è rappresentativo delle necessità di integrazione dei contesti applicativi reali in cui, generalmente, le sottoreti sono preesistenti e il sistema multienergetico deve essere adeguato alle tecnologie precedentemente installate.
- **Diversa tipologia di controllo:** il sistema di controllo della SEM è un controllo a due livelli gerarchici: un controllo di più alto livello, che attua le strategie di gestione del sistema integrato; N controlli locali, al livello più basso, che esercitano le risorse interne alle sottoreti in accordo agli input del controllo centrale e nel rispetto dei principi di adeguatezza e sicurezza del sottosistema. Il sistema di controllo della SEM è progettato e sviluppato non sulla base di specifiche logiche da sperimentare (es. gestione attiva del carico come nel caso del progetto FortZED, ovvero ottimizzazione energetica) ma in accordo ad un principio di adattabilità e flessibilità. Esso è, pertanto, idoneo a sperimentare molteplici casi studio e condurre differenti sperimentazioni. Il controllo a due livelli gerarchici della SEM è caratterizzato, quindi, da una maggiore flessibilità e potenzialità di utilizzo ed estensione nel tempo rispetto agli altri dimostratori di natura simile.
- **Tipologia di carichi:** la SEM include carichi critici rilevanti e non interrompibili (il centro di calcolo HPC CRESCO6 ha una potenza di calcolo di circa 1,4 PetaFlops e si è collocato al 420° posto nella lista di novembre 2018 della TOP500, che fornisce il ranking dei supercomputer più performanti a livello mondiale).

**Tabella 2 – Caratteristiche e principali obiettivi dei Progetti “Smart Grid”**

<b>Nome progetto/Localizzazione</b>	<b>Obiettivi del progetto</b>	<b>Reti integrate nel dimostratore</b>	<b>Sistemi di generazione</b>	<b>Accumulo</b>	<b>Sistema di gestione/comunicazione</b>	<b>Connessione del dimostratore alla rete</b>
<b>Progetto “Kyotango”, (Giappone) [13]</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analisi avanzata della comunicazione tra i componenti nelle smart grid</li> <li>- Ridurre i costi delle applicazioni dei sistemi fotovoltaici</li> <li>- Aumentare la consapevolezza del potenziale e del valore dei sistemi fotovoltaici</li> <li>- Supportare i decisori politici, dei servizi pubblici e delle organizzazioni internazionali.</li> <li>- Promuovere l'eliminazione delle barriere tecniche e non tecniche dei sistemi fotovoltaici per le applicazioni emergenti nei paesi dell'OCSE</li> </ul>	Rete elettrica	PV	Batterie	Modbus su RS485	NO
<b>Progetto “Smart Polygeneration Microgrid” (SPM) Savona, (Italia) [14]</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disporre di un’infrastruttura pilota innovativa per attività di ricerca sulle micro-reti energetiche intelligenti e sulle tecnologie di produzione di energia da fonte rinnovabile e cogenerativa ad alta efficienza.</li> <li>- Attrarre risorse per attività di ricerca e sviluppo anche in collaborazione con partner industriali</li> <li>- Proporre la SPM come progetto pilota per la realizzazione di micro-reti energetiche intelligenti in nuovi quartieri residenziali, aree industriali e nel settore terziario nell’ottica della Smart City</li> </ul>	Rete Elettrica Rete termica	PV, Eolico, CHP, Solare a concentrazione, Turbina a Gas	batterie, termico	Piattaforma Siemens	SI
<b>Progetto “CERTS”,</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ridurre i picchi di carico</li> <li>- Aumentare l'efficienza e la sicurezza della rete</li> </ul>	Rete elettrica	PV, Eolico, Celle a combustibile	batterie	Non specificato	NO

<b>Dublin, CA (USA) [15]</b>	- Migliorare l'affidabilità del sistema					
<b>Progetto "ISGD", Irvine, CA (USA) [16]</b>	- Sperimentare l'integrazione delle microgrid in riferimento alle sottoreti interne e alla connessione alla rete di distribuzione/trasmissione - Testare i sistemi di metering distribuiti	Rete elettrica	PV, Celle a combustibile, Motore Diesel	batterie, termico	MelRoK EnergiStream [17]	NO
<b>Progetto "Borrego Springs Microgrid", Borrego Springs, (USA) [18]</b>	- Sperimentare il miglioramento di affidabilità di un sistema energetico per effetto dell'utilizzo di tecnologie di tipo ICT nella gestione delle risorse distribuite	Rete elettrica	PV, Motore Diesel	batterie	SCADA	SI
<b>Progetto "Navy Yard Community Solar", Philadelphia, (USA) [19]</b>	- Riduzione dei costi energetici - Miglioramento dell'efficienza del sistema energetico	Rete elettrica	PV, Celle a combustibile, Turbina a gas	batterie	Algoritmi per la gestione e automazione della domanda	SI
<b>Progetto "FortZED", Fort Collins, (USA) [20]</b>	- Ridurre i carichi di picco - Aumentare la penetrazione delle rinnovabili - Incrementare l'efficienza e l'affidabilità della rete attraverso soluzioni innovative per l'incremento di flessibilità	Rete elettrica, Rete termica	PV, CHP, Celle a combustibile, Turbina a gas, Motore Diesel	batterie	Algoritmi per la gestione e automazione della domanda	SI
<b>Programma "SPIDERS" (Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy Reliability and Security), Fort Carson (USA) [21]</b>	- Esercire servizi specifici in modalità "isola" - Sperimentare l'integrazione dei veicoli elettrici	Rete elettrica	PV, Motore Diesel	Veicoli elettrici	SCADA e tecnologie della IPERC (Intelligent Power & Energy Research Company)	NO

<b>Progetto “Galvin Center's premier” Illinois Institute of Technologies (USA) [22]</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dimostrare la fattibilità tecnologica e di funzionamento in modalità isola delle microreti</li> <li>- Riduzione dei carichi di picco</li> </ul>	Rete elettrica	PV, Eolico, Turbina a gas, Motore Diesel	Batterie	Sistema IPPSC (The Intelligent Perfect Power System Controller) [23]	NO
<b>Progetto “Smart Border Initiative Regioni transfrontaliere” - Saarland and Lorraine (Francia e Germania) [24]</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Interconnettere sistemi energetici transnazionali nell’ottica di favorire un’ottimizzazione energetica comune e transfrontaliera</li> <li>- Interconnettere reti di distribuzione d’electricità (20 kV);</li> <li>- Interconnettere la smart grid regionale e lo sviluppo della mobilità transfrontaliera in un’ottica multi-energie</li> </ul>	Rete elettrica	Non specificato	Non specificato	Software per il monitoraggio e la gestione all’interfaccia tra reti transfrontaliere.	SI
<b>Progetto “Smart Grid Interoperability Lab (SGIL)”, Petten (Olanda) [25]</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Studiare le problematiche di interoperabilità tra le reti</li> <li>- Contribuire alla definizione delle politiche e all’innovazione industriale in materia di ammodernamento della rete elettrica</li> </ul>	Rete elettrica	PV, Veicoli elettrici	Batterie	Non specificato	SI
<b>Progetto “ANCON”, Repubblica Ceca /Slovacchia [26]</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incrementare l’integrazione dei mercati dell’electricità ceco e slovacco</li> <li>- Integrare in modo efficiente il comportamento e le azioni degli utenti della rete al fine di garantire un sistema elettrico economicamente efficiente e sostenibile con basse perdite e alta qualità e sicurezza dell’approvvigionamento energetico</li> </ul>	Rete elettrica	Non specificato	Non specificato	Non specificato	SI
<b>Progetto “CrossFlex”,</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Supportare l’integrazione delle FER;</li> <li>- Incrementare la sicurezza dell’approvvigionamento energetico nella</li> </ul>	Rete elettrica	Non specificato	Non specificato	Non specificato	SI

<b>Estonia, Finlandia e Isole Åland</b> [27]	<p>Finlandia continentale, nelle Isole Åland e in Estonia tramite la fornitura transfrontaliera di servizi di flessibilità forniti dalla generazione distribuita (sia attraverso le reti di distribuzione che di trasmissione);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alimentare le Isole Åland con il 100 % di energia rinnovabile</li> <li>- Rendere la fornitura di servizi di flessibilità da e verso i paesi limitrofi una risorsa di grande valore per migliorare il quadro complessivo efficienza e fattibilità di tale obiettivo.</li> </ul>					
<b>Progetto “Smart Grid di ACEA”, Malagrotta, (Italia) [28]</b>	<p>Sperimentare nuove soluzioni di automazione, monitoraggio e telecontrollo in diversi segmenti e a vari livelli di tensione della rete di distribuzione attraverso i sottoprogetti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Automazione della rete a Media tensione;</li> <li>- Monitoraggio e Telecontrollo della rete in Media e Bassa tensione;</li> <li>- Nuovi criteri di gestione della rete.</li> </ul>	Rete elettrica	Non specificato	Non specificato	Non specificato	Si
<b>Progetto “Mission Innovation”, Portici, (Italia)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sperimentare molteplici logiche di esercizio del sistema energetico integrato, attraverso un controllo centrale che non agisce a livello di risorsa ma di sottorete</li> <li>- controllo a due livelli gerarchici progettato e sviluppato in accordo ad un principio di adattabilità e flessibilità</li> <li>- la SEM include carichi critici rilevanti e non interrompibili</li> </ul>	Rete elettrica, Rete termica	PV, Eolico, CHP, Solare termico	Accumulo ad idrogeno, veicoli elettrici, storage, accumulo termico	Sistema di gestione multilivello basato su controllo locale delle risorse distribuite (SCMC - Sistema di Controllo, Monitoraggio e Comunicazione) e controllore di alto livello (SEMP - Smart	Si

					Energy Microgrid Platform) degli SCMC locali	
--	--	--	--	--	---	--

### 3. IL CENTRO DI RICERCHE ENEA DI PORTICI

#### 3.1 Descrizione del sito

Il Centro di ricerche ENEA di Portici, sito di installazione della SEM, ha una estensione di circa 30.000 mq all'interno dei quali si trovano 4 edifici che occupano una superficie di circa 6.000 mq (il 30% dell'intero spazio disponibile). I 4 edifici dall'1 al 4 sono dotati di 3 livelli fuori terra e 1 interrato, ognuno dei quali ospita laboratori, uffici e locali di servizio. Il centro di calcolo CRESCO è collocato nell'Edificio 3 al piano interrato. Gli edifici 5 e 6 occupano locali di servizio. Tutti gli immobili (Edifici 1-4) sono dotati di impianto di condizionamento centralizzato e i laboratori situati negli hangar a piano terra sono condizionati e riscaldati. Le caratteristiche generali del sito sono riassunte in Tabella 3 e in Figura 1 è riportata una pianta del Centro.

**Tabella 3 Caratteristiche generali del sito**

<b>Città metropolitana</b>	<b>Napoli</b>
<b>Comune</b>	Portici
<b>Indirizzo</b>	Piazzale Enrico Fermi, 1
<b>Altezza s.l.m</b>	6,40
<b>Gradi giorno</b>	1.034
<b>Periodo di riscaldamento</b>	15 novembre-31 marzo
<b>Periodo di raffrescamento</b>	1° aprile -14 novembre
<b>Destinazione d'uso</b>	Centro Ricerche

Nel centro non sono attualmente presenti fonti di generazione interna di energia elettrica; quest'ultima, quindi, viene totalmente prelevata dalla rete. Inoltre, il centro si avvale dell'acquisto di gasolio dall'esterno per l'alimentazione delle caldaie e dei gruppi elettrogeni, non essendo ad oggi servito da una rete di distribuzione del gas naturale.

Gli impianti fotovoltaici e l'impianto di accumulo ad idrogeno di taglia di 5 kW installati nel Centro presentano una taglia ridotta e sono adoperati esclusivamente per finalità sperimentali.

Per la costruzione della SEM si renderà, quindi, necessaria l'installazione di impianti di generazione interna come da architettura concettuale mostrata in Figura 2. La determinazione del mix di taglie di tali impianti di generazione interna, input della successiva progettazione esecutiva degli impianti, è di seguito descritta nel prosieguo del documento.

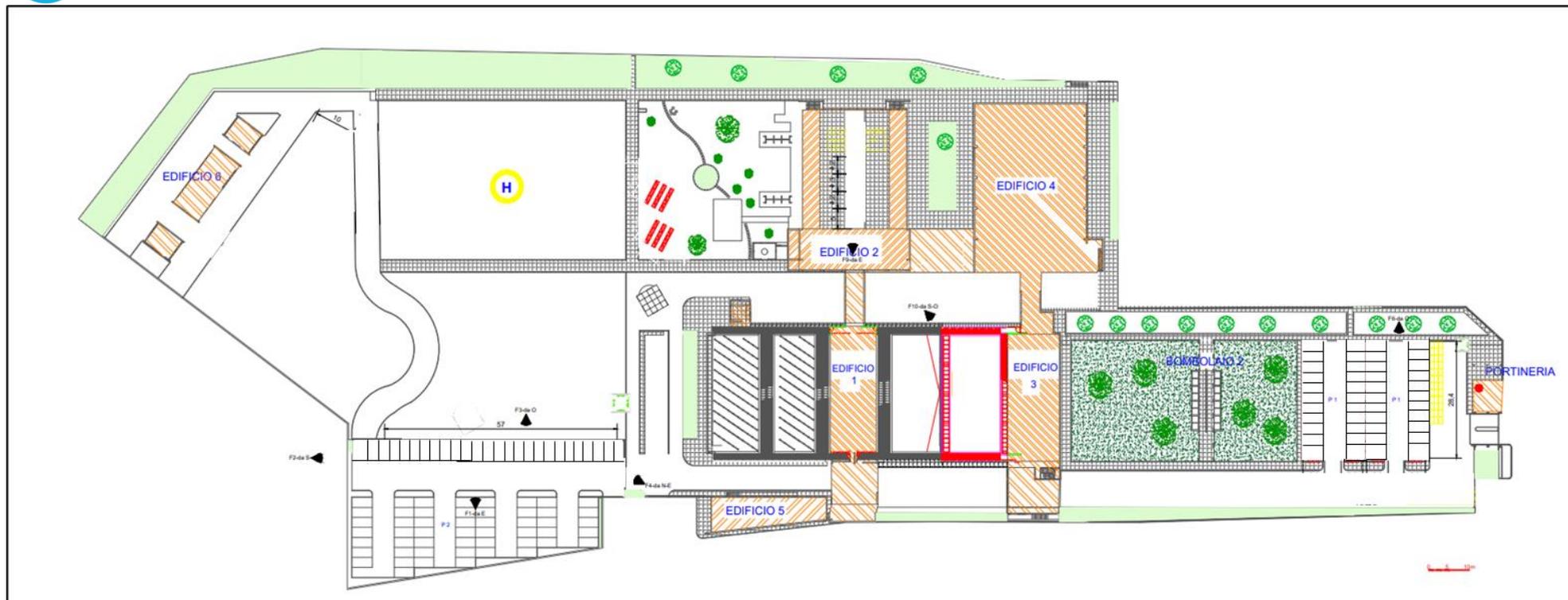
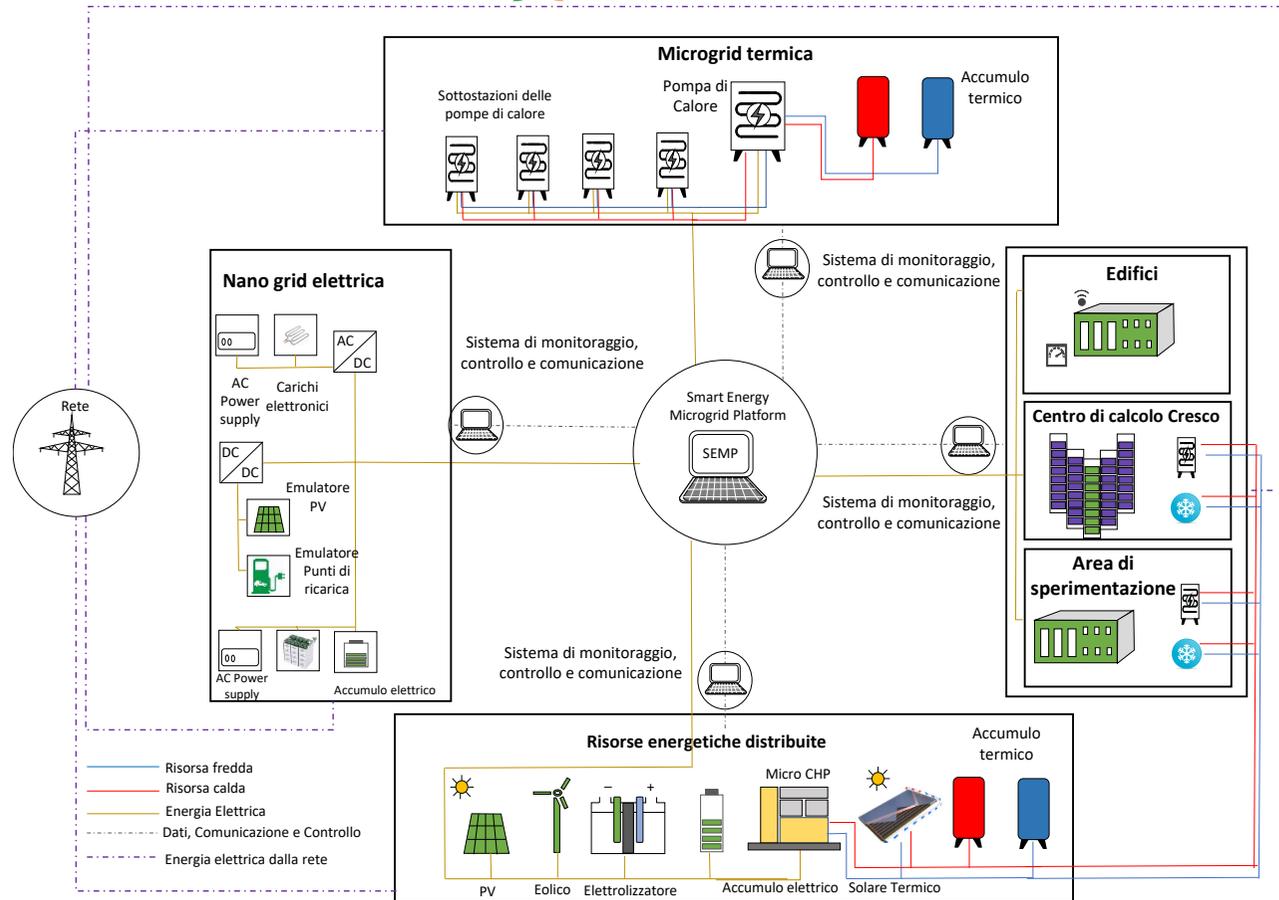


Figura 1 Pianta del centro ENEA e distribuzione degli edifici



**Figura 2 Schema della architettura di rete della SME**

### 3.1 Gli impianti di condizionamento ambientale

Le volumetrie e le superfici condizionate per ciascuno degli edifici del Centro sono di seguito riportate in Tabella 4.

**Tabella 4 - Volumetrie condizionate per ciascun edificio**

	<b>Edificio 1</b>	<b>Edificio 2</b>	<b>Edificio 3</b>	<b>Edificio 4</b>
<b>Volume tot. delle parti dell'edificio (V)</b>	11.521,60 m <sup>3</sup>	9.468,24 m <sup>3</sup>	5.945,63 m <sup>3</sup>	12.079,90 m <sup>3</sup>
<b>Superficie lorda disperdente che delimita il volume riscaldato (S)</b>	7.226,20 m <sup>2</sup>	8.133,97 m <sup>2</sup>	3.980,78 m <sup>2</sup>	5.420,07 m <sup>2</sup>
<b>Superficie utile riscaldata dell'edificio</b>	6.622,31 m <sup>2</sup>	7.232,15 m <sup>2</sup>	3.566,55 m <sup>2</sup>	5.619,96 m <sup>2</sup>
<b>Climatizzazione estiva</b>	6.622,31 m <sup>2</sup>	7.232,15 m <sup>2</sup>	3.566,55 m <sup>2</sup>	5.619,96 m <sup>2</sup>

Tutti gli impianti di condizionamento in dotazione del Centro non sono dotati di meccanismi di automazione. Il loro **controllo è attualmente di tipo manuale**.

Il riscaldamento invernale è basato sull'utilizzo di caldaie e UTA, la climatizzazione estiva sfrutta gruppi frigoriferi che alimentano le pompe di calore distribuite nel Centro. Nel prosieguo, si descrivono, in dettaglio, le diverse tipologie di impianto.

#### *Le caldaie*

Attualmente il centro è servito da 4 caldaie alimentate a gasolio (servite da due serbatoi di stoccaggio, rispettivamente da 10.000 e 3.000 litri) deputate al soddisfacimento dei consumi di energia termica e la produzione acqua calda sanitaria (temperatura di mandata 70°C e temperatura di ritorno di 60°C). Le caratteristiche principali delle caldaie sono sintetizzate in Tabella 5.

**Tabella 5 Caratteristiche delle caldaie : potenza e tipologia**

	<b>Edificio 1-2</b>	<b>Edificio 3-4</b>
<b>N° Caldaie</b>	2	2
<b>Potenza</b>	476 kW	376 kW
<b>Tipologia</b>	Isothermo 400 P/5+ Bruciatore Riello (GIEMME 20) Isothermo 400 P/5+ Bruciatore Riello (GIEMME 20)	Riello RTQ 300 Riello RTQ 100

#### *I gruppi frigo*

Gli edifici 1 e 2 sono serviti da gruppi frigo Climaveneta con Potenza frigorifera nominale di 165 kW e Potenza Termica nominale pari a 165 kW.

#### *I generatori Elettrici*

All'interno del centro sono presenti tre generatori elettrici di backup che sono al servizio del centro per eventuali guasti alla rete elettrica. Due di questi sono dedicati agli edifici, nello specifico al funzionamento di tutte le apparecchiature, mentre uno è esclusivamente dedicato al centro di calcolo CRESCO.

*Caratteristiche di dettaglio degli impianti a servizio degli Edifici 1 e 2*

**IMPIANTO 1** – Impianto Idronico B.T. per alimentazione circuito Fan coil – Batt. CDZ e ACS - Riscaldamento/Raffrescamento con UTA e Caldaia ad alta temperatura con recupero termico raffrescamento mediante UTA e recupero termico tramite Scambiatore

<b>Tipologia di impianto:</b>	Impianto termico centralizzato idronico a bassa temperatura – Gruppi frigo
<b>Temperatura di mandata - ritorno:</b>	lato caldo 45°C-40°C   lato freddo 14°C-10°C
<b>Tipologia di distribuzione:</b>	Distribuzione verticale
<b>Tipologia di terminali:</b>	Ventilconvettori
<b>Tipologia di regolazione</b>	Manuale

**IMPIANTO 2** – Impianto Idronico A.T. per alimentazione Riscaldamento con Caldaia ad alta temperatura per alimentazione radiatori ed aerotermini ed ACS – alimentazione del recupero termico tramite Scambiatore

<b>Tipologia di impianto:</b>	impianto termico centralizzato con Caldaia tradizionale
<b>Temperatura di mandata - ritorno:</b>	70°C-60°C
<b>Tipologia di distribuzione:</b>	Distribuzione verticale
<b>Tipologia di terminali:</b>	Radiatori a parete
<b>Tipologia di regolazione</b>	Manuale

**IMPIANTO 3** - Impianto aerulico per trattamento dell'aria (estate / inverno)

<b>Tipologia di impianto:</b>	Unità di trattamento aria
<b>Tipologia di distribuzione:</b>	Distribuzione verticale
<b>Tipologia di terminali:</b>	bocchette d'aria in controsoffitto
<b>Tipologia di regolazione</b>	Manuale

*Caratteristiche di dettaglio degli impianti a servizio degli Edifici 3 e 4*

**IMPIANTO 1** – Impianto Idronico B.T. a PDC per alimentazione circuito Fan coil – bollitori di preriscaldamento ed UTA

<b>Tipologia di impianto:</b>	Impianto termico centralizzato con Pompa di Calore (a bassa temperatura)
-------------------------------	--

<b>Temperatura di mandata - ritorno:</b>	lato caldo 45°C-40°C   lato freddo 14°C-10°C
<b>Tipologia di distribuzione:</b>	Distribuzione verticale
<b>Tipologia di terminali:</b>	Ventilconvettori
<b>Tipologia di regolazione</b>	Manuale

**IMPIANTO 2** – Impianto Idronico A.T. alimentazione Riscaldamento con Caldaia ad alta temperatura per alimentazione radiatori e bollitori di post riscaldamento UTA – alimentazione del recupero termico tramite Scambiatore

<b>Tipologia di impianto:</b>	impianto termico centralizzato con Caldaia tradizionale
<b>Temperatura di mandata - ritorno:</b>	70°C-60°C
<b>Tipologia di distribuzione:</b>	Distribuzione verticale
<b>Tipologia di terminali:</b>	Radiatori a parete
<b>Tipologia di regolazione</b>	Manuale

**IMPIANTO 3** - Impianto aeraulico per trattamento dell'aria (estate / inverno)

<b>Tipologia di impianto:</b>	Unità di trattamento aria
<b>Tipologia di distribuzione:</b>	Distribuzione verticale
<b>Tipologia di terminali:</b>	bocchette d'aria in controsoffitto
<b>Tipologia di regolazione</b>	Manuale

## 4. MODELLAZIONE DEL PROBLEMA

### 4.1 Il software EnergyPLAN

Lo studio preliminare per l'integrazione delle fonti energetiche previste per la realizzazione della SEM del Centro ENEA di Portici è stato effettuato attraverso l'utilizzo del software freeware EnergyPLAN [29]. Questo strumento permette di simulare il funzionamento dei sistemi energetici, considerando le interconnessioni tra i diversi settori, vettori e tecnologie.

EnergyPLAN consente di progettare la configurazione ottimale di un sistema energetico bilanciando la domanda e l'offerta in base a priorità prestabilite (es. riduzione delle emissioni, risparmio economico, etc.) e ai vincoli del problema. In particolare, il sistema energetico viene simulato con riferimento a tutti i suoi settori, considerando sia le possibili interazioni tra sottosistemi sia il sistema nel suo complesso. Il software, pertanto, risulta particolarmente idoneo all'analisi dei sistemi energetici integrati, quali la SEM. Più nello specifico, il solutore di EnergyPLAN si basa su modelli di tipo deterministico ed è applicabile a diverse scale geografiche (nazione/regione/città/area geografica locale). Numerosi sono i casi analizzati (es. [30], [31],

[32]), consultabili sul sito della Università di Aalborg dedicato al tool [33] che evidenziano l'applicabilità di EnergyPLAN a diversi livelli di analisi:

1. livello introduttivo: questo livello rappresenta una situazione nella quale i sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile devono coprire percentuali di consumi complessivi al di sotto del 20%;
2. livello di integrazione delle rinnovabili su larga scala: questo livello di pianificazione è impiegato quando il sistema analizzato deve prevedere una quota rilevante di produzione di energia rinnovabile;
3. livello di integrazione delle rinnovabili pari al 100%: questo livello di pianificazione è impiegato quando il sistema analizzato deve coprire interamente i propri consumi con energia di tipo rinnovabile.

EnergyPLAN, inoltre, può fornire dati di pianificazione su diverse scale temporali (es. anno, mese, settimana, giornaliero su base oraria); proprietà rilevante in corrispondenza di livelli ad alta penetrazione di fonti rinnovabili (livelli 2 e 3) per i quali risulta fondamentale conoscere il comportamento del sistema energetico con un livello di dettaglio maggiore (es. su base giornaliera con cadenza oraria).

## 4.2 La metodologia

L'analisi di scelta delle taglie degli impianti integrativi condotta nella LA1.1 ricade nella tipologia di pianificazione corrispondente al livello introduttivo di cui al precedente paragrafo; i relativi risultati saranno utilizzati come input per la progettazione di dettaglio delle tecnologie coinvolte nelle successive LA del WP1.

La metodologia seguita si articola nelle seguenti fasi:

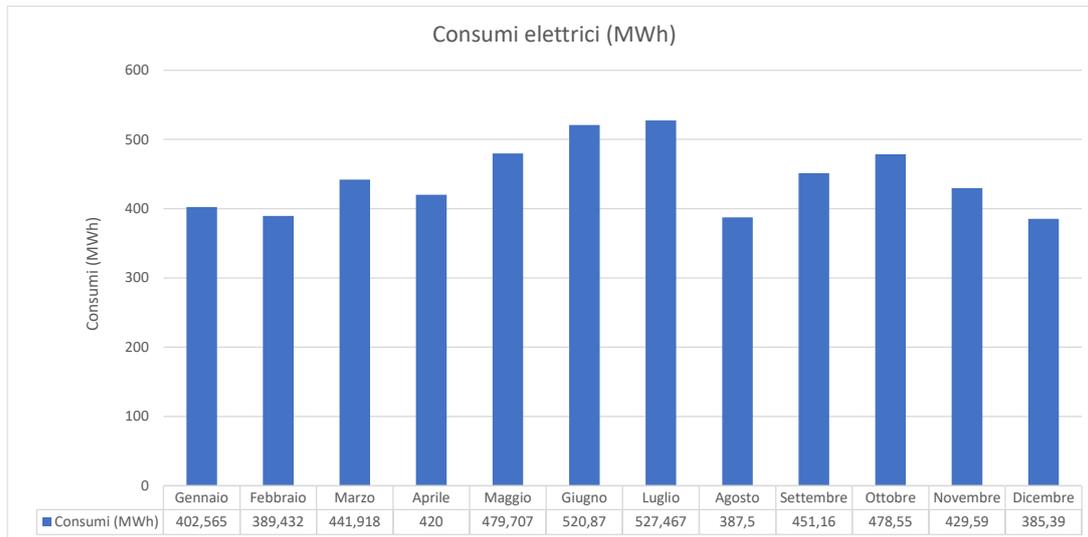
- FASE 1) stima dei consumi elettrici aggregati e dei relativi profili orari di domanda;
- FASE 2) stima dei consumi termici aggregati e dei relativi profili orari di domanda;
- FASE 3) stima dei profili orari di generazione (solare ed eolico) nel sito di Portici;
- FASE 4) definizione dei vincoli di dimensionamento legati al sito di installazione (autorizzativi e di ingombro);
- FASE 5) impostazione del modello EnergyPLAN del sito di riferimento in corrispondenza dello scenario baseline (scenario corrispondente all'attuale assetto di tecnologie di generazione del Centro);
- FASE 6) impostazione del modello EnergyPLAN del sito di riferimento in ipotesi di integrazione delle tecnologie di generazione previste da Capitolato di progetto (impianto fotovoltaico, impianto microeolico, sistema di microgenerazione e solare termico) in funzione di 5 scenari energetici, ciascuno basato su un differente mix di taglia delle tecnologie di generazione integrative e comparazione dei risultati;
- FASE 7) scelta dello scenario da implementare.

Nel prosieguo del presente paragrafo, si descrivono i risultati ottenuti per ciascuna delle fasi sopra richiamate.

### 4.2.1 FASE 1) stima dei consumi elettrici aggregati e dei relativi profili orari di domanda

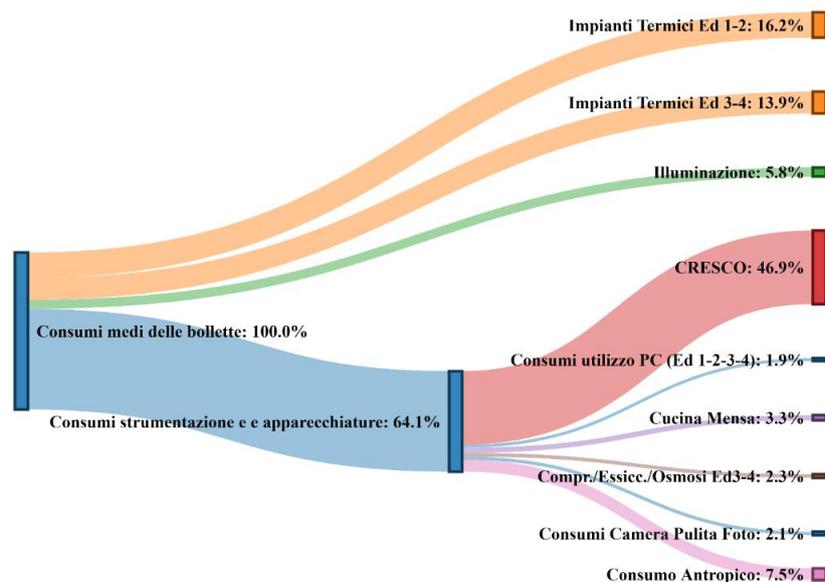
Al fine di valutare le taglie ottimali dei sistemi di generazione, si è reso necessario condurre una valutazione preliminare dei consumi elettrici e termici del Centro. In relazione ai consumi elettrici, si è deciso di valutare preliminarmente l'omogeneità dei dati di consumo nelle diverse annualità, al fine di ottenere un profilo di consumo di riferimento. L'analisi delle bollette energetiche relative alle annualità 2016 - 2017 - 2018 - 2019 - 2020 - 2021 ha evidenziato un comportamento comparabile nelle annualità 2016-2019. Una apprezzabile

riduzione dei consumi si è, come prevedibile, registrata nelle annualità 2020 e 2021 per effetto della pandemia da Covid che ha comportato la chiusura del Centro durante il periodo di lockdown, l'introduzione dello smart working e il divieto di organizzare eventi di disseminazione in presenza presso i locali del Centro, riducendo di fatto le presenze nel Centro. A seguito di tali considerazioni, si è, quindi, stabilito di considerare l'anno 2019 come anno di riferimento per le successive analisi. I relativi consumi mensili, ottenuti per aggregazione dei dati al POD forniti dal gestore di distribuzione elettrica, sono di seguito riportati in Figura 3.



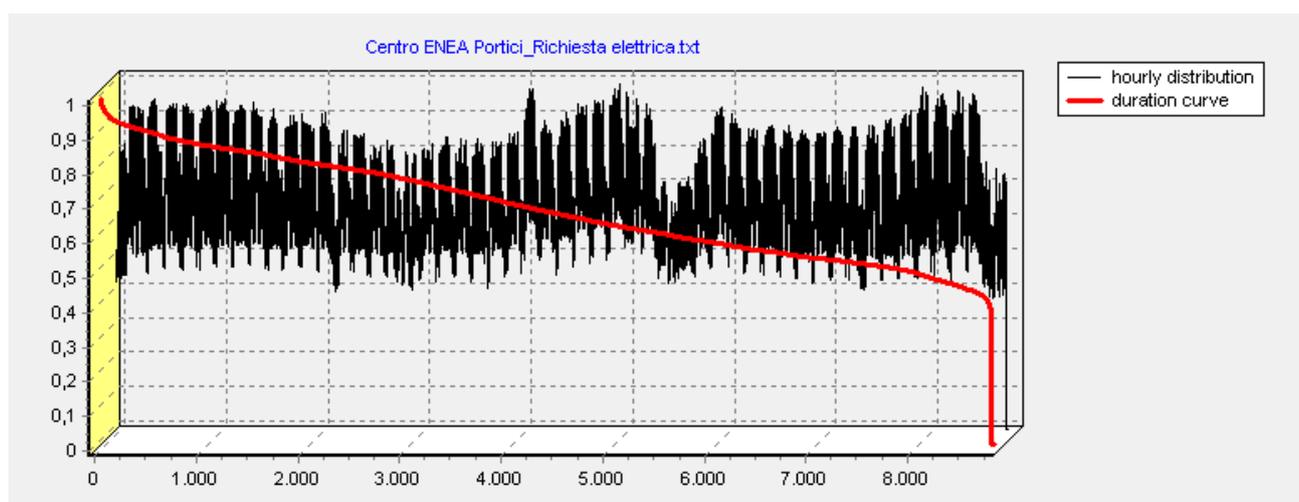
**Figura 3 Andamento dei consumi elettrici**

È interessante, infine, osservare (Figura 4) che circa l'80% dei consumi del Centro è imputabile al centro di calcolo HPC CRESCO (46,9% dei consumi totali, valore per ordine di grandezza costante nelle diverse annualità) e alla climatizzazione degli edifici 1-2-3-4 (30,1% dei consumi totali). Pertanto, su tali consumi dovranno intervenire in maniera prioritaria le azioni di smartizzazione della rete.



**Figura 4 Ripartizione dei consumi elettrici del Centro ENEA di Portici**

Al fine di valutare i consumi su cui condurre il dimensionamento della configurazione, si è proceduto a stimare l'incremento di fabbisogno elettrico per effetto della installazione di stazioni di ricarica di veicoli elettrici. In particolare, ipotizzando la presenza di 2 stazioni (di potenza di circa 20 kW) a ricarica lenta impegnate per 8 ore al giorno per 20 giorni/mese, si calcola un consumo elettrico annuo supplementare di 6.400 kWh/mese. Sommando tale valore ai precedenti dati mensili, si ottengono i dati mensili aggregati della SEM da fornire al software EnergyPLAN. Quest'ultimo, in particolare, richiede anche l'inserimento dei profili normalizzati di consumo orario nelle 8.760 ore annue. Il profilo ottenuto normalizzando i dati orari forniti dal gestore di distribuzione per l'annualità 2019 (per ogni ora, si è proceduto a calcolare il rapporto tra potenza nell'ora e il valore della potenza massima) è di seguito riportato in Figura 5. In tale figura, è altresì riportata la "curva di durata", ovvero la curva che rappresenta il numero di ore per le quale il carico è maggiore od uguale al valore indicato in ordinata (es. all'ascissa 1.000 h, si legge una ordinata di 0,8 sulla curva di durata; ciò significa che per almeno 1.000 ore all'anno, il Centro assorbirà una potenza pari o maggiore dell'80% della potenza massima nell'anno).



**Figura 5 Domanda Elettrica Centro ENEA Portici**

In definitiva, il software valuterà i consumi elettrici moltiplicando, ora per ora, il profilo normalizzato con i valori aggregati mensili forniti in input.

#### 4.2.2 FASE 2) stima dei consumi termici aggregati e dei relativi profili orari di domanda

Il fabbisogno termico, come evidenziato nel paragrafo relativo agli impianti installati, è soddisfatto in parte mediante vettore elettrico (consumi inclusi nel calcolo di cui alla Fase 1 ed evidenziati in arancione nella Figura 4) e mediante vettore termico (prodotto da caldaie che utilizzano gasolio). In tale sezione, si calcolano i consumi termici attribuibili al vettore termico (ovvero connessi all'alimentazione delle caldaie che vengono utilizzate per il riscaldamento invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria). In tal senso, in Tabella 6 si riportano i consumi di gasolio (in litri), i kWh<sub>t</sub> e i costi sostenuti per l'acquisto del gasolio nelle annualità dal 2016 al 2020 (i dati 2020 risultano più bassi per effetto delle chiusure del Centro dovute alla pandemia).

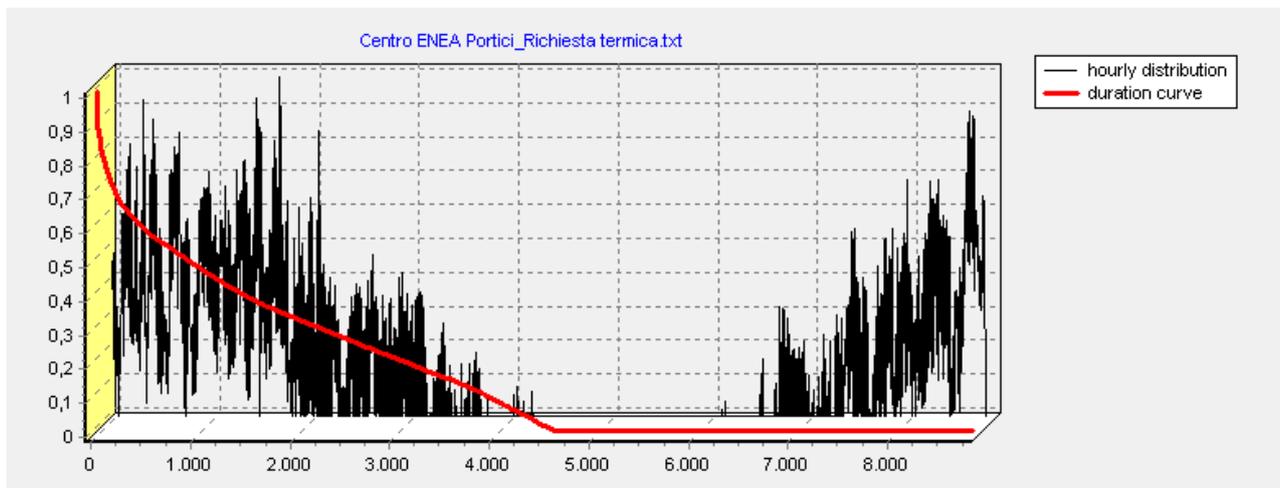
**Tabella 6 – Consumi di gasolio e relativi costi**

Anno	Consumo (litri)	kWh <sub>t</sub>	Costo totale (€)
2016	20.841	214.662,3	19.542,18
2017	23.822	245.366,6	23.906,80
2018	38.379	395.303,7	35.808,11
2019	41.355	413.440,7	39.292,12

2020	20.050	206.515,0	19.980,48
------	--------	-----------	-----------

Analogamente alla scelta effettuata in Fase 1, anche per i consumi termici si è scelto come anno di riferimento il 2019 e il relativo consumo complessivo (413.440,7 kWh<sub>t</sub>) è stato fornito in input al software. Successivamente, al fine di determinare, il profilo orario normalizzato rappresentativo della curva di carico termico, è stato definito un modello TRNSYS [34] semplificato di uno degli edifici del Centro, in cui si è ipotizzato un utilizzo degli impianti di condizionamento nella fascia oraria 8.00-17.00, dal lunedì al venerdì. Data la similitudine tra gli edifici 1, 2 e 4 del centro sia in termini costruttivi (orientamento e materiali) che di carichi ospitati (uffici e laboratori), il profilo orario normalizzato è stato ritenuto rappresentativo della domanda termica oraria del Centro.

Inoltre, al fine di valutare la bontà dei risultati ottenuti con tale approccio semplificato, si è proceduto a calcolare la curva di profilo orario normalizzato anche in funzione del delta tra il valore di temperatura da raggiungere per la climatizzazione (valore di riferimento della normativa) e quello dell'aria esterna del comune di Napoli [35] (il centro di Portici risiede nella stessa fascia climatica "C") nei mesi in cui è consentita l'accensione degli impianti di riscaldamento. In tale calcolo, infine, la domanda di energia per il riscaldamento ambientale è stata considerata nulla anche quando la temperatura esterna superava i 16 °C (assumendo che la temperatura sia di 2–3 °C superiore all'interno di un edificio, rispetto a quella esterna), poiché in corrispondenza di tale valore, gli impianti di riscaldamento del Centro vengono generalmente spenti manualmente. I due approcci hanno fornito un profilo normalizzato orario simile, di seguito riportato in Figura 6 Domanda Termica Centro ENEA Portici. In tale figura, è altresì riportata la "curva di durata", ovvero la curva che rappresenta il numero di ore per le quali la domanda termica è maggiore od uguale al valore indicato in ordinata.

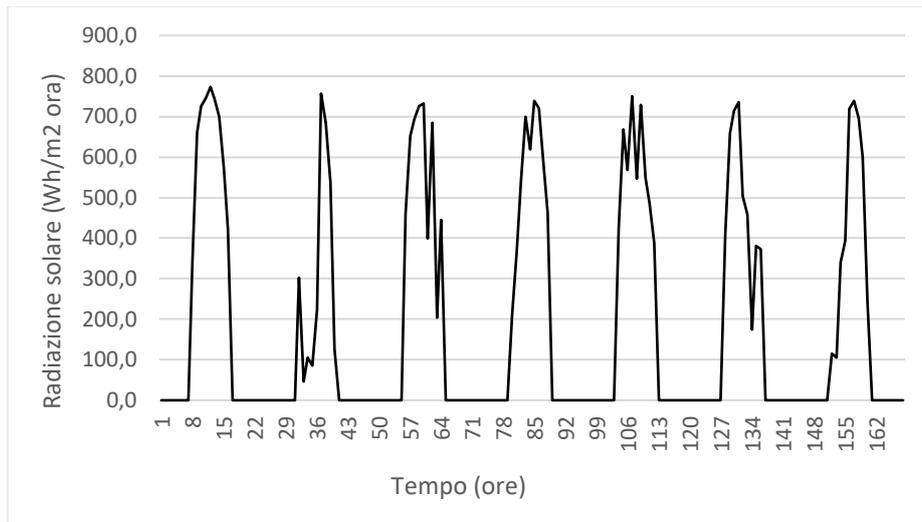


**Figura 6 Domanda Termica Centro ENEA Portici**

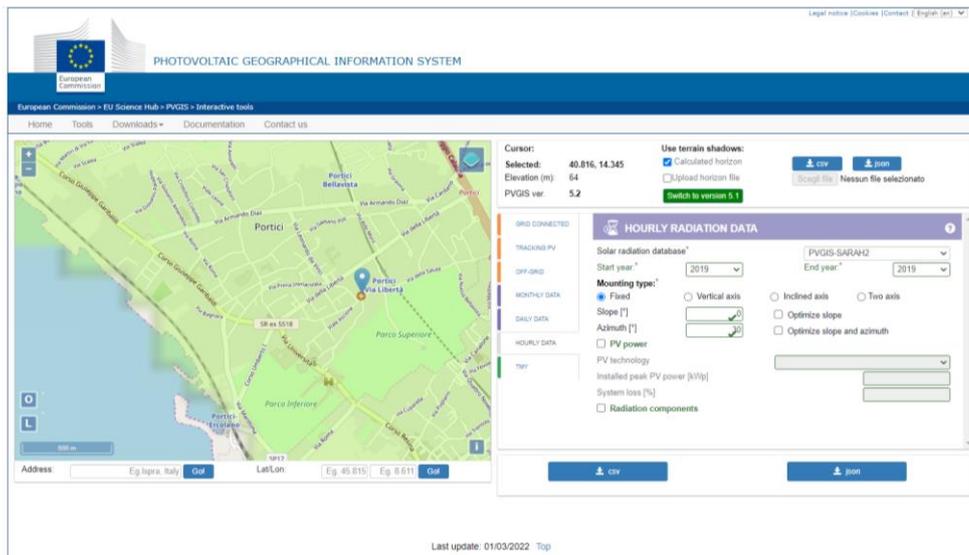
In definitiva, il software valuterà i consumi termici orari moltiplicando il profilo normalizzato con il valore complessivo annuo fornito in input.

#### 4.2.3 Fase 3) stima dei profili orari di generazione (solare ed eolico) nel sito di Portici

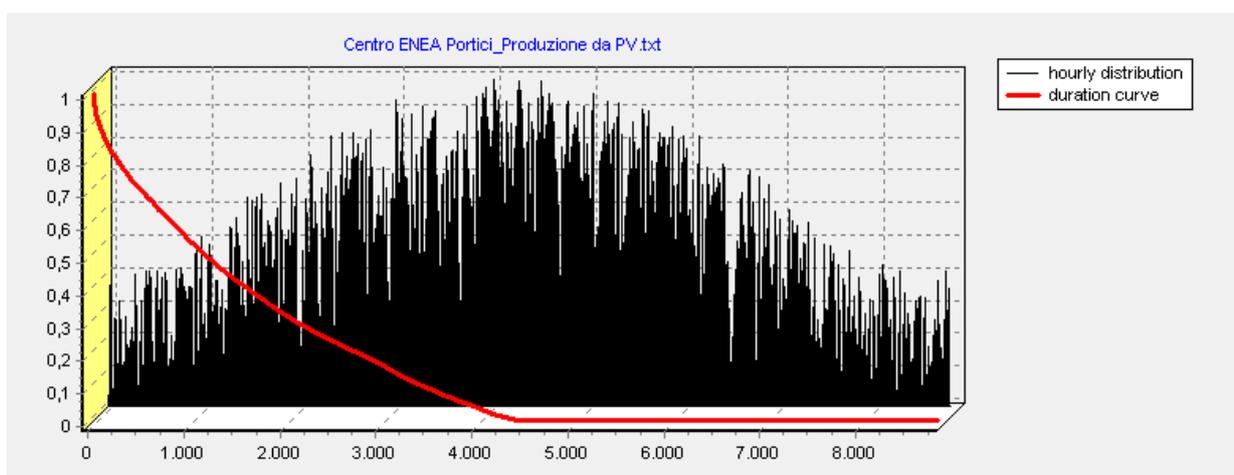
Per la stima della produzione oraria degli **impianti fotovoltaici** è stato utilizzato il profilo orario del 2019 fornito da PVGIS [36] da cui sono stati ottenuti i valori per la radiazione solare nel sito di Portici in corrispondenza di un impianto fotovoltaico con caratteristiche riportate in Figura 7 b. Tali valori, con riferimento alla prima settimana del mese di gennaio, sono riportati a titolo esemplificativo in Figura 7 a). I valori della produzione ricavati da PVGIS sono stati successivamente normalizzati per ottenere la curva da fornire ad EnergyPLAN (Figura 7 c).



a)



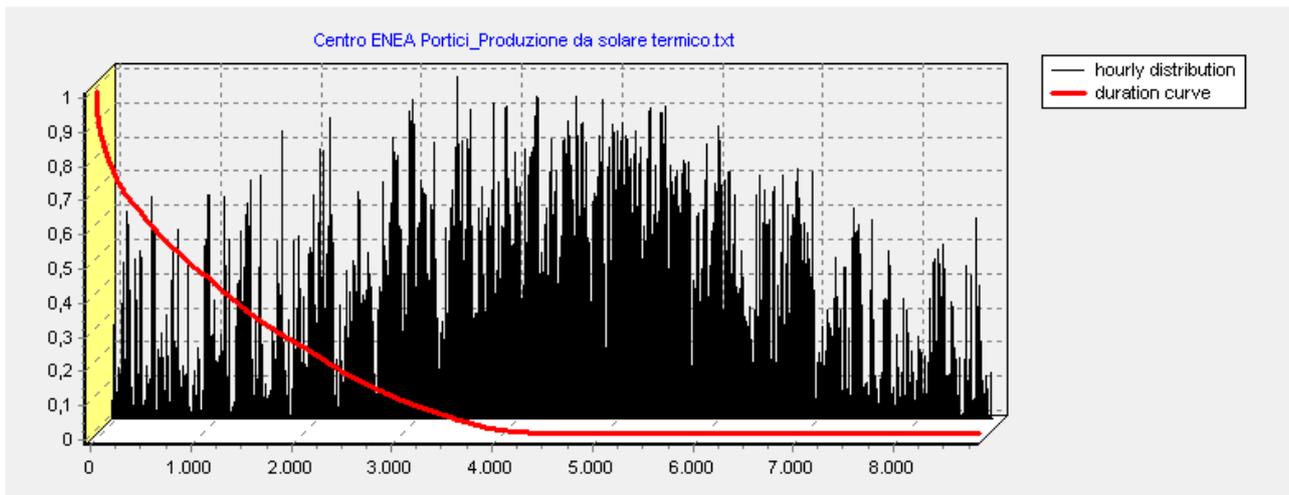
b)



c)

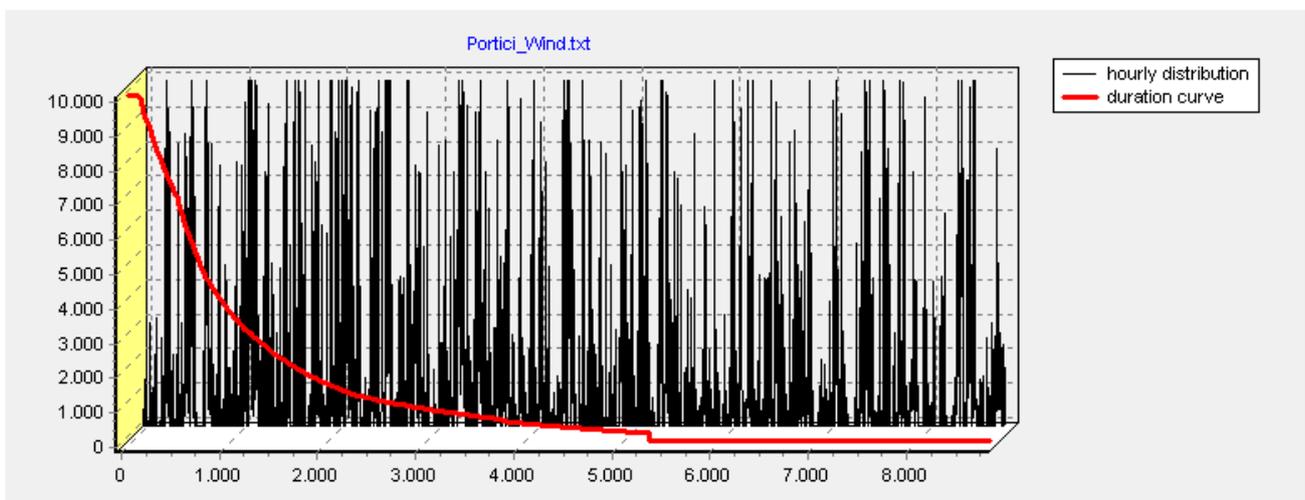
**Figura 7 Curva di produzione da Fotovoltaico**

Per la stima della produzione oraria dell'**impianto solare termico** è stato costruito un modello TRNSYS che ha consentito di ottenere il profilo orario normalizzato riportato in Figura 8.



**Figura 8** Curva di Produzione Normalizzata da solare termico

Per la stima della produzione oraria dell'**impianto microeolico** sono stati utilizzati i dati storici (anno 2019) forniti da un anemometro installato presso il Centro Ricerche di Portici; il profilo orario normalizzato ottenuto è riportato in Figura 9.



**Figura 9** Curva di Produzione Normalizzata del microeolico

#### 4.2.4 Fase 4) definizione dei vincoli di dimensionamento legati al sito di installazione (autorizzativi e di ingombro)

Per l'impostazione dei vincoli della modellazione EnergyPLAN, si è proceduto ad analizzare i limiti di superficie e autorizzativi che definiscono le aree disponibili all'interno del centro per l'installazione degli impianti di generazione (solare termico, fotovoltaico, microeolico, microCHP). Le aree potenzialmente sfruttabili per disponibilità di ingombro erano state identificate con i seguenti spazi:

- aree destinate al parcheggio;
- aree di copertura degli edifici 1,2, 3 e 4;
- aree attualmente destinate al verde.

A valle di una preliminare interlocuzione con gli uffici del Comune e della Soprintendenza deputati al rilascio delle autorizzazioni, è emerso, però, che, a causa dei vincoli paesaggistici che insistono sul sito, le aree di

copertura degli edifici sono risultate solo in ridotta parte sfruttabili; più nello specifico, su di esse non sarà possibile l'installazione di impianti fotovoltaici ma solo di impianti di ingombro e impatto estremamente ridotti che non alterano la veduta panoramica del mare dalla Reggia di Portici. Parimenti, non potranno essere adoperate le aree verdi contrassegnate con H nella Figura 10 identificate dal Comune come aree di atterraggio per elicotteri in situazioni di emergenza. A partire da tali indicazioni, quindi, le aree individuate per l'installazione dei pannelli fotovoltaici ricadono essenzialmente nelle attuali aree parcheggio che ricoprono una superficie di circa 1.800 m<sup>2</sup> complessivi e in una limitata porzione di spazio disponibile nei pressi dell'impianto solare a concentrazione, mentre l'impianto microeolico e il solare termico (di ingombro ridotto e in linea con i vincoli autorizzativi per le aree di copertura) potranno essere posizionati sul tetto degli edifici.

Pertanto, le aree per l'installazione dell'impianto PV sono state individuate nelle sezioni campite in arancione e quadrettate nella Figura 10, a cui si va aggiungere una porzione dell'area antistante l'edificio 6 nella medesima Figura. L'area selezionata per l'impianto eolico corrisponde alla superficie di copertura dell'edificio 2 (campitura a quadretti blu nella Figura 10), mentre per i pannelli solari termici si è individuata l'area della superficie di copertura dell'edificio 3 (campitura in rosso).

In definitiva, a partire dalle superfici effettivamente sfruttabili e dalle relative metrature è stato possibile stimare i seguenti limiti superiori per gli impianti di generazione elettrica e termica da installare:

- 180 kW per il Campo fotovoltaico (190 kW se viene autorizzata anche l'installazione di un impianto da 10 kW di picco nella zona antistante l'Edificio 6);
- 24 kW per l'eolico;
- 30 m<sup>2</sup> per il solare termico
- 100 kW per l'impianto CHP.

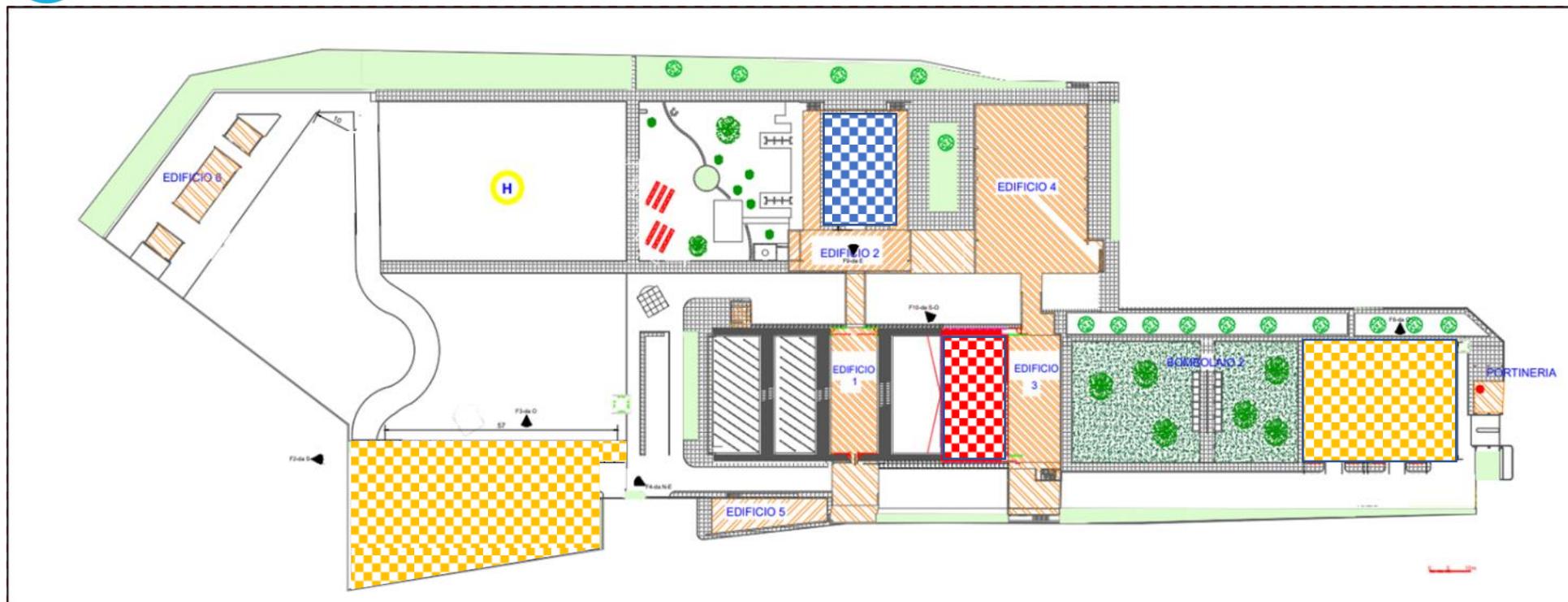


Figura 10 Aree disponibili

#### 4.2.5 Fase 5) impostazione del modello EnergyPLAN del sito di riferimento in corrispondenza dello scenario baseline

Lo scenario baseline rappresenta il modello EnergyPLAN corrispondente all'attuale assetto energetico del Centro Ricerche di Portici. Si fa presente che i consumi del baseline tengono conto anche dell'incremento stimato per la presenza di stazioni di ricarica dei veicoli elettrici. Si prevede, infatti, la loro installazione nei Centri ENEA nei prossimi anni.

A partire dai dati sopra richiamati, il software restituisce i valori riportati in Tabella 7 per i costi di acquisto (energia elettrica e combustibile per l'alimentazione del CHP), emissioni di CO<sub>2</sub> generate dalla produzione termica ed elettrica (totale ottenuto considerando sia le emissioni da generazione interna che quelle connesse all'energia prelevata dalla rete esterna) ed energia primaria calcolata tenendo conto dei consumi elettrici e di gasolio del centro.

**Tabella 7 Risultati dello Scenario Baseline**

	<b>Costi di acquisto</b>	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub></b>	<b>Energia primaria</b>
<b>Baseline</b>	1,25 M€/anno	2,48 kton/anno	12,06 GWh/anno

Al fine di verificare la corretta impostazione del modello nel software, in ottica di successiva applicazione agli scenari da stimare, i valori ottenuti sono stati comparati con quelli calcolati considerando i dati di consumo aggregati. La comparazione ha evidenziato per tutti i valori uno scostamento massimo del 10%, come di seguito evidenziato.

- Il totale della spesa energetica per l'anno 2019, ottenuto sommando le relative fatture, è pari a 1,14M€ a fronte di 1,25M€ calcolati dal software, per uno scostamento pari all'8,8%.
- Le emissioni di CO<sub>2</sub> calcolate dai dati di consumo risultano pari a 2,29 kton/anno a fronte di 2,48 kton/anno calcolati dal software.

In particolare, considerando i consumi elettrici annuali del centro ENEA, si è calcolata dapprima l'energia primaria attraverso il rendimento del parco elettrico italiano (pari circa a 0,4 [37]) e successivamente si è moltiplicato per il fattore di emissione dell'energia elettrica (FE= 0,25 [38]).

$$CO_2(kg) = \frac{\text{Consumi elettrici (kWh)}}{\eta_{PE}} * FE \left( \frac{kg CO_2}{kWh} \right) = \frac{5.314.175}{0,4} * 0,25 = 3.387.786 \text{ kg} \quad (1)$$

Considerato che il parco di produzione elettrico italiano è alimentato per circa il 66% da fonti fossili, il valore calcolato con la (1) deve essere decurtato del 34% ottenendo così 2,24 kton di CO<sub>2</sub> emessi per l'energia elettrica acquistata. A tale valore vanno aggiunti i kg di CO<sub>2</sub> emessi per la combustione del gasolio utilizzato per l'alimentazione delle caldaie (ed eventualmente anche dei gruppi elettrogeni) ottenuti considerando un Fattore di emissione pari a 2,6 (kg CO<sub>2</sub>/litro)[39].

$$CO_2(kg) = \text{Consumi gasolio (litri)} * FE \left( \frac{kg CO_2}{litro} \right) = 20.050 * 2,6 = 52.130 \text{ kg} \quad (2)$$

Sommando il valore (1) decurtato del 34% e il valore (2), si ricavano i kg di CO<sub>2</sub> totali emessi dal Centro, pari a 2,29 kton, di circa il 7,5% inferiori rispetto al valore (2,48 kton) calcolato con lo scenario "baseline" di EnergyPLAN.

- L'energia primaria calcolata dai dati di consumo è risultata pari a 12,06 GWh/anno a fronte di 13,40 GWh/anno.

In particolare, considerando i consumi elettrici annuali del centro ENEA, il rendimento del parco elettrico italiano (pari circa a 0,4 [37]) e il fattore di conversione FC del gasolio (0,00001) si ottiene.

$$E_p \left( \frac{GWh}{anno} \right) = \frac{\text{Consumi elettrici (GWh)}}{\eta_{PE}} + \text{Consumi gasolio (litri)} * FC \left( \frac{GWh}{litro} \right) = \frac{5,31}{0,4} + 20.050 * 0,00001 = 13,40 \text{ GWh/anno (3)}$$

Pertanto, confrontando i valori ottenuti dalla (3) con il valore calcolato con lo scenario “baseline” di EnergyPLAN si ottiene uno scostamento di ca. 10% che fa ritenere affidabile il modello simulato.

#### 4.2.6 Fase 6) impostazione del modello EnergyPLAN del sito di riferimento in corrispondenza di scenari energetici propedeutici alla definizione della SEM

La SEM rappresenta una architettura sperimentale per il testing di sistemi energetici multivettore. L’obiettivo della SEM non consiste nella costruzione di una rete con il 100% di copertura da fonti rinnovabili o di una microrete *carbon neutral*, ma piuttosto nella predisposizione di un sistema energetico dotato di una quantità di energia rinnovabile e di tecnologie supplementari adeguate ad implementare la sperimentazione proposta all’atto del POA. In tali premesse, e compatibilmente con il budget di progetto e le taglie limite individuate in Fase 4, si è proceduto alla scelta degli scenari da implementare. Questi ultimi, in particolare, sono stati scelti ipotizzando diverse combinazioni di taglie per ciascuna tecnologia di generazione interna, facendo variare a passi predefiniti le taglie stesse entro i range limite individuati in fase 4. Gli scenari così individuati sono, di seguito, riportati in Tabella 8. Si fa presente che per il fotovoltaico, data l’incertezza sulla possibilità di utilizzo dell’area antistante l’Edificio 6 (Figura 10 - paragrafo 4.2.4), si è considerato come limite di installazione 180 kW, invece di 190 kW, risultando tale approssimazione trascurabile rispetto alla potenza complessiva delle fonti interne da installare.

**Tabella 8 Caratteristiche degli scenari proposti**

	<b>PV</b> (kW)	<b>CHP</b> (kW <sub>e</sub> )	<b>Solare termico</b> (m <sup>2</sup> )	<b>Eolico</b> (kW)
<b>Baseline</b>	0	0	0	0
<b>Scenario 1</b>	180	50	10	6
<b>Scenario 2</b>	180	75	10	6
<b>Scenario 3</b>	120	50	10	6
<b>Scenario 4</b>	90	75	20	12
<b>Scenario 5</b>	45	100	30	24

Il modello costruito ha fornito, per ciascuno scenario, i valori di costo di acquisto dell’energia, emissioni di CO<sub>2</sub>, consumi di energia primaria e percentuale di copertura del fabbisogno energetico annuale, di seguito riportati in Tabella 9.

**Tabella 9 Confronto tra gli scenari con i valori aggregati dei costi, emissione di CO<sub>2</sub> ed energia primaria**

	<b>Costi di acquisto</b> (M€/anno)	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub></b> (kton/anno)	<b>Energia primaria</b> (GWh/anno)	<b>% Copertura</b> <b>fabbisogno</b> <b>annuale</b>
<b>Baseline</b>	1,25	2,48	12,06	-
<b>Scenario 1</b>	1,12	2,37	11,83	13%
<b>Scenario 2</b>	1,09	2,39	11,91	17%

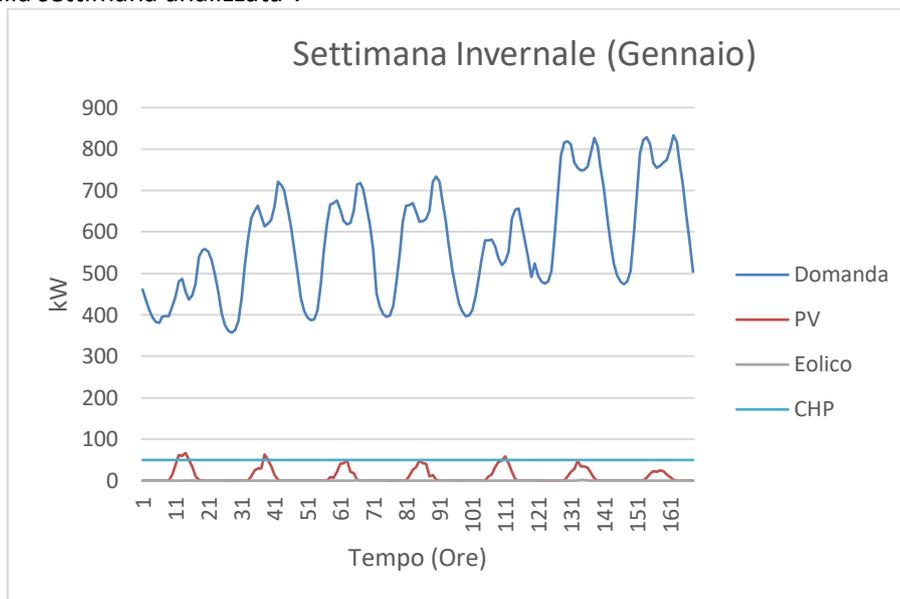
<b>Scenario 3</b>	1,14	2,42	11,95	12%
<b>Scenario 4</b>	1,08	2,43	12,05	15%
<b>Scenario 5</b>	1,01	2,47	12,21	19%

A partire da tali valori e dall'analisi del comportamento del modello in ciascuno scenario in una settimana invernale ed una estiva, si riportano di seguito i risultati per ciascuno scenario e una comparazione tra gli stessi. Più nello specifico, la settimana invernale è stata scelta nel mese di gennaio e quella estiva nel mese di luglio, mesi caratterizzati da consumi più significativi in termini, rispettivamente, di climatizzazione invernale ed estiva del Centro Ricerche.

### Scenario 1

Al fine di comprendere la copertura (relativa alle tecnologie inserite) del fabbisogno energetico, per l'analisi dello scenario 1 vengono proposti due grafici esemplificativi di una settimana invernale, relativa al mese di gennaio (Figura 11), e di una nella stagione estiva, relativa al mese di luglio (Figura 12).

Come è possibile evincere dalla Figura 11, nella settimana invernale, il campo fotovoltaico, che in questo caso ha una potenza di 180 kW, riesce a raggiungere una potenza di picco di circa 60 kW nelle ore di massima irradiazione. L'impianto CHP (50 kW<sub>e</sub> di potenza disponibile), invece, viene utilizzato costantemente con un assorbimento di 50 kW<sub>e</sub> pari alla sua potenza nominale per riuscire a coprire la domanda che resta quasi sempre superiore ai 400 kW. L'impianto eolico, di taglia abbastanza ridotta, presenta una produzione appena apprezzabile nella settimana analizzata<sup>1</sup>.

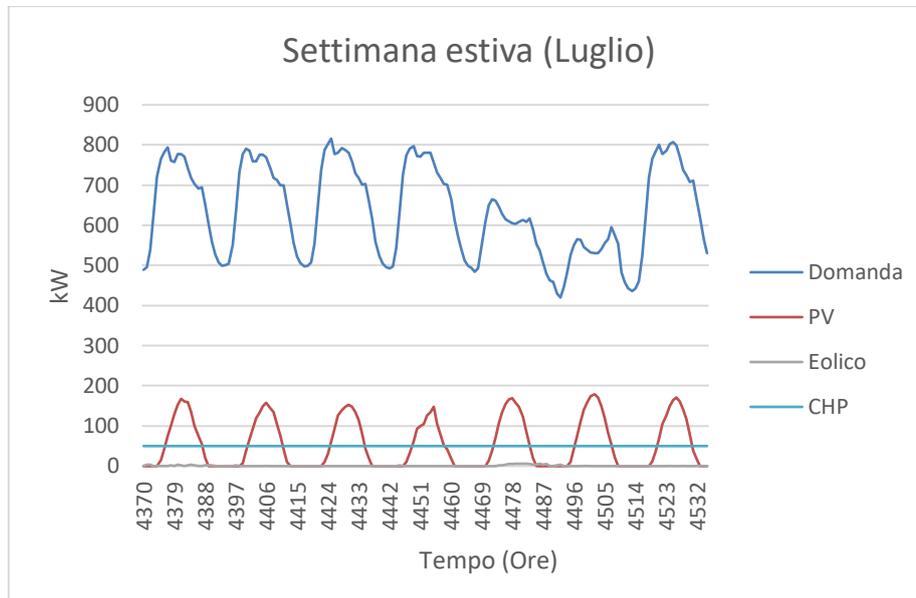


**Figura 11 Distribuzione della domanda e della produzione elettrica oraria delle tecnologie per una settimana del mese di gennaio (Scenario 1)**

Nella settimana di luglio (Figura 12), la copertura del fotovoltaico è decisamente più alta raggiungendo una potenza di picco di circa 180 kW, mentre il CHP presenta lo stesso funzionamento osservato per la settimana invernale (con i 50 kW<sub>e</sub> di potenza impegnati costantemente). La produzione eolica invece resta sempre poco apprezzabile anche se, nel 5° e 7° giorno della settimana (ore 4.478-4.484), si nota un incremento dell'energia fornita. Va evidenziato inoltre che, sebbene la produzione da fotovoltaico sia maggiore nella stagione estiva, anche la domanda, spinta dalla climatizzazione estiva, presenta un incremento. Questo, in definitiva,

<sup>1</sup> L'eolico presenta una produzione maggiore nei mesi di gennaio, febbraio e marzo nel sito di Portici. La scarsa energia nel caso considerato va, quindi, attribuita alla variabilità della risorsa vento nella particolare settimana mostrata.

comporta che la percentuale di copertura dei consumi dalle fonti di generazione integrative, introdotte con lo scenario 1, si mantiene quasi invariata tra estate ed inverno (circa 13% - tabella 9).



**Figura 12 Distribuzione della domanda e della produzione oraria delle tecnologie per una settimana del mese di luglio (Scenario 1)**

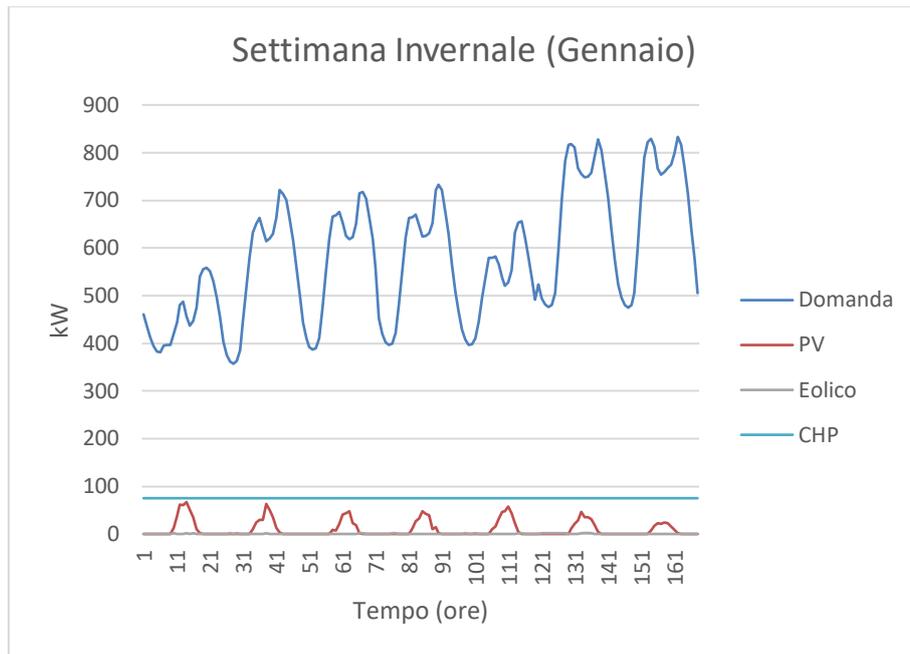
Di seguito, in Tabella 10, vengono, infine, riportati i risultati relativi ai costi di acquisto dell'energia, alle emissioni di CO<sub>2</sub> e al consumo di energia primaria. I risultati mostrano una diminuzione dei costi di acquisto, rispetto alla baseline, di circa l'11% per effetto del mancato prelievo di energia dalla rete, una diminuzione del 4,4 % delle emissioni di CO<sub>2</sub> e del 2% consumi di energia primaria. Come si può notare, sebbene le risorse di generazione integrative (rinnovabili + CHP) coprano circa il 13% dei consumi (Scenario 1 – Tabella 9), i valori di CO<sub>2</sub> e di energia primaria risultano essere più bassi rispetto ai corrispondenti valori della baseline (Tabella 9), in quanto la produzione elettrica assicurata dall'impianto CHP continua ad utilizzare gas naturale come combustibile per l'alimentazione dell'impianto.

**Tabella 10 Risultati annuali aggregati - Scenario 1**

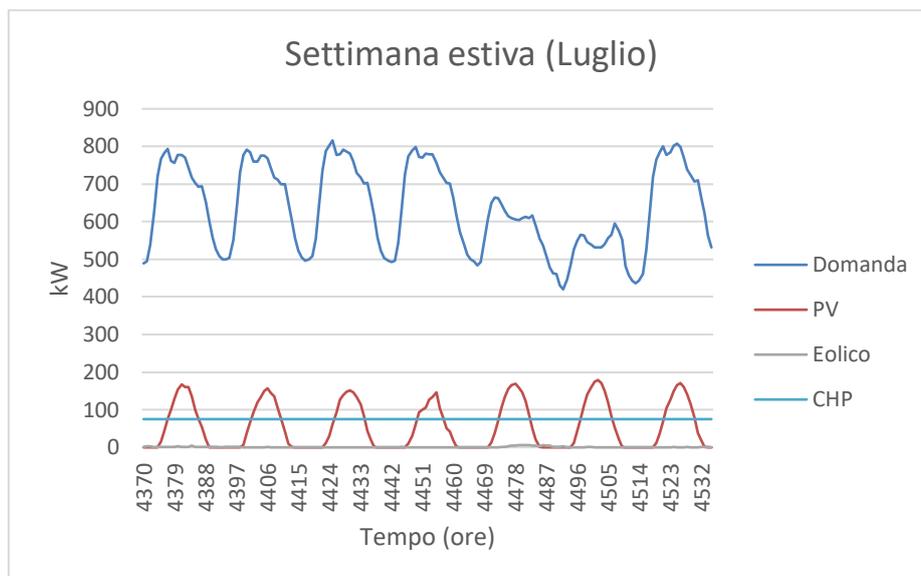
	<b>Costi di acquisto (M€/anno)</b>	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> (kton/anno)</b>	<b>Energia primaria (GWh/anno)</b>
<b>Scenario 1</b>	1,12	2,37	11,83

### Scenario 2

Lo scenario 2 presenta le stesse taglie dello scenario 1, fatta eccezione per il CHP per il quale si è previsto un incremento di potenza nominale da 50 kW<sub>e</sub> a 75 kW<sub>e</sub>. Mentre il comportamento del fotovoltaico rimane invariato rispetto allo scenario precedente, l'impianto di cogenerazione impegna costantemente una potenza di 75 kW<sub>e</sub> per tutto il tempo di funzionamento, sia durante la settimana invernale (Figura 13) che durante quella estiva (Figura 14). Ciò comporta, come facilmente intuibile, un incremento nella copertura dei consumi fino al 17%.



**Figura 13 Distribuzione della domanda e della produzione elettrica oraria delle tecnologie per una settimana del mese di gennaio (Scenario 2)**



**Figura 14 Distribuzione della domanda e della produzione oraria delle tecnologie per una settimana del mese di luglio (Scenario 2)**

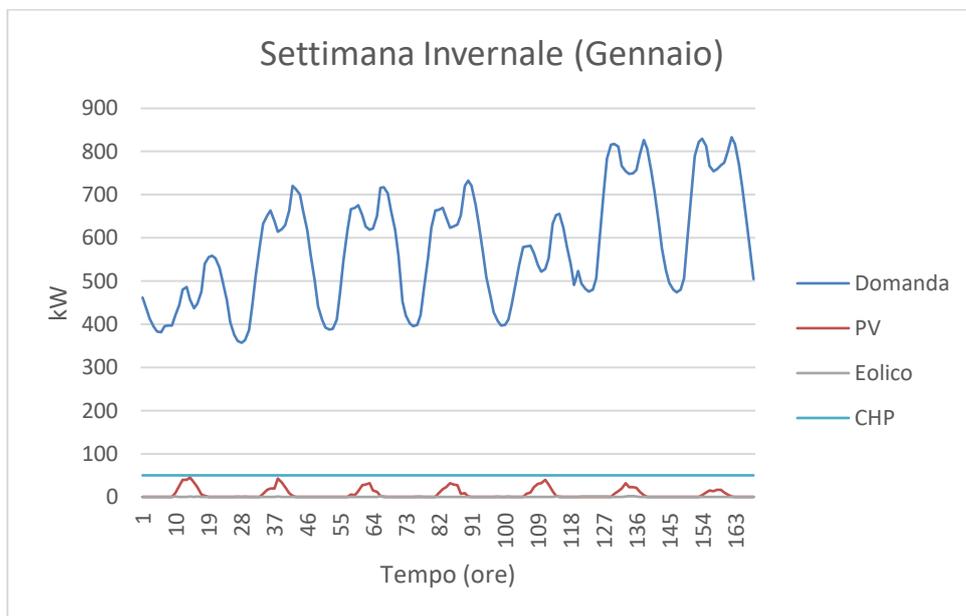
Di seguito vengono, inoltre, riportati i risultati relativi ai costi di acquisto dell'energia, alle emissioni di CO<sub>2</sub> e ai consumi di energia primaria. I risultati aggregati riportati in Tabella 11, mostrano, rispetto allo scenario "Baseline", un decremento per tutte le voci: -12,88% per i costi di acquisto, -3,6 % di emissioni -1,2 % per i consumi di energia primaria.

**Tabella 11 Risultati annuali aggregati - Scenario 2**

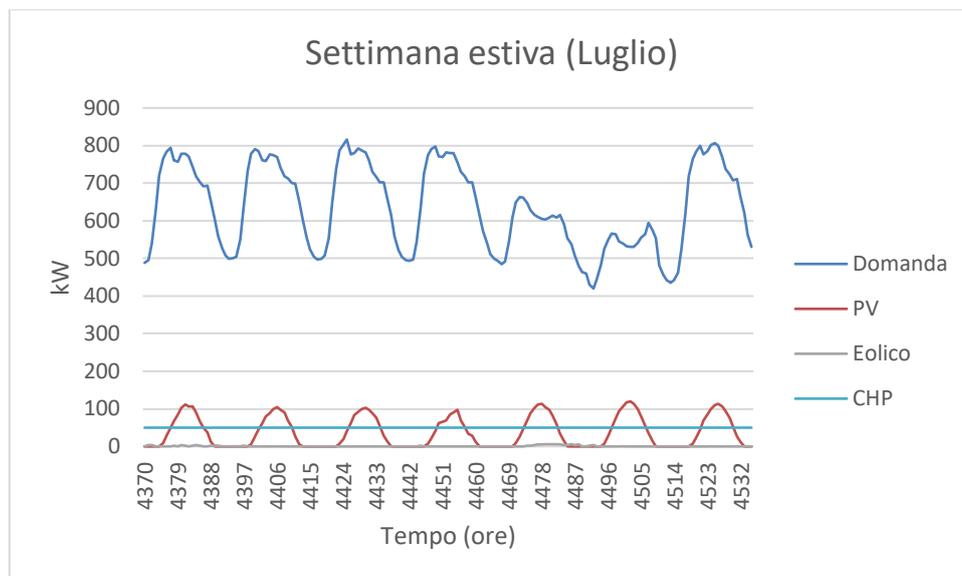
	<b>Costi di acquisto (M€/anno)</b>	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> (kton/anno)</b>	<b>Energia primaria (GWh/anno)</b>
<b>Scenario 2</b>	1,09	2,39	11,91

### Scenario 3

Nello scenario 3, si ipotizza l'installazione di un campo fotovoltaico di taglia inferiore rispetto ai due precedenti scenari (da 180 kW degli scenari 1 e 2 a 120 kW dello scenario 3). La potenza di picco impegnata del fotovoltaico in questo caso raggiunge, durante la settimana invernale, un massimo di 50 kW<sub>p</sub>, come mostrato in Figura 15. L'impianto CHP impegna costantemente tutta la potenza disponibile (50kW<sub>e</sub> - Tabella 8), mentre l'impianto eolico presenta il medesimo comportamento analizzato nello scenario precedente (la potenza è invariata e pari a 6 kW). Durante la settimana estiva (Figura 16), come facilmente intuibile, il picco massimo di fotovoltaico è più elevato e raggiunge circa 120 kW<sub>p</sub>, mentre il comportamento del cogeneratore resta invariato rispetto all'analisi fatta in precedenza. Anche in questo caso, infine, le turbine eoliche ipotizzate non presentano una produzione particolarmente apprezzabile sia in estate che in inverno (data la piccola taglia considerata).



**Figura 15 Distribuzione della domanda e della produzione elettrica oraria delle tecnologie per una settimana del mese di gennaio (Scenario 3)**



**Figura 16 Distribuzione della domanda e della produzione delle tecnologie per una settimana del mese di luglio (Scenario 3)**

Di seguito vengono, inoltre, riportati i risultati relativi ai costi di acquisto dell'energia, alle emissioni di CO<sub>2</sub> e all'energia primaria. Com'è possibile notare, in questo scenario, abbiamo una riduzione di tutti e tre i parametri analizzati rispetto allo scenario di riferimento Baseline (-8,8 % del costo di acquisto dell'energia, -2,4 % di emissioni di CO<sub>2</sub> e -0,9% di energia primaria), mentre abbiamo un incremento dei tre valori rispetto agli scenari 1 (+1,8 % del costo di acquisto dell'energia, +2,1 % di emissioni di CO<sub>2</sub> e +1 % di energia primaria) e 2 (+4,6 % del costo di acquisto dell'energia, +1,3 % di emissioni di CO<sub>2</sub> e +0,3 % di energia primaria). Questo risultato è essenzialmente dovuto alla diminuzione della taglia dell'impianto fotovoltaico.

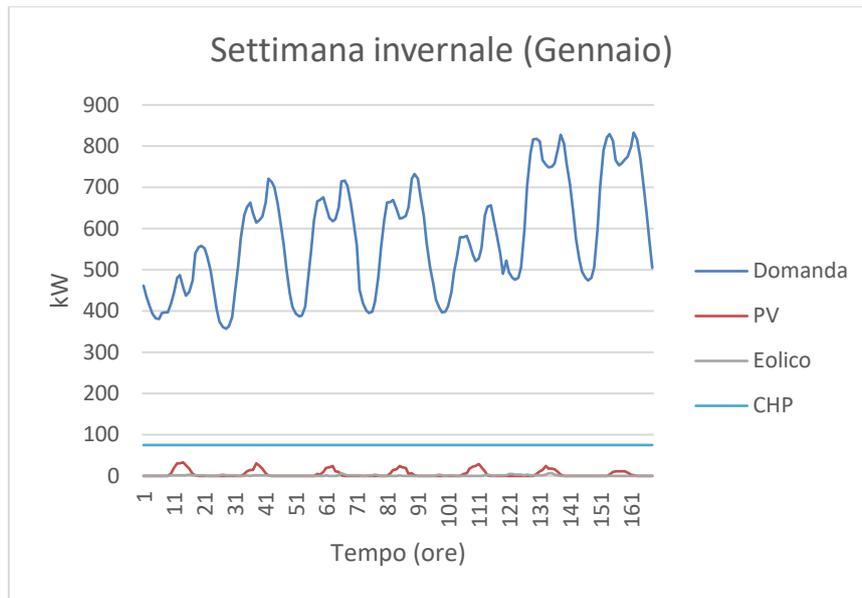
**Tabella 12 Risultati annuali aggregati - Scenario 3**

	<b>Costi di acquisto</b> (M€/anno)	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub></b> (kton/anno)	<b>Energia primaria</b> (GWh/anno)
<b>Scenario 3</b>	1,14	2,42	11,95

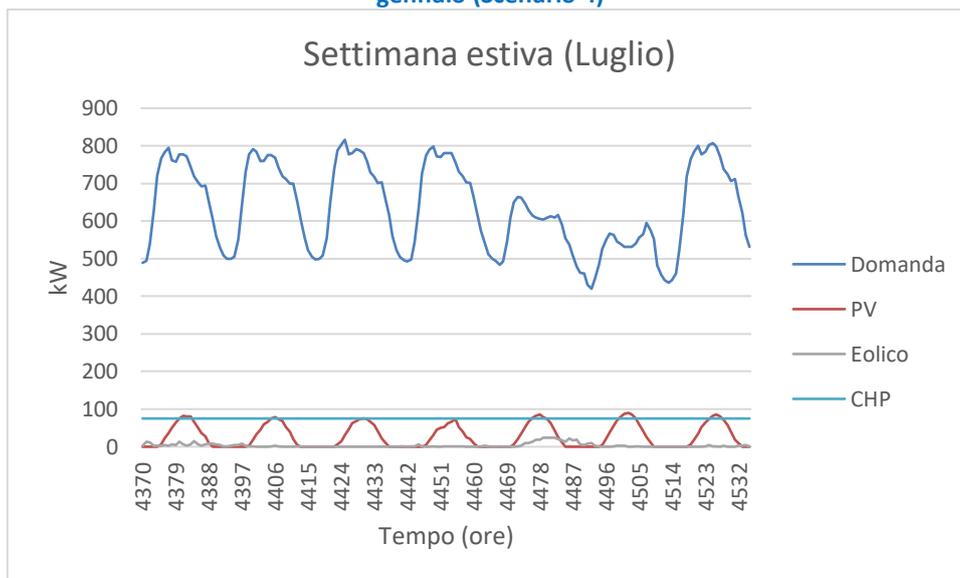
#### Scenario 4

Lo scenario 4 prevede un'ulteriore diminuzione della potenza dell'impianto fotovoltaico rispetto allo scenario precedente (da 120 kW a 90 kW), insieme ad un aumento sia della taglia dell'impianto di cogenerazione (da 50 kW<sub>e</sub> a 75 kW<sub>e</sub>) sia della taglia delle microturbine eoliche (da 6 kW a 12 kW). Questo scenario, come sottolineato nella Tabella 9, copre il 15% del fabbisogno energetico su base annuale. Come è possibile notare dal grafico in Figura 17, in questa configurazione, però, la potenza di picco massima del fotovoltaico è abbastanza ridotta nella settimana invernale analizzata, risultando pari a 30 kW, valore quasi confrontabile (come è possibile notare tra le ore 125-140) con la potenza erogata dalle turbine eoliche. Il 15% di copertura della domanda è, pertanto, imputabile prevalentemente all'impianto CHP.

In relazione alla settimana estiva (Figura 18), il picco massimo di fotovoltaico registrato è chiaramente superiore a quello della settimana invernale (90 kW<sub>p</sub>) ma, come nel precedente scenario, l'incremento dei consumi connessi alla climatizzazione estiva fa sì che l'impianto fotovoltaico non sia sufficiente e che il sistema di cogenerazione lavori al massimo della sua capacità nominale (75 kW<sub>e</sub>).



**Figura 17 Distribuzione della domanda e della produzione delle tecnologie per una settimana del mese di gennaio (Scenario 4)**



**Figura 18 Distribuzione della domanda e della produzione delle tecnologie per una settimana del mese di luglio (Scenario 4)**

Di seguito vengono, inoltre, riportati i risultati relativi ai costi di acquisto dell'energia, alle emissioni di CO<sub>2</sub> e all'energia primaria. I risultati aggregati riportati in Tabella 13, mostrano, rispetto allo scenario "Baseline" un decremento dei costi di acquisto pari a -13,6%, una riduzione delle emissioni pari a -2% e una minima diminuzione dei consumi di energia primaria (-0,1%).

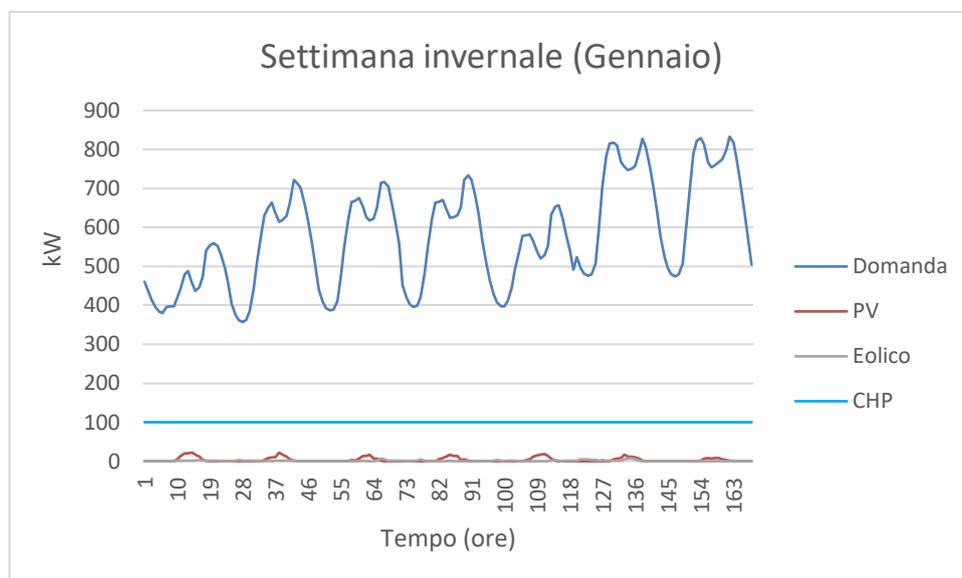
**Tabella 13 Risultati annuali aggregati - Scenario 4**

	<b>Costi di acquisto (M€/anno)</b>	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> (kton/anno)</b>	<b>Energia primaria (GWh/anno)</b>
<b>Scenario 4</b>	1,08	2,43	12,05

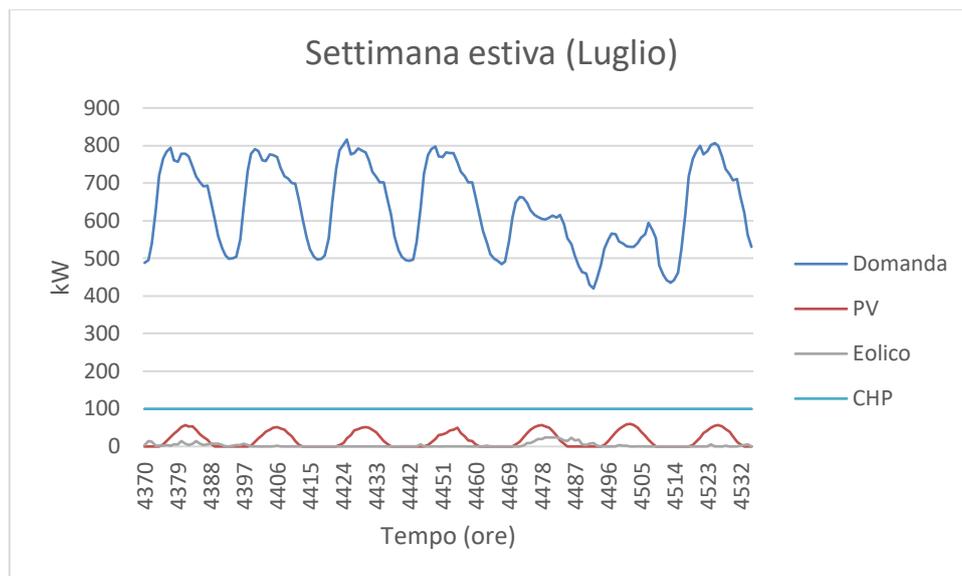
## Scenario 5

Lo scenario 5, infine, prevede la presenza di un impianto fotovoltaico di taglia estremamente ridotta rispetto alla disponibilità di spazi (45 kW). Per questo scenario, la maggior parte dei consumi elettrici della SEM è coperto dalla generazione elettrica del gruppo CHP, che ha una potenza nominale di 100 kW<sub>e</sub> e resta sempre in funzione per garantire il massimo della potenza utilizzabile, sia per la generazione di energia elettrica che termica in entrambe le settimane invernale ed estiva. Come evidente da Figura 19 e Figura 1920, eolico e fotovoltaico risultano apprezzabili soltanto nella settimana estiva. Nella settimana invernale, infatti, anche il picco massimo di fotovoltaico è poco significativo come l'eolico.

Si fa, inoltre, presente che lo scenario 5 utilizza una quantità di energia primaria maggiore rispetto a tutti gli altri scenari poiché prevede una maggiore produzione di energia elettrica da cogeneratore. Poiché il valore dell'efficienza elettrica del cogeneratore considerato (circa 0,35) risulta inferiore rispetto a quello stimato per il parco elettrico nazionale (circa 0,4), l'energia primaria, a parità di consumi, aumenta (formula (3) par. 4.2.5.).



**Figura 19 Distribuzione della domanda e della produzione delle tecnologie per una settimana del mese di gennaio (Scenario 5)**



**Figura 20 Distribuzione della domanda e della produzione delle tecnologie per una settimana del mese di luglio (Scenario 5)**

Di seguito vengono, infine, riportati i risultati relativi ai costi di acquisto dell'energia, alle emissioni di CO<sub>2</sub> e all'energia primaria. I risultati aggregati, riportati in Tabella 14, mostrano rispetto allo scenario "Baseline", un decremento dei costi di -19,2%, una quasi invarianza delle emissioni (-0,4%) e un leggero incremento dei consumi di energia primaria (+1,2%).

**Tabella 14 Risultati annuali aggregati - Scenario 5**

	<b>Costi di acquisto (k€/anno)</b>	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub> (Kton/anno)</b>	<b>Energia primaria (GWh/anno)</b>
<b>Scenario 5</b>	1,01	2,47	12,21

#### 4.2.7 Fase 7) scelta dello scenario

Dalle analisi di scenario condotte, si evince che lo scenario migliore è il primo. Questo scenario, infatti, sfrutta la massima taglia di PV consentita dai vincoli di installazione e paesaggistici e minimizza le emissioni di CO<sub>2</sub> ed i consumi di energia primaria.

Si fa, inoltre, presente che, pur avendo disponibilità di spazi sufficienti ad alloggiare un sistema di cogenerazione di taglia maggiore, si è scelta la taglia del CHP che consentisse di coniugare la necessità di avere un sistema idoneo ad applicare le logiche di controllo (regolazione del vettore termico) e minimizzasse l'utilizzo di fonte fossile (gas). Pertanto, la scelta è ricaduta su un impianto da 50 kW<sub>e</sub>, come riportato in Tabella 15. Nella stessa tabella sono riportate le principali caratteristiche degli impianti da dimensionare in dettaglio nelle successive attività del WP1.

**Tabella 15 Scenario di sintesi, tecnologie e taglie coinvolte**

<b>Tipologia</b>	<b>Potenza</b>
<b>Impianto PV</b>	180 kW (190 kW se disponibile spazio area Edificio 6)
<b>Impianto Eolico</b>	4 turbine ad asse verticale da 1,5 kW
<b>Impianto solare termico</b>	10 m <sup>2</sup>
<b>Impianto CHP</b>	50 kW <sub>e</sub>

## 5. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] “Smart Grid Projects Outlook 2017 | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory> (accessed Jun. 29, 2022).
- [2] “A complete and normalized 61850 substation | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/complete-and-normalized-61850-substation> (accessed Jun. 29, 2022).
- [3] “A2A Reti Elettriche | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/a2a-reti-elettriche-0> (accessed Jun. 29, 2022).
- [4] “Charging Infrastructure for Electric Vehicles | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/charging-infrastructure-electric-vehicles> (accessed Jun. 29, 2022).
- [5] “Consumer acceptance of intelligent charging | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/consumer-acceptance-intelligent-charging> (accessed Jun. 29, 2022).
- [6] “Progetto E-SCALE – Energia - Servizi Connessi alla gestione Aggregata delle risorse nel sistema eLEtrico.” <http://www.e-scale.it/> (accessed Jul. 14, 2022).
- [7] “eSESH - The eSESH Project.” <https://esesh.eu/project/> (accessed Jul. 14, 2022).
- [8] “COSSMIC | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/cossmic> (accessed Jun. 29, 2022).
- [9] “Bidelek | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/bidelek> (accessed Jun. 29, 2022).
- [10] B. P., V. T., S. S., S. S., and C. K., “Smart hybrid microgrid for effective distributed renewable energy sharing of PV prosumers,” *Journal of Energy Storage*, vol. 49, p. 104033, May 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.104033.
- [11] M. H. Elkholy, H. Metwally, M. A. Farahat, T. Senjyu, and M. Elsayed Lotfy, “Smart centralized energy management system for autonomous microgrid using FPGA,” *Applied Energy*, vol. 317, p. 119164, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2022.119164.
- [12] Y. Belkhier, M. D. Alshehri, R. N. Shaw, and A. Ghosh, “An intelligent energy management system of hybrid solar/wind/battery power sources integrated in smart DC microgrid for smart university,” *Applications of AI and IOT in Renewable Energy*, pp. 57–88, Jan. 2022, doi: 10.1016/B978-0-323-91699-8.00004-8.
- [13] “(10) (PDF) Task 11: Communication Between Components in Mini-Grids.” [https://www.researchgate.net/publication/324727615\\_Task\\_11\\_Communication\\_Between\\_Components\\_in\\_Mini-Grids](https://www.researchgate.net/publication/324727615_Task_11_Communication_Between_Components_in_Mini-Grids) (accessed Jun. 21, 2022).
- [14] S. Bracco, F. Delfino, F. Pampararo, M. Robba, and M. Rossi, “The University of Genoa smart polygeneration microgrid test-bed facility: The overall system, the technologies and the research challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 442–459, Feb. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2012.10.009.
- [15] B. Lasseter, “CERTS Microgrid Santa Rita Jail CERTS Microgrid,” 2015.
- [16] R. Yinger and M. Irwin, “Irvine Smart Grid Demonstration, a Regional Smart Grid Demonstration Project,” Dec. 2015, doi: 10.2172/1234553.
- [17] “MelRok Energy IoT - IoT for Optimizing Facility & Energy Management.” <https://melrok.com/> (accessed Jun. 17, 2022).
- [18] A. Pratt and T. Bialek, “Borrego Springs Community Microgrid”.
- [19] “Philadelphia Navy Yard Microgrid Tour.” <https://microgridknowledge.com/navy-yard-microgrid-tour/> (accessed Jun. 21, 2022).
- [20] “FortZED - City of Fort Collins.” <https://www.fcgov.com/fortzed/> (accessed Jun. 21, 2022).
- [21] “Fort Carson Microgrid -.” <https://microgrid-symposiums.org/microgrid-examples-and-demonstrations/fort-carson-microgrid/> (accessed Jun. 21, 2022).
- [22] “Microgrid | Illinois Institute of Technology.” <https://www.iit.edu/microgrid> (accessed Jun. 21, 2022).

- [23] J. F. Kelly Don Von Dollen Vice President Program Manager and I. Endurant Energy, “The Illinois Institute of Technology Perfect Power System Prototype The Initiative’s Perfect Power model ,” 2007.
- [24] “Smart Border Initiative (SBI) - Projet Nouveaux investissements et infrastructures.” <https://tilia.info/it/sbi-fr-2/> (accessed Jun. 29, 2022).
- [25] “Smart Grid Interoperability Laboratory (SGIL) – Petten | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability.” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/sgil-petten> (accessed Jun. 29, 2022).
- [26] “ACON - Smart Grids CZ/SK | ACON - Smart Grids CZ/SK.” <https://www.acon-smartgrids.cz/> (accessed Jun. 29, 2022).
- [27] “Identification of projects of common interest in the priority thematic area of smart grids deployment - Publications Office of the EU.” <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/4ab88c9f-5ea5c-11e9-9c4e-01aa75ed71a1/language-en> (accessed Jul. 04, 2022).
- [28] S. Vitiello *et al.*, “A Smart Grid for the city of Rome - A Cost Benefit Analysis,” pp. 19–22, 2015, doi: 10.2790/50100.
- [29] H. Lund and J. Z. Thellufsen, “EnergyPLAN - Advanced Energy Systems Analysis Computer Model,” Sep. 2020, doi: 10.5281/ZENODO.4017214.
- [30] O. Bamisile *et al.*, “A 2030 and 2050 feasible/sustainable decarbonization perusal for China’s Sichuan Province: A deep carbon neutrality analysis and EnergyPLAN,” *Energy Conversion and Management*, vol. 261, p. 115605, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115605.
- [31] A. D. Korberg, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, “The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark,” *Energy*, vol. 199, p. 117426, May 2020, doi: 10.1016/J.ENERGY.2020.117426.
- [32] D. Icaza, D. Borge-Diez, and S. P. Galindo, “Analysis and proposal of energy planning and renewable energy plans in South America: Case study of Ecuador,” *Renewable Energy*, vol. 182, pp. 314–342, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.09.126.
- [33] “EnergyPLAN | Advanced energy systems analysis computer model.” <https://www.energyplan.eu/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [34] “Welcome | TRNSYS : Transient System Simulation Tool.” <https://www.trnsys.com/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [35] “intro - Meteororm (en).” <https://meteororm.com/en/> (accessed Jun. 28, 2022).
- [36] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) (accessed Jul. 18, 2022).
- [37] “Autorità per l’energia elettrica e il gas CRITERI E PROPOSTE PER LA DEFINIZIONE DI COGENERAZIONE E PER LA MODIFICA DELLE CONDIZIONI TECNICHE DI ASSIMILABILITÀ DEGLI IMPIANTI CHE UTILIZZANO FONTI ENERGETICHE ASSIMILATE A QUELLE RINNOVABILI”, Accessed: Jun. 23, 2022. [Online]. Available: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [38] “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020 — Italiano.” <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/fattori-di-emissione-atmosferica-di-gas-a-effetto-serra-nel-settore-elettrico-nazionale-e-nei-principali-paesi-europei.-edizione-2020> (accessed Jun. 21, 2022).
- [39] “SOMMARIO INTRODUZIONE 1. IL METODO DI RILEVAZIONE DEI CONSUMI E DELLE EMISSIONI DI CO2 1 I CICLI DI GUIDA PER LA PROVA Figura 1: Ciclo NEDC Figura 2: Ciclo WLTP 2. OBIETTIVI DELLA GUIDA SUL RISPARMIO DI CARBURANTE E SULLE 4 EMISSIONI DI CO2”.
- [40] S. R. Julieta, R. B. José-Julio, and Y. R. Pablo, “A methodology to estimate the photovoltaic potential on parking spaces and water deposits. The case of the Canary Islands,” *Renewable Energy*, vol. 189, pp. 1046–1062, Apr. 2022, doi: 10.1016/J.RENENE.2022.02.103.