



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

Dipartimento Energia DENERG "Galileo Ferraris"

Tesi di Laurea Magistrale in

INGEGNERIA ENERGETICA E NUCLEARE

Progettazione e gestione di impianti energetici

**Sviluppo di una piattaforma per le comunità
energetiche rinnovabili: valutazioni
energetiche, economiche e finanziarie**

Relatore:

Prof. Marco BADAMI

Candidato:

Alessandro CARRIERI

Sessione di Laurea Novembre/Dicembre 2021

Abstract

The imperative to reduce emissions, in order to mitigate the effects of climate change, requires fundamental transformations in various aspects of our society. With the aim of limiting the increase in the Earth's average temperature below 2° C compared to pre-industrial levels, it's necessary to move from an energy mix based mainly on fossil fuels, to one with low or zero carbon emissions based on renewable sources. To implement this transition it's essential to involve citizens and a paradigm shift in the way energy is produced and consumed is needed.

In this thesis, after presenting the current landscape and future objectives of the energy sector in Europe, the opportunities and prospects of Renewable Energy Communities (REC) are analyzed from a technical and economic point of view.

Chapter 1 starts with an analysis of the evolution of the European targets for the reduction of greenhouse gas emissions in 2030 and 2050, moving on to an in-depth analysis of the Italian strategy for 2030 envisaged in the National Energy and Climate Plan.

Chapter 2 begins with the concept and definition of Renewable Energy Community (REC). Subsequently, the Italian legislative and regulatory framework is presented and the phases of setting up a CER are explored.

In Chapter 3, the pillars of the Energy Communities (4Ds Paradigm) are presented: Decarbonization, Decentralization, Digitalization and Democratization will play a crucial role in the future of the energy sector. After discussing the role of the prosumer in energy systems, the use of demand response in REC is evaluated.

Chapter 4 presents a web application written in Python using the framework Dash, for energy communities. Through this interface, a renewable energy community is simulated in order to evaluate the possible benefits that members would have over time. In particular, the analysis is conducted considering various criteria, including economic, environmental and technical aspects. The process is organized in two phases, the first in which the Energy Community Setup is carried out by simulating the electricity consumption of different types of final customers and photovoltaic production, according to different parameters selected by the user; after defining the Energy Community Setup, yearly benefits are displayed both at community level both at each member level. Furthermore, an energy and economic analysis is carried out over a period of 20 years and the commonly used KPIs for the evaluation of the investments are calculated.

The main objective of the platform is to support the initial phase of CER constitution, in order to inform citizens quickly and flexibly about the advantages they would have in establishing the Energy Community. Through the economic evaluations of the platform, every citizen can evaluate the profitability of a potential investment and can make conscious decisions. The goal is to involve citizens in the energy transition with an active role in the energy market.

Indice

Elenco delle figure	v
Elenco delle tabelle	viii
Introduzione	1
Struttura della tesi.....	3
1 Transizione energetica, una sfida globale	4
1.1 L'azione per il clima dell'UE	7
1.1.1 2030: Clean Energy for all Europeans Package	11
1.1.2 2050: European Green Deal	13
1.2 Strategia Italiana.....	14
1.2.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC): 2030	15
1.2.2 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)	22
1.3 Sustainable Development Goals.....	26
2 Comunità energetiche rinnovabili CER.....	29
2.1 Renewable Energy Directive 2018/2001/EU (RED II)	29
2.2 Il quadro normativo e regolatorio in Italia	34
2.3 Valorizzazione economica, incentivi.....	40
2.3.1 Regole tecniche GSE	41
2.3.2 Detrazioni fiscali	43
2.4 Le fasi di costituzione di una CER	45
2.4.1 Progettazione	45
2.4.2 Governance	47
2.4.3 Realizzazione	48
2.4.4 Management	49
2.5 Bozza decreto recepimento RED II	50
3 Le CER e la Transizione energetica	51
3.1 Decarbonizzazione.....	52
3.2 Decentralizzazione.....	53
3.2.1 Il cittadino prosumer	54
3.2.2 Demand Side Management (DSM) nelle CER.....	55
3.3 Digitalizzazione	58

3.4	Democratizzazione	61
3.4.1	Il ruolo delle ESCo e delle multi utility nelle CER.....	61
3.4.2	Il ruolo delle Amministrazioni locali nelle CER	65
4	Piattaforma per le comunità energetiche in Python.....	66
4.1	Dash Plotly	67
4.2	Obiettivi della piattaforma	67
4.2.1	Sintesi procedura.....	68
4.2.2	Struttura della piattaforma	69
4.3	Gli input della simulazione: Setup	70
4.3.1	definizione dei carichi elettrici	71
4.3.2	definizione degli impianti di produzione	79
4.3.3	definizione dei membri della Comunità	81
4.4	Analisi annuale energetica e dei benefici.....	86
4.4.1	livello di comunità	86
4.4.2	livello individuale.....	88
4.5	Analisi economica e finanziaria	89
4.5.1	metodologia	89
4.6	Scelte ed ipotesi per la realizzazione della piattaforma.....	93
4.7	Simulazioni.....	96
4.7.1	Caso studio 1 – CER a Torino	96
4.7.2	Caso studio 2 – AUC a Torino	131
	Conclusioni	137
	Appendice	141
	Appendice A - Procedura Utilizzo piattaforma.....	141
	Appendice B – Inputs PVGIS	148
	Riferimenti bibliografici e sitografici	149

ELENCO DELLE FIGURE

FIGURA 1 EVOLUZIONE STORICA DELLA DISTRIBUZIONE GLOBALE TRA COMBUSTIBILI FOSSILI, ENERGIE RINNOVABILI E NUCLEARE [5].....	5
FIGURA 2 DIVERSIFICAZIONE E DECENTRALIZZAZIONE DELLE FONTI ENERGETICHE NEI SISTEMI ENERGETICI DELL'IMMEDIATO FUTURO (ELABORAZIONE PERSONALE).....	6
FIGURA 3 CONFRONTO DEGLI OBIETTIVI DA RAGGIUNGERE A LIVELLO EUROPEO 2020 E 2030.....	11
FIGURA 4 ANDAMENTO PREVISTO DELL'OBIETTIVO DI QUOTA FER SUI CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA IN ITALIA (FONTE: RAPPORTO STATISTICO 2018 GSE).....	16
FIGURA 5 PREVISIONI AUMENTO CAPACITÀ INSTALLATA FOTOVOLTAICO (GIALLO) ED EOLICO (VERDE) AL 2030.....	17
FIGURA 6 RIPARTIZIONE PER SETTORE ECONOMICO DEI RISPARMI OGGETTO DELL'OBIETTIVO AL 2030 IN ITALIA (MTEP).....	18
FIGURA 7 NEXT GENERATION EU – DISPOSITIVI E RISORSE DISPONIBILI, MILIARDI DI EURO.....	22
FIGURA 8 ALLOCAZIONE DELLE RISORSE RRF A MISSIONI PNRR.....	23
FIGURA 9 SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS (FONTE: WWW.UN.ORG).....	26
FIGURA 10 POSSIBILI ARCHITETTURE PER L'AUTOCONSUMO COLLETTIVO: "ONE-TO-MANY" E "MANY-TO-MANY" (FONTE: PICCOLO MANUALE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE P.M. SERVICE S.R.L.).....	31
FIGURA 11 SCHEMA DI AUTOCONSUMO FISICO CON CONNESSIONE PRIVATA DELLE UTENZE ALL'IMPIANTO DI PRODUZIONE.....	32
FIGURA 12 SCHEMA DI AUTOCONSUMO VIRTUALE CON CONNESSIONE SU RETE PUBBLICA TRA UTENZE E IMPIANTO DI PRODUZIONE.....	33
FIGURA 13 FRAMEWORK LEGISLATIVO DELLE CER IN ITALIA (ELABORAZIONE PERSONALE).....	34
FIGURA 14 SCHEMA CONCETTUALE DEI FLUSSI ENERGETICI PER IL CALCOLO DELL'ENERGIA CONDIVISA.....	38
FIGURA 15 LE FASI DI COSTITUZIONE DI UNA CER (FONTE: S. OLIVERO IFEC – ITALIAN FORUM OF ENERGY COMMUNITIES).....	45
FIGURA 16 VARIABILI INFLUENZANTI L'ATTIVITÀ DI DESIGN DI UNA CER (ELABORAZIONE PERSONALE).....	46
FIGURA 17 SCHEMA PROCEDURA PER COSTITUIRE UNA CER (FONTE: SLIDES PROF. LANZINI EDISON ENERGY CAMP 2021).....	48
FIGURA 18 EMISSIONI NEL 2019 DI ANIDRIDE CARBONICA BASATE SULLA PRODUZIONE, MISURATE IN TONNELLATE.....	52
FIGURA 19 TECNICHE DEMAND SIDE MANAGEMENT FONTE: « USER COMFORT ENHANCEMENT IN HOME ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS USING FUZZY LOGIC », QURAT UL AIN, 2019.....	56
FIGURA 20 CONTROLLO CENTRALIZZATO COORDINATO [33].....	57
FIGURA 21 CONTROLLO DISTRIBUITO COOPERATIVO [33].....	57
FIGURA 22 CHAIN 1 E CHAIN 2 DEGLI SMART METER 2G (FONTE: ARERA).....	60
FIGURA 23 MODELLO DI BUSINESS - SVILUPPATORE [FONTE: ELABORAZIONE PERSONALE].....	62
FIGURA 24 MODELLO DI BUSINESS - SOLUZIONE "CHIAVI IN MANO" [FONTE: ELABORAZIONE PERSONALE].....	62
FIGURA 25 MODELLO DI BUSINESS - LEASING [FONTE: ELABORAZIONE PERSONALE].....	63
FIGURA 26 MODELLO DI BUSINESS – SOLUZIONE LEASING CON GESTIONE PRODUZIONE [FONTE: ELABORAZIONE PERSONALE].....	64
FIGURA 27 ANDAMENTO DELL'INDICE TIOBE DAL 2002 AL 2020. (FONTE: "WWW.TIOBE.COM", TIOBE).....	66
FIGURA 28 STRUTTURA DELLA PIATTAFORMA.....	69
FIGURA 29 SCREENSHOT DELLA PIATTAFORMA (FONTE ANIMAZIONI: LOTTIE):.....	70
FIGURA 30 CARPET PLOT CONSUMI ANNUI POMPA DI CALORE.....	75
FIGURA 31 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE CARICHI RESIDENZIALI.....	76
FIGURA 32 DISTRIBUZIONE IPE CONSUMI ENERGIA ELETTRICA TOTALE NEL NORD, CENTRO E SUD ITALIA (FONTE ENEA).....	77
FIGURA 33 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE CARICHI COMMERCIALI.....	78
FIGURA 34 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE CARICHI INDUSTRIALI.....	79
FIGURA 35 IDEAZIONE MARKDOWN PAGE SU WHIMSICAL- DEFINIZIONE IMPIANTI FV.....	80
FIGURA 36 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE IMPIANTI FV.....	81
FIGURA 37 SCREENSHOT DEFINIZIONE MEMBRI PAGE DELLA PIATTAFORMA - CONSUMER.....	82
FIGURA 38 SCREENSHOT DEFINIZIONE MEMBRI PAGE DELLA PIATTAFORMA - PRODUCER.....	83

FIGURA 39 SCREENSHOT DEFINIZIONE MEMBRI PAGE DELLA PIATTAFORMA - PROSUMER	85
FIGURA 40 DETTAGLIO CONSUMI E PRODUZIONE [kWh] SU BASE MENSILE CER- CASO STUDIO 1- CONFIGURAZIONE INIZIALE	99
FIGURA 41 PIE CHART RIPARTIZIONE CONSUMI E PRODUZIONE [MWh] SU BASE ANNUA NELLA CER - CASO STUDIO 1- CONFIGURAZIONE INIZIALE.....	99
FIGURA 42 DETTAGLIO CONSUMI [kWh] SU BASE MENSILE UTENZE COMMERCIALI - CASO STUDIO 1- CONFIGURAZIONE INIZIALE	100
FIGURA 43 SHOP 1, CONSUMI ELETTRICI ANNUI [kWh]	100
FIGURA 44 SHOP 2, CONSUMI ELETTRICI ANNUI [kWh]	101
FIGURA 45 SHOP 3, CONSUMI ELETTRICI ANNUI [kWh]	101
FIGURA 46 SHOP 4, CONSUMI ELETTRICI ANNUI [kWh]	101
FIGURA 47 HOTEL, CONSUMI ELETTRICI ANNUI [kWh].....	102
FIGURA 48 INDICI ENERGETICI: DI AUTOCONSUMO (IAC) E DI AUTOSUFFICIENZA (IAS) DEI MEMBRI DELLA CER	102
FIGURA 49 HOTEL, PRODUZIONE ELETTRICA ANNUA [kWh].....	102
FIGURA 50 ESEMPIO PROFILO DI CARICO GIORNO INVERNALE (15 FEBBRAIO) DELLE 7 VILLETTE MONOFAMILIARI	103
FIGURA 51 ESEMPIO PROFILO DI CARICO GIORNO PRIMAVERILE (17 APRILE) DELLE 7 VILLETTE MONOFAMILIARI.....	103
FIGURA 52 DETTAGLIO CONSUMI [kWh] SU BASE MENSILE UTENZE RESIDENZIALI - CASO STUDIO 1	104
FIGURA 53 VAN [EUR] CONFIGURAZIONE INIZIALE MEMBRI CER	104
FIGURA 54 ESEMPIO VISUALIZZAZIONE RISULTATI ANALISI ECONOMICO - FINANZIARIA PER L'HOTEL	105
FIGURA 55 DETTAGLIO FLUSSI DI CASSA PER L'HOTEL.....	105
FIGURA 56 IP [%] PER OGNI MEMBRO DELLA CER, CONFIGURAZIONE INIZIALE.....	106
FIGURA 57 PBT [ANNI] PER OGNI MEMBRO DELLA CER, CONFIGURAZIONE INIZIALE	106
FIGURA 58 PIE CHART RIPARTIZIONE CONSUMI E PRODUZIONE [MWh] SU BASE ANNUA NELLA CER - CASO STUDIO 1- PROVA 1	109
FIGURA 59 RISULTATI ANALISI ECONOMICO - FINANZIARIA PER PRODUCER (IMPRESA)	110
FIGURA 60 DETTAGLIO FLUSSI DI CASSA PER PRODUCER	110
FIGURA 61 RISULTATI ANALISI ECONOMICO - FINANZIARIA PER PRODUCER (PERSONA FISICA).....	111
FIGURA 62 VAN [EUR] PER MEMBRI CER PROVA 1.....	111
FIGURA 63 PIE CHART RIPARTIZIONE CONSUMI E PRODUZIONE [MWh] SU BASE ANNUA NELLA CER - CASO STUDIO 1- PROVA 2	112
FIGURA 64 VAN [EUR] PER MEMBRI CER PROVA 2.....	113
FIGURA 65 PBT [ANNI] PER MEMBRI CER PROVA 2.....	113
FIGURA 66 DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA INSTALLATA TRA I MEMBRI DELLA CER.....	114
FIGURA 67 PIE CHART RIPARTIZIONE CONSUMI E PRODUZIONE [MWh] SU BASE ANNUA NELLA CER - CASO STUDIO 1- PROVA 3A.....	114
FIGURA 68 IAC MEMBRI RESIDENZIALI, CONFRONTO CONFIGURAZIONE INIZIALE-PROVA 3A.....	115
FIGURA 69 VAN [EUR] PER MEMBRI RESIDENZIALI PROVA 3A	115
FIGURA 70 IP [%] PER MEMBRI RESIDENZIALE, PROVA 3A	116
FIGURA 71 PBT [ANNI] PER MEMBRI RESIDENZIALE PROVA 3A	116
FIGURA 72 IAC MEMBRI RESIDENZIALI, CONFRONTO CONFIGURAZIONE INIZIALE-PROVA 3A.2.....	117
FIGURA 73 VAN [EUR] PER MEMBRI RESIDENZIALI PROVA 3A.2	118
FIGURA 74 PBT [ANNI] PER MEMBRI RESIDENZIALE PROVA 3A.2	119
FIGURA 75 IP [%] PER MEMBRI RESIDENZIALE, PROVA 3A.2	119
FIGURA 76 IAC NEGOZI, CONFRONTO CONFIGURAZIONE INIZIALE - PROVA 3B	121
FIGURA 77 VAN [EUR] NEGOZI PROVA 3B	121
FIGURA 78 IP [%] NEGOZI PROVA 3B.....	122
FIGURA 79 PBT [ANNI] NEGOZI PROVA 3B.....	122
FIGURA 80 VAN [EUR] MEMBRI CER PROVA 3C.....	123

FIGURA 81 IP [%] MEMBRI CER PROVA 3C	124
FIGURA 82 PBT [ANNI] MEMBRI CER PROVA 3C	124
FIGURA 83 VAN [EUR] MEMBRI CER PROVA 3C.2	125
FIGURA 84 IP [%] MEMBRI CER PROVA 3C.2	126
FIGURA 85 PBT [ANNI] MEMBRI CER PROVA 3C.2	126
FIGURA 86 VAN [€] MEMBRI CER CONFIGURAZIONE FINALE	128
FIGURA 87 IP [%] MEMBRI CER CONFIGURAZIONE FINALE	129
FIGURA 88 PBT [ANNI] MEMBRI CER CONFIGURAZIONE FINALE	129
FIGURA 89 SCHEMA GRUPPO DI AUTO CONSUMATORI CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE (AUC)	131
FIGURA 90 DETTAGLIO CONSUMI UTENTI SU BASE MENSILE [kWh]	133
FIGURA 91 VAN _m [EUR] IN FUNZIONE DELLA POTENZA DI PICCO INSTALLATA [kWp] PER MEMBRO	134
FIGURA 92 VAN _m [EUR] IN FUNZIONE DELLA POTENZA DI PICCO INSTALLATA [kWp] PER MEMBRO	135
FIGURA 93 IPM [%] IN FUNZIONE DELLA POTENZA DI PICCO INSTALLATA [kWp] PER MEMBRO	136
FIGURA 94 PBT _m [ANNI] IN FUNZIONE DELLA POTENZA DI PICCO INSTALLATA [kWp] PER MEMBRO	136
FIGURA 95 CARD PER INSERIMENTO LOCALIZZAZIONE	141
FIGURA 96 BOTTONI PER ACCEDERE ALLE TRE FASI DEL SETUP	141
FIGURA 97 CARD ADD LOAD	142
FIGURA 98 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE CARICHI RESIDENZIALI	142
FIGURA 99 DASH DATATABLE: RIEPILOGO DEI CARICHI AGGIUNTI E DATI.....	143
FIGURA 100 UPLOAD SUMMARY LOAD E LOADS DATA.XLSX	143
FIGURA 101 CARD ADD PV PLANT	144
FIGURA 102 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE IMPIANTI DI PRODUZIONE.....	144
FIGURA 103 DASH DATATABLE: RIEPILOGO DEGLI IMPIANTI FV AGGIUNTI E RELATIVI DATI.....	145
FIGURA 104 UPLOAD SUMMARY PV.XLSX E PV DATA.XLSX.....	145
FIGURA 105 CARD DEFINE MEMBERS	146
FIGURA 106 SCREENSHOT MARKDOWN PAGE DELLA PIATTAFORMA - DEFINIZIONE IMPIANTI DI PRODUZIONE.....	146
FIGURA 107 RIEPILOGO INFO MEMBRI CER.....	147
FIGURA 108 DATI CER: CONSUMI, PRODUZIONE E AUTOCONSUMO MEMBRI CER	147
FIGURA 109 COMPONENTI PER EFFETTUARE L'UPLOAD DEL SOMMARIO E DEI DATI DELLA CER	147

ELENCO DELLE TABELLE

TABELLA 1 SCHEMA RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI CONFERENZE MONDIALI SUL TEMA DELLA SOSTENIBILITÀ.....	10
TABELLA 2 PRINCIPALI OBIETTIVI SU ENERGIA E CLIMA DELL'UE E DELL'ITALIA AL 2020 E AL 2030 – FONTE: PNIEC	15
TABELLA 3 OBIETTIVI DI CRESCITA DELLA POTENZA (MW) DA FONTE RINNOVABILE AL 2025 E AL 2030 IN ITALIA.....	17
TABELLA 4 EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI PER SETTORE NEL PERIODO 2005-2016 (EMISSIONI DI GHG, MT DI CO ₂ EQ) [FONTE: ISPRA]	20
TABELLA 5 ANDAMENTO STORICO DELLE EMISSIONI NEI SETTORI NON ETS E SCENARI FUTURI A POLITICHE CORRENTI E PNIEC (MT DI CO ₂ EQ)	21
TABELLA 6 QUADRO DELLE MISURE E RISORSE PER RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA (M2) PNRR [MILIARDI DI €]	23
TABELLA 7 QUADRO DELLE MISURE E RISORSE PER TRANSIZIONE ENERGETICA (M2C2) PNRR [MILIONI €]	25
TABELLA 8 RIEPILOGO DESCRITTIVO DEI BENEFICI EROGATI DAL GSE	40
TABELLA 9 CORRISPETTIVO DOVUTO AL GSE PER SINGOLO IMPIANTO	42
TABELLA 10 RIEPILOGO CARATTERISTICHE DEI DUE CANALI ABILITATI DAGLI SMART METER 2G	60
TABELLA 11 PROFILI TIPOLOGICI PER NUMERO DI PERSONE (FONTE SITO WEB PROFILE LOAD GENERATOR [42])	72
TABELLA 12 COEFFICIENTI UTILIZZATI PER TENERE CONTO DEL TIPO DI ALLOGGIO	74
TABELLA 13 COEFFICIENTI UTILIZZATI PER TENERE CONTO DELLA GEOLOCALIZZAZIONE DELL'EDIFICIO	75
TABELLA 14 OUTPUT YEARLY ENERGY DATA AND BENEFITS	86
TABELLA 15 INDICI ENERGETICI.....	87
TABELLA 16 GRANDEZZE VISUALIZZATE NEL TAB MEMBER.....	88
TABELLA 17 COSTI E RICAVI MEMBRO CER NEI FLUSSI DI CASSA	90
TABELLA 18 RIEPILOGO ASPETTI FISCALI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	91
TABELLA 19 COSTO SPECIFICO [€/kWp] D' INVESTIMENTO IMPIANTO FV IN FUNZIONE DELLA POTENZA DI PICCO	93
TABELLA 20 COSTO ANNUO O&M IMPIANTO FV IN FUNZIONE DELLA POTENZA DI PICCO.....	94
TABELLA 21 MEMBRI CER E RELATIVA SUPERFICIE DISPONIBILE	96
TABELLA 22 RIEPILOGO INFORMAZIONI MEMBRI CER - CASO STUDIO 1 CONFIGURAZIONE INIZIALE	98
TABELLA 23 POTENZA INSTALLATA [kW] IMPIANTO FV PER MEMBRO CER.....	108
TABELLA 24 SCHEMA RIDUZIONE POTENZA INSTALLATA [kW] PROVA 3A.2	117
TABELLA 25 SCHEMA AUMENTO POTENZA INSTALLATA [kW] PROVA 3B	120
TABELLA 26 RIEPILOGO CAMBIAMENTI DA CONFIGURAZIONE INIZIALE A FINALE	127
TABELLA 27 RIEPILOGO POTENZA [kW _p] E PERCENTUALE DI POSSESSO [%] IMPIANTO FV PER OGNI SIMULAZIONE CASO STUDIO 2	132
TABELLA 28 RIEPILOGO CARICHI E CONSUMI ANNUI PER OGNI MEMBRO CASO STUDIO 2	133
TABELLA 29 FOGLI EXCEL NECESSARI PER UTILIZZARE LA PIATTAFORMA.....	141

INTRODUZIONE

I dati storici dal 1850 ad oggi, dimostrano che il clima della Terra si è rivolto verso una forte tendenza al riscaldamento: negli ultimi anni la temperatura media è andata progressivamente risalendo con andamento esponenziale e attualmente la Terra sta attraversando il periodo più caldo degli ultimi 2000 anni [1]. Tale tendenza, è stata ben documentata dall' Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) e da altre organizzazioni.

Con il Sesto Rapporto di Valutazione (2021) dell' IPCC, è stato dimostrato che il cambiamento climatico è un fatto inequivocabile e che le attività umane sono le principali responsabili di questo deterioramento. In particolare, a causa dell' utilizzo di combustibili fossili, l' uomo sta determinando un aumento delle concentrazioni dei gas a effetto serra in atmosfera, provocando un disequilibrio tra l' energia assorbita dalla Terra, e quella emessa da essa sotto forma di radiazione infrarossa, causando un innalzamento della temperatura media a livello globale. I risultati dei modelli analitici realizzati dalla comunità scientifica, dimostrano inoltre che ulteriori cambiamenti sono ormai inevitabili.

Il deterioramento e la velocità con cui il clima sta cambiando, in concomitanza ad eventi estremi sempre più frequenti come ondate di calore, incendi ed alluvioni, necessita interventi ed azioni immediate e globali per mitigare tali effetti. L' emergenza climatica impone una transizione verso un modello di sviluppo senza o a basse emissioni di CO₂, cioè senza combustibili fossili, nel futuro più immediato. Circa due terzi delle emissioni di gas a effetto serra a livello globale sono connessi all' uso di combustibili fossili a scopo energetico per il riscaldamento, la produzione di energia elettrica, il trasporto e l' industria [2]. Per tale ragione, il settore energetico ha un alto potenziale d' intervento per mitigare gli effetti del cambiamento climatico.

Gli obiettivi globali ed europei al 2030 e 2050 mirano ad una progressiva e completa decarbonizzazione del settore energetico. In Italia la strategia energetica nazionale, nell' ottica di attuare tale transizione, prevede un incremento di produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) soprattutto nel settore elettrico.

In questo contesto, al fine di promuovere l' uso dell' energia da fonti rinnovabili, la Direttiva 2018/2001/UE (RED II) del *Clean Energy for all Europeans Package* ha introdotto e normato il concetto di **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**.

Una CER é un soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria di cittadini che si associano per produrre localmente l'energia necessaria al proprio fabbisogno, "condividendola". Tale condivisione permette di ottenere benefici ambientali, economici e sociali sia per l'intera comunità che per i propri membri.

I componenti delle comunità energetiche possono essere persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali.

Così come per gli altri Paesi dell'Unione Europea, in Italia la Direttiva RED II è adottata seguendo una procedura legislativa nel diritto nazionale. Tale procedura è iniziata con il Decreto legge 12/2019 Milleproroghe: l'articolo 42 bis del Milleproroghe, stabilisce infatti le modalità e le condizioni possibili, avviando, di fatto, la fase di sperimentazione delle CER nel nostro Paese che terminerà con il recepimento finale della RED II atteso a fine 2021.

Le CER in Italia sono basate su un modello di **condivisione virtuale** dell'energia: i membri condividono l'energia rinnovabile, attraverso la rete di distribuzione esistente. Questo modello di autoconsumo virtuale collettivo, non varia i diritti dei clienti finali ai quali non viene modificato il contratto di fornitura e vendita d'energia.

Inoltre, il cittadino in una CER può assumere un ruolo attivo e centrale nel nuovo mercato dell'energia trasformandosi da mero utilizzatore finale, concepito dal mercato come passiva estremità terminale della filiera energia, ad un soggetto che ha maggiore consapevolezza in materia energia [3]. Difatti, i membri della CER possono beneficiare del risparmio in bolletta derivante dall'autoconsumo oltre che degli incentivi erogati dal GSE per la condivisione dell'energia.

La promozione delle FER e il conseguente coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica, sono tra i motivi per cui le comunità energetiche stanno ricevendo sempre più attenzione e curiosità nel panorama europeo e nazionale.

La redditività degli investimenti, necessari per realizzare gli impianti, in generale dipende dal numero e dalla tipologia dei diversi membri che possono far parte di una CER e pertanto la fase di progettazione è fondamentale. In quest'ottica, nel presente lavoro di tesi è stata realizzata una piattaforma per simulare le CER. Tale strumento può essere un supporto alla progettazione per fornire valutazioni energetiche ed economiche preliminari per ogni membro della CER. Essa può essere utilizzata durante la fase iniziale di costituzione della CER per comunicare ai cittadini i possibili benefici che avrebbero nel tempo "condividendo" l'energia rinnovabile.

Il lavoro di tesi è stato realizzato in collaborazione con il dipartimento di ricerca e sviluppo di Trigenia srl, Energy Service Company (ESCo) di Torino.

STRUTTURA DELLA TESI

In questo lavoro di tesi dopo aver presentato il panorama attuale e gli obiettivi futuri del settore energetico in Europa, si analizzano le opportunità e le prospettive delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) da un punto di vista tecnico ed economico.

Il Capitolo 1 inizia da un'analisi dell'evoluzione dei target europei di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 e al 2050, passando ad un approfondimento sulla strategia italiana al 2030 prevista nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Il Capitolo 2 comincia con il concetto e la definizione di Comunità Energetica Rinnovabile. Successivamente, viene presentato il quadro normativo e regolatorio italiano e si approfondiscono le fasi di costituzione di una CER.

Nel Capitolo 3, vengono presentati i pilastri delle Comunità Energetiche (4Ds Paradigm): Decarbonizzazione, Decentralizzazione, Digitalizzazione e Democratizzazione giocheranno un ruolo cruciale nel futuro del mondo dell'energia. Dopo aver discusso il ruolo del Prosumer nei sistemi energetici, si valuta l'utilizzo della demand response nelle CER.

Nel Capitolo 4 viene presentata un'applicazione web scritta in Python, realizzata utilizzando il framework Dash per le comunità energetiche. Attraverso tale interfaccia, si simula una comunità energetica rinnovabile al fine di valutarne i possibili benefici che i membri avrebbero nel tempo. In particolare, l'analisi viene condotta considerando diversi criteri, compresi aspetti economici, ambientali e tecnici. Il processo è organizzato in due fasi, la prima in cui viene effettuato il Setup della Comunità Energetica simulando i consumi elettrici di diverse tipologie di clienti finali, e la produzione fotovoltaica a seconda di diversi parametri selezionati dall'utente. Dopo aver definito il Setup, i benefici annuali vengono visualizzati sia a livello di comunità che a livello di ciascun membro. Inoltre, viene effettuata un'analisi energetica ed economica su un periodo di 20 anni e vengono calcolati i KPI comunemente utilizzati per la valutazione degli investimenti.

L'applicazione può essere utilizzata durante la fase iniziale di costituzione della CER, al fine di informare i cittadini in modo rapido e flessibile riguardo i possibili vantaggi economici ed ambientali che avrebbero nel costituire la Comunità Energetica. Attraverso le valutazioni economiche della piattaforma, ogni cittadino può analizzare la redditività di un potenziale investimento e prendere decisioni in modo consapevole. L'obiettivo è coinvolgere i cittadini nella transizione energetica con un ruolo attivo nel mercato dell'energia.

1 TRANSIZIONE ENERGETICA, UNA SFIDA GLOBALE

La **transizione energetica** è un processo che accompagna la storia dell'uomo sin dalla sua nascita e ha consentito lo sviluppo e il progresso della civiltà umana. La prima caratteristica è di essere un *processo complesso* e di lungo periodo che comporta *cambiamenti strutturali* nelle modalità di produzione e utilizzo dell'energia da parte dell'uomo. La seconda caratteristica è che ha un *impatto* significativo sullo *sviluppo economico*, sulla qualità della vita dell'uomo, sull'organizzazione sociale e sull'ambiente [4]. È inoltre un processo co-evolutivo che richiede molteplici cambiamenti nella società, e multi-attore in quanto coinvolge una grande varietà di enti, sia pubblici che privati.

Il processo di transizione energetica non è monolitico, associato alla sola applicazione di una nuova tecnologia o alla sola diffusione di una nuova fonte energetica. Alla base di ogni transizione energetica vi sono «*molteplici transizioni*» che interagiscono e si alimentano tra loro e che riguardano più di una delle componenti di un sistema energetico, tra cui le fonti primarie, le tecnologie per la conversione di energia, i vettori e i servizi energetici.

La transizione (o meglio le “molteplici transizioni”) può essere innescata da numerosi driver essere innescata da diversi driver, ovvero variabili il cui cambiamento è in grado di far evolvere il sistema energetico in una direzione piuttosto che in un'altra, più o meno velocemente, raggiungendo gradualmente un **nuovo paradigma energetico**.

La Figura 1 mostra l'evoluzione della distribuzione dell'energia primaria consumata annualmente a livello globale, a partire dal 1850, in tre principali tipologie di risorse: fossile, rinnovabile e nucleare. In questa rappresentazione ternaria, ogni asse dell'equilatero triangolo corrisponde a un tipo di energia e la posizione della proiezione del punto su questo asse indica il suo contributo [5]. In passato abbiamo assistito a passaggi epocali come quello dal legno al carbone del XIX secolo o dal carbone al petrolio nel XX secolo.

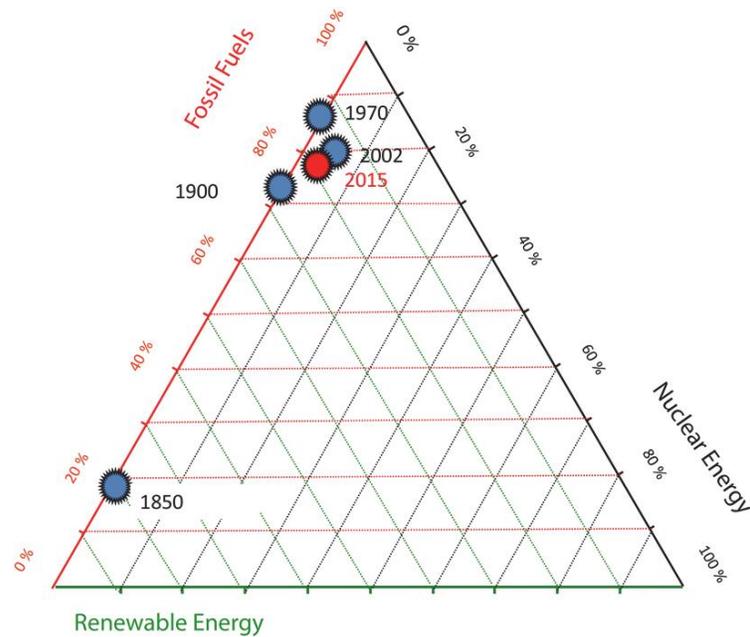


Figura 1 Evoluzione storica della distribuzione globale tra combustibili fossili, energie rinnovabili e nucleare [5]

Il *paradigma energetico globale attuale*, è basato sulla possibilità di utilizzare combustibili fossili per soddisfare i nostri bisogni ed esigenze: tutti i nostri sistemi, dalla produzione alle infrastrutture, dai trasporti alle abitazioni, sono stati progettati e predisposti per il loro uso. Oltre l'80% dell'approvvigionamento di energia primaria nel mondo proviene da combustibili fossili e quindi svolgono un ruolo dominante nei sistemi energetici: allo stato attuale, l'uomo dipende fortemente dall'energia fornita dai combustibili fossili.

Da diversi decenni sappiamo che in qualche modo dobbiamo cambiare il nostro sistema di approvvigionamento e consumo di energia per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. In particolare, bisogna farlo nei settori che contribuiscono maggiormente alle emissioni ovvero i trasporti, il riscaldamento/raffrescamento degli edifici, e la produzione di elettricità.

Ciò che contraddistingue la transizione che è in atto, rispetto alle precedenti, è l'urgenza di attuare azioni per mitigare gli effetti del cambiamento climatico e ridurre la dipendenza dai combustibili fossili.

Oltre a prevedere un cambiamento in fonti di approvvigionamento, la transizione comporta anche un radicale cambiamento nel sistema di distribuzione dell'energia: da pochi grandi impianti di produzione a molte piccole/medie unità produttive; da flussi di energia unidirezionali a flussi bidirezionali tra molti nodi di una grande e complessa rete. Come mostrato in Figura 2, i sistemi energetici si stanno muovendo verso una generazione diversificata e decentralizzata sia di energia elettrica che termica, in cui gli storage termici (Thermal Energy Storage, TES) ed elettrici (Electrochemical Energy Storage, EES) permetteranno di ridurre i problemi relativi alla natura intermittente delle fonti rinnovabili.

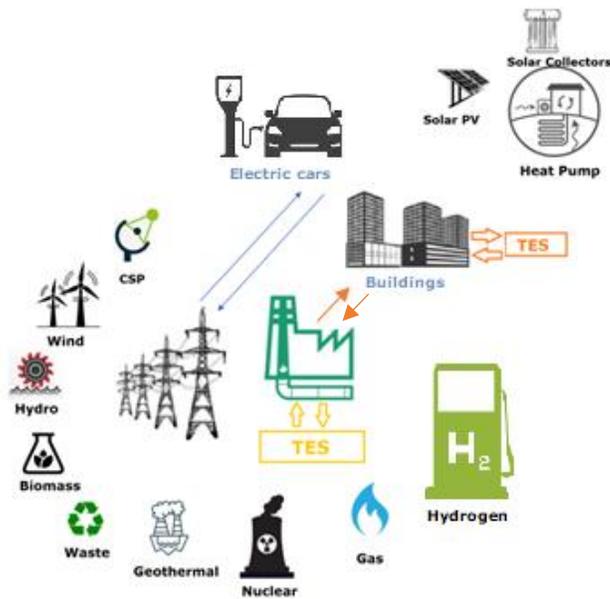


Figura 2 Diversificazione e decentralizzazione delle fonti energetiche nei sistemi energetici dell'immediato futuro (Elaborazione personale)

Il futuro del settore energetico, oltre a prevedere l'integrazione di una serie sempre più complessa dell'attività di generazione in vista del diversificato mix energetico, dovrà prevedere sempre più il coinvolgimento di cittadini, attività commerciali, imprese, enti territoriali e autorità locali per svolgere un ruolo attivo nella transizione. In quest'ottica, la Commissione Europea, sostiene che:

“la transizione energetica deve mettere al primo posto le persone e tributare particolare attenzione alle regioni, alle industrie e ai lavoratori che dovranno affrontare i problemi maggiori. Poiché la transizione determinerà cambiamenti sostanziali, la partecipazione attiva dei cittadini e la fiducia nella transizione sono fondamentali affinché le politiche possano funzionare e siano accettate” [6].

Per incrementare la produzione da fonti rinnovabili e per coinvolgere i cittadini nella transizione energetica, un approccio di comunità può essere la chiave per effettuare il “cambio di rotta”.

La transizione energetica in Europa è guidata dagli obiettivi che l’Unione Europea si è posta per contrastare il cambiamento climatico. In particolare, le Direttive Europee contenute nel **Clean Energy for all Europeans Package** hanno segnato il percorso da seguire: incrementare la produzione da fonti rinnovabili e promuovere l’uso razionale dell’energia, ovvero incrementare l’efficienza negli usi finali dell’energia, mediante cambiamenti che possono essere sia tecnologici e infrastrutturali (interventi di efficienza energetica) che comportamentali (riduzione degli sprechi).

Nei paragrafi seguenti, viene effettuato un focus sulla recente politica intrapresa dall’ UE per mitigare gli effetti del cambiamento climatico in Europa.

1.1 L'AZIONE PER IL CLIMA DELL'UE

L’adozione di nuove politiche energetiche, frutto di accordi e Conferenze internazionali, è uno dei driver principali da adottare per accelerare la transizione energetica. In Tab. 1 è presente uno schema riassuntivo delle principali conferenze mondiali sul tema della sostenibilità [7] che viene brevemente trattato in questo paragrafo.

Nel 1979, a Ginevra si svolge la Conferenza mondiale sul clima, uno dei primi grandi incontri internazionali sul cambiamento climatico. Si tratta di un evento essenzialmente scientifico e vede la partecipazione di scienziati provenienti da molte discipline. Conduce alla creazione del programma mondiale sugli effetti del clima.

Nel maggio del 1992, presso il quartier generale delle Nazioni Unite a New York, viene adottata la **Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici**. Si tratta di un trattato internazionale in cui si riconosce la necessità di una strategia globale per la protezione del clima. L’obiettivo della Convenzione è «stabilizzare le concentrazioni di gas serra nell’atmosfera a un livello tale che sia esclusa qualsiasi pericolosa interferenza delle attività umane sul sistema climatico». Il trattato, come stipulato originariamente, non poneva limiti obbligatori per le emissioni di gas serra alle singole nazioni; era quindi, sotto questo profilo, legalmente non vincolante [8]. Tale Convenzione, è stata adottata durante l’evento « Earth Summit » del 1992 a Rio de Janeiro ed è entrata in vigore il 21 marzo 1994 dopo essere stata ratificata da 50 Stati (a fine 2015 196 Paesi avevano ratificato la Convenzione).

Per valutare l'effetto delle misure intraprese per contrastare il cambiamento climatico, ogni anno vengono tenuti incontri formali tra le parti firmatarie della Convenzione, incontri noti come Conferenza delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (UNCCC) o anche Conferenza ONU sul cambiamento climatico (COP).

Nel 1995 si svolge la **COP1** a Berlino: le parti concordano sul fatto che gli impegni contenuti nella Convenzione sono "inadeguati" per raggiungere gli obiettivi stabiliti dalla Convenzione stessa. Viene stabilita una fase di analisi e ricerca di due anni, per negoziare un "insieme completo di azioni" da cui gli Stati potessero scegliere quelle più adeguate per ognuno di essi, in modo che fossero le migliori dal punto di vista economico e ambientale.

Tale processo porta al **Protocollo di Kyoto**, ovvero il primo trattato al mondo sulla riduzione delle emissioni di gas serra, il quale viene adottato nella COP3, svoltasi nel 1997 a Kyōto. Il trattato prevede l'obbligo di operare una riduzione delle emissioni (diossido di carbonio e altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore all'8,65% rispetto alle emissioni registrate nel 1990 – considerato come anno base – nel periodo 2008-2012.

A partire dagli anni '90 è iniziata quindi una presa di coscienza globale riguardo le problematiche ambientali. Questa presa di coscienza, è stata ribadita a Parigi nel dicembre 2015 durante la COP21, nella quale 197 Paesi hanno manifestato il loro impegno per la lotta contro i cambiamenti climatici stipulando il primo accordo universale e giuridicamente vincolante: **l'Accordo di Parigi**. L'obiettivo di lungo periodo dell'Accordo di Parigi è quello di contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto della soglia di 2 °C oltre i livelli pre-industriali, e di limitare tale incremento a 1,5 °C, poiché questo ridurrebbe sostanzialmente i rischi e gli effetti dei cambiamenti climatici.

Con la **COP26**, a Glasgow si sta negoziando ad oltranza per un accordo sul climate change: si vorrebbe ridurre le emissioni di CO₂ arrivando allo "zero netto" attorno a metà secolo. Si cerca un compromesso per chi punta al 2060 (come Cina, Russia e Arabia Saudita) o al 2070 (India).

Dall'Accordo di Parigi, l'**Unione Europea** sta svolgendo un ruolo chiave nella lotta al cambiamento climatico. È stata determinante per l'intermediazione dell'accordo di Parigi e continua a mostrare un ruolo guida a livello mondiale.

Il legislatore europeo, con il ***Climate & Energy Package***, ha posto gli obiettivi al 2020 (**20%** quota da fonti rinnovabili sui consumi finali dell'UE, **20 %** di riduzione dei consumi grazie a interventi d'efficienza energetica e **20%** di riduzione di gas serra rispetto ai livelli del 1990).

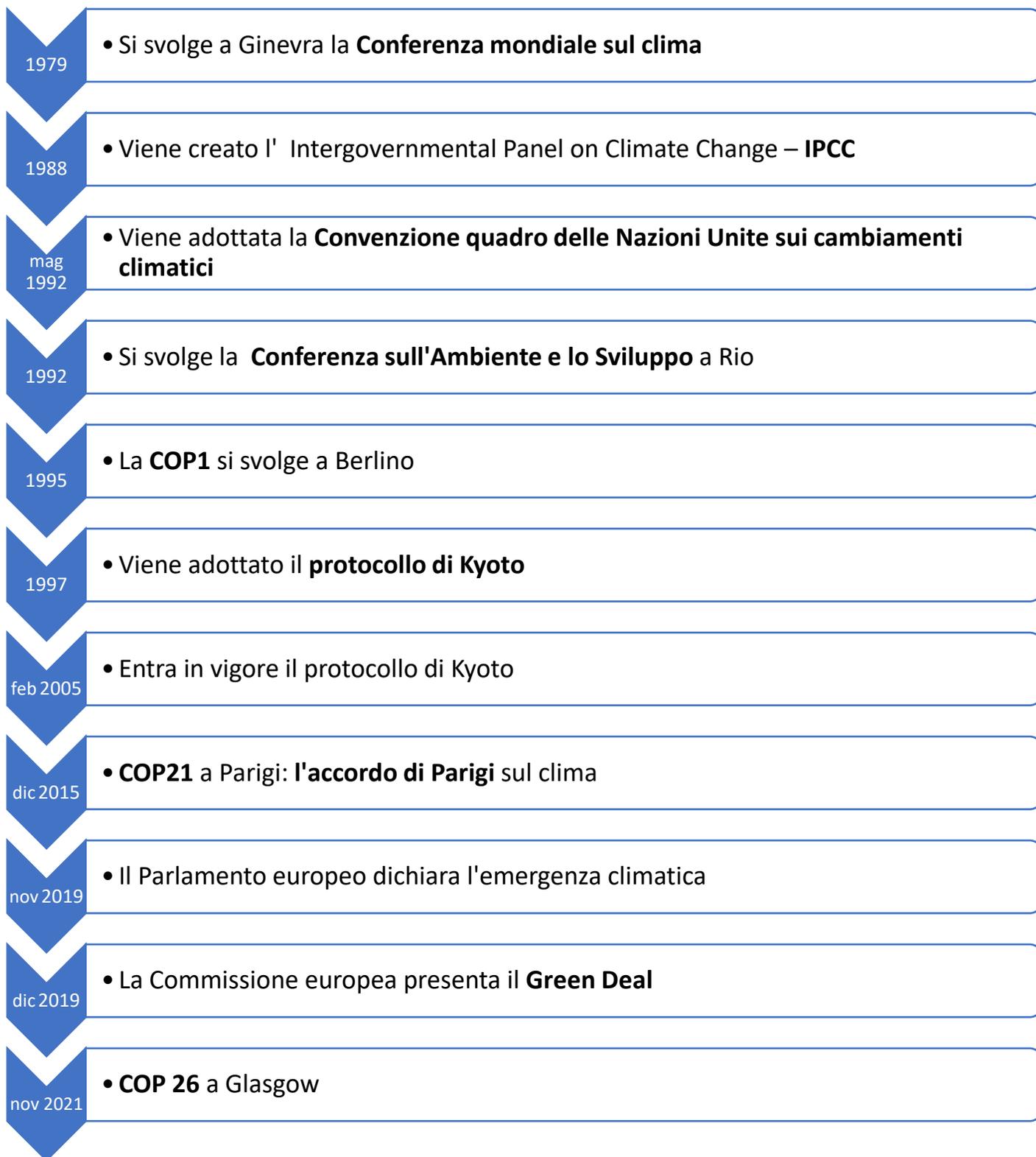
Tale percorso prosegue con il ***Clean Energy for all Europeans Package***, in cui ha aggiornato gli obiettivi da raggiungere entro il 2030 (**32%** quota da fonti rinnovabili sui consumi finali, **32.5%** di riduzione da efficienza energetica e **40%** di riduzione delle emissioni rispetto ai livelli del 1990). Il focus del pacchetto è la decarbonizzazione del settore energetico, da raggiungere garantendo la sicurezza di approvvigionamento.

Con il ***Green New Deal*** mira a far diventare climaticamente neutra l'Europa entro il 2050. Gli obiettivi intermedi al 2020 e al 2030, sono steps fondamentali per raggiungere l'ambizioso target di neutralità climatica entro il 2050.

La lotta al cambiamento climatico sta diventando sempre più il fulcro di tutte le politiche pubbliche del nostro millennio e il passaggio a un'economia decarbonizzata è una delle principali sfide dei nostri tempi.

Nei paragrafi successivi vengono approfonditi i contenuti dei Pacchetti proposti dall'UE ed infine, viene effettuato un approfondimento sulla strategia italiana per raggiungere i target previsti a livello nazionale.

Tabella 1 Schema riassuntivo delle principali conferenze mondiali sul tema della sostenibilità



1.1.1 2030: Clean Energy for all Europeans Package

Il *Clean Energy for all Europeans Package* mira a garantire accesso ad energia ‘pulita’, ossia il più possibile carbon-free, a tutti i cittadini europei, con importanti trasformazioni del mercato elettrico, del sistema di governance energetica dell’Unione e del ruolo del consumatore finale [3].

Con tale pacchetto vengono stabiliti gli obiettivi al 2030 in materia di emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, che aggiornano quelli previsti per il 2020 nel Climate & Energy Package, come mostrato in Figura 3:

- ✚ Riduzione del 40% delle emissioni di gas serra (rispetto ai livelli del 1990);
- ✚ Quota da a fonti rinnovabili pari a 32% del consumo finale lordo di energia dell’UE (14% di quota di energia rinnovabile nel settore dei trasporti);
- ✚ Riduzione del 32.5% dei consumi finali grazie al miglioramento dell'efficienza energetica nei diversi settori produttivi e negli usi finali.

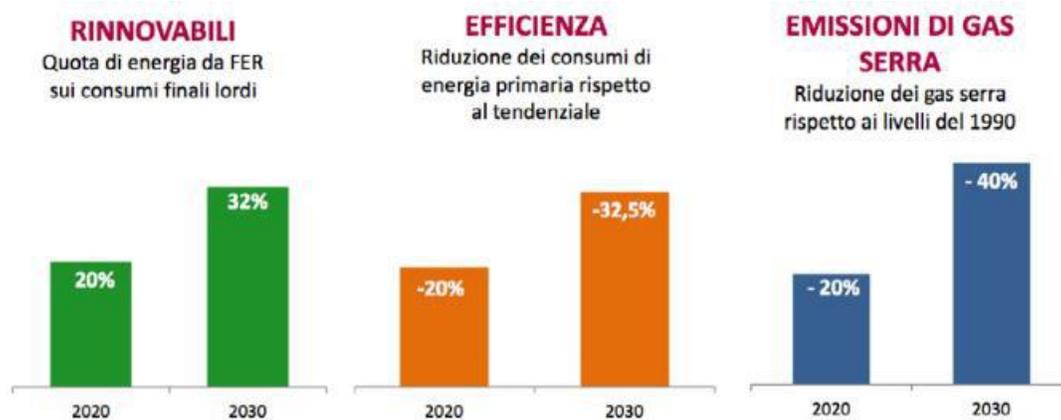


Figura 3 Confronto degli obiettivi da raggiungere a livello Europeo 2020 e 2030

Esso è stato proposto dalla Commissione Europea nel novembre del 2016, e si compone di otto atti legislativi, entrati in vigore a fine anno 2019 e che dovranno essere recepiti nel diritto nazionale di tutti i paesi membri entro due anni dalla data di promulgazione.

Gli atti legislativi che compongono il pacchetto sono i seguenti:

- **Direttiva UE 2018/2001 (RED II)** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- **Direttiva (UE) 2019/944 (IEM)** relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

- **Regolamento (UE) 2019/943**, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- **Regolamento (UE) 2019/942** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- **Regolamento (UE) n. 2019/941** sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- **Direttiva UE 2018/2002** sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- **Direttiva (UE) 2018/844** che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive);
- **Regolamento UE n. 2018/1999** del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia.

In dettaglio, le linee di azione del pacchetto sono le seguenti:

1. **Energy efficiency first:** la transizione verso la completa decarbonizzazione deve cominciare da un uso razionale ed ottimizzato dell'energia. Particolare attenzione è posta sul settore degli edifici, con un aggiornamento della direttiva in merito all'efficienza energetica.
2. **Renewable energy:** viene incrementato il target di rinnovabili per l'UE al 2030 viene posto al 32% sui consumi finali lordi di energia, attraverso la Renewable Energy Directive 2018/2001 (in seguito indicata come RED II).
3. **Governance regulation:** ogni Stato membro deve redigere un National Energy and Climate Plan (NECP), indicando i mezzi con cui si intende raggiungere i target comunitari. Tali piani sono in seguito esaminati dalla Commissione, che dovrebbe proporre eventuali modifiche e/o integrazioni. In particolare, in Italia il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il testo **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**.
4. **Consumer rights:** le nuove regole mirano ad assicurare ai consumatori energia a prezzi e costi accessibili e trasparenti, un alto grado di sicurezza dell'approvvigionamento e una transizione agevole verso un sistema energetico sostenibile a basse emissioni di carbonio.
5. **Electricity market design:** il crescente share di rinnovabili richiede sforzi notevoli per l'integrazione in rete della produzione e la sicurezza di approvvigionamento, senza trascurare la qualità del servizio e il cliente finale [9].

1.1.2 2050: European Green Deal

L'UE intende diventare climaticamente neutra entro il 2050, ovvero azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra, il cosiddetto Green Deal.

Inoltre, con la legge europea sul clima, la Commissione Europea intende trasformare in legge l'obiettivo fissato nel Green Deal europeo proponendo un obiettivo giuridicamente vincolante di azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050. Le istituzioni dell'UE e gli Stati membri sono tenuti ad adottare le misure necessarie a livello nazionale e dell'UE per raggiungere l'obiettivo, tenendo conto dell'importanza di promuovere l'equità e la solidarietà tra gli Stati membri [10].

La legge sul clima prevede misure per verificare i progressi compiuti e adeguare gli interventi di conseguenza, sulla base di sistemi esistenti quali il processo di governance dei piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri, le relazioni periodiche dell'Agenzia europea dell'ambiente e i più recenti dati scientifici sui cambiamenti climatici e i relativi impatti.

I progressi saranno verificati ogni cinque anni, in linea con il bilancio globale previsto dall'Accordo di Parigi. La legge sul clima delinea anche la via da seguire per raggiungere l'obiettivo del 2050:

- Sulla base di una valutazione d'impatto esaustiva, la Commissione ha proposto un **nuovo obiettivo dell'UE per il 2030** di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 ("*Fit for 55*"). Inoltre, ha rivisto al rialzo anche gli obiettivi della quota di FER sui consumi (38-40%) e della riduzione dei consumi da interventi di efficienza energetica (39-41%).
- La Commissione ha proposto l'adozione di una strategia **a livello di UE per il periodo 2030-2050** che punta a ridurre le emissioni di gas a effetto serra, in modo da poter misurare i progressi compiuti e garantire prevedibilità alle autorità pubbliche, alle imprese e ai cittadini.
- Entro settembre 2023, e successivamente ogni cinque anni, la Commissione valuterà la coerenza delle misure nazionali e dell'UE rispetto all'obiettivo della neutralità climatica e alla traiettoria per il periodo 2030-2050.
- La Commissione sarà autorizzata a formulare raccomandazioni destinate agli Stati membri i cui interventi non sono compatibili con l'obiettivo della neutralità climatica e gli Stati membri dovranno tenere conto delle raccomandazioni o spiegare le loro motivazioni se omettono di farlo.

1.2 STRATEGIA ITALIANA

Da tempo l'Italia persegue il più ampio ricorso a strumenti che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

L'Italia è ben consapevole dei potenziali benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali per le famiglie e per il sistema produttivo, e intende proseguire con convinzione su tale strada, con un approccio che metta sempre più al centro il cittadino e le imprese, in particolare le PMI.

Gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono:

- I. accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- II. mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive;
- III. favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- IV. continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
- V. promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- VI. promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti;
- VII. accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione;
- VIII. continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione Europea [11].

1.2.1 Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC): 2030

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) in cui è presente la strategia Italiana di lungo termine per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra al 2030.

Con il PNIEC, l’Italia ha stabilito le misure per raggiungere gli obiettivi nazionali di riduzione delle **emissioni di gas climalteranti**, mostrati in Tab 1, in termini di **efficienza energetica**, utilizzo di **fonti rinnovabili**, tenendo conto della sicurezza energetica e delle interconnessioni con il resto dell’Europa. L’Italia, mira a portare la quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia al 30% e alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria.

Tabella 2 Principali obiettivi su energia e clima dell’UE e dell’Italia al 2020 e al 2030 – Fonte: PNIEC

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

1.2.1.1 energie rinnovabili

Si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 sia così differenziato tra i diversi settori energetici:

- 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Focalizzando l'attenzione sulla **quota FER sui Consumi Finali Lordi**, in Figura 4 è possibile vedere l'andamento previsto per raggiungere l'obiettivo pari al 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili.

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque al 18,3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (pari al 17%).

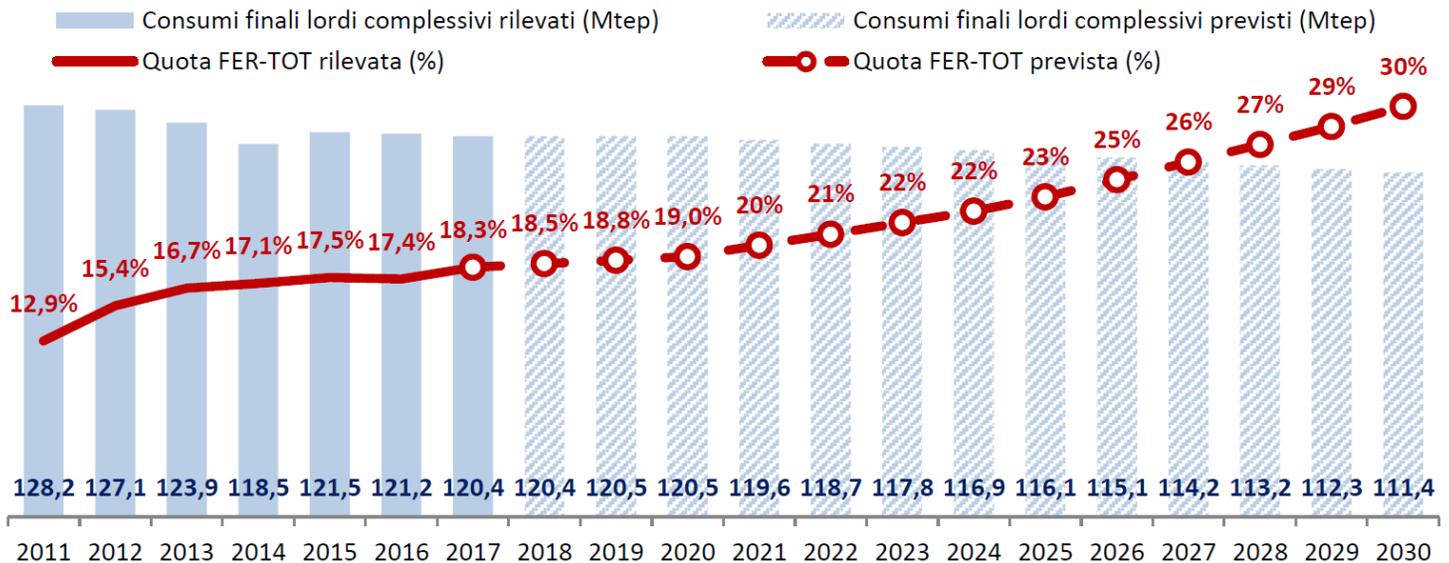


Figura 4 Andamento previsto dell'obiettivo di quota FER sui consumi finali lordi di energia in Italia (Fonte: Rapporto Statistico 2018 GSE)

Secondo gli obiettivi del PNIEC, il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili in Italia deriverà dal settore elettrico. Il parco di **generazione elettrica** subirà un' importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Nel 2019 più del 35% della produzione elettrica lorda nazionale proviene da FER e la fonte rinnovabile che ha fornito il contributo più importante è stata quella idrica (41% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dal solare (21%), dalle bioenergie (17%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (5%).

Al 2019 la capacità installata lorda FER è pari a 55.5 GW al 2019, di cui idroelettrico circa il 34% , fotovoltaico 38% ed eolico 19%. Il PNIEC prevede un incremento di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, come mostrato in Tabella 3.

Tabella 3 Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2025 e al 2030 in Italia

Fonte	Potenza totale - valori espressi in GW					Energia - valori espressi in TWh				
	2016	2017	2019	2025	2030	2016	2017	2019 (*)	2025	2030
Idrica	18,6	18,9	18,9	19,1	19,2	46,2	46,0	47,1	49,0	49,3
Geotermica	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	6,3	6,2	6,1	6,9	7,1
Eolica	9,4	9,8	10,7	16,0	19,3	16,5	17,2	19,1	31,0	41,5
<i>di cui off shore</i>	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9					
Bioenergie	4,1	4,1	4,1	3,6	3,8	19,4	19,3	19,5	16,0	15,7
Solare	19,3	19,7	20,9	28,6	52,0	22,1	24,4	23,7	40,1	73,1
<i>di cui CSP</i>	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9					
Totale	52,3	53,3	55,5	68,1	95,2	110,5	113,1	115,5	143,0	186,7
Consumi interni lordi di energia	325,0	331,8	330,0	334,0	339,5					
<i>Quota FER-E (%)</i>	<i>34,0%</i>	<i>34,1%</i>	<i>35,0%</i>	<i>42,8%</i>	<i>55,0%</i>					

Si prevede che la capacità lorda installata al 2030, dovrà passare da 21 GW (2019) a 52 GW per il fotovoltaico, e da 10.7 GW a 19.3 GW per l'eolico (sfruttando anche il revamping e il repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti), come schematizzato in Figura 5.

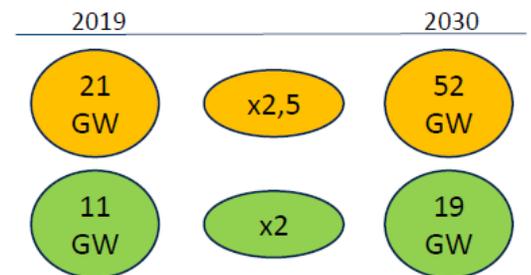


Figura 5 Previsioni aumento capacità installata fotovoltaico (giallo) ed eolico (verde) al 2030

1.2.1.2 efficienza energetica

Oltre a un largo uso delle FER, l'Italia intende perseguire un obiettivo di riduzione dei consumi al 2030 pari a circa il 43% dell'energia primaria rispetto allo scenario di riferimento prima della crisi del 2008 (PRIMES 2007), sfruttando l'efficienza energetica nei diversi settori presenti in Fig.6.

Si vuole quindi sfruttare il grande potenziale di riduzione dei consumi del settore edilizio (residenziale e terziario), dei trasporti e dell'industria.



Figura 6 Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo al 2030 in Italia (Mtep)

In particolare, gli strumenti espressamente dedicati alla promozione dell'efficienza energetica in vigore e monitorati ai fini del conseguimento del target di risparmio sono i seguenti:

- lo schema d'obbligo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico;
- il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE);
- il Piano Impresa 4.0;
- il Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC);

- il Programma di interventi di efficienza energetica promossi dalle politiche di coesione 2021-2027;
- il Piano nazionale di Informazione e Formazione per l'efficienza energetica (PIF);
- un set di misure per la mobilità sostenibile tra cui:
 - il rinnovo del parco veicoli del trasporto pubblico locale;
 - gli interventi di shift modale nel trasporto merci;
 - altre misure ancora da valorizzare in termini di risparmi nel settore trasporti (rinnovo parco veicoli privati e merci, shift modale persone e sviluppo infrastrutture trasporti).

Per ridurre i consumi migliorando **l'efficienza energetica degli edifici esistenti**, oltre agli interventi di riqualificazione energetica (per migliorare le prestazioni dell'involucro edilizio e dei componenti impiantistici), è possibile mettere in atto un set di azioni proattive e sistematiche finalizzate all'uso razionale dell'energia negli edifici.

Gli edifici sono pieni di potenziale risparmio energetico nascosto che è possibile scoprire ad esempio attuando un sistema di monitoraggio continuo dei consumi: i dati sono il risultato del comportamento reale dell'edificio e rappresentano quindi una fonte di informazioni molto preziosa ma "spesso nascosta", che va opportunamente esplorata. In questa direzione, la Direttiva Europea (UE) 2018/844 detta EPBD III (Energy Performance Of Buildings Directive) sull'efficienza energetica negli edifici, favorisce *l'uso delle tecnologie informatiche e intelligenti (ICT) per garantire agli edifici di operare e consumare in maniera quanto più efficiente* [12].

Per i **trasporti** si attribuisce rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro.

Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l'uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico, accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.

1.2.1.3 Riduzioni gas a effetto serra per settori

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 è ripartito tra i **settori ETS** (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e **non ETS** (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno ridurre le emissioni rispettivamente del -43% e del -30% rispetto all'anno 2005.

Come mostrato in Tabella 4, le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'81% del totale nazionale nel 2016.

Tabella 4 Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 2005-2016 (Emissioni di GHG, Mt di CO₂eq) [Fonte: ISPRA]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DA USI ENERGETICI, di cui:	480.2	471.6	463.5	454.2	408.6	417.2	404.7	387	360	345.1	352.5	347.1
Industrie energetiche	161.3	161.9	161.6	158.1	133.4	134	132.7	128.3	108.8	100.2	105.8	104.4
Industria	83.9	78.9	75.7	72.3	55.8	62.6	61.5	55.6	51.6	52.6	50.9	47.9
Trasporti*	128	129.2	129.2	122.2	116.5	115.2	114.1	106.5	103.8	108.6	106	104.5
Residenziale e commerciale	86.9	82.6	78.7	83.7	85.1	87.8	79.2	80.1	79	67.4	74.1	74.7
Agricoltura	9.3	9.1	8.7	8.4	8.5	8.1	7.9	7.6	7.5	7.5	7.7	7.8
Altro	10.7	9.8	9.5	9.5	9.3	9.5	9.3	8.9	9.1	8.7	8	7.8
DA ALTRE FONTI, di cui:	100.7	95.8	96.5	92.5	86.8	86.8	86.7	84.6	81.3	80.2	80.3	80.8
Processi industriali/gas fluorurati	46.7	42.8	43.1	40.6	35.4	36.4	36.6	33.8	32.8	32.4	32.3	32.1
Agricoltura	32.1	31.7	32.4	31.4	30.8	30.1	30.3	30.9	29.7	29.2	29.4	30.4
Rifiuti	21.9	21.4	21	20.5	20.6	20.4	19.8	19.9	18.7	18.5	18.6	18.3
TOTALE	580.9	567.4	559.9	546.6	495.4	504	491.4	471.6	441.2	425.3	432.9	427.9
Di cui soggetto a ESR	330.5	320.9	315.1	314.6	299.3	301.5	291.2	282.9	274.4	270.4	274.5	270.6

*Il dato sulla navigazione è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse

Mentre per i settori ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra relativo ai settori non ETS viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Guardando al dettaglio dei singoli settori non ETS, mostrato in Tab. 5, il contributo più significativo è rappresentato dai settori dei trasporti e del civile. Nel **civile**, la riduzione prevista delle emissioni al 2030 rispetto al 2005, nello scenario del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è pari a circa 35 MtCO₂eq e riflette l'accelerazione attesa nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione.

Per il settore dei **trasporti**, l'effetto sulle emissioni (con una riduzione rispetto al 2005 pari a circa 46 MtCO₂eq nello scenario PNIEC) è imputabile, oltre che alla graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto allo sviluppo della mobilità

condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO₂ molto basse o pari a zero.

Le emissioni da **processi industriali** interessano essenzialmente le produzioni di cemento, di calce e di acciaio e i gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte, peraltro già basse dopo la prolungata fase di contrazione economica. Sui gas fluorurati, invece, un effetto di contenimento deriverà dalla completa esecuzione del Regolamento (UE) n. 517/2014, che prevede, tra le altre cose, il divieto di uso di alcuni gas a più alto potenziale di riscaldamento globale e la sostituzione con prodotti che presentano un minore impatto sul clima.

Nel settore dei **rifiuti**, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica e alle percentuali di recupero del metano dal gas di discarica. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni, pari a circa 9 MtCO₂eq, che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati.

Nel comparto **agricoltura**, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero e il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture nonché l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto [11].

Tabella 5 Andamento storico delle emissioni nei settori non ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNIEC (Mt di CO₂eq)

Anno	2005	2015	2020		2025		2030	
			scenario		scenario		scenario	
			Base	PNIEC	Base	PNIEC	Base	PNIEC
Industria (incl. processo e F-gas)	55	42	42	41	39	37	36	34
Civile	87	73	72	72	67	61	65	52
Agricoltura (consumi energetici)	9	8	8	8	7	7	7	7
Trasporti	125	103	100	95	101	92	93	79
Agricoltura (allevamenti/coltivazioni)	32	29	31	31	31	31	31	31
Rifiuti	22	19	16	16	14	14	13	13
Totale	330	274	268	263	258	242	245	216
Obiettivo -33% al 2030			291	291	243	243	221	221

1.2.2 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito PNRR) è il piano preparato dall'Italia per usufruire dei fondi del Next Generation EU (NGEU), il pacchetto da circa 750 miliardi di euro, concordato dall'Unione Europea per rilanciarne le economie degli Stati Membri dopo la pandemia da COVID-19.

Il NGEU, proposto dalla Commissione europea il 27 maggio 2020, intende promuovere una robusta ripresa dell'economia europea all'insegna della transizione ecologica, della digitalizzazione, della competitività, della formazione e dell'inclusione sociale, territoriale e di genere [13].

La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (Recovery and Resilience Facility, RRF), che ha una durata di sei anni, dal 2021 al 2026, e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro (312,5 sovvenzioni, i restanti 360 miliardi prestiti a tassi agevolati), come mostrato in Fig.7 .

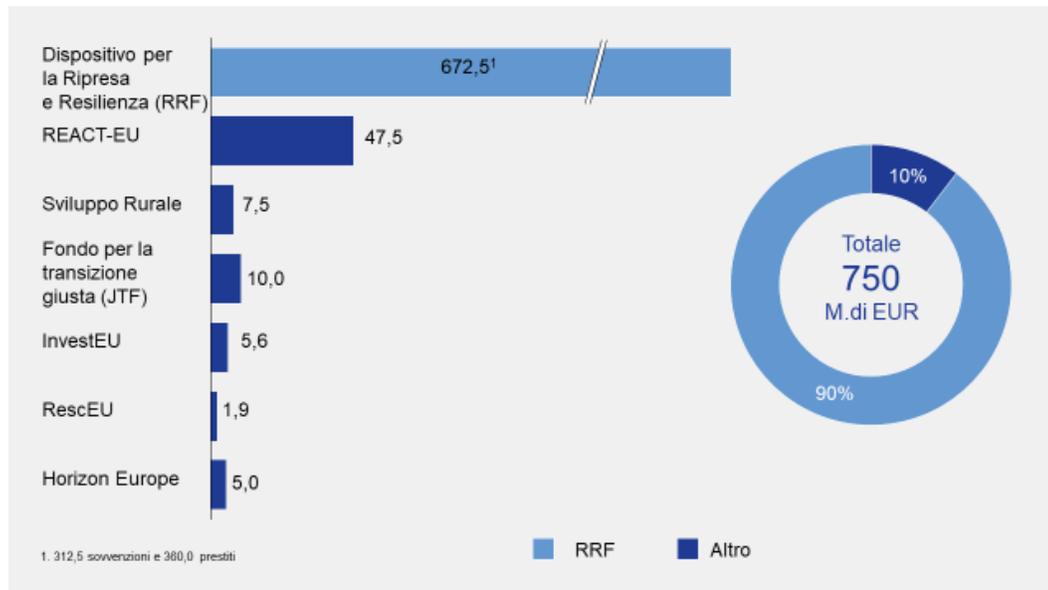


Figura 7 Next Generation EU – dispositivi e risorse disponibili, miliardi di euro

Il Regolamento RRF enuncia le sei grandi aree di intervento (pilastri) sui quali i PNRR si dovranno focalizzare:

- *Transizione verde*
- *Trasformazione digitale*
- *Crescita intelligente, sostenibile e inclusiva*
- *Coesione sociale e territoriale*
- *Salute e resilienza economica, sociale e istituzionale*
- *Politiche per le nuove generazioni, l'infanzia e i giovani*

Il regolamento del NGEU prevede che un minimo del 37% della spesa per investimenti e riforme programmata nei PNRR debba sostenere gli obiettivi climatici.

Il PNRR è stato presentato dall'Italia a fine maggio 2021 e si articola in sedici Componenti, raggruppate in sei Missioni. Per ogni Missione è stato allocato una parte del RRF per un totale di circa 191.5 Miliardi di euro, come mostrato in Fig 8. Il PNRR destina circa 85 Mld Euro in investimenti e programmi destinati a misure mirate al settore dell'energia, vale a dire "Rivoluzione Verde e Transizione ecologica" e "Infrastrutture per la mobilità sostenibile".



Figura 8 allocazione delle risorse RRF a Missioni PNRR

A tali risorse, si aggiungono quelle rese disponibili dal REACT-EU che, come previsto dalla normativa UE, vengono spese negli anni 2021-2023 nonché quelle derivanti dalla programmazione nazionale aggiuntiva.

Ponendo il focus sulla Missione 2, intitolata *Rivoluzione Verde e Transizione ecologica*, essa consiste di 4 Componenti, come mostrato in Tab.6.

Tabella 6 Quadro delle misure e risorse per rivoluzione verde e transizione ecologica (M2) PNRR [Miliardi di €]

M2. RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M2C1 - AGRICOLTURA SOSTENIBILE ED ECONOMIA CIRCOLARE	5,27	0,50	1,20	6,97
M2C2 - TRANSIZIONE ENERGETICA E MOBILITA' SOSTENIBILE	23,78	0,18	1,40	25,36
M2C3 - EFFICIENZA ENERGETICA E RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI	15,36	0,32	6,56	22,24
M2C4 - TUTELA DEL TERRITORIO E DELLA RISORSA IDRICA	15,06	0,31	0,00	15,37
Totale Missione 2	59,47	1,31	9,16	69,94

La **Componente 1** si prefigge sia di migliorare la gestione dei rifiuti, sia sviluppare una filiera agricola/ alimentare sostenibile, riducendo l'impatto ambientale.

I fondi previsti nella **Componente 2**, invece mirano ad incrementare la penetrazione di rinnovabili, alla mobilità sostenibile e alla decarbonizzazione di alcuni segmenti industriali.

Con la **Componente 3** si vuole incrementare l'efficiamento energetico degli edifici.

Infine, con la **Componente 4** si vogliono mitigare i rischi idrogeologici (con interventi di prevenzione e di ripristino); inoltre verranno intraprese azioni per la salvaguardia delle aree verdi e della biodiversità e per ridurre l'inquinamento delle acque e del terreno.

Andando ad analizzare più nel dettaglio la Componente 2, il PNRR prevede una serie di investimenti in ambiti di intervento, come mostrato in Tabella 7.

1.2.2.1 Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo

Nell'ottica di incrementare la produzione da fonti di energia rinnovabili, 2.2 Mld€ (pari al 37.3% del totale della Componente 1) sono stati stanziati per le comunità energetiche, le quali verranno analizzate in dettaglio dal prossimo capitolo.

Tale misura consentirà di estendere la sperimentazione già avviata ad una dimensione più significativa e di focalizzarsi sulle aree in cui si prevede il maggior impatto socio-territoriale.

L'investimento, infatti, individua Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5.000 abitanti, sostenendo così l'economia dei piccoli Comuni, spesso a rischio di spopolamento, e rafforzando la coesione sociale.

In particolare, questo investimento mira a garantire le risorse necessarie per installare circa 2.000 MW di nuova capacità di generazione elettrica in configurazione distribuita da parte di comunità delle energie rinnovabili e auto-consumatori di energie rinnovabili che agiscono congiuntamente.

Tabella 7 Quadro delle misure e risorse per transizione energetica (M2C2) PNRR [Milioni €]

 M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE	
Ambiti di intervento/Misure	Totale
23,78	
Mld	
Totale	
1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90
Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
Investimento 1.3: Promozione impianti innovativi (incluso <i>off-shore</i>)	0,68
Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete	4,11
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19
Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58
Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
5. Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00
Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

1.3 SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS

Con l'obiettivo di "ottenere un futuro migliore e più sostenibile per tutti", l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha approvato l' **Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile**. È un programma costituito da 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile – Sustainable Development Goals, SDGs, i quali sono mostrati in Fig. 9, che mirano a porre fine alla povertà, a lottare contro l'ineguaglianza, ad affrontare i cambiamenti climatici e a costruire società pacifiche che rispettino i diritti umani.

Gli SDGs sono declinati in 169 target, da conseguire in ambito ambientale, economico, sociale e istituzionale entro il 2030.

Tutti i 193 Stati membri delle Nazioni Unite hanno ratificato gli SDGs e si sono così impegnati a declinare nella loro politica i target previsti.



Figura 9 Sustainable Development Goals (Fonte: www.un.org)

Il settore dell'energia assume un ruolo rilevante nel perseguire i 17 SDGs: la qualità e la quantità di energia utilizzata dall'uomo nel tempo influenza l'economia e l'ambiente in cui vive.

Tra i 17 SDGs, l'obiettivo di produrre Energia Pulita e Accessibile (SDG 7) e quello di realizzare un Consumo e Produzione responsabili (SDG 12) sono tra i più urgenti che la nostra società deve perseguire.

SDG 7: Affordable & Clean Energy

7 AFFORDABLE AND
CLEAN ENERGY



Per mitigare gli effetti del cambiamento climatico è necessario un processo di trasformazione dell'intero settore energetico al fine di fornire energia pulita a prezzi accessibili.

In quest'ottica occorre sviluppare un settore dell'energia basato sempre più su fonti rinnovabili, con la contestuale rapida decarbonizzazione dell'intero settore. Nel contempo, l'approvvigionamento energetico deve essere sicuro e a prezzi accessibili per i consumatori e le imprese.

Per fare sì che i benefici economici, ambientali e sociali, siano godibili dall'intera cittadinanza, è necessario un percorso in cui l'innovazione tecnologica e la ricerca scientifica, nelle università e nelle aziende leader della transizione energetica, sarà fondamentale.

Oltre ad aumentare notevolmente la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale e a raddoppiare il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica, occorre lavorare sull'equità energetica in quanto c'è ancora un divario di accesso di base.

Il 13% della popolazione mondiale (850 milioni di persone) non ha ancora accesso all'elettricità. Entro il 2030, con questo SDG si vuole garantire l'accesso universale di energia pulita a prezzi accessibili. È necessario rafforzare la cooperazione internazionale per facilitare l'accesso alla tecnologia e alla ricerca di energia pulita.

Inoltre, bisogna espandere l'infrastruttura e aggiornare la tecnologia per la fornitura di servizi energetici moderni e sostenibili per tutti i paesi in via di sviluppo, in particolare per i paesi meno sviluppati, i piccoli Stati insulari, e per i paesi in via di sviluppo senza sbocco sul mare, in accordo con i loro rispettivi programmi di sostegno.



L'uso consapevole delle risorse per produrre energia è cruciale per soddisfare i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri.

È fondamentale trasmettere il concetto di **uso razionale dell'energia e delle risorse** per cui è possibile realizzare gli stessi prodotti e fornire gli stessi servizi (in quantità e qualità) con un minor consumo di energia primaria, agendo sulla riduzione degli sprechi, facendo leva su interventi di efficienza energetica sia a livello residenziale, che commerciale e industriale.

Bisogna incrementare sempre più la consapevolezza nei cittadini riguardo l'influenza delle proprie scelte quotidiane sui consumi energetici finali. In quest'ottica, il target 12.3 in ambito alimentare prevede di: "dimezzare lo spreco pro capite globale di rifiuti alimentari nella vendita al dettaglio e dei consumatori e ridurre le perdite di cibo lungo le filiere di produzione e fornitura, comprese le perdite post-raccolto" [14].

In generale, bisogna attuare azioni per ridurre in modo sostanziale la produzione di rifiuti attraverso la prevenzione, la riduzione, il riciclaggio e il riutilizzo. Un altro target relativo alla gestione dei rifiuti, consiste nell'ottenere la gestione ecocompatibile di sostanze chimiche e di tutti i rifiuti in tutto il loro ciclo di vita, in accordo con i quadri internazionali concordati, e ridurre significativamente il loro rilascio in aria, acqua e suolo, al fine di minimizzare i loro effetti negativi sulla salute umana e l'ambiente.

Per raggiungere questo target, sono previsti tre strumenti di attuazione:

12.a Sostenere i paesi in via di sviluppo a rafforzare la loro capacità scientifica e tecnologica in modo da andare verso modelli più sostenibili di consumo e di produzione

12.b Sviluppare e applicare strumenti per monitorare gli impatti di sviluppo sostenibile per il turismo sostenibile, che crei posti di lavoro e promuova la cultura e i prodotti locali

12.c Razionalizzare i sussidi ai combustibili fossili inefficienti che incoraggiano lo spreco, eliminando le distorsioni del mercato, a seconda delle circostanze nazionali, anche attraverso la ristrutturazione fiscale e la graduale eliminazione di quelle sovvenzioni dannose, ove esistenti, in modo da riflettere il loro impatto ambientale, tenendo pienamente conto delle esigenze specifiche e delle condizioni dei paesi in via di sviluppo e riducendo al minimo i possibili effetti negativi sul loro sviluppo in un modo che protegga le comunità povere e quelle colpite.

2 COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI CER

Una delle possibili soluzioni per ridurre le emissioni di gas a effetto serra, è quello di aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili. Per tale ragione, ed in generale per soddisfare gli obiettivi di sviluppo sostenibile che la nostra società si è posta per raggiungere i target presentati nel precedente capitolo, si stanno sempre più diffondendo le comunità energetiche rinnovabili (di seguito CER).

Quando si parla di una comunità energetiche rinnovabile, si fa riferimento a un: *“modello o forma di aggregazione e condivisione delle responsabilità, nonché dei benefici, che si possono ottenere dalla realizzazione di un impianto di produzione di energia rinnovabile”* [15].

Nella pratica, in una CER i cittadini hanno la possibilità di auto consumare e condividere con gli altri membri (è una forma di autoconsumo collettivo) l'energia generata dai propri impianti a fonti rinnovabile.

Le comunità energetiche rinnovabili sono state introdotte per la prima volta nel “Clean Energy for all Europeans Package” definito dall’Unione Europea. Infatti, attraverso la Direttiva 2018/2001 (RED II) volta alla promozione dell’uso delle fonti rinnovabili, la Commissione Europea ha definito le CER e soprattutto ha fornito un framework legislativo comune a tutti i Paesi dell’ Unione Europea.

2.1 RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE 2018/2001/EU (RED II)

La Direttiva (UE) 2018/2001 (di seguito RED II) è uno degli otto atti legislativi del ‘Clean Energy for all Europeans Package’. All’interno di tale direttiva, il legislatore definisce, all’articolo 2, definizione 16, la **Comunità di Energia Rinnovabile**, come “soggetto giuridico”:

- a) che si basa sulla partecipazione **aperta e volontaria**, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione FER che sono detenuti dalla comunità;
- b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali (a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l’attività commerciale e/o industriale principale);

- c) il cui obiettivo principale è fornire **benefici ambientali, economici o sociali** a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari [16].

La promozione delle FER e il conseguente coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica, sono tra i motivi per cui le comunità energetiche stanno ricevendo sempre più attenzione e curiosità nel panorama europeo e nazionale.

I cittadini in una CER possono investire in impianti per produrre energia da fonti rinnovabili, la quale viene utilizzata per soddisfare i propri fabbisogni; l'energia eccedente viene condivisa attraverso la rete pubblica di distribuzione esistente (configurazione di condivisione virtuale) o utilizzando una rete privata (configurazione di condivisione fisica). Il tema della condivisione dell'energia tra i membri di una CER, assume un ruolo chiave al fine di massimizzare i vantaggi sia a livello di comunità che di singolo utente.

Tale condivisione permette di sfruttare al meglio le opportunità legate alla generazione distribuita nell'ottica di massimizzarne l'autoconsumo (sia per conseguire maggiori benefici di rete che per garantire ritorni economici) e di produrre vantaggi sul territorio (riduzione delle emissioni ed incremento dei posti di lavoro per l'installazione e la gestione degli impianti FER). La caratteristica peculiare delle CER è la vicinanza dei vari impianti/punti di consumo nelle tre fasi che caratterizzano i sistemi energetici: produzione, distribuzione e consumo dell'energia.

L'articolo 22 della RED II, fornisce indicazioni utili per la formazione ed il riconoscimento delle CER. Difatti, gli Stati membri dell'UE devono assicurare che:

- i cittadini possano partecipare alle comunità, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali;
- alle comunità sia concesso di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, utilizzando scambi interni alla comunità stessa tra unità produttrici e consumatrici, e accedendo a tutti i mercati dell'energia elettrica in modo non discriminatorio;
- siano rimossi eventuali ostacoli normativi e amministrativi allo sviluppo delle CER, e sia invece creato un quadro generale di sostegno e promozione delle medesime;
- siano disponibili strumenti per facilitare l'accesso ai finanziamenti e alle informazioni;
- il gestore delle reti di distribuzione cooperi con le comunità per facilitare i trasferimenti di energia [16].

La RED II sancisce un passaggio epocale, ovvero la ‘rivoluzione’ dell’autoconsumo collettivo: da uno schema “one to one” ovvero una Unità di Produzione – UP a servizio di una Unità di Consumo – UC, si passa a uno schema “One-to-many” o addirittura “Many-to-many” come mostrato in Fig.10.

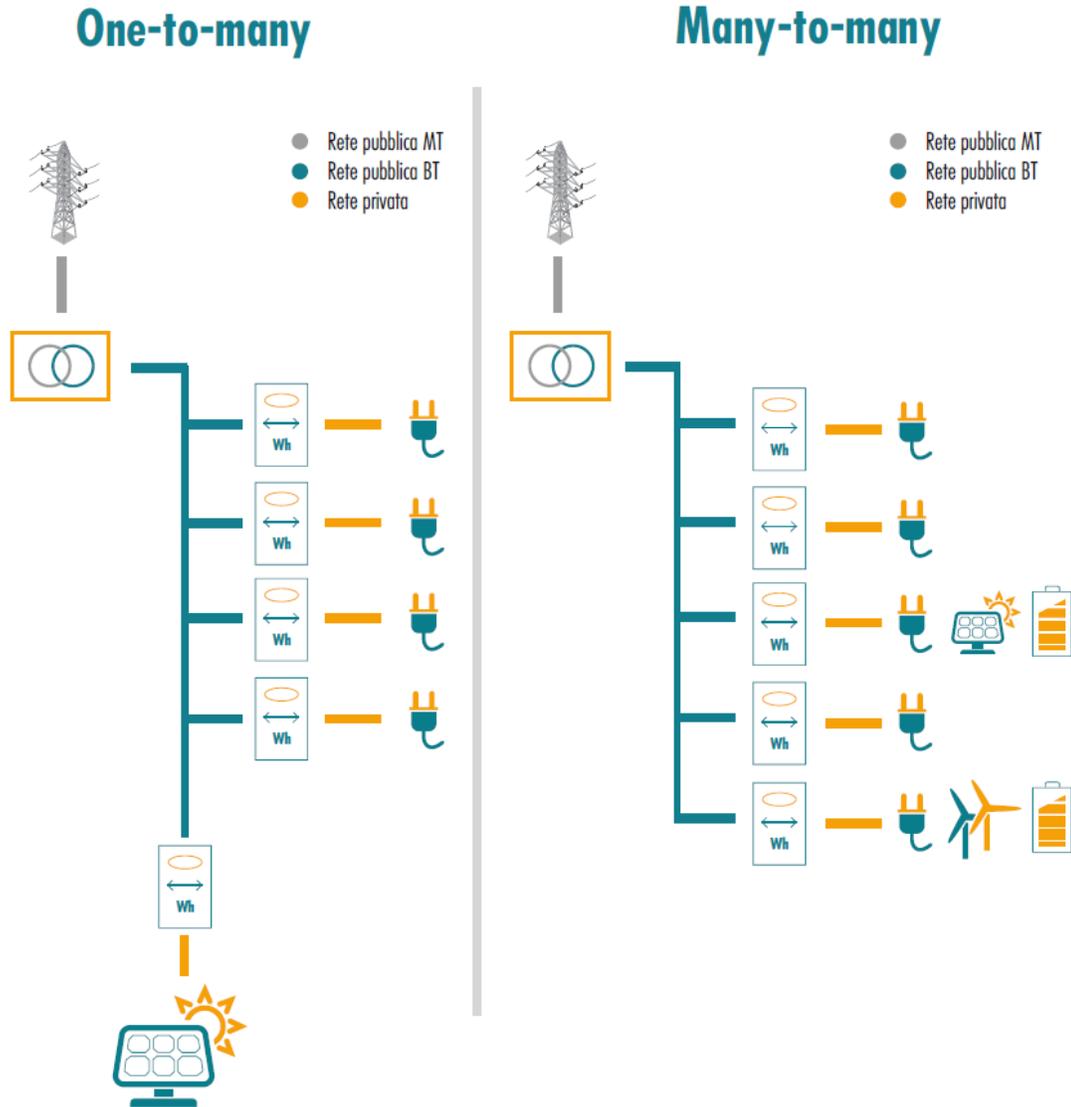


Figura 10 Possibili architetture per l'autoconsumo collettivo: "one-to-many" e "many-to-many" (Fonte: Piccolo manuale delle comunità energetiche P.M. Service S.r.l.)

2.1.1.1 Modelli di autoconsumo collettivo fisico vs virtuale

Nel passaggio all' autoconsumo collettivo possono essere concepite in linea di principio, due differenti configurazioni:

1. Schema di autoconsumo fisico, che prevede una connessione diretta privata tra impianto/i di generazione e utenze domestiche/comuni, con un unico punto di accesso (POD – Point Of Delivery) alla rete pubblica (Figura 11)
2. Schema di autoconsumo "virtuale" (detto anche "commerciale" o "su perimetro esteso") che prevede l' utilizzo della rete pubblica per lo scambio di energia tra unità di generazione e di consumo (Figura 12).

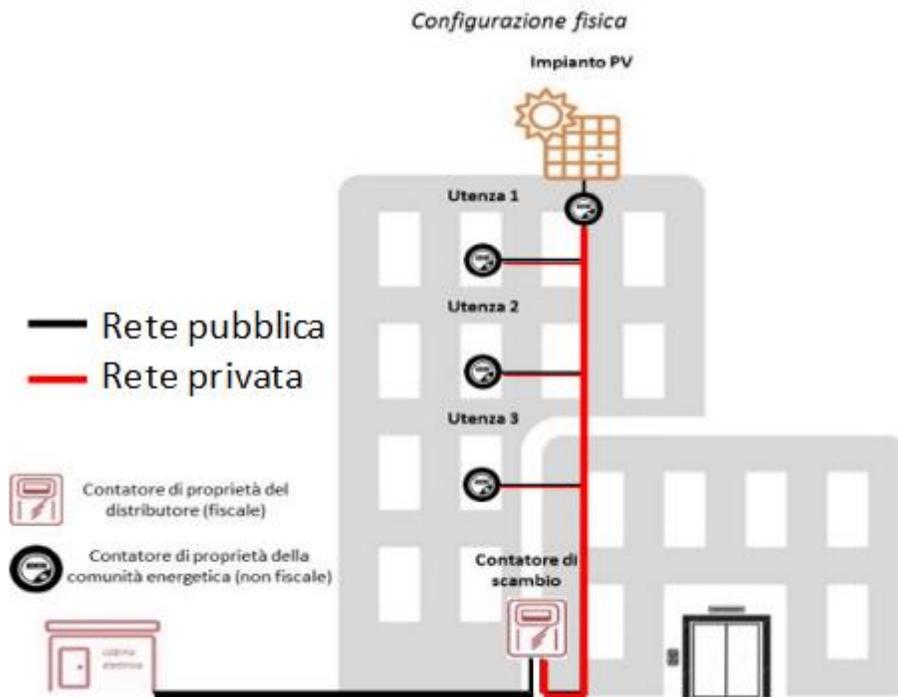


Figura 11 Schema di autoconsumo fisico con connessione privata delle utenze all'impianto di produzione

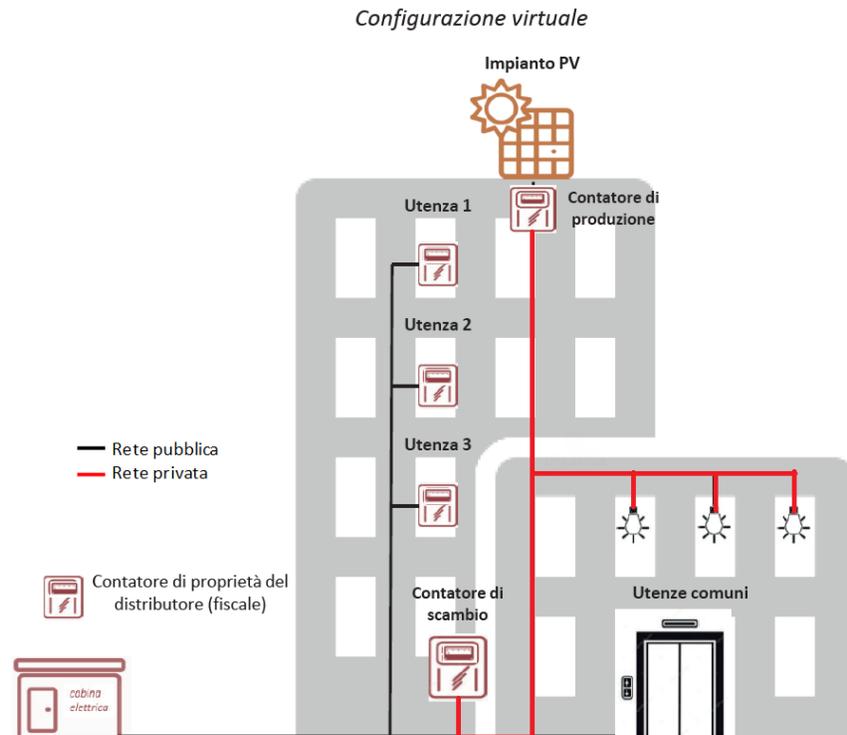


Figura 12 Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze e impianto di produzione

Il modello fisico prevede la realizzazione di una nuova rete, privata, che la comunità è chiamata a gestire esattamente come fanno le imprese distributrici. Quello virtuale, invece, prevede l'utilizzo della rete pubblica di distribuzione esistente; pertanto non è richiesta alcuna modifica all'assetto attuale, né a livello infrastrutturale né a livello di ruoli.

In Italia, le comunità energetiche, sono basate su un modello virtuale di condivisione dell'energia: il cliente finale non cambia il contratto di fornitura dell'energia, ma consuma virtualmente l'energia condivisa dagli altri membri attraverso la rete di distribuzione BT. Ogni impianto presente, produce l'energia elettrica ed alimenta direttamente un' utenza direttamente connessa al contatore di scambio. L'energia in eccesso, viene immessa nella rete pubblica, e viene pertanto auto consumata soltanto virtualmente dagli altri membri.

Il modello regolatorio "virtuale" permette di utilizzare le reti di distribuzione già esistenti, peraltro molto diffuse e capillari in Italia, evitando la costruzione di nuove infrastrutture per il trasporto dell'energia. Inoltre, esso consente di essere implementato in poco tempo, essendo non dissimile dal modello, altrettanto virtuale, attualmente in essere per lo scambio sul posto.

2.2 IL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO IN ITALIA

In Italia con il DL 162/2019 Milleproroghe e la Consultazione ARERA 112/2020/R/EEL è iniziato il percorso per il recepimento della Direttiva RED II, introducendo una fase di sperimentazione transitoria delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Nei seguenti paragrafi si vuole fare il punto sul contesto regolatorio, schematizzato in Fig. 13, che porterà al pieno recepimento della RED II atteso nei prossimi mesi. Viene inoltre effettuato un focus su quali potrebbero essere gli sviluppi futuri, al termine della fase transitoria di sperimentazione, delle CER nel nostro Paese.

Renewable Energy Directive 2018/2001/EU (RED II)

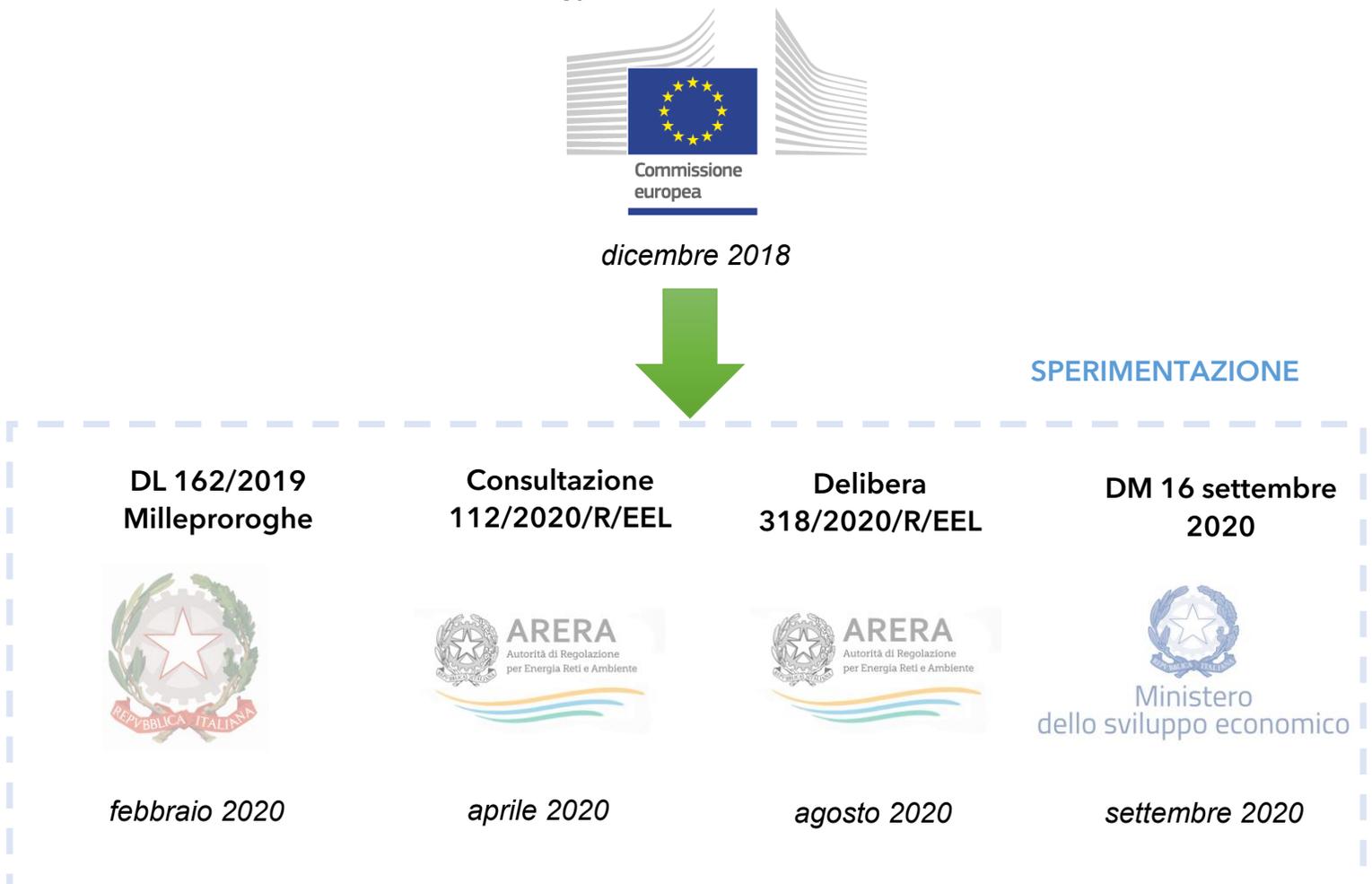


Figura 13 Framework legislativo delle CER in Italia (Elaborazione personale)

2.2.1.1 Decreto legge 162/2019 Milleproroghe

La Direttiva RED II è adottata dai paesi dell'UE seguendo una procedura legislativa nel diritto nazionale. In Italia, tale procedura è iniziata con il Decreto legge 12/2019 Milleproroghe.

L'articolo 42 bis del Milleproroghe, stabilisce le modalità e le condizioni possibili, avviando, di fatto, la sperimentazione di un quadro di regole volte a consentire ai consumatori finali e/o produttori di energia di associarsi per "condividere" l'energia elettrica localmente prodotta da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Nel Decreto legge in questione, sono posti dei **vincoli tecnici**, non presenti nella RED II, e che saranno mantenuti nella fase sperimentale per la costituzione di comunità energetiche o di auto consumatori che agiscono collettivamente.

- a) gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabile singolarmente, devono avere una potenza complessiva non superiore a 200 kW;
- b) gli impianti devono essere **nuovi** (entrati in esercizio il 1° marzo 2020 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore della RED II);
- c) i soggetti partecipanti condividono l'energia utilizzando la rete di distribuzione esistente (**modello regolatorio virtuale**) [17] .

Due sono le tipologie di configurazioni ammesse al servizio, che erano già presenti nella RED II:

- **comunità di energia rinnovabile** (CER), ovvero un "soggetto giuridico" fondato sulla "partecipazione aperta e volontaria" a carattere no profit, il cui scopo è quello di generare benefici a livello sociale, economico ed ambientale. Possono gestire le diverse forme di energia (elettrica e termica), a patto che queste siano generate da fonti rinnovabili.
- **gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile** che agiscono collettivamente (AUC), ovvero un insieme di almeno due auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in virtù di un accordo privato e che si trovano nello stesso condominio o edificio.

Una differenza importante tra CER e AUC, definito all'interno del Decreto Milleproroghe (non presente nella RED II), è il **perimetro di riferimento**. Tale perimetro chiarisce il requisito di vicinanza dei membri dagli impianti di produzione FER, presente nella RED II. Gli **AUC** hanno come perimetro di riferimento l'intero edificio o **condominio**. I punti di connessione dei clienti finali e/o dei produttori e gli impianti di produzione, inclusi eventuali sistemi di accumulo o colonnine, devono essere ubicati nell'area afferente al medesimo edificio o condominio.

Per quanto riguarda invece le **CER**, il loro perimetro di riferimento è la **cabina MT/BT**: gli azionisti o membri della comunità di energia rinnovabile sono titolari di punti di connessione su reti elettriche sottese alla medesima cabina di trasformazione secondaria.

Il DL 162/2019 è stato convertito in legge dal Parlamento (Legge n.8/2020) ed è entrato in vigore il 28 febbraio 2020.

2.2.1.2 Consultazione ARERA 112/2020/R/eel (1 aprile 2020)

Il provvedimento 112/2020/R/eel definisce gli orientamenti dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile.

All'interno di tale consultazione, l'ARERA ritiene che per poter accedere alla regolazione prevista nel caso di "autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili" o di "comunità di energia rinnovabile" sulla base del modello virtuale, sia necessario presentare apposita richiesta al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.(di seguito GSE). È quindi il GSE che eroga il servizio di valorizzazione e incentivazione previsto per rendere economicamente vantaggiosi gli investimenti in una delle due configurazioni ammesse.

Il Referente (che nel caso dei condomini potrebbe anche essere l'amministratore del condominio e nel caso delle comunità di energia rinnovabile potrebbe coincidere con la comunità stessa) è tenuto a presentare al GSE tutta la documentazione necessaria per attestare il rispetto dei requisiti previsti dalla Direttiva 2018/2001 e dal decreto-legge 162/19.

In particolare, devono essere trasmessi al GSE i codici identificativi di tutti i punti di connessione (POD) e nel caso di costituzione di una CER, la conferma rilasciata

dall'impresa distributrice competente che i POD siano sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT.

Il GSE utilizza i dati orari, misurati con gli smart meter 2G e provenienti :

- dal Sistema Informativo Integrato (SII) gestito dall'Acquirente Unico, i dati di misura dell'energia elettrica prelevata afferenti a tutti i punti di prelievo relativi al medesimo edificio o condominio, ovvero afferenti ai soli punti di prelievo dei clienti finali facenti parte della comunità di energia rinnovabile;
- dai gestori di rete competenti, le misure dell'energia elettrica immessa in rete tramite i punti di connessione afferenti agli impianti di produzione i cui produttori fanno parte della configurazione di autoconsumo collettivo o della comunità di energia rinnovabile.

Laddove non fossero installati gli smart meter 2G, l'ARERA ritiene opportuno prevedere che i gestori di rete configurino i misuratori 1G interessati in modalità tale da rilevare dati orari: tali dati orari, pur non validati, verrebbero resi disponibili dai gestori di rete ai Referenti e al GSE.

Utilizzando tali dati il GSE calcola, per ogni ora e per ogni configurazione, l'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo $E_{AC,h}$ (o, più semplicemente, **energia elettrica condivisa oraria**) espressa in kWh, pari al minimo tra l'energia elettrica **effettivamente** immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dai punti di connessione, come schematizzato in Fig.15 :

$$E_{AC,h} = \min \left[\sum_{y=1}^n E_{effettivamente_immessa_y}; \sum_{y=1}^n E_{prelevata_y} - E_{prelevata_y_esente} \right] \quad (1)$$

dove:

- y : punto di connessione afferente la configurazione;
- $E_{effettivamente_immessa_y}$: energia elettrica effettivamente immessa tramite il punto di connessione y espressa in kWh, al netto dei coefficienti di perdita convenzionali di cui all'art. 76, comma 1, lettera a) del "Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)" (TIS);

- $E_{prelevata_y}$: energia elettrica prelevata tramite il punto di connessione y espressa in kWh;
- $E_{prelevata_y_esente}$: energia elettrica prelevata tramite il punto di connessione y espressa in kWh per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione ai sensi dell'articolo 16 del TIT ovvero della deliberazione 574/2014/R/eel.

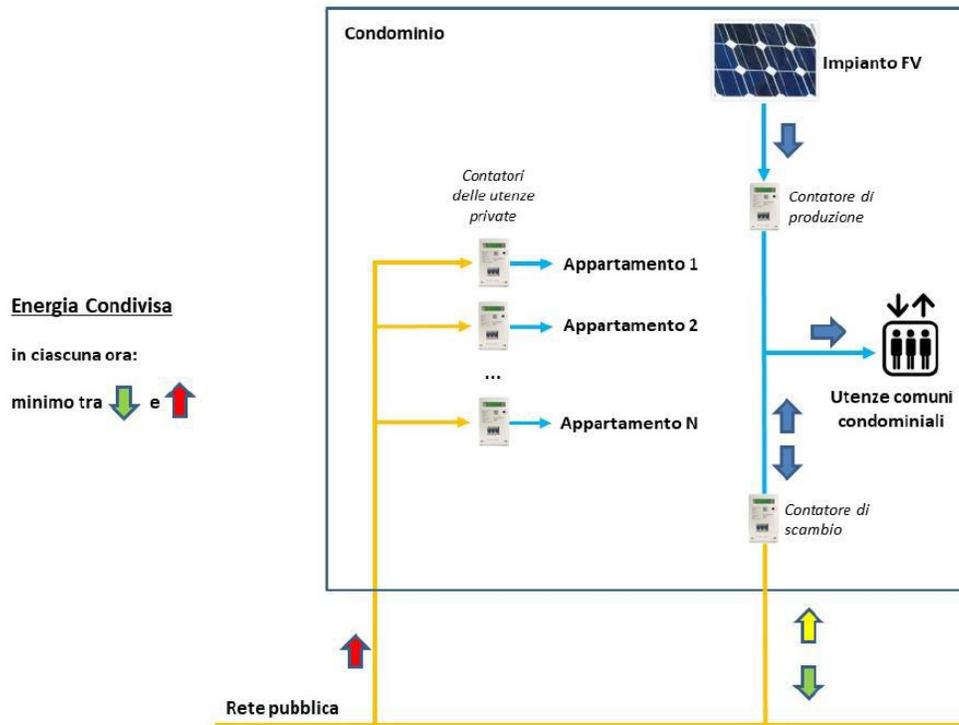


Figura 14 Schema concettuale dei flussi energetici per il calcolo dell'energia condivisa

Per calcolare l'energia elettrica condivisa annuale E_{AC} , il GSE calcola mese per mese:

$$E_{AC} = \sum_m^{12} (E_{AC,m}) \quad (2)$$

dove:

$$E_{AC,m} = \sum_{h=1}^n (E_{AC,h}) \quad (3)$$

- h : ora del mese;
- $E_{AC,m}$: energia elettrica condivisa mensile espressa in kWh;

2.2.1.3 Delibera ARERA 318/2020/R/eel (4 agosto 2020)

La Delibera ARERA 318/2020/R/eel, conferma l'impostazione generale presentata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel. Nell'Allegato A della delibera vengono chiariti alcuni aspetti aperti durante la fase di consultazione.

Innanzitutto, si chiarisce il concetto di **impianto di produzione** di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili **detenuto dalla comunità di energia rinnovabile**:

“è un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili del quale la comunità di energia rinnovabile ha la proprietà ovvero la piena disponibilità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (quali, a titolo d'esempio, usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso), a condizione che la mera detenzione o disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo diverso dalla proprietà non sia di ostacolo al raggiungimento degli obiettivi della comunità“ [18].

Gli impianti di produzione devono essere detenuti dalla CER e possono essere gestiti dalla comunità medesima o da un suo membro o da un produttore terzo (esterno alla CER).

Sia nel caso delle CER che nei AUC, l'impianto di produzione può quindi essere gestito da un soggetto terzo. Difatti, il **produttore** è una persona fisica o giuridica che gestisce l'impianto di produzione e non necessariamente coincide con il detentore dell'impianto di produzione.

2.2.1.4 Decreto Ministeriale MISE 16 settembre 2020

Nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) del 16 settembre 2020 è stato definito l'incentivo erogato sotto forma di tariffa premio per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili. L' Art. 3 del suddetto decreto, stabilisce che:

“l'energia condivisa ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio pari a:

100 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;

110 €/MWh nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile“ [19].

2.3 VALORIZZAZIONE ECONOMICA, INCENTIVI

L'energia elettrica "condivisa" beneficia quindi di un contributo economico riconosciuto dal GSE sotto forma di tariffa premio.

Oltre a tale incentivo, il GSE eroga alla CER un' ulteriore contributo sotto forma di valorizzazione ex post dell'autoconsumo esteso (coincidente con l'energia elettrica condivisa) tramite la restituzione della parte variabile della tariffa di trasmissione più la parte variabile della tariffa di distribuzione BT.

Nella Tabella 8 è riportato uno schema riepilogativo contenente i contributi economici spettanti per le configurazioni di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità energetiche rinnovabili.

Tabella 8 Riepilogo descrittivo dei benefici erogati dal GSE

		Autoconsumatori di energia rinnovabile	Comunità energetica rinnovabile
energia condivisa	Restituzione componenti tariffarie (*)	9,52 €/MWh(**)	8,22 €/MWh
	Incentivazione dell'energia condivisa	100 €/MWh	110 €/MWh
	Ritiro dell'energia (***)	50 €/MWh	50 €/MWh

(*) Valori riferiti all'anno 2020

(**) Variabile a seconda del livello di tensione e del Prezzo Zonale Orario dell'energia elettrica

(***) Il prezzo per il ritiro dell'energia immessa in rete viene disciplinato dalla deliberazione ARERA 280/07 e dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso

I contributi economici spettano per la durata di 20 anni a partire dalla data di decorrenza commerciale dell'impianto di produzione ovvero dalla prima data per cui l'energia di tale impianto rileva ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa.

La CER, in quanto soggetto di diritto privato, può regolare autonomamente le modalità di investimento e la ripartizione di costi e benefici tra i suoi membri e i soggetti esterni. Tali accordi devono essere prestabiliti e sono da inserire nello Statuto.

L'energia eccedente può essere immagazzinata tramite accumulatori elettrochimici oppure può essere immessa in rete; in quest'ultimo caso, è possibile richiedere, contestualmente all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, anche il servizio di Ritiro Dedicato. In tal caso, il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE, viene attivato per tutti gli impianti di produzione la cui energia elettrica rileva per la configurazione.

Qualora il ritiro dell'energia elettrica non venga richiesto contestualmente all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, con riferimento a ciascun impianto di produzione le cui immissioni rilevano per la quantificazione dell'energia elettrica condivisa, è possibile scegliere liberamente con quali modalità valorizzare l'energia elettrica immessa in rete.

2.3.1 Regole tecniche GSE

A fine dicembre 2020, il GSE ha fornito le *regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa per i gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e per le comunità energetiche*.

Nel capitolo 2 di tale documento, il GSE oltre a definire i requisiti per la costituzione delle due configurazioni ammesse (i quali sono gli stessi elencati nei precedenti paragrafi del presente lavoro), stabilisce che i rapporti tra i membri sono regolati da un **contratto di diritto privato** che:

- prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- individua univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa a cui i soggetti possono, inoltre, demandare la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE;
- consente ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati.

Nel caso di AUC, il contratto può essere costituito anche dal verbale di delibera assembleare firmato dai condòmini che aderiscono.

Nel caso di CER, i contenuti sopra elencati sono parte integrante dello Statuto e/o nell'atto costitutivo della medesima comunità.

Innanzitutto, bisogna individuare un Referente ovvero un soggetto a cui viene conferito mandato per la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione, al trattamento dei dati e a sottoscrivere il relativo contratto con il GSE. La richiesta di accesso deve essere trasmessa esclusivamente per via telematica, accedendo al suddetto Portale informatico del GSE.

Si rimanda il lettore ai paragrafi 3.5 e 3.6 del documento *Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa del GSE* [20], in cui sono elencati in dettaglio i documenti che il Referente deve possedere durante la richiesta, per costituire rispettivamente un gruppo di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e una *comunità energetica*.

Dopo aver completato la procedura di valutazione della richiesta, il GSE effettua le verifiche tecnico-amministrative sulla documentazione e successivamente comunica l'esito di valutazione della richiesta al Referente.

Si procede quindi con l'attivazione di un contratto per il riconoscimento del servizio che permette l'erogazione dei corrispettivi da/verso il GSE. Difatti, ci sono dei corrispettivi dovuti al GSE a copertura dei costi amministrativi. Per ogni impianto presente nella configurazione per la quale si fa richiesta, è dovuto al GSE una tariffa binomia composta da un corrispettivo fisso e da un corrispettivo variabile con la potenza dell'impianto, come riportato in Tab. 9.

Tabella 9 Corrispettivo dovuto al GSE per singolo impianto

Potenza kW	Corrispettivo fisso	Corrispettivo variabile
	€/anno	€/kW
$P \leq 3$	0	0
$3 < P \leq 20$	30,00	0
$20 < P \leq 200$	30,00	1,00

Si applica inoltre un contributo aggiuntivo di € 4,00 / annuo per ogni punto di connessione facente parte della configurazione.

2.3.2 Detrazioni fiscali

I contributi descritti nel paragrafo 2.3, relativi agli impianti di produzione (o porzioni di impianti) la cui energia elettrica rileva ai fini del calcolo dell'energia condivisa nell'ambito delle CER o dei AUC, sono alternativi al meccanismo dello Scambio sul Posto. Secondo le Regole tecniche del GSE:

“I benefici erogati dal GSE, sono compatibili invece con le detrazioni fiscali previste dall'articolo 16-bis, comma 1, lettera h), del testo unico delle imposte sui redditi, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 o, in alternativa e per i soli impianti fotovoltaici, delle detrazioni (c.d. Superbonus) di cui all'articolo 119 del DL Rilancio” [20].

Ai fini fiscali, si aprono quindi due possibilità per detrarre le spese sostenute per l'installazione d'impianti a fonte rinnovabile: il Bonus 50% e il Superbonus 110%.

2.3.2.1 Bonus 50%

Nell'articolo 119 del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34 (decreto Rilancio), il comma 16-bis prevede che:

“per gli impianti a fonte rinnovabile gestiti da soggetti che aderiscono alle “configurazioni” in esame (CER o AUC), la detrazione di cui all'articolo 16-bis, comma 1, lettera h), del TUIR, si applica fino alla soglia di 200 kW e per un ammontare complessivo di spesa non superiore a euro 96 000” [21].

La detrazione in questione si applica, attualmente, nella misura del 50 per cento alle spese sostenute per interventi relativi alla realizzazione, su singole **unità immobiliari** e su parti comuni, di impianti a fonti rinnovabili.

In definitiva, secondo tale articolo per ogni impianto di produzione FER, in una CER o AUC, c'è la possibilità di fruire della detrazione fiscale prevista dal cosiddetto Bonus Risparmio energetico (Bonus 50%). In questo caso, è possibile detrarre dalla dichiarazione dei redditi il 50% delle spese sostenute per la realizzazione degli impianti. Tale detrazione può essere richiesta fino ad un massimale di spesa di 96.000 euro ed è detraibile in 10 anni: l'ammontare totale della detrazione viene suddiviso in 10 quote annuali di pari importo.

La detrazione a scemuto dell'imposta sul reddito delle persone fisiche (IRPEF) è comunque subordinata alla condizione che l'impianto sia installato per far fronte ai bisogni energetici dei componenti della configurazione medesima, la cui attività non costituisce svolgimento di attività commerciale abituale [22].

2.3.2.2 Superbonus 110%

Sempre nell'Articolo 119 del Decreto Rilancio, al comma 5, si chiarisce l'utilizzo del Superbonus 110% per le forme di autoconsumo collettivo stabilendo che:

“per l'installazione di impianti solari fotovoltaici connessi alla rete elettrica su edifici spetta il Superbonus 110% fino ad un ammontare non superiore a 48 000 € e comunque nel limite di spesa di euro 2.400 per ogni kW di potenza nominale (da ripartire in cinque quote annuali di pari importo).

Per l'eventuale quota di spesa eccedente tale importo (tenendo conto del limite dei 200 kW) spetta comunque la detrazione al 50%. Il Superbonus 110% è riconosciuto anche per l'installazione contestuale o successiva, di sistemi di accumulo integrati negli impianti solari fotovoltaici agevolati, negli stessi limiti di importo e ammontare complessivo (da sommarsi ai precedenti dell'impianto fotovoltaico) e comunque nel limite di spesa di 1 000 € per ogni kWh di capacità del sistema di accumulo“ [21].

Considerato ciò, in caso si usufruisca del Superbonus è prevista la cessione in favore del GSE dell'energia immessa in rete. Inoltre, in tali casi non viene riconosciuta la tariffa premio sull'energia elettrica condivisa ascrivibile alla quota di potenza per cui trova applicazione il Superbonus 110 %.

Il Superbonus 110% è subordinato alla condizione che l'installazione degli impianti sia eseguita congiuntamente ad uno dei seguenti interventi “trainanti”:

- a) **interventi di isolamento termico delle superfici opache verticali e orizzontali che interessano l'involucro dell'edificio** con un'incidenza superiore al 25% della superficie disperdente lorda dell'edificio medesimo;
- b) interventi sulle parti comuni degli edifici per la **sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti centralizzati** per il riscaldamento, il raffrescamento o la fornitura di acqua calda sanitaria con generatori a condensazione, a pompa di calore, inclusi gli impianti ibridi o geotermici, anche abbinati all'installazione di impianti fotovoltaici e relativi sistemi di accumulo, ovvero con impianti di microgenerazione;
- c) interventi sugli edifici unifamiliari per la **sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti per il riscaldamento, il raffrescamento o la fornitura di acqua calda sanitaria a pompa di calore**, inclusi gli impianti ibridi o geotermici, anche abbinati all'installazione di impianti fotovoltaici e relativi sistemi di accumulo, ovvero con impianti di microgenerazione [20].

2.4 LE FASI DI COSTITUZIONE DI UNA CER

La pianificazione e il funzionamento ottimale di una CER sono guidati da valutazioni economiche che tengono conto sia degli scambi energetici (virtuali) tra i membri della comunità sia con il sistema energetico esterno.

Le informazioni inserite in questo paragrafo sono frutto dell'attività di IFEC – Italian Forum of Energy Communities, iniziativa promossa dal World Energy Council-WEC Italia e dall'Energy Center del Politecnico di Torino a sostegno dello sviluppo delle Comunità Energetiche (CER/AUC) italiane. IFEC si pone l'obiettivo di approfondire e condividere le best practices sul tema Comunità Energetiche, così da cogliere appieno i benefici energetico-economico-ambientali sul territorio nazionale.

La costituzione di una comunità energetica prevede una serie di fasi fondamentali che sono schematizzate in Fig. 15 le quali sono brevemente discusse nei seguenti paragrafi al fine di creare un modello di CER che possa essere replicato sul territorio.



Figura 15 Le fasi di costituzione di una CER (Fonte: S. Olivero IFEC – Italian Forum of Energy Communities)

2.4.1 Progettazione

La prima fase per costituire una CER è la progettazione e prevede una serie di attività da effettuare al fine di dimensionare gli impianti e gli eventuali accumuli per ogni membro della CER. L'attività di progettazione assume un ruolo chiave per garantire la redditività degli investimenti che la comunità dovrà effettuare per realizzare gli impianti FER.

La redditività di tali investimenti dipende da una serie di variabili, vincoli fisici ed economici, come schematizzato in Fig. 16.

Bisogna tenere in conto e valutare fattori sociali (analisi del contesto territoriale, analisi dei potenziali membri della CER, coinvolgimento di enti pubblici), vincoli tecnici (limite taglia impianti, verifica appartenenza alla cabina MT/BT, impianti nuovi, ampliamento, sostituzione), fattori economici e fiscali (incentivi e detrazioni fiscali, prezzo energia, costo investimenti e O&M degli impianti, imposte) ed ambientali (presenza di vincoli ambientali/paesaggistici, riduzione di emissioni di CO₂ nel tempo).



Figura 16 Variabili influenzanti l'attività di design di una CER (Elaborazione personale)

Le principali attività da effettuare per realizzare il Design della CER sono:

- Raccolta dati e profilatura dei consumi energetici (anche con smart meter 2G);
- Individuazione del mix energetico per gli impianti FER (micro idroelettrico, micro eolico, fotovoltaico, etc.);

- Individuazione delle possibili configurazioni di CER finalizzate alla massimizzazione dell'autoconsumo (o altre funzioni obiettivo scelte dalla CER);
- Informare i cittadini sulle CER in merito alle regole e incentivazioni.
- Organizzazione di momenti di coordinamento (workshop, webinar) fra i possibili membri della CER per coinvolgerli e indurre consapevolezza (chiarire potenziali dubbi e presentare possibili benefici economici, sociali e ambientali).

2.4.2 Governance

La seconda fase è rappresentata dalla governance della comunità; è necessario effettuare le seguenti attività:

- Scelta della tipologia di soggetto giuridico;
- Definizione oneri e obblighi dei membri;
- Regolamento per ripartire i benefici fra i membri della CER;
- Statuto e atto costitutivo;

Il modello di governance deve essere impostato tale che le comunità abbiano un funzionamento democratico, siano governate in maggioranza dai soci e sia vietato il controllo o l'egemonia di singoli soci o di soggetti esterni.

La forma giuridica prescelta potrebbe essere quella degli enti del terzo settore con iscrizione al registro unico nazionale, ovvero quella delle **cooperative a mutualità prevalente** o **cooperative non a mutualità prevalente**, **cooperative benefit**, **consorzi**, **partenariati**, **organizzazioni senza scopo di lucro**.

Le **cooperative a mutualità prevalente**, secondo l'art 2512 c.c sono quelle che:

- 1) svolgono la loro attività prevalentemente in favore dei soci, consumatori o utenti di beni o servizi;
- 2) si avvalgono prevalentemente, nello svolgimento della loro attività, delle prestazioni lavorative dei soci e degli apporti di beni o servizi da parte dei soci;

La cooperativa viene definita a "mutualità prevalente" quando l'attività è rivolta prevalentemente ai soci e, in misura non prevalente, ai non soci.

Nelle **cooperative non a mutualità prevalente** invece, le attività, beni e obiettivi non sono prevalentemente dei soci o a favore dei soci.

Le **Cooperative benefit** sono nuova forma giuridica d'impresa che consente ad una azienda for profit di bilanciare un beneficio pubblico con gli utili degli azionisti. A differenza di una società tradizionale, che ha come finalità esclusiva la distribuzione di

dividendi ad azionisti e investitori, gli amministratori di una società benefit hanno l'obbligo di bilanciare gli interessi degli azionisti, l'interesse del pubblico e gli interessi delle altre parti interessate (ad esempio dipendenti e altri stakeholder).

Il **Consorzio** è una forma giuridica mediante la quale più imprenditori istituiscono un'organizzazione comune per coordinare e regolare alcune fasi delle loro imprese. Il **Partenariato** è un accordo di natura economica, sociale, politica fra due o più enti o imprese per il conseguimento di obiettivi comuni. Le **organizzazioni senza scopo di lucro** dette anche no profit, sono organizzazioni che, per statuto, non sono destinate alla realizzazione di profitti e reinvestono interamente gli utili generati per i propri scopi organizzativi [23].

2.4.3 Realizzazione

Dopo aver progettato e definito la Governance della CER, si passa all' effettiva costituzione ed implementazione della CER, effettuando le seguenti attività:

- Scelta impiantisti, installatori, manutentori;
- Installazione di impianti FER;
- Richiesta di attivazione del servizio di incentivazione al GSE: compilare le schede del portale guidato e allegare le documentazioni richieste (Statuto, mandati, schemi impianti);

Come mostrato in Fig. 17, la Comunità energetica diventa operativa nel momento in cui i suoi (nuovi) impianti FER sono connessi alla rete di distribuzione ed è stato attivato il contratto con il GSE per ottenere la valorizzazione e l'incentivazione dell'energia condivisa.

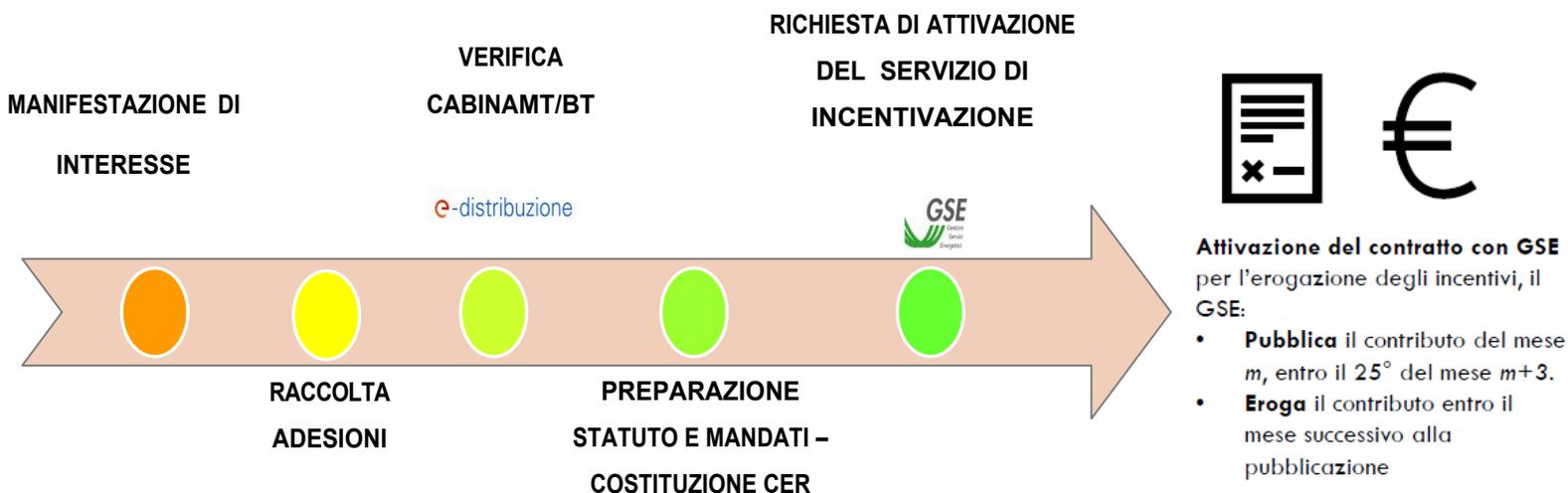


Figura 17 Schema procedura per costituire una CER (Fonte: Slides Prof. Lanzini Edison Energy Camp 2021)

Quello che sembra un punto di arrivo è in realtà solo il punto di partenza: da questo momento, infatti, i membri della CER dovranno utilizzare la maggiore quantità di energia nel momento della sua produzione, distribuendo i consumi nelle diverse fasce orarie per ottenere migliori vantaggi economici ed energetici, eventualmente dotandosi di sistemi di accumulo [24].

2.4.4 Management

La fase di Management serve per gestire in Operation i flussi energetici ed economici tra i membri della CER e viene effettuata grazie alla tecnologia di monitoraggio e controllo della produzione e dei consumi:

- monitoraggio e telecontrollo degli impianti FER, gestione allarmi e attività O&M;
- gestione dei flussi energetici in tempo reale per ogni membro della CER;
- allocazione dei benefici economici tra i membri della CER secondo i criteri definiti con il regolamento interno;
- analisi dei profili di carico e dei profili di produzione (Data visualization and exploratory Data analysis) per fornire informazioni su base giornaliera, settimanale e mensile;

La Comunità energetica riceve l'incentivo dal GSE a fronte dell'energia condivisa calcolata su base oraria. È evidente che nel caso della condivisione di energia di un impianto fotovoltaico sia preferibile spostare i consumi programmabili nelle ore diurne, quelle in cui l'impianto produce.

In quest'ottica il ruolo degli strumenti di misurazione (meters) è fondamentale. I meters rilevano i consumi di ciascun membro della comunità e li inviano a una piattaforma IoT che li elabora integrandoli con quelli degli altri membri e con la produzione.

La disponibilità di tali dati consente di fornire agli utenti suggerimenti per ottimizzare i consumi ed eventualmente modificarli per ridurli (interventi d'efficienza energetica) o per shiftarli dal punto di vista temporale fornendo servizi alla rete (tipo demand response).

2.5 BOZZA DECRETO RECEPIMENTO RED II

L'Italia é in ritardo rispetto al termine ultimo inizialmente previsto per il recepimento della RED II (giugno 2021): al momento di stesura del presente lavoro, non è stato ancora effettuato il recepimento finale. La bozza di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 presentata il 6 agosto 2021 [25], può però essere utile per capire le evoluzioni future delle CER in Italia.

Lo schema delineato all'Art 8 della bozza, non sembra discostarsi molto dal sistema attualmente in vigore nella fase sperimentale: il modello generale, costruito sull'incentivazione dell'energia condivisa, pare che rimarrà intatto. Tuttavia, ci sono una serie di novità che aggiornano i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili.

Nell'incontro Energy Tracks organizzato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, il 15 ottobre 2021, si è discusso sull'evoluzione normativa attesa delle Comunità energetiche.

In particolare secondo la *Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale* di ARERA, l'evoluzione normativa prevederà la distinzione tra l'**energia condivisa** e l'**energia oggetto di autoconsumo esteso**: la condivisione, avente valenza commerciale, può essere effettuata a livello zonale, mentre l'autoconsumo esteso viene ampliato dalla cabina secondaria (MT/BT) alla cabina primaria (AT/MT).

Ci potrà essere quindi la distinzione tra la valorizzazione dei benefici dell'autoconsumo e l'incentivazione. La valorizzazione spetta a tutto l'autoconsumo collettivo (ivi incluso quello derivante da impianti esistenti per i quali però, limitatamente alle CER, è posto un limite pari al 30% della potenza complessiva che fa capo alla comunità) mentre l'incentivo (tariffa premio) è limitato all'autoconsumo relativo a impianti nuovi, alimentati da fonti rinnovabili, con potenza fino a 1 MW [26].

Considerata l'incertezza temporale che condurrà al recepimento definitivo, può essere utile avviare la costituzione di nuove CER secondo le attuali condizioni, valutando in un secondo momento la possibilità d'ampliamento, sia in termini di potenza che di perimetro d'estensione.

3 LE CER E LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Oltre a favorire la promozione su larga scala delle fonti energetiche rinnovabili e a coinvolgere i cittadini nella transizione energetica, le CER sono ben viste a livello nazionale ed europeo, in quanto permettono di sfruttare i vantaggi dell'approccio comunitario contribuendo allo sviluppo dell'economia locale.

Difatti da un punto di vista economico, un approccio comunitario è conveniente rispetto a un approccio individuale perché in generale il prezzo unitario degli impianti diminuisce all'aumentare della capacità.

Inoltre, da un punto di vista energetico, la produzione diffusa di energia da fonti rinnovabili locali e il suo consumo simultaneo, riducono le perdite della rete di trasmissione e riducono la dipendenza dalle fonti fossili. Le CER contribuiscono alla stabilità del sistema elettrico nazionale: un'ampia fascia di utenti ha esigenze più variegate, ma le comunità mediano le differenze individuali e questo permette di facilitare la gestione dei sistemi energetici e di aumentare l'affidabilità della rete elettrica principale.

Un approccio comunitario, caratteristico delle CER, può essere utile anche per intraprendere azioni per ridurre i consumi dei propri membri (interventi di efficienza energetica) e/o promuovere iniziative per incrementare la consapevolezza nei cittadini riguardo i propri consumi, fornendo benefici sociali e culturali.

Ponendo l'attenzione sullo sviluppo del territorio, le CER forniscono un contributo allo sviluppo dell'economia locale: le attività necessarie per la loro realizzazione e gestione (progettazione e realizzazione degli impianti, interventi di efficientamento energetico, etc.) possono essere assegnate a imprese e professionisti presenti sul territorio. Esse contribuiscono allo sviluppo dell'economia locale e soprattutto stimolano la consapevolezza e la cultura energetica nei cittadini e nelle Pubbliche Amministrazioni Locali.

Un'altra caratteristica delle CER, che le rende particolarmente interessanti è che sono compatibili con il paradigma delle "4D", essenziale nel futuro dei sistemi energetici, ovvero **decarbonizzazione, decentralizzazione, digitalizzazione e democratizzazione**. Tale paradigma viene approfondito nei seguenti paragrafi capitoli.

3.1 DECARBONIZZAZIONE

"Ora o mai più. Questo è il decennio decisivo per agire e invertire la rotta sui cambiamenti climatici e per evitare il peggio."

Con queste parole, il Presidente degli Stati Uniti d'America Joe Biden ha effettuato un appello ai leader mondiali il 22 aprile 2021 in occasione della Giornata mondiale della Terra. Ridurre l'utilizzo di fonti fossili è l'unica strategia da perseguire nel settore energetico per mitigare gli effetti del cambiamento climatico.

Nella Fig. 18 è possibile visualizzare, secondo i dati del 2019 del Global Carbon Project [27], gli Stati che incidono in modo significativo sulle emissioni di gas climalteranti ovvero la Cina, gli Stati Uniti d'America, l'India e la Russia.

Ridurre progressivamente le emissioni di gas serra raggiungendo la neutralità carbonica nei prossimi decenni è la sfida che gli Stati si stanno ponendo: la decarbonizzazione sta diventando una priorità per tutti i leader (non solo quelli europei). Gli Stati Uniti, che incidono sul 22% delle emissioni totali, hanno annunciato che azzereranno le emissioni entro il 2050. Analogamente il leader cinese Xi Jinping ha affermato che Pechino sarà in grado di raggiungere il target delle emissioni zero entro il 2060 [28].

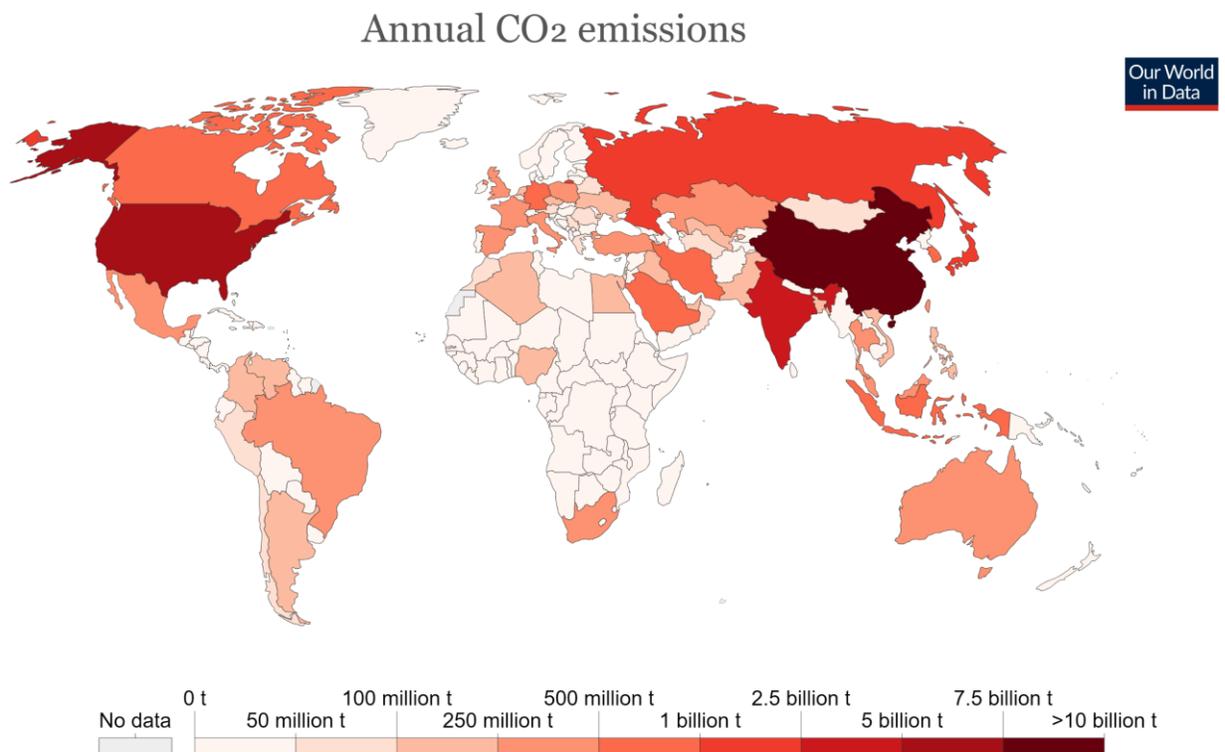


Figura 18 Emissioni nel 2019 di anidride carbonica basate sulla produzione, misurate in tonnellate.

Il problema del cambiamento climatico non può che essere risolto da uno sforzo comune della comunità internazionale. Un'alleanza tra gli Stati potrebbe essere utile per implementare efficacemente la decarbonizzazione a livello globale. Per raggiungere questo target servono cambiamenti drastici che comporteranno sfide a tutti i livelli della società.

Tornando ad una prospettiva nazionale, il passaggio dal fossile al rinnovabile, previsto dalla strategia italiana presentata nel precedente capitolo, rappresenta un cambio di paradigma che presenta una serie di sfide: si passa da un modello di generazione di energia del tutto programmabile, a uno scenario in cui la caratteristica intrinseca è la non programmabilità (per la naturale discontinuità delle FER).

La progressiva disattivazione degli impianti convenzionali di produzione di energia elettrica alimentati da fonti fossili e la transizione energetica verso le rinnovabili, richiedono una revisione delle modalità di funzionamento del sistema elettrico per continuare a garantirne un'elevata disponibilità ed affidabilità. In quest'ottica, un mix diversificato per la produzione FER nelle CER può contribuire a migliorare la sicurezza energetica.

3.2 DECENTRALIZZAZIONE

La transizione verso un sistema energetico più sostenibile passa attraverso la decentralizzazione dei sistemi di produzione di energia: da pochi impianti alimentati a fonti fossili, di proprietà di pochi, a sistemi decentralizzati a fonti rinnovabili di proprietà diffusa.

Decentrare l'approvvigionamento energetico e auto consumare l'energia prodotta dai propri impianti comporta diversi vantaggi tecnici declinati nella memoria ARERA 94/2019/1/com e sono essenzialmente riconducibili a:

1. **riduzione perdite per effetto Joule:** l'energia elettrica prodotta e consumata localmente, comporta una riduzione delle perdite (proporzionali al quadrato dell'intensità della corrente) della rete di trasmissione rispetto al caso in cui l'energia proviene dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati;
2. **affidabilità della rete:** i sistemi rinnovabili decentralizzati tendono ad essere più affidabili. In effetti, qualsiasi problema localizzato rimane locale, quindi i guasti

possono essere riparati più rapidamente e viene mantenuta una fornitura di energia affidabile;

3. **connessione alla rete:** l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione;
4. **potenziamento o sviluppo di nuove reti:** l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire, in prospettiva, la riduzione della necessità di potenziamento delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti [29].

Per far sì che la transizione energetica sia accettata e voluta dai cittadini, è necessario coinvolgerli, informandoli dei possibili benefici ambientali ed economici che si possono raggiungere producendo energia da fonti rinnovabili per i propri consumi.

Oltre ai vantaggi tecnici già citati, il beneficio più rilevante dell'autoconsumo è ottenuto dal cliente finale da un punto di vista economico, sotto forma di risparmio in bolletta in quanto evita di acquistare energia dalla rete (riduzione della spesa per la materia energia). Oltre alla riduzione della bolletta elettrica, un altro driver che permette ai cittadini di installare impianti FER nei propri edifici sono gli incentivi e le detrazioni fiscali; queste opportunità, permettono il passaggio da semplici consumatori a prosumers.

3.2.1 Il cittadino prosumer

Per prosumer si intende un soggetto che può produrre e vendere energia, oltre che consumarla. In letteratura si trovano moltissime definizioni e caratterizzazioni dei prosumers. Secondo alcuni autori, il prosumer è il partecipante di una smart grid, in grado di scambiare l'energia che produce con gli altri utenti della rete intelligente aggiungendo anche l'attività di energy storage [30].

A prescindere dalla sua definizione, è possibile riconoscere due macro-famiglie di prosumers:

- "prosumer individuale", nel caso di produzione asservita ad un'unica utenza di consumo in un rapporto "one-to-one" con connessione "sul posto" attraverso un collegamento fisico privato, condividendo lo stesso punto di connessione con la rete pubblica;

- “prosumer in autoconsumo collettivo”, nel caso di produzione asservita ad una collettività di utenze in consumo in un rapporto “one-to-many” o “many-to-many”;

A questo punto è legittimo chiedersi se le CER, in qualità di aggregazioni di cittadini, apportino più benefici al sistema elettrico e ai propri membri rispetto alla situazione di prosumers individuali. In letteratura vi sono due approcci ricorrenti che evidenziano i benefici risultanti dall’autoconsumo collettivo .

Il primo attribuisce alle comunità un valore ‘strumentale’, nel senso che la costituzione di comunità crea benefici pratici, funzionali allo scopo, principalmente riconducibili a:

- 1) riduzione dei costi di investimento e di gestione, grazie a micro-economia di scala e utilizzo di sistemi digitali smart;
- 2) ottimizzazione dei tempi e delle modalità di organizzazione dei sistemi di autoconsumo;
- 3) riduzione del rischio di investimento, grazie alla suddivisione dello stesso tra più soggetti partecipanti;
- 4) possibilità di realizzare sistemi integrati e di massimizzare l’utilizzo di risorse locali e l’autoconsumo.

Il secondo approccio si concentra invece sul cosiddetto valore ‘intrinseco’ delle comunità: realizzare comunità energetiche è desiderabile in quanto può contribuire alla costruzione di nuovi legami sociali, di coesione e fiducia reciproca da parte dei membri [31].

3.2.2 Demand Side Management (DSM) nelle CER

Oltre alle diverse opportunità presentate fin ora, all’ interno delle CER é possibile utilizzare tecniche di gestione della domanda (Demand Side Management, DSM), le quali comportano:

“cambiamenti nell’uso elettrico da parte dei clienti finali (rispetto ai loro normali modelli di consumo) in risposta alle variazioni del prezzo dell’energia elettrica nel tempo, o a pagamenti di incentivi volti a indurre un minor consumo di energia elettrica in periodi di prezzi elevati del mercato o quando l’affidabilità della rete elettrica è a rischio” [32].

Tali tecniche, mostrate in Fig. 19, permettono di modificare sia la forma che l’entità del profilo di carico dell’utente (shift temporale); con la variazione quantitativa ci si riferisce

o a una riduzione del carico (Peak Clipping, Conservation) o ad un aumento del carico (Valley filling, Strategic growth).

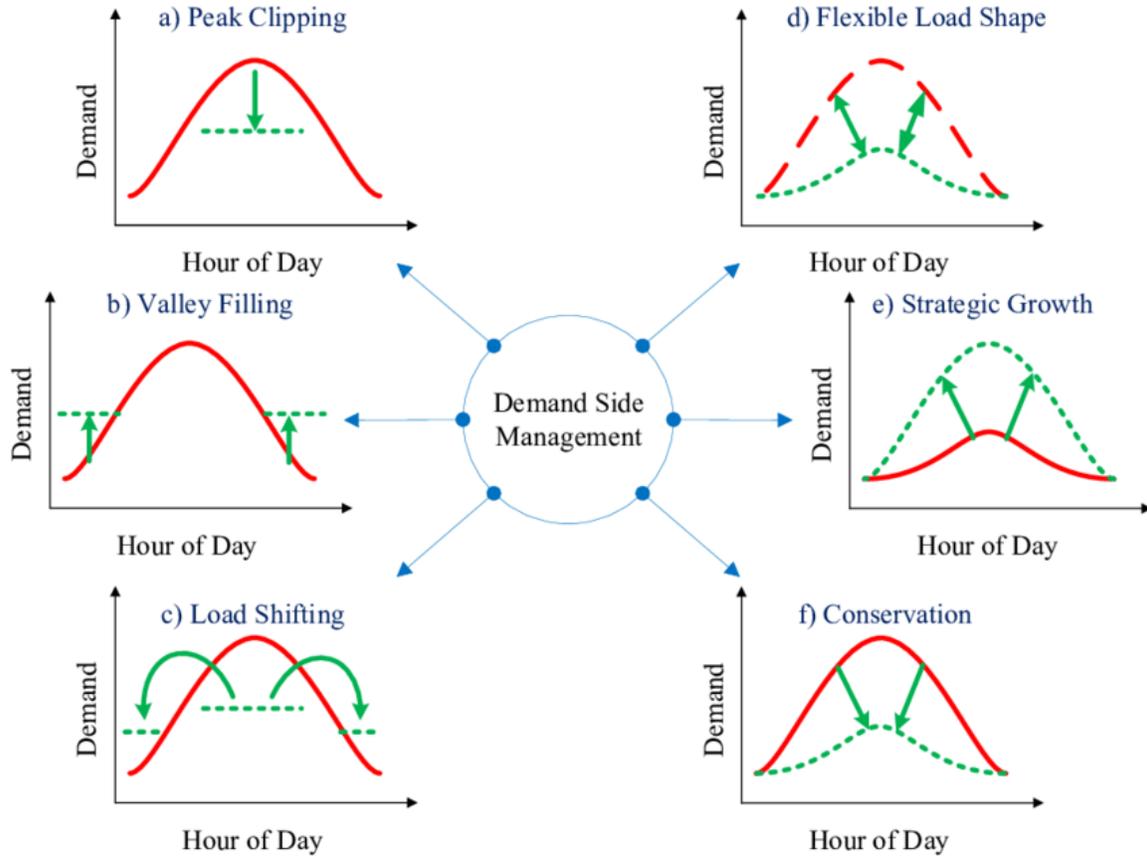


Figura 19 Tecniche Demand Side Management Fonte: « User Comfort Enhancement in Home Energy Management Systems using Fuzzy Logic », Qurat ul Ain, 2019

Tali tecniche sono attuabili durante la fase di Management delle CER:

- **efficienza energetica:** mira a ridurre il consumo complessivo;
- **elettrificazione** dei consumi: aumento strategico dei consumi elettrici dovuto alle nuove tecnologie (tipo pompa di calore per il riscaldamento/raffrescamento, e veicoli elettrici per i trasporti);
- **demand response:** per il mercato (l'obiettivo principale è la riduzione dei costi) e per la rete (l'obiettivo principale è la stabilità della rete elettrica nazionale).

All'interno di una CER, la DMS troverà applicazione ad un livello più alto rispetto al singolo edificio in quanto bisogna tenere conto delle immissioni e dei prelievi di tutti i membri della comunità. Sono pertanto necessarie strategie di controllo avanzate per rendere gli edifici efficienti dal punto di vista energetico e interattivi con la rete [33].

In questo contesto, si apre la questione sulla scelta del tipo di architettura per la gestione del sistema: gestione centralizzata o distribuita come mostrato nelle Figure 20 e 21.

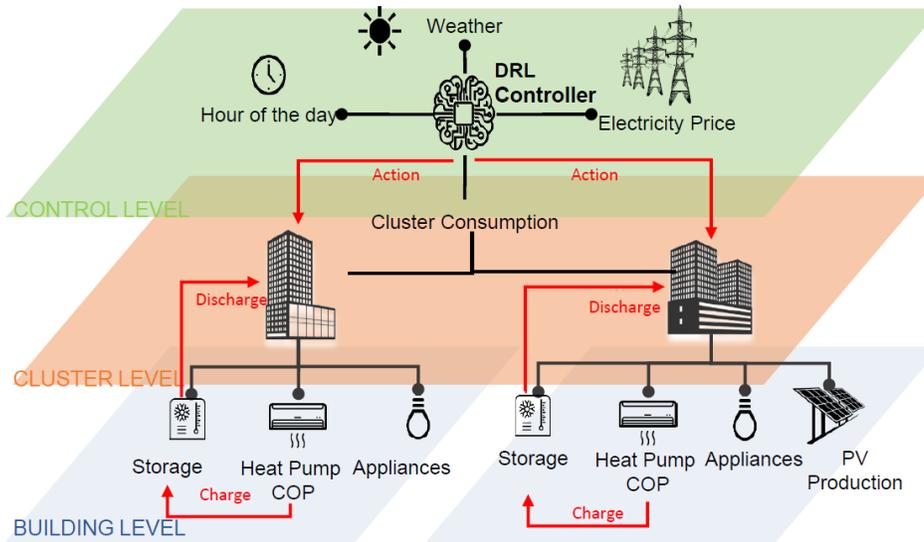


Figura 20 Controllo centralizzato coordinato [33]

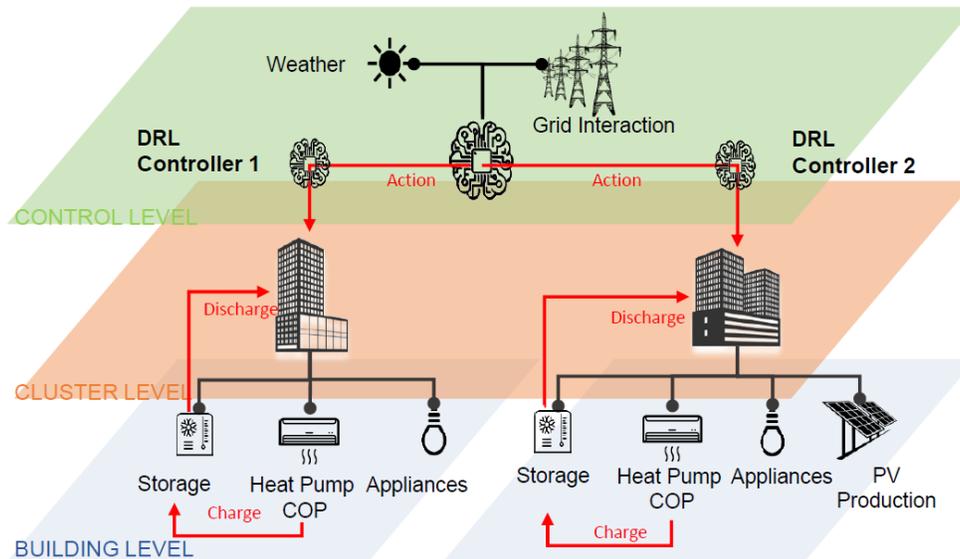


Figura 21 controllo distribuito cooperativo [33]

3.3 DIGITALIZZAZIONE

La costante decrescita nel costo dei sistemi d'acquisizione e trasmissione dei dati, e l'aumento esponenziale della capacità e la riduzione dei costi di archiviazione, stanno contribuendo al un processo di trasformazione digitale del settore energetico. Tale processo permette di ottenere una maggiore disponibilità di dati di lungo periodo relativi ai consumi dei clienti finali e alla produzione degli impianti.

I dati riflettono le effettive prestazioni dei sistemi energetici e possono essere utilizzati per caratterizzare le prestazioni degli stessi e/o ottimizzarne le prestazioni in esercizio.

Nelle CER, durante la fase di Management, è possibile prevedere l'impiego di soluzioni IT e digitali per erogare nuovi servizi ai membri che possono trasmettere nei cittadini maggiore consapevolezza in materia di energia. Misurare la quantità di energia utilizzata e/o quella prodotta da fonti rinnovabili, con una granularità delle misure oraria o quarti oraria, è essenziale per dare informazioni ed eventualmente far prendere decisioni in modo consapevole ai cittadini.

Un elemento fondamentale per promuovere tali servizi è la dotazione, da parte di tutti i membri della CER, di smart meter, ovvero *“un dispositivo elettronico che registra il consumo di energia elettrica e comunica le informazioni al fornitore di energia elettrica per il monitoraggio e la fatturazione”* [34].

A livello di UE, a partire dai primi anni 2000 hanno preso il via alcuni esempi di diffusione di sistemi evoluti di gestione della misura elettrica. Il focus era sulle potenzialità di risparmio energetico abilitate dalla tecnologia, grazie alla sensibilizzazione del consumatore circa i propri consumi. In seguito, lo smart metering è stato concepito come uno strumento per garantire trasparenza e concorrenza nella vendita al dettaglio dell'energia elettrica.

In Europa solo a partire dal 2009 si registrano le prime raccomandazioni della Commissione Europea con la Direttiva 2009/72/CE, atte a favorire la diffusione di sistemi di misura innovativi in sostituzione di quelli di tipo tradizionale [35].

L'Italia è stato il primo Paese Europeo ad approcciarsi allo smart metering e nel panorama europeo e mondiale, l'Italia ha assunto un ruolo di primo piano nello sviluppo e nella diffusione dei contatori intelligenti nel settore elettrico.

Nel 2001 è iniziata la *prima fase* di sviluppo, in cui in particolare Enel ma anche altre società di distribuzione dell'energia hanno cominciato a introdurre **spontaneamente** e su larga scala l'uso dei cosiddetti smart meter elettrici di prima generazione per i loro clienti finali in bassa tensione.

La liberalizzazione del mercato elettrico del 1 luglio 2007, in cui è stata sancita la separazione tra società di distribuzione (che svolge l'attività di misura) e società di vendita, ha anche comportato l'obbligo di installazione di misuratori elettronici per tutte le imprese distributrici (da completare entro il 2011).

Con la *seconda fase*, tra il 2007 e il 2011 la diffusione degli smart meter 1G è diventata **obbligatoria** in seguito alla deliberazione dell'ARERA 292/06. Il dato di consumo viene acquisito per fasce orarie e mensilmente aggregato; soltanto per i POD di potenza superiore a 55 kW viene effettuata una misura oraria. Oltre alla telelettura dei dati (i venditori ricevono dai distributori dati di misura una volta al mese, tipicamente entro il giorno 20 del mese successivo), tale tecnologia abilita la telegestione ed in particolare l'attivazione, disattivazione, cambi di potenza senza la necessità d'intervento in campo.

A seguito della Direttiva del Parlamento Europeo 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che è stata recepita con il Decreto Legislativo 102/2014, in Italia nel 2016 è stata avviata la seconda generazione di smart metering.

Gli smart meter 2G, sfruttando un sistema di comunicazione a due vie, inviano i dati raccolti elettronicamente attraverso le frequenze radio o la PLC (trasmissione di informazioni attraverso la rete elettrica per onde convogliate tramite Power Line Communication). Tale tecnologia prevede un rafforzamento di quanto previsto dalla 1G (Chain 1 di Figura 20), con dati quartorari trasmessi al venditore nel giro di 24/30 ore e la creazione di un canale separato (Chain 2), non presente nell'1G, che trasmette i dati, seppur non validati, direttamente al cliente finale.

Come previsto dal *D.Lgs. 102/14 nuove attribuzioni di legge all'Autorità*, con la Chain 2 si abilita la possibilità di fornire nuovi processi e servizi ai clienti finali, mettendo a disposizione i dati direttamente al cliente o a un soggetto terzo univocamente designato dal cliente.

Secondo le indicazioni riportate sul sito ARERA, oltre 35 milioni di smart meter 2G, sono già in servizio nelle case e nelle aziende italiane [36]. Inoltre, con la deliberazione 222/2017/R/eel del 6 aprile 2017, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha approvato il Piano di Messa in Servizio del Sistema di smart metering di seconda generazione (PMS2) di e-distribuzione (il principale distributore italiano), con

riferimento al quindicennio 2017-2031. Nella Tabella 1 di tale Delibera [37], si prevede di effettuare la maggior parte delle sostituzioni entro il 2024, con una coda di sostituzioni che si protrarranno a esaurimento fino al 2031.

Tabella 10 Riepilogo caratteristiche dei due canali abilitati dagli smart meter 2G

Chain 1	Chain 2
«dal contatore al cliente tramite il venditore»	«dal contatore direttamente al cliente (o terzi)»
Contatore > concentratore > distributore > SII > venditore > cliente	Contatore > dispositivo (> fornitore di servizi / > apparecchi finali) cliente
miglioramento performance attività commerciali e fatturazione	possibilità di analisi dei dati di misura e nuove proposte di servizio (Riduzione dei consumi, modifica delle abitudini d'uso)
DATI VALIDATI (dal distributore) utilizzabili dal venditore per la fatturazione	DATI NON VALIDATI utilizzabili dal venditore o da altri soggetti designati dal cliente per fornire nuovi servizi

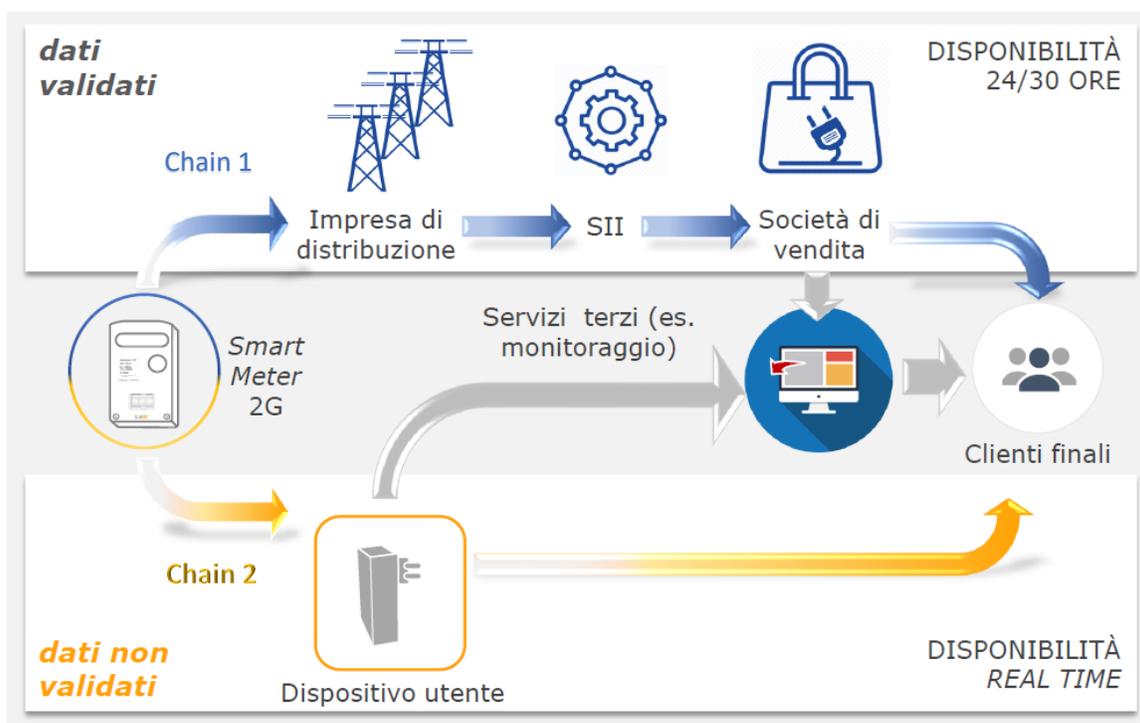


Figura 22 Chain 1 e Chain 2 degli smart meter 2G (Fonte: ARERA)

3.4 DEMOCRATIZZAZIONE

Già dalla definizione fornita nella Direttiva RED II, appare evidente che le CER presentano caratteristiche particolari e difficilmente riscontrabili all'interno dell'attuale mercato dell'energia. Si tratta di un soggetto aperto alla partecipazione dei cittadini, delle autorità locali e delle imprese (di piccole e medie dimensioni); partecipazione che è di tipo volontario e che può essere interrotta in qualsiasi momento mantenendo comunque i propri diritti di consumatore finale.

Viene quindi presentato un “modello democratico”, in cui le scelte sono condivise tra i membri della comunità in modo indipendente e autonomo. Oltre a decidere il tipo di Governance, i membri della CER possono scegliere di coinvolgere imprese e multi-utility, a seconda delle esigenze e dei servizi che desiderano. Infatti, possono essere coinvolti altri attori del mercato come installatori, ESCo, manutentori, finanziatori ecc., senza che questi diventino membri della CER.

Anche il criterio per la suddivisione dell'incentivo del GSE è democratico, in quanto deve essere deciso dai membri in fase di stesura dello Statuto della CER.

3.4.1 Il ruolo delle ESCo e delle multi utility nelle CER

Oltre ai cittadini, un ruolo chiave per la costituzione e la realizzazione delle CER l'hanno le multi-utility e le Energy Service Company (anche dette ESCo). Esse sono in grado di fornire tutti i servizi tecnici, commerciali e finanziari necessari per costituire, realizzare e gestire una CER.

L'attività di progettazione di una CER richiede diverse competenze, tra cui tecniche-ingegneristiche (per capire la fattibilità delle varie soluzioni possibili), economiche (per capire quale sia la soluzione più conveniente per i membri), legali (per decidere la tipologia di governance, e per capire se è possibile realizzare una soluzione dal punto di vista legislativo e quali permessi sono necessari) e comunicative (per poter interagire e spiegare ai membri della CER i vantaggi della soluzione). Inoltre, bisogna occuparsi delle pratiche burocratiche e dei processi amministrativi necessari a ottenere i permessi per l'installazione e l'esercizio degli impianti.

Per effettuare un design che garantisca benefici ambientali, economici e sociali ai membri di una CER, è necessario tenere conto di una serie di variabili e vincoli fisici e tecnico-economici tra cui il costo degli impianti e dell'attività di gestione degli stessi, il prezzo dell'energia dei membri della CER, la possibilità di accedere alle detrazioni fiscali, etc. .

Inoltre, è richiesta una figura che si occupa della progettazione ingegneristica, della scelta e dell'acquisto dei componenti e della costruzione dell'impianto.

Per queste ragioni, ESCo e aziende del settore energetico potrebbero mettere le competenze necessarie, garantendo la corretta progettazione e una gestione ottimale dei flussi energetici ed economici dei membri della CER.

I cittadini possono scegliere liberamente in che modo le utilities possono supportare la CER. In particolare, questo può avvenire secondo diversi modelli di business, i quali verranno esaminati brevemente.

- **Sviluppatore**



Figura 23 Modello di business - Sviluppatore [Fonte: Elaborazione personale]

In questo modello, la società specializzata si occupa del solo sviluppo del progetto di design della CER; in particolare essa si può occupare dell'ottenimento dei permessi necessari per la realizzazione degli impianti, e alla valutazione della fattibilità economica degli investimenti.

- **Soluzione "chiavi in mano"**



Figura 24 Modello di business - Soluzione "chiavi in mano" [Fonte: Elaborazione personale]

Questo modello di business prevede la presenza di un soggetto che si occupi dello sviluppo del progetto e della sua effettiva implementazione.

Nel momento in cui gli impianti sono realizzati e pronti per essere eserciti, l'impresa vende la soluzione ai membri della CER e si defila dalle operazioni di produzione e vendita dell'energia prodotta. Solitamente, le società che propongono questo modello di business offrono anche soluzioni per la manutenzione degli impianti.

Nei primi due casi, i membri della CER, oltre ad essere proprietari degli impianti, rivestono anche il ruolo di produttori degli stessi. Inoltre, questo richiede l'investimento iniziale da parte dei membri della CER; si potrebbe anche valutare la possibilità di coinvolgere istituti

di credito. I membri dovrebbero essere in grado di gestire gli impianti o in alternativa rivolgersi ad altre società: bisogna in ogni caso prevedere delle spese di O&M per la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti.

Nei primi due casi la costituzione della CER è basata su un **approccio Bottom-Up**, in cui l'iniziativa economica ed amministrativa parte dai cittadini; la comunità si rivolge a società specializzate che fornirebbero dei servizi (progettazione, realizzazione e gestione della CER o del AUC) in qualità di soggetto terzo, ossia non partecipante alla comunità.

Nei seguenti modelli di business invece, ci potrebbe essere un **approccio Top-Down** prendendo in carico l'intera gestione degli impianti, dall'installazione all'esercizio e alla manutenzione, sebbene sia la comunità a detenere i suddetti impianti con contratti ad hoc tipo usufrutto, leasing.

- **Soluzione con leasing finanziario**



Figura 25 Modello di business - Leasing [Fonte: Elaborazione personale]

In questo modello la società è anche proprietaria dell'impianto che è ceduto a tempo determinato, al privato o all'impresa che entrerà a far parte della CER. Di fatto, la società rimane estranea al mondo della produzione dell'energia e semplicemente affitta un proprio asset a fronte di un ritorno economico che deve essere stabilito tra le parti.

L'impianto di produzione in questo caso è detenuto dalla CER in base a un titolo giuridico diverso dalla proprietà (quali, a titolo d'esempio, usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso). Allo scadere del contratto, l'utilizzatore del bene ha la possibilità di acquisirne la proprietà (c.d. riscatto), pagando una somma di denaro o rinnovare il contratto. Anche in questo caso, il produttore è una persona fisica o giuridica che gestisce l'impianto di produzione e non necessariamente coincide con il detentore dell'impianto di produzione (può essere uno dei membri o una società terza diversa da quella proprietaria). Come nei casi precedenti, l'affittuario (o il comodatario) può beneficiare della detrazione IRPEF al 50% in quanto è il titolare di un diritto reale di godimento.

Il valore del leasing degli impianti è liberamente negoziabile dalle parti. Esso può essere ad esempio fisso oppure indicizzato alla quantità di energia prodotta o auto consumata. Nel caso in cui il canone di leasing dell'impianto sia a prezzo fisso il rischio risulta totalmente a carico del membro della CER in quanto questo si troverà costretto a pagare una cifra mensile (o annuale) definita a priori a fronte di un beneficio variabile in base alla produzione dell'unità e al livello di autoconsumo;

Nel caso in cui il canone di leasing sia indicizzato all'energia prodotta o auto consumata il rischio è a carico del proprietario dell'impianto; il membro della CER, infatti, pagherà un canone mensile che dipenderà dalla quantità di energia prodotta e quindi al beneficio economico da lui ottenuto.

- **Soluzione con leasing finanziario e gestione produzione**



Figura 26 Modello di business – Soluzione leasing con gestione produzione [Fonte: Elaborazione personale]

Questa configurazione è molto simile alla precedente, con la sola differenza che l'utility proprietaria dell'impianto, si occupa anche della produzione; l'energia prodotta e non auto consumata può essere ceduta al GSE tramite il Ritiro Dedicato.

Con la bozza del recepimento della RED II, potrebbe aprirsi la possibilità per le ESCo di rivestire il ruolo di Referente della CER (il soggetto, tra le altre cose, incaricato dell'interazione con il GSE). Tale circostanza, se confermata, semplificherebbe non poco la partecipazione delle ESCo nelle CER, che potrebbero trovare in soggetti strutturati un valido supporto nella gestione operativa dello schema di autoconsumo fungendo così da volano per lo sviluppo di queste configurazioni [38].

3.4.2 Il ruolo delle Amministrazioni locali nelle CER

Le Pubbliche Amministrazioni Locali sono chiamate a governare il processo di costituzione delle Comunità energetiche. In particolare, esse potrebbero mettere a disposizione fondi per la realizzazione di impianti oltre che lo spazio fisico necessario per la loro collocazione.

Esse hanno il privilegio di conoscere il proprio territorio e quindi possono interagire con i possibili membri della CER e potrebbero rappresentare una garanzia per i cittadini. Infatti, una proposta promossa dal Comune può essere ben vista dai cittadini, i quali potrebbero partecipare con più fiducia agli incontri e ai confronti organizzati dal soggetto promotore per condividere gli scopi e i criteri di suddivisione dei benefici della CER.

Inoltre, all'interno delle Amministrazioni Locali potrebbero essere individuati ruoli per supervisionare la costituzione del soggetto giuridico (Referente), e contribuire alla definizione dello Statuto.

Nel caso in cui la manifestazione d'interesse da parte dei cittadini sia elevata potrebbe dare anche un contributo per capire se è opportuno costituire diverse CER oppure un'unica entità.

Oltre a svolgere il ruolo di aggregatore di cittadini, le Pubbliche Amministrazioni potrebbero favorire il dialogo tra il Referente ed il distributore per la verifica dei requisiti di prossimità dei punti di produzione e consumo.

L'Amministrazione potrà ricorrere ai pacchetti integrati proposti dalle ESCo, che comprendono l'intera gestione degli asset per un periodo dato, che potrebbe coincidere con la durata ventennale degli incentivi. Naturalmente possono essere adottate soluzioni miste, anche considerando che la Comunità energetica potrà accogliere soggetti privati o imprese che vogliano condividere i propri impianti.

4 PIATTAFORMA PER LE COMUNITÀ ENERGETICHE IN PYTHON

La piattaforma, presentata in questo capitolo, è caratterizzata da un applicativo web che è stato ideato e realizzato per valutare i possibili vantaggi ambientali ed economici per ciascun membro che risulterebbero dalla costituzione della CER.

La web app è stata realizzata usando il linguaggio di programmazione Python. Tale linguaggio è ampiamente utilizzato nella modellazione data driven e nelle applicazioni di machine learning, ed è diffuso in generale in diversi settori per la risoluzione di problemi tecnico scientifici. Python è uno dei linguaggi più popolari al mondo e sta diventando sempre più famoso anche grazie all'elevata interpretabilità e alla sua portabilità: secondo la classifica TIOBE* di gennaio 2020, occupa la terza posizione come mostrato in Fig. 27, subito dopo Java e C. Inoltre, è un linguaggio open source e la community sul web partecipa attivamente allo sviluppo del linguaggio e alla risoluzione di eventuali problemi.

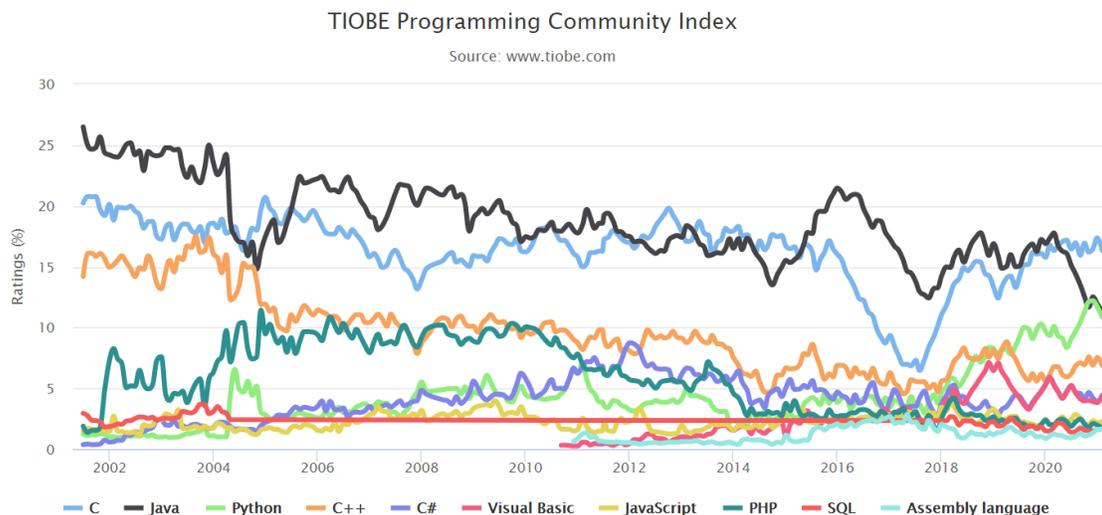


Figura 27 Andamento dell'indice TIOBE dal 2002 al 2020. (Fonte: "www.tiobe.com", TIOBE)

L'ideazione della struttura e del layout della piattaforma è stata effettuata utilizzando il tool Whimsical che include una ricca libreria di elementi configurabili come pulsanti, RadioItems, Checkboxes, DropDown Menu, Sliders e altro.

Come ambienti di sviluppo integrati, per la stesura e l'esecuzione del codice della piattaforma, sono utilizzati Spyder e PyCharm.

* Il TIOBE Programming Community Index, è un indicatore della popolarità dei linguaggi di programmazione, la classifica è compilata grazie ai dati ricavati dai tre motori di ricerca Google, MSN e Yahoo!

4.1 DASH PLOTLY

La piattaforma é stata costruita utilizzando il framework Dash, libreria open source rilasciata sotto la licenza permissiva del MIT e realizzata da Plotly. Tale società ne supporta lo sviluppo per la creazione e la distribuzione di applicazioni reattive con interfacce utente (UI) personalizzate. Dash è costituito da tre tecnologie:

- **Flask** che fornisce la funzionalità del web server;
- **React.js** che esegue il rendering dell'interfaccia utente della pagina web;
- **Plotly.js** che genera i grafici utilizzati nell' applicazione.

Dash permette di astrarre le tecnologie ed i protocolli necessari per creare una web app in Python. Eseguendo l'applicativo Dash infatti, Flask viene avviato automaticamente; ciò permette di trasmettere pacchetti serializzati JSON tramite richieste HTTP [39]. Inoltre, utilizzando React.js, la libreria di interfaccia utente Javascript, viene eseguito il rendering dei componenti pre-definiti nel codice. All'interno della piattaforma, sono utilizzati componenti interattivi realizzati da Plotly, dai Dropdowns menu, agli Sliders, alle Tabelle [40]. Ogni elemento estetico dell'app è personalizzabile: il dimensionamento, il posizionamento, i colori, i caratteri.

4.2 OBIETTIVI DELLA PIATTAFORMA

Durante l'attività di design di una CER bisogna tenere conto di diverse variabili, vincoli fisici ed economici per valutare la redditività degli investimenti.

Al fine di effettuare **valutazioni preliminari di tipo energetico, economico e finanziario per ciascun attore coinvolto** serve uno strumento che permetta di modellizzare il comportamento delle CER in Italia. La piattaforma si pone proprio questo obiettivo: vuole essere un **simulatore di CER**, da utilizzare durante la fase iniziale di costituzione di una comunità, per supportare la fase di design.

La web app è stata realizzata, tenendo conto dei vincoli regolatori e delle detrazioni fiscali previsti dalle Regole tecniche che il GSE ha imposto durante la fase sperimentale delle CER.

Con tale strumento, è possibile quindi effettuare valutazioni sui possibili vantaggi per ciascun attore coinvolto: può essere utile per analizzare gli effetti, in termini economici ed ambientali, di modifiche sia in termini del numero di membri che partecipano alla CER, sia in termini tecnologici (ad esempio variazione potenza installata e numero di impianti FER).

Per raggiungere tale risultato, si inizia effettuando il **Setup**, ovvero si definiscono le utenze elettriche e gli impianti di produzione che saranno presenti nella CER, e successivamente si associano nella fase di definizione dei membri (specificando la tipologia di membro tra consumer, producer e prosumer).

Tra i principali risultati che l'utente può visualizzare, oltre all'impatto ambientale (riduzione globale delle emissioni di CO₂), ci sono i ricavi (incentivo del GSE, risparmio per l'energia auto consumata, ricavi da vendita dell'energia immessa in rete, detrazioni fiscali) e le spese (costo investimento, costo O&M, imposte) relative ad ogni membro della CER.

Tali output sono utilizzati nell'analisi economico-finanziaria, calcolando i flussi di cassa attualizzati e i KPIs comunemente utilizzati per la valutazione degli investimenti (VAN, IP, payback time).

In questa configurazione, è stato scelto il fotovoltaico (FV) come tecnologia FER e non si tiene conto di accumulatori di energia elettrica a causa della complessità gestionale che comportano. Inoltre, non si tiene conto di servizi come le colonnine di ricarica per le auto-elettriche che però potrebbero essere aggiunti in sviluppi futuri della piattaforma.

4.2.1 Sintesi procedura

Sintetizzando la procedura che verrà approfondita nel resto del capitolo, è impostata come segue.

Si inizia effettuando il **Setup**, il cui obiettivo è quello di definire i profili di carico orari delle utenze elettriche, e i profili di produzione degli impianti fotovoltaici presenti nella CER, e successivamente associarli ai rispettivi membri. Questa fase, permette di ottenere il profilo di carico elettrico dell'insieme dei clienti finali associati alla configurazione (profilo di carico aggregato) e il profilo di produzione FER. Utilizzando questi due profili, si calcola ora per ora l'energia condivisa, in accordo con la definizione fornita dalle Regole Tecniche del GSE.

Nella seconda pagina, ovvero **Yearly Energy data and Benefits**, è possibile visualizzare gli indicatori energetici (indici di autoconsumo e autosufficienza) e i benefici annuali (a livello di comunità e di singolo membro) risultanti dalla fase di Setup.

Infine, nella pagina **Economics** sono mostrati i risultati dell'analisi economica e finanziaria, basata sulla tecnica a Discounted Cash Flows (DCF), effettuata considerando un periodo temporale pari a 20 anni.

La piattaforma simula tutte le 8760 ore di un anno solare e al fine di realizzare le analisi, viene effettuata l'ipotesi che i profili di consumi e produzione per ogni membro della CER non varino negli anni.

4.2.2 Struttura della piattaforma

La piattaforma, come mostrato in Fig.28, è caratterizzata da una NavBar in cui è possibile scegliere tra tre NavLink che indirizzano alle pagine **Setup**, **Yearly energy data and benefits**, ed **Economics**.

All'apertura della web-app, si è indirizzati automaticamente alla pagina Setup, in cui bisogna inserire il nome della città dove si vuole costituire la CER. Tale informazione permette di acquisire latitudine e longitudine della località mediante la libreria *geopy*.

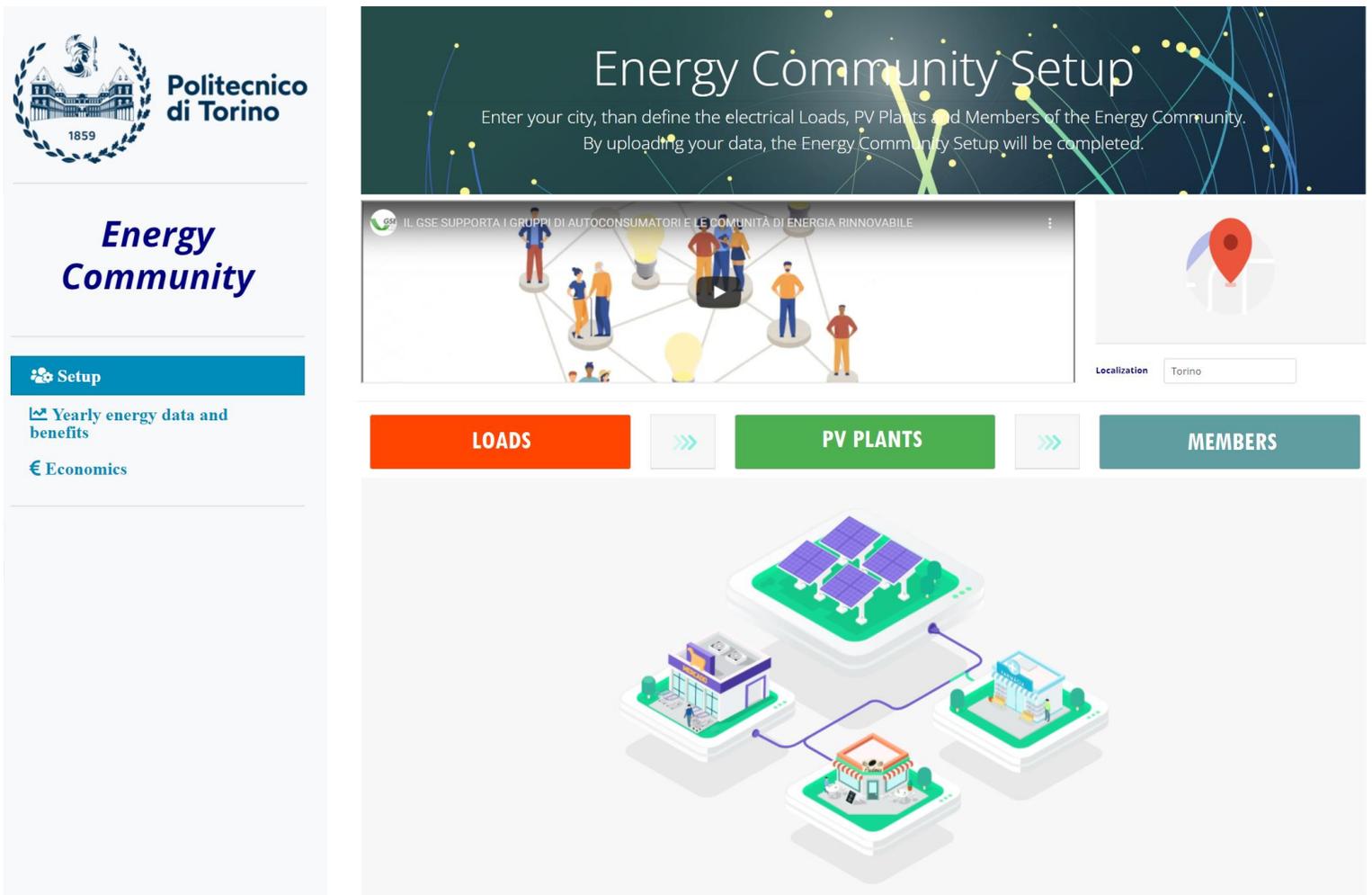


Figura 28 Struttura della piattaforma

4.3 GLI INPUT DELLA SIMULAZIONE: SETUP

Il **Setup**, è caratterizzato da tre fasi: **definizione dei carichi elettrici, degli impianti di produzione e dei membri**. Ognuna di queste tre fasi può essere effettuata cliccando sul bottone corrispondente presente in Fig.28.

A seconda della fase che si sta realizzando, si apre la pagina corrispondente in cui è presente una delle tre Card riportate in Fig 29, che permettono rispettivamente di aggiungere un'utenza di consumo (a), un impianto fotovoltaico (b) e un membro della CER (c).

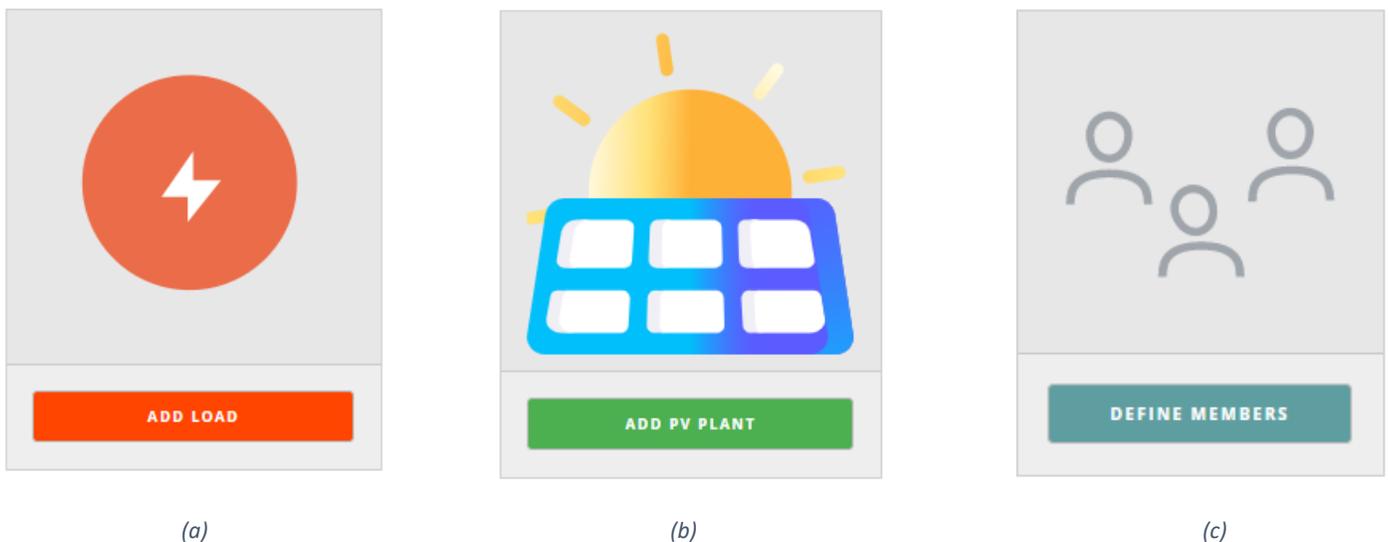


Figura 29 Screenshot della piattaforma (Fonte animazioni: Lottie):

(a) definizione dei carichi; (b) definizione degli impianti FV; (c) definizione dei membri.

L'utente nella fase di **definizione dei carichi elettrici**, può scegliere se effettuare un Upload di dati orari annui in formato Excel, oppure simulare i profili di carico di diverse tipologie di clienti finali all'interno della piattaforma.

In quest'ultimo caso, sulla base di un set limitato di input, ovvero informazioni sull'edificio e sugli occupanti (residenziale), tipologia e dimensione dell'attività (commerciale) e tipologia di attività produttiva (industriale), vengono modellati i profili di carico delle utenze elettriche presenti all'interno della comunità.

Analogamente, nella fase di **definizione degli impianti di produzione**, la producibilità degli impianti FV è stimata in base al tipo di cella, alla latitudine e longitudine, alla posizione rispetto l'edificio, oltre che alla potenza di picco dell'impianto e le perdite del sistema. Per ottenere la produzione oraria (in base alle coordinate geografiche della città inserita) si effettuano richieste all'API di *PVGIS*, tool del JRC (Joint Research Centre della Commissione Europea).

Successivamente, nella fase di **definizione dei membri** della Comunità è possibile associare carichi e impianti FV ad ogni singolo membro, dando la possibilità di scegliere la percentuale di possesso dell'impianto, il prezzo d'acquisto dell'energia dalla rete, il fatto di poter auto consumare l'energia ed inoltre la possibilità di accedere alle detrazioni fiscali (Bonus 50% per condomini e persone fisiche, credito d'imposta per le imprese).

4.3.1 definizione dei carichi elettrici

Cliccando sul bottone "ADD LOAD" mostrato in Fig. 29, viene visualizzata la pagina relativa alla definizione dei profili di consumo elettrici.

Nel caso in cui l'utente voglia aggiungere uno o più profili di carico di cui dispone i dati della potenza attiva su base oraria per effettuare le analisi, è possibile effettuare l'Upload di un foglio Excel.

Nel caso si voglia utilizzare la piattaforma per simulare i profili degli utenti finali, l'utente seleziona uno dei tre Tab (Residenziale, Commerciale o Industriale) mostrato in Fig. 31. In base a tale scelta, viene mostrato il contenuto con i componenti necessari per simulare e aggiungere il profilo di carico desiderato.

L'utente genera una DataTable in cui ogni colonna è composta dai valori della potenza attiva media oraria in kW dell'utenza considerata in un anno tipo. Le colonne di questa tabella, rappresentano infatti i carichi delle utenze elettriche presenti nella CER.

Inoltre, è stata prevista la possibilità di salvare i profili di carico generati nell'applicazione ed eventualmente modificarli. Si rimanda all'Appendice A, in cui viene spiegato in dettaglio la procedura da seguire.

4.3.1.1 utenze residenziali

La valutazione ottimale dei consumi di un' utenza residenziale dovrebbe essere svolta utilizzando i dati reali dei profili di carico, i quali possono essere acquisiti, come discusso nel paragrafo 3.3 utilizzando gli smart meter 2G. In particolare attraverso la Chain 2, è possibile acquisire il profilo di carico annuale con frequenza oraria, connettendo a una presa elettrica presente nell'edificio un "dispositivo utente". All'interno della piattaforma, l'utente può effettuare l'Upload di tali dati utilizzando un foglio tipo Excel (formato .xlsx o .csv).

Se non si dispone di tali dati, all'interno della piattaforma è possibile simulare i profili di carico scegliendo tra una serie di profili di utenze domestiche tipo, le quali sono state ricavate dal software LoadProfileGenerator (LPG). Il tool fornisce una serie di curve tipologiche con frequenza oraria, i cui nomi identificativi sono riportati in Tab 11. LoadProfileGenerator crea profili di carico basati su una simulazione del comportamento delle persone in una famiglia. Ciò permette di differenziare le utenze con esigenze ed abitudini differenti.

Per ogni profilo tipologico, riportati in Tab 11 in base al numero di occupanti, LoadProfileGenerator fornisce una documentazione dettagliata [41] con le ipotesi relative al tipo di apparecchiature elettriche presenti, tempo di utilizzo dell'edificio ed attività svolte in casa.

Nel software, sono presenti più di 100 dispositivi preconfigurati in base a ricerche di mercato. In base alla previsione del loro utilizzo, per soddisfare i bisogni/desideri degli occupanti, viene generato un profilo differente [42].

Tabella 11 Profili tipologici per numero di persone (Fonte sito web Profile Load Generator [42])

1 person	2 people	3 people	>3 people
Single with work	Family, 1 child, 1 at work, 1 at home	Family, 1 child, with work	Family, 2 children, both at work
Single man, 30 - 64 years, without work	Single, 1 child, with work	Single man with 2 children, with work	Family with 2 children, one at work
Single man, 30 - 64 age, with work	Couple under 30 years without work	Single woman, 2 children, with work	Family, 3 children, both with work

Single woman, 30 - 64 years, without work	Shiftworker Couple	Student Flatsharing	Family, 3 children, parents without work
Single woman, 30 - 64 years, with work	Couple, 30 - 64 age, with work	Family, 1 child, with work	Single woman with 3 children, without work
Single, Retired Man	Couple, 30 - 64 years, without work	Single man with 2 children, with work	
Student	Couple, 30 - 64 years, 1 at work, 1 at home		
	Couple with work around 40		
	Couple over 65 years		
	Retired Couple, no work		

In generale, i fattori dai quali dipende il consumo di una famiglia sono molteplici. Tuttavia, è possibile riconoscere i seguenti fattori tra quelli maggiormente influenzanti:

- Numero di persone;
- Abitudini personali;
- Caratteristiche dell'edificio;
- Localizzazione geografica dell'abitazione;
- Numero e tipologia di elettrodomestici.

Mentre i primi due sono intrinsecamente considerati nei profili tipologici sopraelencati di LPG, è necessario tenere conto degli altri fattori. Pertanto, dopo che l'utente seleziona il profilo tipologico che vuole aggiungere, viene effettuata una manipolazione a posteriori i profili tipologici per tenere conto dei fattori sopra citati.

Per fare ciò, sono utilizzati alcuni risultati dello studio di Besagni et Borgarello [43] in cui viene analizzata la relazione tra la spesa di energia elettrica nel residenziale in Italia, e alcuni fattori tra cui variabili socio-demografiche, caratteristiche dell'edificio, e utilizzo di elettrodomestici. Lo studio è basato sui dati dell' *indagine sul bilancio delle famiglie del 2017*, effettuato dall'ISTAT, in cui si analizza l'evoluzione del livello e della composizione

della spesa per consumi delle famiglie secondo le loro principali caratteristiche sociali, economiche e territoriali [44].

Il profilo di carico scelto, è quindi modificato in base a caratteristiche e alla geo localizzazione dell'edificio e all'utilizzo di apparecchiature elettriche come pompa di calore, lavastoviglie e/o condizionatore.

Come mostrato in Fig. 31 in cui è presente uno screenshot della pagina (relativa alle utenze residenziali), tra le caratteristiche dell'edificio, l'utente può scegliere il tipo di abitazione (villa monofamiliare, villa multifamiliare o appartamento in un condominio) e la sua dimensione (superficie netta in m²). In base al numero di occupanti, vengono aggiornate le opzioni del DropDown Menu che consente l'associazione a uno dei profili tipologici di LPG.

I profili sono stati aumentati o diminuiti in modo proporzionale, utilizzando i coefficienti risultanti dallo studio [43]. Ad esempio, dallo studio risulta che le famiglie dotate di una lavastoviglie, consumano l'8,2% più alto rispetto alle famiglie senza questo elettrodomestico. Pertanto, utilizzando l'apposito BooleanSwitch visibile nella Fig.31 e attraverso una funzione presente nel codice, si va a modificare la curva tipologica in modo proporzionale. Allo stesso modo, per quanto riguarda le caratteristiche dell'edificio dallo studio risulta che un aumento della superficie calpestabile pari a 1m² determina un aumento di 0.25%.

Per quanto riguarda la tipologia abitativa, rispetto a una famiglia che vive in un edificio con meno di 10 appartamenti, dallo studio risulta che il consumo energetico aumenta per le famiglie che vivono in una villa unifamiliare (8,4%) e in una multifamiliare villa (8,2%), mentre diminuisce per le famiglie che vivono in un edificio con 10 o più appartamenti. Tali coefficienti sono riportati in Tab.12.

Tabella 12 Coefficienti utilizzati per tenere conto del tipo di alloggio

(Fonte: The determinants of residential energy expenditure in Italy, Besagni, Borgarello)

	VILLA MONOFAMILIARE	VILLA MULTIFAMILIARE	CASA IN EDIFICIO CON <10 APPARTAMENTI	CASA IN EDIFICIO CON >10 APPARTAMENTI
Tipo di alloggio	0.0836	0.0818	0	-0.0611

Allo stesso modo, sono utilizzati i coefficienti mostrati in Tab.13, per adattare le curve dei consumi in base alla posizione geografica. A tal scopo, in base alla latitudine e longitudine della località è stata scritta una funzione che permette di ricavare la Regione tra le opzioni utilizzate nello studio già citato.

Tabella 13 Coefficienti utilizzati per tenere conto della geolocalizzazione dell'edificio

(Fonte: The determinants of residential energy expenditure in Italy, Besagni, Borgarello)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	SICILIA	SARDEGNA
Posizione geografica	-0.0085	-0.1158	0	-0.1348	0.0551	0.1612

Nel caso in cui si utilizzi una pompa di calore (HP) per il riscaldamento dell'edificio, la curva tipologica viene inoltre sommata ad un profilo di carico di una pompa di calore aria-acqua, ricavata dal software Polysun, i cui consumi annuali sono riportati nel Carpet Plot in Fig.30.

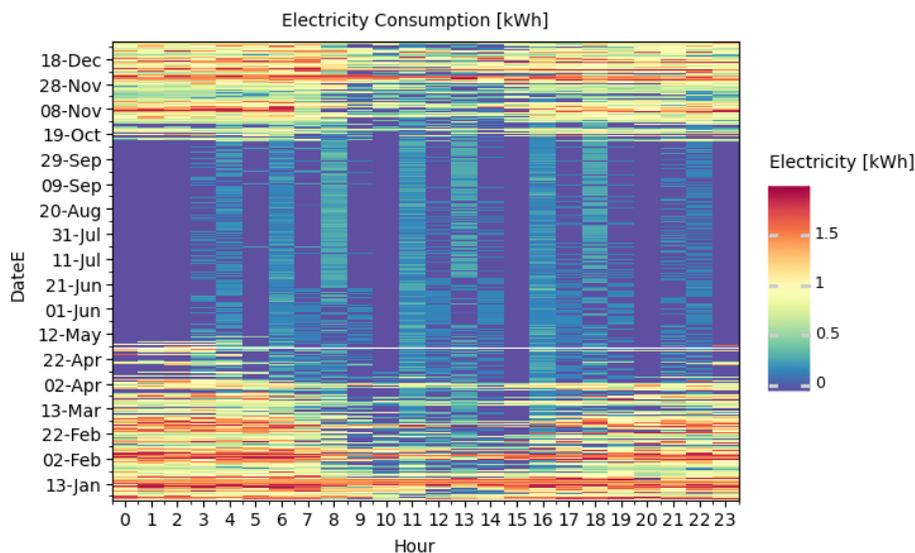


Figura 30 Carpet Plot consumi annuali pompa di calore

Analogamente, nei mesi estivi si somma al profilo risultante, una curva standard di un condizionatore presa da Polysun, nel caso in cui l'utente ne segnali l'utilizzo nella piattaforma attraverso l'apposito Boolean Switch presente in Fig.31.

CLOSE

User specification:

Answer few quick questions in order to evaluate your consumption and use an identifying name for each Load.

Residential	Commercial	Industrial
-------------	------------	------------

Building

Type of dwelling:

- Single family villa
- Multifamily villa
- Apartments in building with less than 10 apartments
- Apartments in building with 10 or more apartments

Area [m²]



Occupant

Number of people:

Family, 1 child, with work ✕ ▲

Family, 1 child, with work

Single man with 2 children, with work

Single woman, 2 children, with work

Student Flatsharing

Appliances

Air conditioner

Dishwasher

Heat Pump

Figura 31 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione carichi residenziali

4.3.1.2 utenze commerciali

Per la definizione dei profili di carico delle utenze del settore terziario, sono state scelte tre tipologie di attività commerciali: uffici, negozi ed hotel.

La curva di carico tipologica per gli **uffici** è presa dal software Polysun ed è stata normalizzata, al fine di ottenere un consumo totale annuo per unità di superficie calpestabile pari a 126.7 [kWh/m²/a]. Tale valore è stato ricavato dal *Benchmark di consumo energetico degli edifici per uffici in Italia*, a cura di ENEA, basato sui consumi reali di 123 diagnosi energetiche di edifici per uffici ubicati su tutto il territorio nazionale [45].

È stato considerato un valor medio tra gli IPE del nord, centro e sud Italia tra quelli riportati in Fig. 32 dello studio. Pertanto, nella piattaforma si utilizza il profilo risultante da questa operazione e lo si moltiplica per i m² di ufficio scelti dall'utente nella piattaforma.

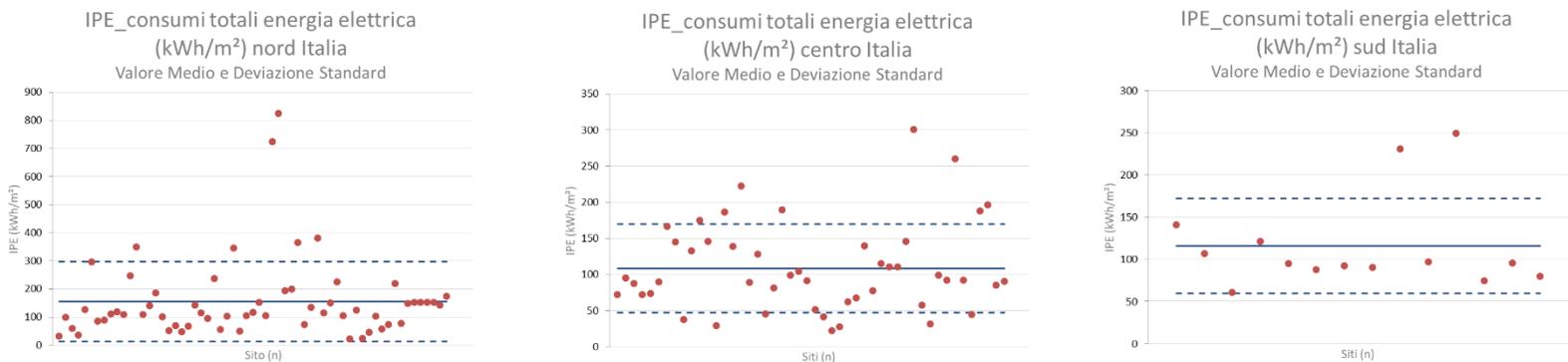


Figura 32 Distribuzione IPE consumi energia elettrica totale nel Nord, Centro e Sud Italia (Fonte ENEA)

Allo stesso modo, i profili tipologici dei **negozi** (in questo caso differenziati per orari e giorni d'apertura) sono normalizzati considerando un IPE medio nazionale pari a 196.9 [kWh/m²/a]. I quattro profili selezionabili attraverso il DropDown menu visibile in Fig. 33, sono quindi moltiplicati per la superficie [m²] del negozio.

I profili tipologici considerati per gli **Hotel** sono due: un Albergo aperto tutto l'anno con sospensione a novembre e un Albergo stagionale. Tali profili sono stati normalizzati per unità di consumo annuo. Dalla *Caratterizzazione energetica del settore alberghiero in Italia di ENEA*, si evince che “un albergo di categoria medio superiore, aperto tutto l'anno, ha un consumo medio annuo di 7.800 kWh per camera, mentre il corrispondente dato

per alberghi di media categoria è di 6.900 kWh” [46]. Nella piattaforma quindi, si ricava il profilo di carico annuale, moltiplicando il profilo annuale per unità di consumo annuo per il numero di stanze per 7350 kWh (valor medio tra i due valori sopracitati).

CLOSE

User specification:

Answer few quick questions in order to evaluate your consumption and use an identifying name for each Load.

Residential **Commercial** **Industrial**

Type of activity:

- Office
- Shop
- Hotel

Area [m²]

Shop Weekdays 8-18 × ▲

Shop Weekdays 8-18

Shop Weekdays 8-22

Shop Weekdays open all day

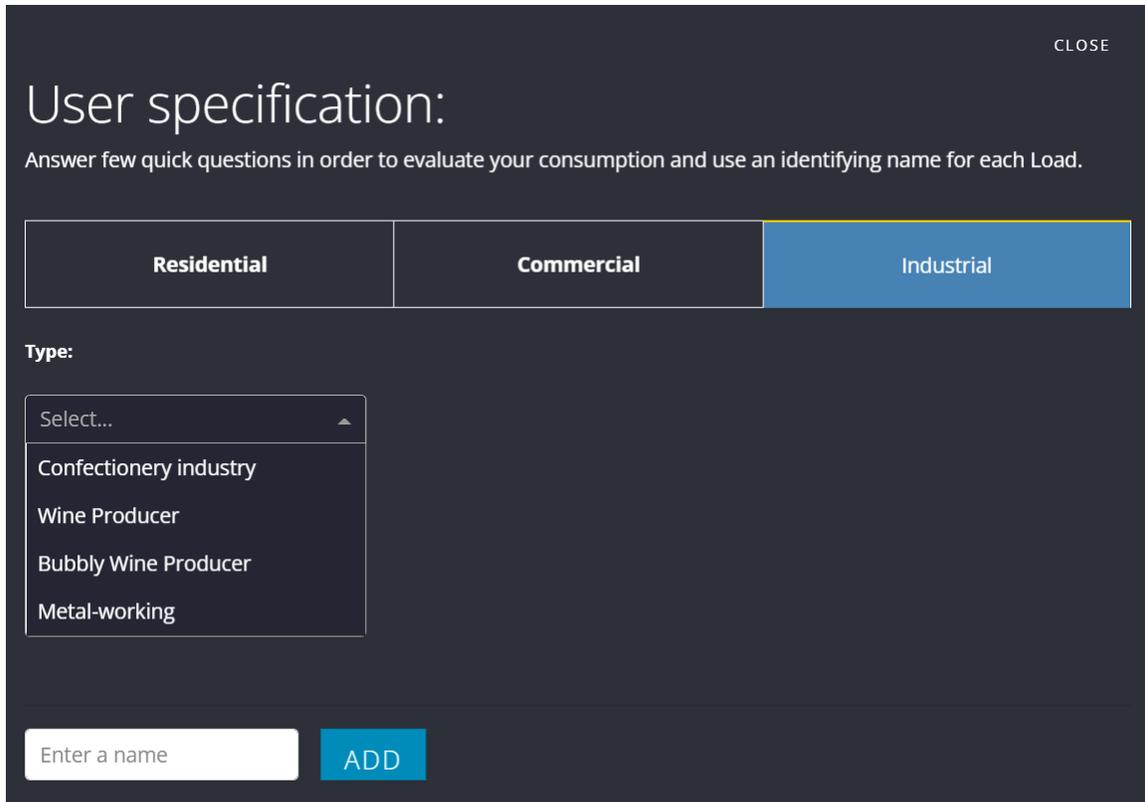
Shop open 7 days a week

Enter a name **ADD**

Figura 33 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione carichi commerciali

4.3.1.3 utenze industriali

Per le utenze industriali, sono inseriti quattro esempi di profili di carico di aziende produttive. In particolare, sono utilizzati dati reali di un industria dolciaria, un azienda vinicola, uno spumantificio e un'azienda di lavorazioni metalliche. Anche in questo caso, nel caso in cui un utente posseda i dati orari di consumo in un anno di una PMI, può inserirli nella piattaforma con un Upload di un foglio Excel.



The screenshot shows a dark-themed web interface for 'User specification'. At the top right is a 'CLOSE' button. The main heading is 'User specification:' followed by the instruction 'Answer few quick questions in order to evaluate your consumption and use an identifying name for each Load.' Below this are three tabs: 'Residential', 'Commercial', and 'Industrial', with 'Industrial' selected and highlighted in blue. Under the 'Type:' label, there is a dropdown menu with the following options: 'Select...', 'Confectionery industry', 'Wine Producer', 'Bubbly Wine Producer', and 'Metal-working'. At the bottom, there is a text input field with the placeholder 'Enter a name' and a blue 'ADD' button.

Figura 34 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione carichi industriali

4.3.2 definizione degli impianti di produzione

Il secondo step del Setup è l'estrazione del profilo orario di produzione annuale di ogni impianto fotovoltaico che si vuole inserire nella CER. A tal fine è stato utilizzato il tool Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), messo a disposizione gratuitamente dalla Commissione Europea ed in particolare la funzionalità Hourly Radiation. Si accede a questo strumento in modo non interattivo effettuando richieste all'

API web di PVGIS. Per ogni chiamata effettuata, viene ritornato un profilo di produzione in formato JSON.

In Fig. 35 e Fig. 36, a titolo di esempio si vuole riportare il framework generale che ha portato alla realizzazione della piattaforma: dall'ideazione con il tool Whimsical all'esecuzione del codice in Dash. In Fig. 36 è possibile inoltre visualizzare gli Inputs che l'utente può scegliere nella piattaforma per il calcolo della producibilità: tipo di cella, perdite in percentuale del sistema, posizione del pannello rispetto l'edificio, e taglia dell'impianto fotovoltaico (potenza di picco).

Le perdite di sistema comprendono tutte le perdite nell'impianto che riducono l'energia immessa in rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Esistono diversi tipi di perdite, come ad esempio le perdite resistive nei cavi, le perdite nell'inverter, le perdite dovute al fouling e all'invecchiamento. PVGIS suggerisce un valore di default per le perdite del sistema pari a 14%, in cui si include l'effetto di invecchiamento dei pannelli.

The screenshot shows a web interface for configuring a PV plant. The title is "PV PLANT". Under the heading "Cell type", there is a dropdown menu with the label "type" and a list of options: "crystSi", "CIS", "CdTe", and "Other". To the right of this is a slider control for "System losses [%]" with a blue bar and a marker at 14%. Below this is a section titled "Plant specifications" with two radio buttons: "Free standing" (which is selected) and "Building-integrated". In the center, there is a large green digital display showing the number "3" with the unit "kWp" above it, and the text "Peak power of the PV system:" below it. At the bottom left, there is a "Name" input field and an "Add" button.

Figura 35 Ideazione markdown page su Whimsical- definizione impianti FV

Come database climatologico è stato scelto quello consigliato dalla documentazione del tool per l'Europa, PVGIS-SARAH, che contiene dati basati su osservazioni satellitari. Inoltre, i risultati hanno come ipotesi l'installazione dei moduli fotovoltaici con l'angolo di inclinazione quello di orientazione ottimale (calcolati automaticamente dal tool).

Tale documentazione, con la descrizione di tutti gli Inputs inseribili nella richiesta all'API, è presente in Appendice B in formato tabellare.

CLOSE

PV Plant specification:

Answer few quick questions in order to evaluate your PV production.

Cell type

Type:

Crystalline silicon x ▲

- Crystalline silicon**
- CIS or CIGS thin-film modules
- CdTe thin film modules
- Unknown

System losses [%]: 14

Plant

Localization:

PV on roof

Free standing

kW

3

Nominal power of the PV system:

3

ADD

Figura 36 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione impianti FV

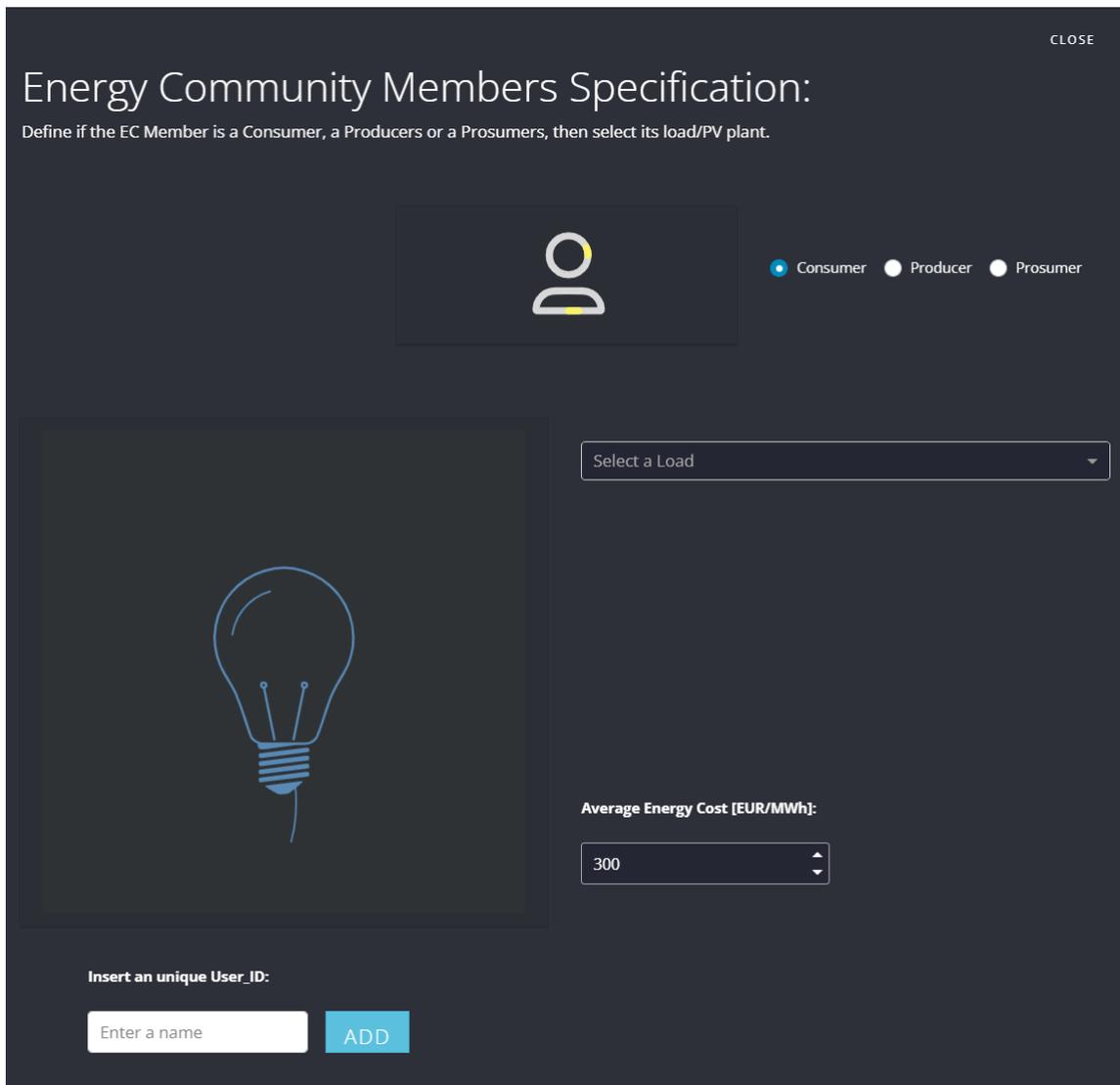
4.3.3 definizione dei membri della Comunità

Dopo aver aggiunto i profili annuali dei consumi e della produzione rispettivamente di ogni utenza e impianto fotovoltaico, è possibile procedere con la definizione dei membri della comunità. Per ogni membro della comunità che si aggiunge (consumer, producer o prosumer), viene associato un nome identificativo, inserito dall'utente nell'apposita sezione in basso a sinistra visibile in Fig.37.

4.3.3.1 Consumer

Il Consumer è un attore che ha un normale contratto di fornitura dell'energia elettrica e può ricevere gli incentivi legati all'autoconsumo virtuale. Ad ogni consumer corrisponde un codice POD (Point of delivery) univoco.

Nella piattaforma è possibile scegliere tra le utenze elettriche definite nella prima fase del Setup, utilizzando il DropDown Menu posto al centro della pagina. Inoltre, per ogni utente, è possibile definire il prezzo medio d'acquisto dell'energia (ricavabile da bolletta) in €/MWh come mostrato in Fig. 37.



The screenshot shows a dark-themed web form titled "Energy Community Members Specification:". At the top right, there is a "CLOSE" button. Below the title, a subtitle reads: "Define if the EC Member is a Consumer, a Producers or a Prosumers, then select its load/PV plant." The form features a central profile icon placeholder. To its right, there are three radio buttons for role selection: "Consumer" (selected), "Producer", and "Prosumer". Below this, there is a "Select a Load" dropdown menu. On the left side, there is a lightbulb icon. To the right of the icon, there is a field for "Average Energy Cost [EUR/MWh]" with a value of "300" and a spinner control. At the bottom, there is a section labeled "Insert an unique User_ID:" containing an input field with the placeholder "Enter a name" and an "ADD" button.

Figura 37 Screenshot definizione membri page della piattaforma - consumer

4.3.3.2 Producer

Il Producer è un attore della CER che dispone solo di impianti di produzione dell'energia elettrica o parti di essi. Tipicamente è un investitore esterno che non risiede nello spazio della comunità energetica e non ha dunque carichi ad esso associati.

Energy Community Members Specification:
Define if the EC Member is a Consumer, a Producers or a Prosumers, then select its load/PV plant.

Consumer Producer Prosumer

Select a PV Plant

Percentage of ownership of the plant

1% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70% 80% 90% 100%

100

Energy Saving Bonus (50% deduction)

Insert an unique User_ID:

Enter a name

Figura 38 Screenshot definizione membri page della piattaforma - producer

Nella pagina relativa al Producer è possibile associare al membro che si vuole aggiungere, un impianto di produzione, scegliendo tra quelli presenti nel DropDown Menu visibile in Fig.38.

Inoltre, si dà la possibilità di modificare la percentuale di possesso dell' impianto selezionato (tra quelli pre-definiti nella seconda fase di Setup). Nel caso in cui si usufruisca delle detrazioni fiscali l'utente può attivare l'apposito Boolean Switch.

4.3.3.3 Prosumer

Il Prosumer è un membro della CER che dispone sia di un'utenza di energia elettrica che di impianti di produzione. Nel caso in cui si voglia aggiungere un Prosumer, è possibile associare sia l'utenza elettrica che l'impianto di produzione, tra le opzioni presenti nei due DropDown menu, come mostrato in Fig.39.

Nella pagina è inoltre presente un Boolean Switch da attivare nel caso possa effettuare autoconsumo dell'energia prodotta dal proprio impianto. Questo caso è possibile solo se il membro a possiede l'impianto FV al 100% (caso tipico di una villetta monofamiliare). L'impianto fotovoltaico, al posto di immettere l'energia in rete, la fornisce al carico, riducendo il suo prelievo e ottenendo un risparmio per il mancato acquisto.

In questa fase, viene generata una Dash DataTable contenenti i profili di consumo, di produzione ed eventualmente di autoconsumo reale per ogni membro che viene aggiunto.

Mentre si aggiungono i vari membri, viene aggiornato una tabella riepilogativa in cui ogni riga contiene le informazioni più rilevanti (tipo sommario) .

Terminata la definizione di tutti i membri della CER, è possibile salvare in formato Excel sia il riepilogo della comunità, che i dati complessivi generati. Tale operazione permette di non dover rifare la procedura fin ora spiegata, nel caso si vuole cambiare il Setup della CER. Con tale operazione termina il Setup della CER.

Energy Community Members Specification:

Define if the EC Member is a Consumer, a Producers or a Prosumers, then select its load/PV plant.



Consumer Producer Prosumer



Select a PV Plant

Percentage of ownership of the plant



100

Energy Saving Bonus (50% deduction)



Select a Load

Average Energy Cost [EUR/MWh]:

150

Real Self Consumption



Insert an unique User_ID:

Enter a name

ADD

Figura 39 Screenshot definizione membri page della piattaforma - prosumer

4.4 ANALISI ANNUALE ENERGETICA E DEI BENEFICI

In base al Setup definito, l'applicazione calcola una serie di indicatori energetici, economici ed ambientali sia per l'intera comunità, che per ogni membro della CER. Tali parametri possono essere visualizzati, cliccando sul secondo NavLink visibile in Fig.28, ovvero **Yearly energy data and benefits**.

Questa pagina è composta da due Tab, **Energy Community** e **Member**, in cui ci sono rispettivamente i risultati dell'analisi a livello di comunità e quelli di ogni membro della CER. Tali grandezze sono elencati nei due paragrafi seguenti.

4.4.1 livello di comunità

Tra i principali risultati che l'utente può visualizzare, elencati in Tab.14, vi sono i consumi e la produzione elettrica annua, l'energia auto consumata e quella condivisa tra i membri della CER, l'impatto ambientale (riduzione delle emissioni di CO₂), l'eventuale risparmio economico in bolletta, e i ricavi (da vendita e valorizzazione dell'energia).

Tabella 14 Output Yearly energy data and benefits

ENERGIA [MWh/anno]	ECONOMIA [€/anno]	AMBIENTE [t CO₂/anno]
TOTALE ENERGIA CONSUMATA, E_{cons} : corrisponde alla sommatoria dei consumi elettrici degli utenti finali	COSTO EVITATO PER MANCATO ACQUISTO DI ENERGIA: sommatoria del risparmio in bolletta di ogni membro della CER che fa autoconsumo (relativo alla riduzione dei costi delle componenti variabili della bolletta)	EMISSIONI DI CO₂ EVITATE*
TOTALE ENERGIA PRODOTTA, E_{prod} : corrisponde alla sommatoria della produzione elettrica degli impianti FV presenti nella CER, al netto delle perdite		
TOTALE AUTOCONSUMO FISICO $E_{autocons}$: corrisponde alla sommatoria auto-consumata dai membri della CER in situ	INCENTIVO RICEVUTO DAL GSE:	

<p>ENERGIA CONDIVISA E_{AC} : sommatoria per ogni ora dell'anno dell'energia condivisa oraria (minimo tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dai membri della CER)</p>	<p>corrisponde al prodotto dell'energia condivisa nella CER per l'incentivo specifico riportato in Tab.8</p>	<p><i>*Per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate, è stato considerato il</i></p>
<p>TOTALE ENERGIA IMMESSA IN RETE E_{in_rete}: energia prodotta dagli impianti nella comunità, immessa in rete (al netto dell'energia auto consumata)</p>	<p>INTROITI LEGATI ALLA VENDITA DI ENERGIA ALLA RETE: corrisponde alla</p>	<p><i>fattore di emissione da produzione termoelettrica lorda (solo fossile) medio del 2020 pari a</i></p>
<p>TOTALE ENERGIA PRELEVATA DALLA RETE E_{da_rete}: energia consumata dai membri della CER nella comunità, (al netto dell'energia auto consumata)</p>	<p>sommatoria dei ricavi relativi agli impianti presenti nella CER (ritiro servizio dedicato)</p>	<p><i>415.5 gCO₂/kWh_{el} [47]</i></p>

È possibile definire degli indici energetici, calcolabili come rapporti tra alcune delle grandezze riportate in Tab. 15; in particolare si definisce l'indice di autoconsumo IAC (fisico e virtuale) e indice di autosufficienza energetica IAS (fisico e virtuale) come segue:

Tabella 15 Indici energetici

INDICE DI AUTOCONSUMO	INDICE DI AUTOSUFFICIENZA ENERGETICA
$IAC_{fisico} = \frac{E_{autocons}}{E_{prod}}$	$IAS_{fisico} = \frac{E_{autocons}}{E_{cons}}$
$IAC_{virtuale} = \frac{E_{AC}}{E_{prod}}$	$IAS_{virtuale} = \frac{E_{AC}}{E_{cons}}$

Un altro indice utilizzato nel presente lavoro, è il rapporto tra energia condivisa e l'energia immessa in rete dalla CER. Maggiore è tale parametro, maggiore è l'energia incentivata dal GSE (a circa 110€/MWh), piuttosto che essere venduta in ritiro dedicato (a 50€/MWh):

$$IAC_{virtuale}^* = \frac{E_{AC}}{E_{in_rete}}$$

4.4.2 livello individuale

Nel tab *Member* è possibile visualizzare alcune informazioni relative ai consumi e alla produzione dei singoli membri risultanti dal Setup, sia su base annua che mensile. Per tale scopo sono utilizzati grafici come *Carpet Plots* per visualizzare i consumi e la produzione annua al variare delle ore del giorno, *Line Plots* per visualizzare i profili di carico e di produzione nel tempo, *Bar Plots* per visualizzare i dati energetici aggregati mese per mese di produzione e consumo dei singoli membri.

A seconda della tipologia di membro definito durante il Setup, vengono visualizzati i parametri riportati in Tab. 16.

Tabella 16 Grandezze visualizzate nel Tab Member

<i>Consumer</i>	<i>Producer</i>	<i>Prosumer</i>	
ENERGIA CONSUMATA [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA TOTALE [kWh/ anno]	TOTALE ENERGIA CONSUMATA [kWh/ anno]	SPESA D'ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA [€/anno]
SPESA D'ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA [€/anno]	INCENTIVO GSE [€/anno]	TOTALE ENERGIA PRODotta [kWh/ anno]	INCENTIVO GSE [€/anno]
INCENTIVO GSE [€/anno]	RICAVI VENDITA ENERGIA ALLA RETE [€/anno]	ENERGIA PRELEVATA DALLA RETE ELETTRICA [kWh/ anno]	COSTO EVITATO PER MANCATO ACQUISTO DI ENERGIA (legato a autoconsumo fisico) [€/anno]
		ENERGIA IMMESSA IN RETE [kWh/ anno]	RICAVI VENDITA ENERGIA ALLA RETE [€/anno]
		ENERGIA AUTOCONSUMO fisico (energia prodotta e consumata da impianti di sua proprietà) [kWh/ anno]	

4.5 ANALISI ECONOMICA E FINANZIARIA

Al terzo (e ultimo) NavLink della piattaforma ovvero **Economics**, è possibile visualizzare i risultati dell'analisi economica e finanziaria, effettuata utilizzando la tecnica a *Discounted Cash Flows* (DCF).

4.5.1 metodologia

Tale tecnica permette di valutare la redditività degli investimenti dei membri della CER, calcolando una serie di indicatori economici, tra cui il Valore Attuale Netto, l'Indice di Profittabilità e il Payback Time. Per ogni membro della CER vengono calcolati i suddetti indicatori secondo le seguenti formule.

Il **Valore Attuale Netto (VAN)** corrisponde al valore attuale dei flussi di cassa attesi, al netto dell'esborso iniziale per realizzare il progetto:

$$VAN = -I_0 + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_N}{(1+i)^N} = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (4)$$

dove:

- $I_0 = P_{FV,p} * c_{FV}$ è l'investimento iniziale sostenuto per l'acquisto e l'installazione dell'impianto di produzione pari al rapporto tra potenza di picco (kW_p) e costo specifico per la realizzazione dell'impianto ($€/kW_p$);
- FC_n è il flusso di cassa netto dell' n -esimo anno;
- i è il tasso di sconto;
- N è la vita utile dell'impianto oggetto dell'investimento.

Confrontando il VAN di due o più investimenti alternativi si riesce a valutare l'opzione più vantaggiosa per i membri della CER; viene applicato il meccanismo dell'attualizzazione dei costi e dei ricavi, che permette di ricondurre ad un medesimo orizzonte temporale i flussi di cassa che si manifesterebbero in momenti diversi e che quindi di norma non sarebbero direttamente confrontabili.

L'**Indice di Profittabilità (IP)** è dato dal rapporto tra il VAN di un progetto ed il relativo investimento iniziale.

$$IP = \frac{VAN}{I_0} \quad (5)$$

Si tratta del rapporto tra benefici e costi di un progetto, che costituisce una misura della profittabilità relativa dell'investimento. Se un membro della CER possiede un portafoglio di progetti, tutti con VAN positivo, ma ha una limitata disponibilità di capitale, l'indice di

profitabilità permette di classificare i progetti, indicando l'ordine di scelta: L'IP fornisce una misura del rendimento del progetto, a prescindere dalla scala dell'investimento.

Il **Payback Time (PBT)** invece, misura il momento nel quale i flussi in entrata attualizzati riescono ad uguagliare il valore dei flussi in uscita attualizzati. In altri termini, corrisponde al numero di anni (periodo temporale) necessari a recuperare l'investimento iniziale di un progetto attraverso l'accumulo di flussi di cassa attualizzati.

4.5.1.1 calcolo dei flussi di cassa

Per il calcolo degli indicatori economici, è necessario calcolare su base annua i flussi di cassa netti, effettuando un bilancio tra i ricavi ed i costi necessari per realizzare e gestire gli impianti e partecipare alla CER.

In Tab. 17, sono elencati le grandezze considerate per il calcolo dei flussi di cassa.

Tabella 17 Costi e ricavi membro CER nei flussi di cassa

Ricavi, R_{tot}	Spese, S_{tot}	Saldo fiscale, SF
Ricavo per l'immissione in rete di energia elettrica, $R_{vendita\ energia}$	Costo annuo O&M dell'impianto di produzione, $C_{O\&M}$	Imposte per il ricavo della vendita dell'energia in rete (al netto dell'ammortamento per le imprese), Imp
Incentivo erogato dal GSE, $R_{incentivo\ GSE}$	Investimento iniziale sostenuto per l'acquisto e l'installazione dell'impianto FV, I_0	Detrazioni fiscali (Bonus 50% per le persone fisiche enti non commerciali e condomini, Credito d'imposta per le imprese), DF
Risparmio per il mancato acquisto di energia dalla rete (risparmio in bolletta), $R_{autoconsumo}$	Costo di partecipazione alla CER (da definire nello Statuto e variabile nella piattaforma), $S_{costo\ partecipazione}$ Corrispettivo dovuto al GSE (vedi Tab.9), $S_{corrispettivo\ GSE}$	

Per ogni membro della CER, si calcola il flusso di cassa netto [€] al generico anno i :

$$FC_i = R_{tot} - S_{tot} + SF \quad (4)$$

Dove i ricavi e le spese totali sono:

- $R_{tot} = R_{autoconsumo} + R_{vendita\ energia} + R_{incentivo\ GSE}$ [€];
- $S_{tot} = I_0 + C_{O\&M} + S_{corrispettivo\ GSE} + S_{costo\ partecipazione}$ [€];
- $SF = Imp + DF$ [€];
 $Imp = [-(R_{autoconsumo} + R_{vendita\ energia} - Ammortamento - C_{O\&M})$
 $\quad * Aliquota_{IRPEF/IRES}]$
- $DF = Bonus50\% \text{ o Credito d'imposta};$

{ se $SF > 0$ il membro generico della CER ha crediti (sotto forma di detrazioni fiscali)
 { se $SF < 0$ il membro generico della CER ha debiti (imposte fiscali)

Mentre i ricavi e le spese dipendono dai risultati dell'analisi energetica e da input esterni (come i costi relativi agli impianti e quello di partecipazione alla CER), il regime fiscale connesso agli impianti fotovoltaici, varia a seconda della figura del gestore dell'impianto, della taglia e della modalità di utilizzo dello stesso. Al fine del calcolo del saldo fiscale, è necessario quindi effettuare una distinzione tra impianti appartenenti a persone fisiche (e/o enti non commerciali e condomini), ed impianti realizzati da imprese. In Tab. 18, è stato effettuato un riepilogo della disciplina fiscale per gli impianti fotovoltaici.

Tabella 18 Riepilogo aspetti fiscali impianti fotovoltaici

	Impianti fotovoltaici fino a 20 kW	Impianti fotovoltaici "diversi" (oltre 20 kW e fino a 200 kW)	Impianti fotovoltaici realizzati da imprese
Proprietà dell'impianto fotovoltaico	Privati (persone fisiche e condomini) o enti non commerciali (cioè enti diversi dalle società, non aventi per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali).	Privati o enti non commerciali (impianti non al servizio dell'abitazione o sede dell'ente).	Persone fisiche o giuridiche che esercitano attività commerciale (società di persone, di capitale, enti).
Vendita di energia	I ricavi delle vendite di energia alla rete sono fiscalmente rilevanti: vanno iscritti nei redditi dell'anno, alla voce "redditi diversi da attività	L'energia venduta si considera ceduta nell'ambito di una attività commerciale, per cui oltre a concorrere alla base	Il ricavato dell'energia venduta (al GSE in Ritiro dedicato o sul mercato libero) concorre interamente

	commerciali non esercitate abitualmente”, e concorrono quindi alla base imponibile ai fini IRPEF (le imposte relative a tali ricavi sono calcolate in modo proporzionale secondo l’aliquota IRPEF dipendente dal reddito).	imponibile ai fini IRPEF, essi sono da assoggettare ad IVA.	alla determinazione del reddito di impresa. E’ dunque soggetta ad IVA e concorre a determinare la base imponibile ai fini IRES e IRAP.
Costi di acquisto o realizzazione dell’impianto	Deducibili con il Bonus 50%	Deducibili con il Bonus 50%	Poiché il bene è strumentale all’esercizio dell’attività, i costi di acquisto o realizzazione dell’impianto sono deducibili tramite ammortamento. È possibile usufruire del credito d’imposta per investimenti in beni strumentali (al 10% del costo d’investimento per il 2021 e al 6% al 2022).

Nel caso di impianti fotovoltaici realizzati da persone fisiche, enti non commerciali e condomini, la disciplina fiscale prevede che:

- i proventi derivanti dalla vendita (in ritiro dedicato) dell’energia in esubero rispetto al fabbisogno dell’utente, rilevano ai fini IRPEF come redditi diversi, essendo configurabile un’attività commerciale svolta in maniera non abituale (art. 67, comma 1, lettera i) del Tuir);
- Nel caso dei condomini, i proventi della vendita di energia costituiscono reddito da imputare direttamente ai singoli condomini in proporzione ai millesimi;
- per gli impianti di piccola dimensione (potenza installata fino a 20 kW) i proventi non sono soggetti ad IVA, poiché non si configura lo svolgimento abituale di una attività commerciale;
- per gli impianti cosiddetti “diversi”, ovvero di potenza compresa tra 20 kW e 200 kW, anche se posti al servizio dell’abitazione o della sede dell’ente non commerciale o del condominio, si presume che soddisfano esigenze diverse da

quelle strettamente privatistiche, con la conseguenza che i proventi della vendita dell'energia sono rilevanti ai fini IVA;

- Il costo relativo all'acquisto o realizzazione dell'impianto non costituisce una spesa deducibile (non esiste ammortamento del bene) [47].

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici realizzati da imprese (ovvero soggetti che esercitano una diversa attività commerciale e che utilizzano prioritariamente l'energia prodotta nell'ambito di tale attività, cedendo quella in esubero), essi costituiscono un bene strumentale all'attività. Di conseguenza, la relativa disciplina fiscale è la seguente (C.M. n. 46/E, par.9.3):

- I ricavi derivanti dalla cessione dell'energia concorrono come componenti positivi di reddito alla determinazione della base imponibile sia ai fini IRES che IRAP e sono da assoggettare ad IVA.
- Poiché il bene è strumentale all'esercizio dell'attività, i costi di acquisto o realizzazione dell'impianto sono deducibili tramite ammortamento. Le quote di ammortamento sono deducibili secondo le regole proprie dell'attività d'impresa e di quella di lavoro autonomo [48].

4.6 SCELTE ED IPOTESI PER LA REALIZZAZIONE DELLA PIATTAFORMA

Il costo d'investimento iniziale e quelli annui per le attività di Operations & Maintenance (O&M) degli impianti fotovoltaici, sono stimati utilizzando i valori per unità di potenza installata, presenti rispettivamente nelle Tab 19 e 20, rispettivamente delle analisi di IRENA [49] e del National Renewable Energy Laboratory [50].

Tabella 19 Costo specifico [€/kWp] d'investimento impianto FV in funzione della potenza di picco

<i>Range di potenza di picco dell'impianto FV</i>	<i>Costo specifico investimento:</i>
1 kWp-3 kWp	2000 €/kW
4.5 kWp-6 kWp	1717 €/kW
10 kWp-15 kWp	1600 €/kW
20 kWp-1000 kWp	934.2 €/kW
<1.55 kWp	1667 €/kW
3 kWp-4.5 kWp	1889 €/kW
6 kWp-10 kWp	1850 €/kW
15 kWp-20 kWp	1350 €/kW
20 kWp-1 MWp	934.2 €/kW
>1 MWp	683.7 €/kW

Tabella 20 Costo annuo O&M impianto FV in funzione della potenza di picco

<i>Range di potenza di picco dell'impianto FV</i>	<i>Costo annuo O&M:</i>
<10 kWp	17.79 €/kW/anno
10 kWp-1 MWp	14.82 €/kW/anno
>1 MWp	11.01 €/kW/anno

All'interno del Tab Economics della piattaforma, per ogni membro della CER, è possibile scegliere un costo di partecipazione alla CER, inteso come costo per l'attività di gestione della CER (gestione pratiche per accesso al servizio di valorizzazione dell'energia condivisa, tecnologie per la ripartizione dei benefici). Tale spesa può essere uguale per ogni membro della CER, oppure può essere sostenuta da uno o più membri per l'intera CER.

Allo stesso modo, è possibile scegliere l'aliquota (IRPEF per le persone fisiche e IRES/IRAP per le imprese) per il calcolo delle imposte. Si utilizza il valore pari a 50 EUR/MWh per calcolare i ricavi annui per la vendita dell'energia in Ritiro Dedicato.

Per suddividere l'**incentivo erogato dal GSE** tra i vari membri della CER, è stato scelto un criterio proporzionale. Il totale annuo dell'incentivo ricevuto dal GSE, viene innanzitutto diviso in due componenti: la prima componente pari al $\beta_{GSE}\%$ dell'incentivo totale, in base alla produzione e la seconda $(100 - \beta_{GSE})\%$ in base ai consumi totali nella CER. I membri che detengono un impianto di produzione riceveranno quindi una parte di incentivo dividendosi la prima componente d'incentivo, in modo proporzionale in base all'energia prodotta dai propri impianti FER. I membri che hanno un'utenza elettrica all'interno della CER divideranno la seconda componente $(100 - \beta_{GSE})\%$ dell'incentivo sempre in modo proporzionale in base all'energia consumata. Il valore di β_{GSE} , potrebbe essere deciso dai membri della CER in fase di costituzione della stessa; nel presente lavoro si consiglia un valore di $\beta_{GSE} = 80$. In questo modo, si favorisce chi ha effettuato un investimento iniziale per produrre energia nella CER. All'interno della piattaforma è possibile variare tale valore, vedendo gli effetti economici sui vari membri della CER.

Nella piattaforma non viene considerata la possibilità di utilizzare il **Superbonus 110 %**, per diverse ragioni. Innanzitutto, come spiegato nel paragrafo 2.3.1.2, il Superbonus 110% è subordinato alla condizione che l'installazione dell'impianto FV sia eseguita congiuntamente ad uno degli interventi cosiddetti "trainanti". Ciò potrebbe complicare l'attività di chi progetta la CER, che dovrebbe occuparsi di pratiche che vanno al di fuori degli obiettivi della CER.

In secundis, si ricorda che alla quota di potenza per cui trova applicazione il Superbonus 110 %, non viene riconosciuta la tariffa premio sull'energia elettrica condivisa e che è prevista anche la cessione in favore del GSE dell'energia immessa in rete. Tutto ciò potrebbe portare a disuguaglianze nella ripartizione dei benefici tra i membri della CER soprattutto se non tutti i membri hanno la possibilità di usufruire tale detrazione.

Le analisi economiche sono svolte su un periodo temporale pari a 20 anni. Per determinare il tasso di sconto i dei flussi di cassa, è stata utilizzata la teoria del Capital Asset Pricing Model di William Sharpe, sulle deduzioni delle implicazioni dei postulati di Modigliani-Miller sul costo del capitale. Il tasso di sconto è calcolato come Weighted Average Cost of Capital (WACC), sulla base della struttura finanziaria dell'operazione, con l'equazione (6):

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{D + E} + K_d \cdot \frac{D}{D + E} \quad (6)$$

$$K_e = R_f + R_s + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad \text{costo dell'equity}$$

- ✚ $R_f = 0.0225$ è il rischio sistemico: rendimento netto di investimenti o titoli privi di rischio;
- ✚ $R_s = 0$ è il premio legato alla ridotta liquidità;
- ✚ $\beta = 1$
è il coefficiente che quantifica il rischio della singola impresa rispetto a quello medio del mercato;
- ✚ $R_m = 0.0825$;
 $(R_m - R_f) = ERP$ rappresenta il premio per il rischio di mercato, ossia la differenza tra il rendimento atteso del mercato azionario ed il rendimento dell'attività priva di rischio.

$$K_d = (IRS + spread) \quad \text{costo del debito}$$

- ✚ $IRS = 0.008$
Interest Rate Swap è il rapporto tra mezzi propri e capitale di debito da terzi;
- ✚ $spread = 0.01$ indica il livello di tassazione degli interessi.

Ipotizzando una struttura finanziaria dell'investimento con $E=0.5$ (valore di mercato complessivo del capitale proprio) e $D=0.5$ (valore del debito gravato da interessi) si ha che $WACC = 0.05025$.

4.7 SIMULAZIONI

Sono effettuati due casi studio, per simulare le due ‘configurazioni’ (CER e AUC) di autoconsumo collettivo a Torino. In ogni simulazione, si parte da una configurazione iniziale, e successivamente vengono effettuate delle prove, cambiando dei parametri come ad esempio il numero e la taglia degli impianti fotovoltaici, il numero e la tipologia di membri della configurazione, al fine di estrarre considerazioni generali sulla redditività degli investimenti effettuati dai membri. Le simulazioni sono svolte applicando di volta in volta logiche economiche e approcci differenti in modo da valutare i vantaggi e gli svantaggi di ciascun attore.

4.7.1 Caso studio 1 – CER a Torino

Nel primo caso studio si vuole simulare una CER a Torino, caratterizzata da 7 utenze residenziali (villette monofamiliari), un ufficio da 100 m², 4 negozi ed un hotel.

In base alla superficie disponibile **A** sui tetti degli edifici (elencata in Tab.21), è calcolata la potenza massima del fotovoltaico installabile per ogni membro della CER (secondo l’ eq.7):

$$P_{\max} = G_{STC} \cdot A \cdot \eta \quad (7)$$

Con:

- $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ è l’irradianza solare nelle Standard Test Conditions (STC);
- $\eta = 0.2$ è l’efficienza ipotizzata dei moduli PV in silicio cristallino.

Tabella 21 Membri CER e relativa superficie disponibile

User_ID	Superficie disponibile tetto A [m ²]	P _{max} [kW _p]
User_Villa1	70	14
User_Villa2	98	19.6
User_Villa3	98	19.6
User_Villa4	100	20
User_Villa5	100	20
User_Villa6	80	16
User_Villa7	98	19.6
Office1	100	20
Shop1	130	26
Shop2	150	30
Shop3	150	30
Shop4	200	40
Hotel1	300	60

4.7.1.1 *Ipotesi*

Nelle simulazioni sono state effettuate le seguenti ipotesi:

- Tutti gli impianti fotovoltaici hanno la stessa tipologia di cella (silicio monocristallino) e il relativo coefficiente di perdite del sistema FV, è pari a 14%, come consigliato nel tool PVGIS;
- Criterio di suddivisione incentivo GSE proporzionale (80% produzione, 20% consumi);
- I membri della CER soddisfano tutti i requisiti previsti dalle Regole tecniche del GSE (vincolo cabina MT/BT e nessuno ha come attività principale la vendita/ produzione di energia);
- Aliquota imposte persone fisiche IRPEF 23% (+10% IVA per impianti >20kWp);
- Aliquota imposte imprese IRES 24%, IRAP 4%;
- Costo medio dell'energia pari a 300 EUR/MWh per le villette monofamiliari (utenti domestici), 200 EUR/MWh per i negozi e 170 EUR/MWh per l' Hotel;
- Prezzo ritiro dedicato 50 EUR/MWh.

4.7.1.2 *Configurazione iniziale*

Nella Configurazione iniziale, tutti i membri della CER sono prosumers, (hanno un impianto FV sul tetto del proprio edificio) ed hanno la possibilità di auto consumare l'energia prodotta dai propri impianti. Nella realtà occorre verificare il vincolo di prossimità degli impianti dai punti di consumo con il distributore; ai fini di questo lavoro, si ipotizza che i membri siano sotto la stessa cabina MT/BT.

In Tab. 22, è riportato un riepilogo della CER; per ogni membro si riporta il carico elettrico associato (con i relativi consumi annui) e le informazioni relative all'impianto fotovoltaico (nome identificativo, potenza di picco e costo d'investimento iniziale). La percentuale di possesso per ogni impianto è pari al 100%.

Tutte le persone fisiche/ enti non commerciali (residenziali) usufruiscono della detrazione fiscale (Bonus 50% del costo d'investimento erogato in 10 anni); le imprese, invece oltre all'ammortamento fiscale usufruiscono del credito d'imposta pari al 10% del costo d'investimento per il 2021 erogato in un'unica rata (si ipotizza che le imprese abbiano un fatturato minore di 5 milioni di euro).

Si considera inoltre un costo medio dell'energia pari a 300 EUR/MWh per le villette monofamiliari (utenti domestici), 200 EUR/MWh per i negozi e 170 EUR/MWh per l' Hotel. Tale costo é utilizzato per determinare il risparmio per il mancato acquisto dell'energia.

Tabella 22 Riepilogo informazioni membri CER - Caso studio 1 Configurazione iniziale

User_ID	Carico elettrico	Consumi annui [MWh/y]	Impianto FV	Potenza installata [kW _p]	Investimento [EUR]	Costo medio energia [EUR/MWh]	Tipologia membro
User_Villa1	Single man, 30 - 64 years, without work (70 m ²)	1.76	PV_Villa1	1.5	2500	300	Persona fisica
User_Villa2	Couple with work around 40 + HP* (100 m ²)	6.19	PV_Villa2	3	6000	300	Persona fisica
User_Villa3	Family, 1 child, with work + HP* (100 m ²)	6.60	PV_Villa3	6	10302	300	Persona fisica
User_Villa4	Family with 2 Children, one at work + DW	4.79	PV_Villa4	3	6000	300	Persona fisica
User_Villa5	Single woman with 3 children, without work+DW	3.56	PV_Villa5	3	6000	300	Persona fisica
User_Villa6	Couple over 65 years	3.04	PV_Villa6	3	6000	300	Persona fisica
User_Villa7	Single woman, 2 children, with work	3.62	PV_Villa7	3	6000	300	Persona fisica
Office1	Office 100 m ²	12.90	PV_Office	9	16650	200	Impresa
Shop1	Shop Weekdays 8-18 (130 m ²)	25.61	PV_Shop1	19	30400	200	Impresa
Shop2	Shop 8-22 (150 m ²)	29.55	PV_Shop2	20	32000	200	Impresa
Shop3	Shop 8-20 (150 m ²)	29.55	PV_Shop3	20	32000	200	Impresa
Shop4	Shop7days (200 m ²)	39.40	PV_Shop4	30	28025	200	Impresa
Hotel1	Hotel (50 Rooms)	350	PV_Hotel	40	37366	170	Impresa

*Si ipotizza di utilizzare una pompa di calore aria-acqua (con COP=3.4) per il riscaldamento dell'edificio e per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS). Considerando una casa unifamiliare in classe energetica D da 100 m², e ipotizzando un fabbisogno energetico annuo di 10 000 kWh (termici), di cui il 70% (per il riscaldamento dell'edificio) e il 30% (per la produzione ACS), si hanno circa 3100 kWh elettrici all'anno che si aggiungono ai consumi degli Utenti 2 e 3.

4.7.1.2.1 Analisi energetica CER

Il consumo totale annuo dell'aggregato di carichi della CER, nel caso della configurazione iniziale è pari a 517 MWh/anno; la produzione totale annua è pari a circa 201 MWh/anno, di cui 84 MWh/anno sono immessi in rete. In questa configurazione, l'energia condivisa è pari a 57.9 MWh/anno. La Fig.40 contiene i valori di energia consumata e prodotta dalla CER su base mensile. In Fig. 41, invece è possibile visualizzare i consumi e la produzione annua, a livello di ogni membro della CER.

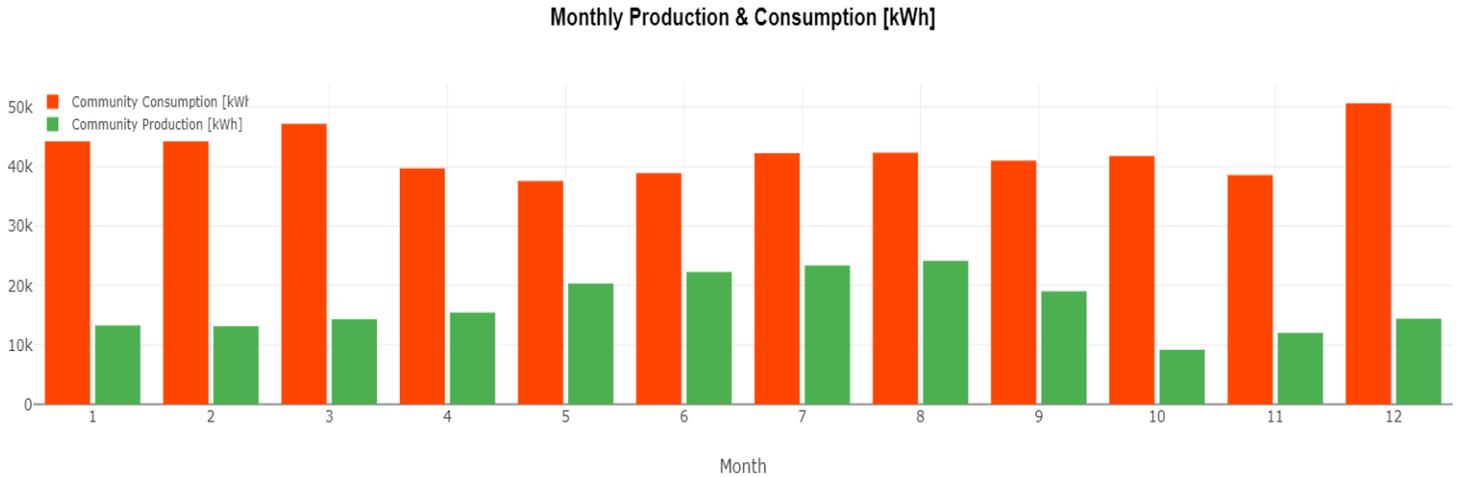


Figura 40 Dettaglio consumi e produzione [kWh] su base mensile CER- Caso studio 1- Configurazione iniziale

Yearly Consumption and Production in REC



Figura 41 Pie chart ripartizione consumi e produzione [MWh] su base annua nella CER - Caso studio 1- Configurazione iniziale

Ponendo l'attenzione sui consumi delle utenze commerciali mostrate in Fig.42, é possibile notare che l'Hotel da 50 stanze ha dei consumi elevati (circa 350 MWh/anno) rispetto agli altri membri della CER. I quattro negozi, hanno dei consumi annui confrontabili, seppur variabili tra i 25 ed i 39 MWh/anno.

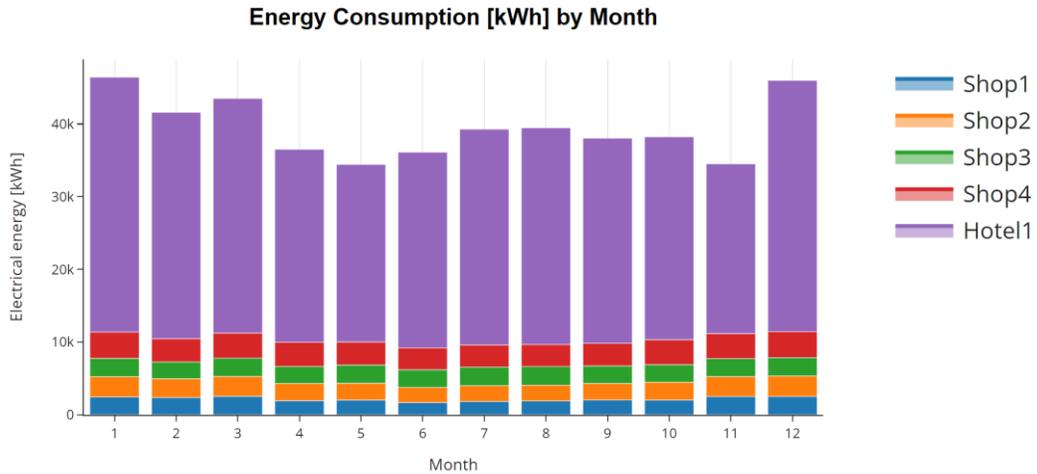


Figura 42 dettaglio consumi [kWh] su base mensile utenze commerciali - Caso studio 1- Configurazione iniziale

Tuttavia, come é possibile visualizzare nei Carpet Plots da Fig. 43 a Fig.46, essi hanno abitudini di consumo differenti. Il Negozio 1 ha dei consumi prevalentemente nelle ore mattutine, il Negozio 2 invece consuma prevalentemente dalle 17.00 alle 22.00 durante l'anno. Nel Negozio 3 invece si lavora su due turni e i consumi si riducono progressivamente dalle 20 in poi.

Shop1

Yearly Electricity Consumption [kWh]

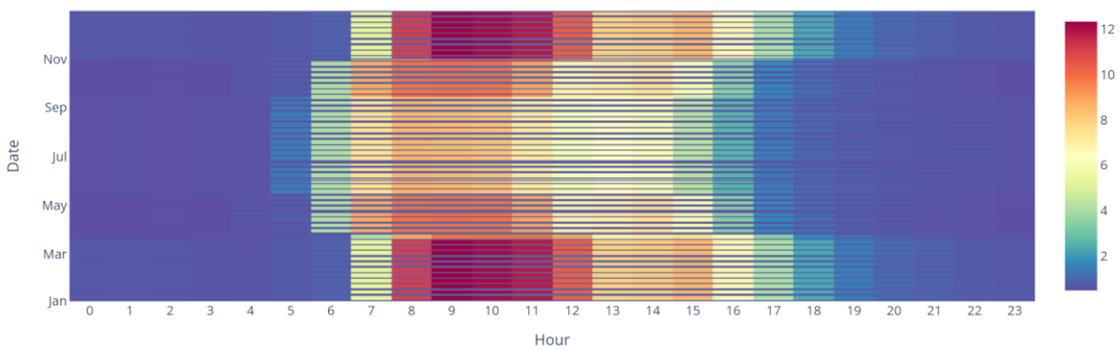


Figura 43 Shop 1, consumi elettrici annui [kWh]

Shop2

Yearly Electricity Consumption [kWh]

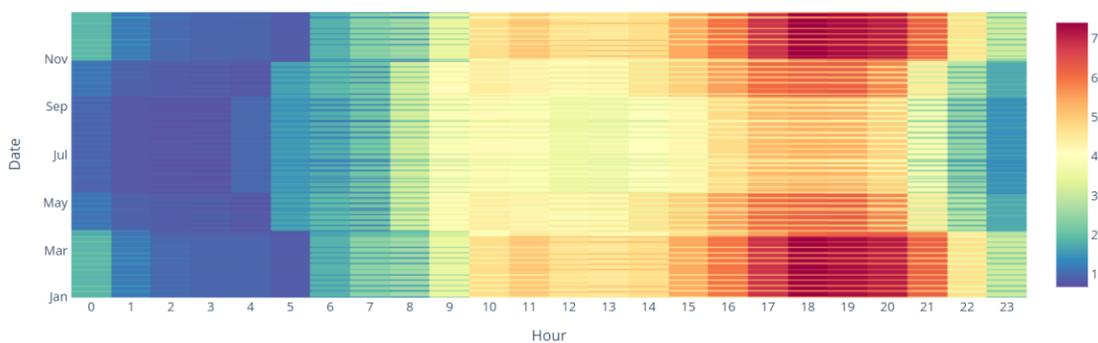


Figura 44 Shop 2, consumi elettrici annui [kWh]

Il Negozio 3 e 4 mostrano una distribuzione dei consumi simile nei vari mesi dell'anno, con prelievi massimi tra le 11 e le 13 al mattino, e tra le 17 e le 19 nelle ore serali. Tuttavia, il Negozio 4 consuma annualmente circa 10 MWh in più rispetto al Negozio 3, e la riduzione del carico elettrico appare meno evidente.

Shop3

Yearly Electricity Consumption [kWh]

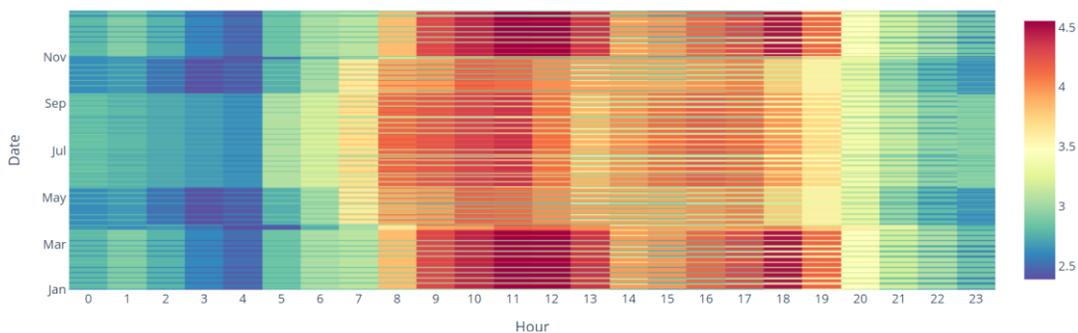


Figura 45 Shop 3, consumi elettrici annui [kWh]

Shop4

Yearly Electricity Consumption [kWh]

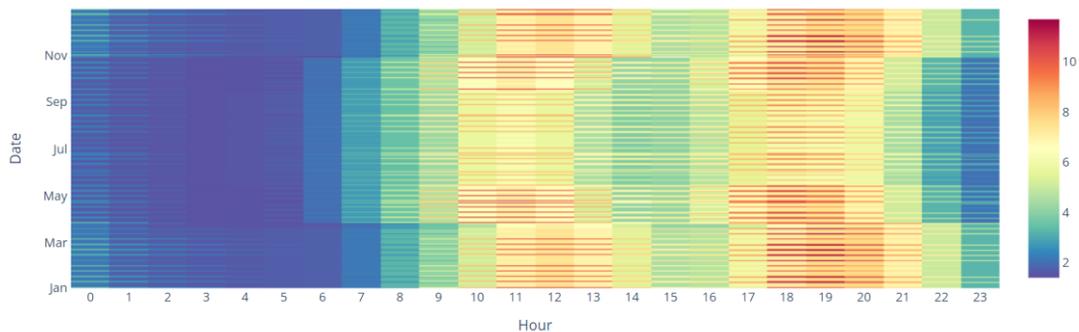


Figura 46 Shop 4, consumi elettrici annui [kWh]

I consumi diurni dell'Hotel, visualizzabili in Fig.47 appaiono abbastanza omogenei durante l'anno, ad eccezione di alcuni periodi (mesi invernali) in cui ci sono picchi tra le 12.00 e le 20.00. Andando a confrontare i consumi dell'Hotel, con la produzione dell'impianto FV (Fig.48) da 40 kWp sul tetto dell'edificio, é possibile visualizzare che tutta l'energia prodotta dall'Hotel viene auto consumata. Per tale ragione, l'Hotel ha un indice di autoconsumo pari al 100%, come riportato in Fig. 49.

Hotel1

Yearly Electricity Consumption [kWh]

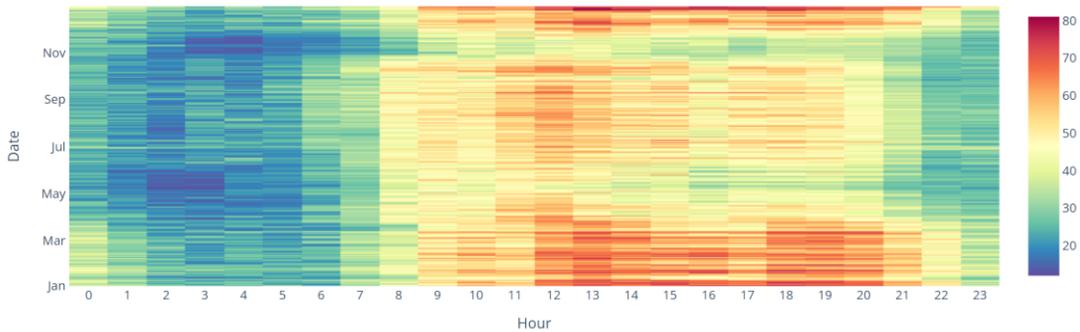


Figura 47 Hotel, consumi elettrici annui [kWh]

Hotel1

Yearly Electricity Production [kWh]

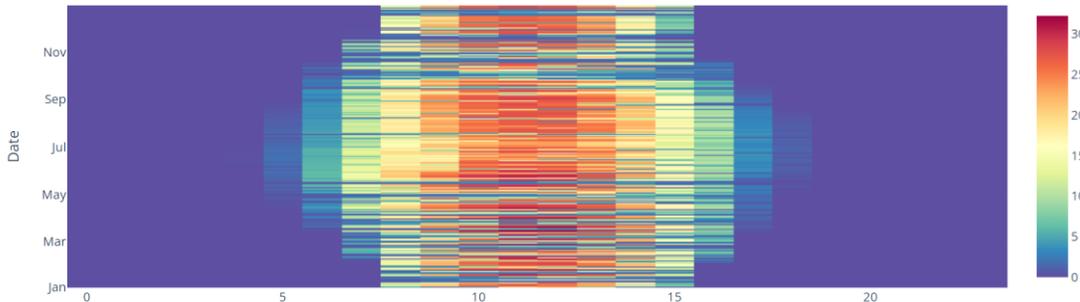


Figura 49 Hotel, produzione elettrica annua [kWh]

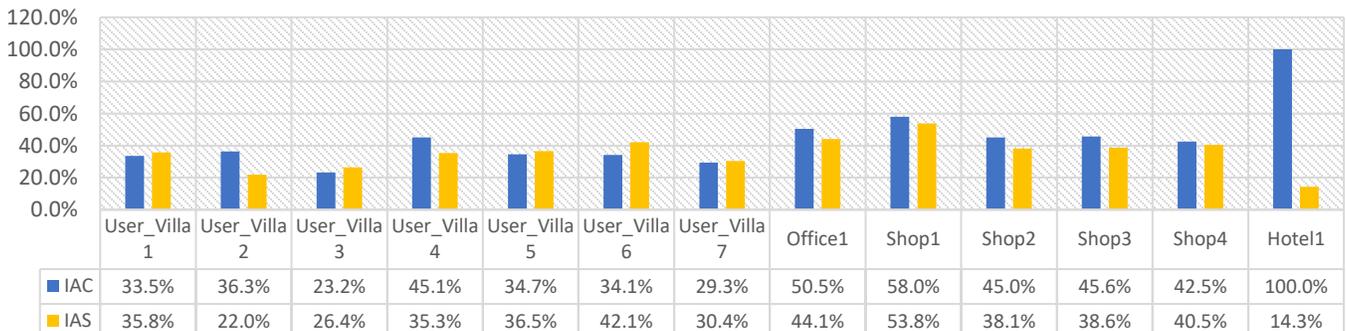


Figura 48 Indici energetici: di autoconsumo (IAC) e di autosufficienza (IAS) dei membri della CER

Per quanto riguarda le utenze residenziali, esse sono ovviamente dipendenti dalle abitudini di consumo degli occupanti e dal tipo di apparecchiature presenti nell'edificio. In Fig. 50 e Fig. 51, sono riportati a titolo di esempio i profili di carico dei membri residenziali rispettivamente in un giorno di Febbraio ed Aprile, visibili nella piattaforma.

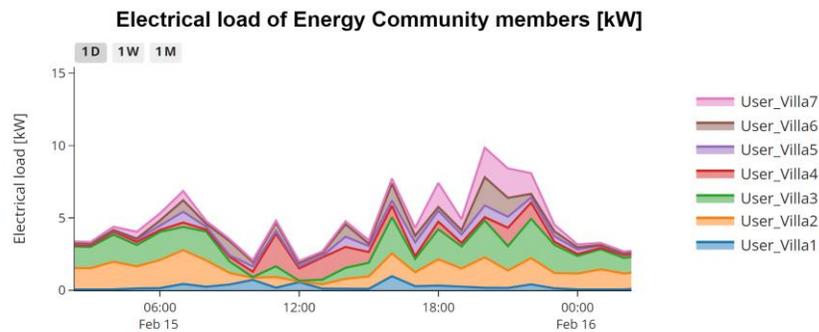


Figura 50 Esempio profilo di carico giorno invernale (15 febbraio) delle 7 villette monofamiliari

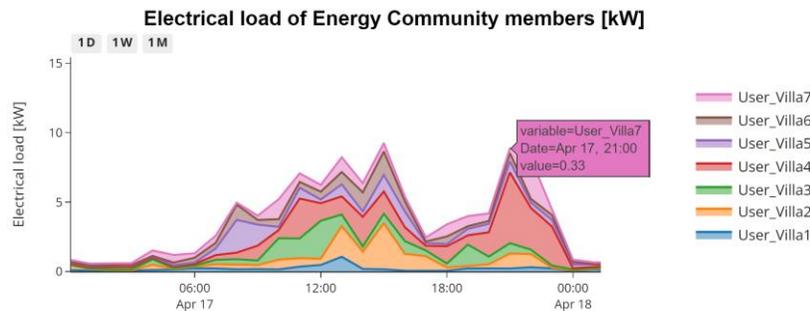


Figura 51 Esempio profilo di carico giorno primaverile (17 aprile) delle 7 villette monofamiliari

Innanzitutto è evidente che nei mesi invernali, l'utilizzo della pompa di calore per il riscaldamento dell'edificio da parte degli Utenti 2 e 3, comporta un aumento dei consumi, soprattutto nelle ore serali rispetto alle condizioni nei mesi primaverili.

È possibile definire il profilo orario di carico elettrico aggregato delle sette utenze residenziali, come la somma, ora per ora, dei profili di carico dei sette clienti finali delle villette monofamiliari. In entrambi i casi, il profilo orario di carico elettrico aggregato ha picchi di consumo nelle ore serali, in particolare tra le 19 e le 21.

L'utilizzo della pompa di calore per il riscaldamento degli edifici dei membri 2 e 3, determina un aumento dei consumi nei mesi invernali, come si può visualizzare in Fig.52, dove c'è un riepilogo su base mensile delle sole utenze residenziali.

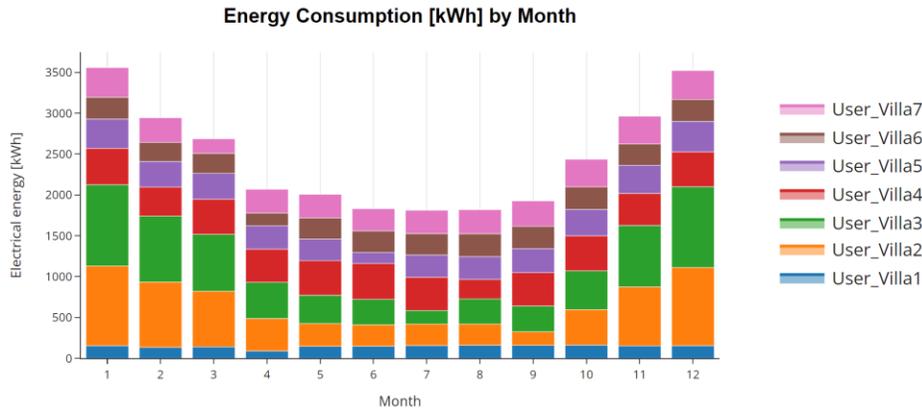


Figura 52 dettaglio consumi [kWh] su base mensile utenze residenziali - Caso studio 1

Sono calcolati gli indici energetici, su base annua a livello di CER:

$$IAC_{fisico} = 58\%$$

$$IAC_{virtuale} = 29\%$$

$$IAC^*_{virtuale} = 69\%$$

4.7.1.2.2 Economics

Il valore atteso dei flussi di cassa netti attualizzati, nel caso della configurazione iniziale, è positivo per tutti i membri della CER, come mostrato in Fig.53. Gli investimenti risultano particolarmente redditizi per le utenze commerciali: per i Negozi il VAN varia tra i 12 k€ e i 27 k€, per le utenze residenziali varia tra i 1600 e 3800€.

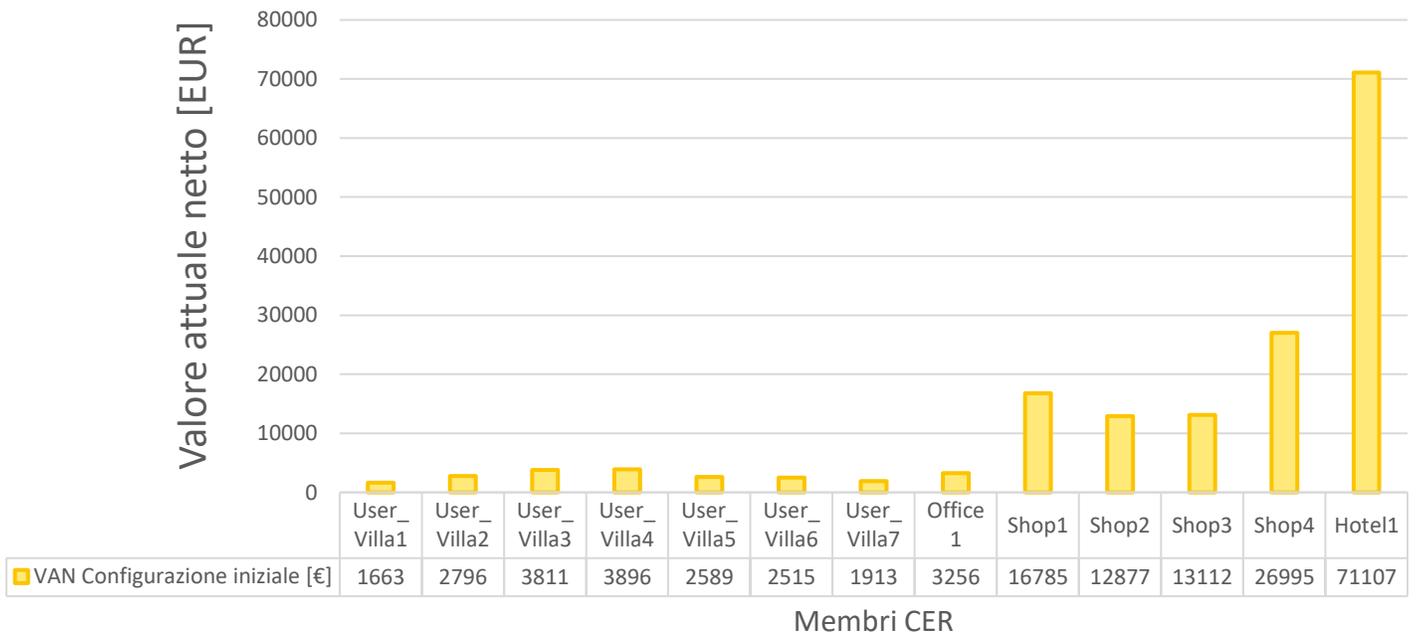


Figura 53 VAN [EUR] Configurazione iniziale membri CER

Come mostrato in Fig.54 fronte di un investimento iniziale di circa 38 mila euro per l'impianto da 40 kW, il Valore Attuale dei flussi di cassa attualizzati dell'Hotel supera i 71 mila euro.

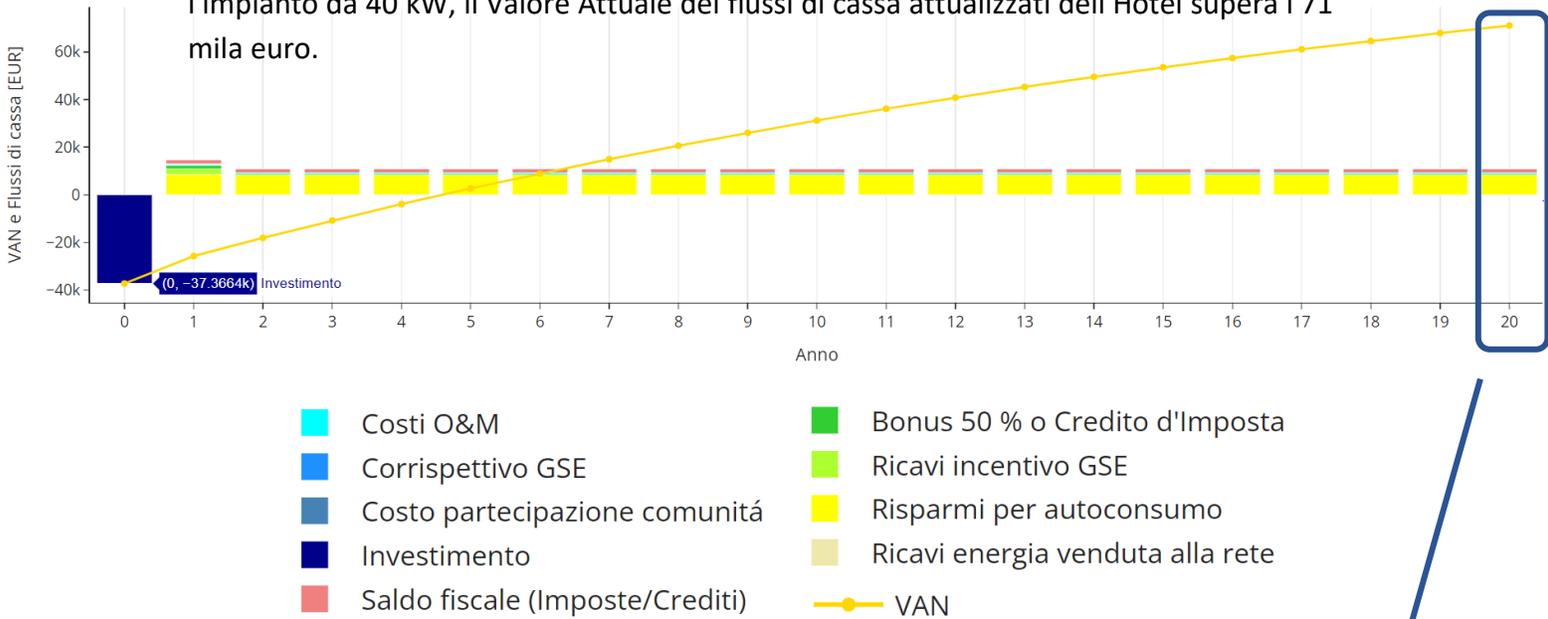


Figura 54 Esempio visualizzazione risultati analisi economico - finanziaria per l'Hotel

Come per tutti gli altri membri, nella piattaforma è possibile visualizzare l'entità dei vari flussi di cassa per l'Hotel: in ognuno dei 20 anni di funzionamento dell'impianto FV, il contributo principale è quello relativo al risparmio per autoconsumo (circa 8500 € all'anno).

Partecipando alla CER, l'Hotel riceve circa 2300€ come incentivo dal GSE ed inoltre riceve in un'unica rata il credito d'imposta per l'installazione dell'impianto FV.

L'energia prodotta dal proprio impianto viene auto consumata, e pertanto non si hanno ricavi per l'immissione in rete (e quindi non si pagano nemmeno imposte per la vendita di energia). Difatti, il saldo fiscale è negativo poiché si considerano i risparmi per autoconsumo nel calcolo delle imposte.

Una nota fondamentale che si vuole sottolineare è relativa al Costo di partecipazione alla CER; in questo caso è stata inserita una cifra simbolica di 5€ a membro all'anno per non influenzare i risultati dell'analisi economica. In generale, l'importo di tale spesa può essere scelto all'interno della piattaforma per ogni membro della CER. Ai fini del presente lavoro, non si entra nel dettaglio di come può essere stabilita tale cifra in quanto ci si è

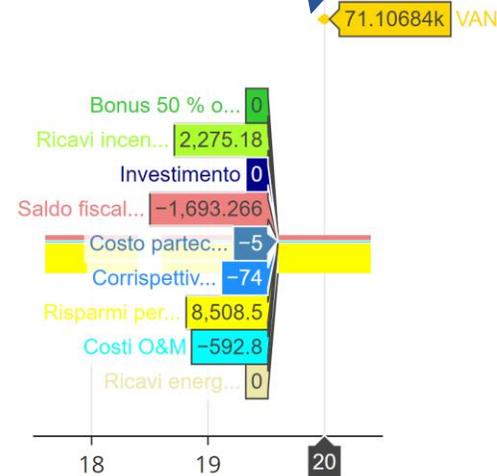


Figura 55 Dettaglio flussi di cassa per l'Hotel

focalizzati sulla procedura informatica. Nella realtà, si potrebbe stabilire un costo annuo complessivo, e ripartirlo in egual misura tra i membri della CER, oppure dividerlo con un criterio proporzionale in base all'incentivo ricevuto dal GSE o addirittura farlo pagare a un solo membro (ad esempio in questo caso all'Hotel).

Il rapporto tra VAN ed investimento iniziale (Indice di Profittabilità) è visibile nella piattaforma e in Fig. 56 sono visibili i valori per ogni membro della CER. Allo stesso modo, in Fig.57, è possibile visualizzare il PayBack Time (PBT).

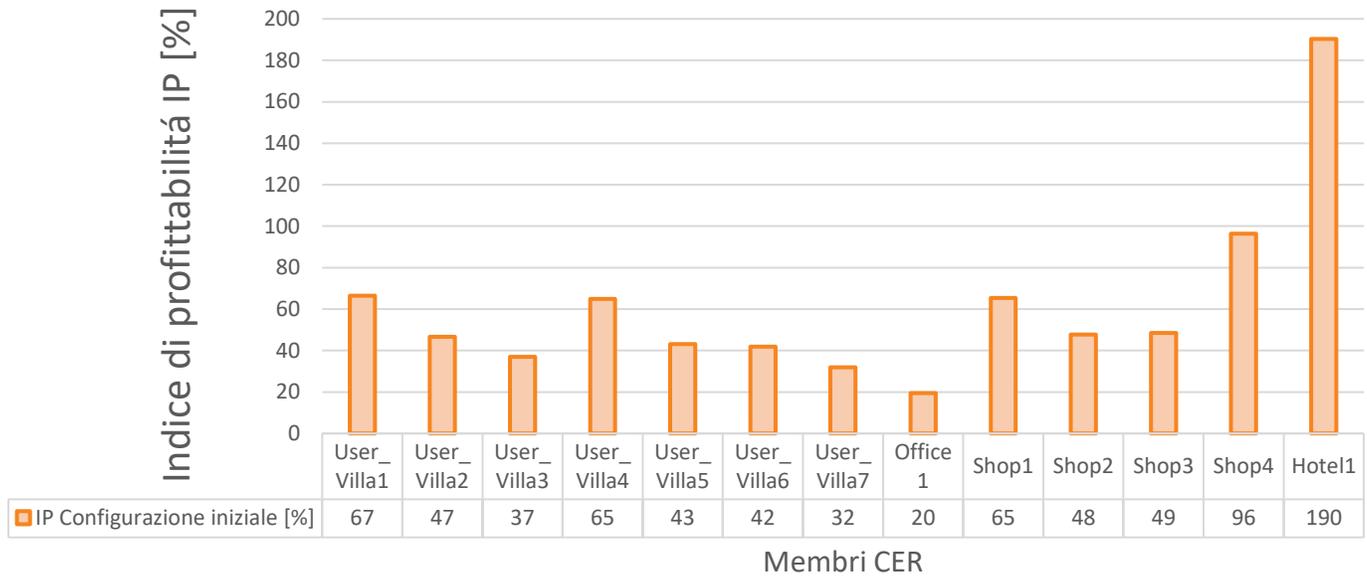


Figura 56 IP [%] per ogni membro della CER, Configurazione iniziale

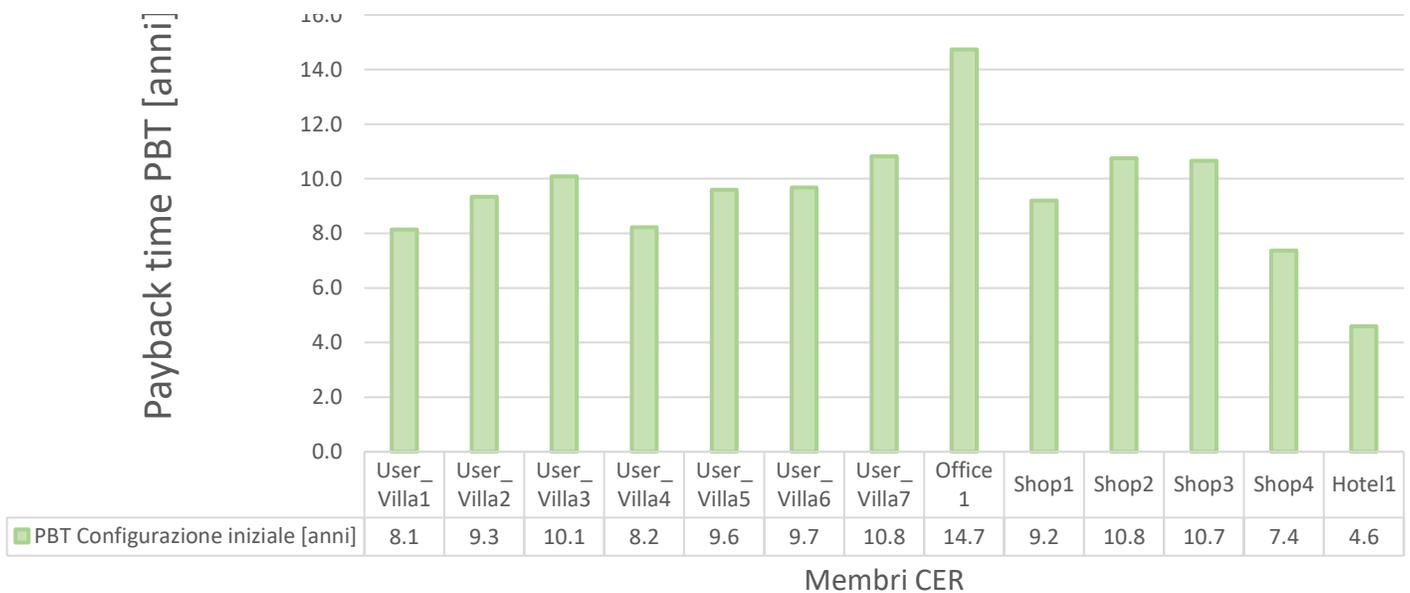


Figura 57 PBT [anni] per ogni membro della CER, Configurazione iniziale

Si evince che gli investimenti sono particolarmente redditizi per le utenze commerciali che hanno una parte significativa dei consumi nelle ore diurne (Shop 1 e Shop 4), oltre che per l'Hotel.

I KPIs delle sette villette monofamiliari sono diversi in quanto varia l'entità del ritorno economico per risparmio d'autoconsumo e l'incentivo ricevuto dal GSE per la condivisione d'energia. Infatti a parità d'energia prodotta, variando la quantità d'energia auto consumata (dipendente dalle abitudini di consumo e dalle apparecchiature elettriche tipo la pompa di calore) varia l'entità dell'energia immessa in rete.

4.7.1.2.3 Framework caso studio 1

Partendo dalla configurazione iniziale vengono effettuate delle prove in cui si varia il Setup della CER, come mostrato in Tab. 23, e in particolare la taglia degli impianti fotovoltaici.

Nella Prova 1, a parità di consumi e di potenza totale installata della configurazione iniziale, si valuta l'implementazione di un unico impianto realizzato da un investitore producer (sia da una persona fisica, sia da un'impresa). Si passa pertanto da una configurazione many-to-many, ad una configurazione one-to-many. Gli altri membri in questo caso, non sono possessori di impianti e sono pertanto Consumers.

Nella Prova 2, partendo dal Setup della configurazione iniziale, si valuta il carattere aperto e volontario delle CER; in tale prova si esclude l'Hotel dalla CER e si misurano come variano i KPIs degli altri membri. In questo caso, è possibile valutare cosa succederebbe nella realtà se uno dei membri esca dalla CER dopo che essa sia costituita.

Nelle Prove 3A e 3A.2, si varia la taglia degli impianti delle villette monofamiliari per valutare la relazione tra gli indici energetici e quelli economici. Allo stesso modo, nelle prove successive si variano le taglie degli impianti afferenti ai Negozi e all'Hotel, con il fine di ottenere una possibile configurazione finale della CER in cui si migliora dal punto di vista economico-finanziario la redditività degli investimenti rispetto alla configurazione iniziale.

Tale processo, vuole essere un esempio di come è possibile utilizzare la piattaforma durante l'attività di progettazione ma anche per estrarre considerazioni generali di tipo qualitativo per le CER.

Tabella 23 Potenza installata [kW] impianto FV per membro CER

	Configurazione iniziale	Prova 1: ONE-TO-MANY (investitore)	Prova 2: (NO Hotel)	Prova 3A: aumento taglie (X2) PV Residenziale	Prova 3A.2: riduzione PV Residenziale	Prova 3B: aumento (+6kW) PVShops	Prova 3C: aumento (+10kW) PVHotel	Prova 3C.2: riduzione (-10kW) PVHotel	Possibile configurazione finale
PV_Villa1	1.5	/	1.5	3	1	1.5	1.5	1.5	1
PV_Villa2	3	/	3	6	1.5	3	3	3	1.5
PV_Villa3	6	/	6	12	3	6	6	6	1.5
PV_Villa4	3	/	3	6	1.5	3	3	3	1.5
PV_Villa5	3	/	3	6	1.5	3	3	3	1.5
PV_Villa6	3	/	3	6	1.5	3	3	3	1.5
PV_Villa7	3	/	3	6	1.5	3	3	3	1.5
PV_Office	9	/	9	9	9	9	9	9	6
PV_Shop1	19	/	19	19	19	25	19	19	25
PV_Shop2	20	/	20	20	20	26	20	20	26
PV_Shop3	20	/	20	20	20	26	20	20	26
PV_Shop4	30	/	30	30	30	36	30	30	30
PV_Hotel	40	/	/	40	40	40	50	30	30
PV_Investor	/	160.5	/	/	/	/	/	/	/

4.7.1.3 Prova 1: one-to-many (investitore Producer)

A parità di potenza totale installata (160.5 kWp) e di utenze di consumo nella CER, si simula una configurazione one-to-many con un unico impianto fotovoltaico realizzato da un Producer. In questo caso, tutti gli altri membri non hanno alcun costo d'investimento iniziale: essi sono semplici Consumers e pertanto ricevono soltanto la componente di incentivo del GSE relativo al consumo.

4.7.1.3.1 Analisi energetica

In questa configurazione come mostrato in Fig.58, tutta l'energia prodotta dall'impianto del Producer viene immessa in rete.

Su base annua, l'84% dell'energia prodotta è consumata virtualmente dagli altri membri della CER: aumenta l'energia condivisa rispetto alla configurazione iniziale (perché non c'è autoconsumo), ma aumenta anche l'energia immessa in rete.

Configurazione iniziale

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{AC}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] $E_{in,rete}$	84



Prova 1

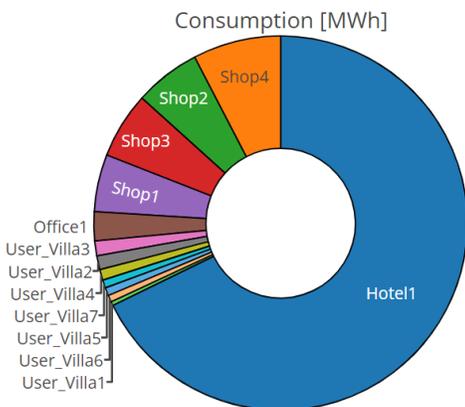
Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	210
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	0
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{AC}	176.8
Energy fed into the grid [MWh/y] $E_{in,rete}$	210

$$IAC_{fisico} = 0 \%$$

$$IAC_{virtuale} = 84 \%$$

$$IAC_{virtuale}^* = 84 \%$$

Yearly Consumption and Production in REC



Production [MWh]

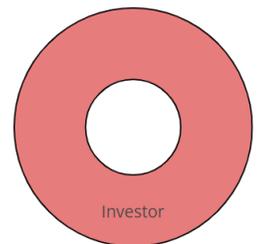


Figura 58 Pie chart ripartizione consumi e produzione [MWh] su base annua nella CER - Caso studio 1- Prova 1

4.7.1.3.2 Economics

La costituzione della CER, con una forma one-to-many risulta particolarmente vantaggiosa per il Producer che effettua l'investimento per realizzare l'impianto fotovoltaico. Di seguito, sono effettuate due casistiche: la prima in cui il Producer è un'impresa che usufruisce del credito d'imposta e dell'ammortamento dell'impianto; la seconda in cui il Producer è una persona fisica che accede alle detrazioni fiscali (Bonus

50%). Nei due casi non variano le grandezze energetiche, pertanto non variano i ricavi da immissione in rete e l'incentivo ricevuto dal GSE.

- **Impianto realizzato da impresa (con Ammortamento e Credito d'Imposta)**

Come mostrato in Fig.59, il valore attuale atteso dei flussi di cassa per tale membro della CER é circa 169 k€, a fronte di un esborso iniziale pari a 149 k€. Il tempo di ritorno dell'investimento è pari a 6.66 anni.

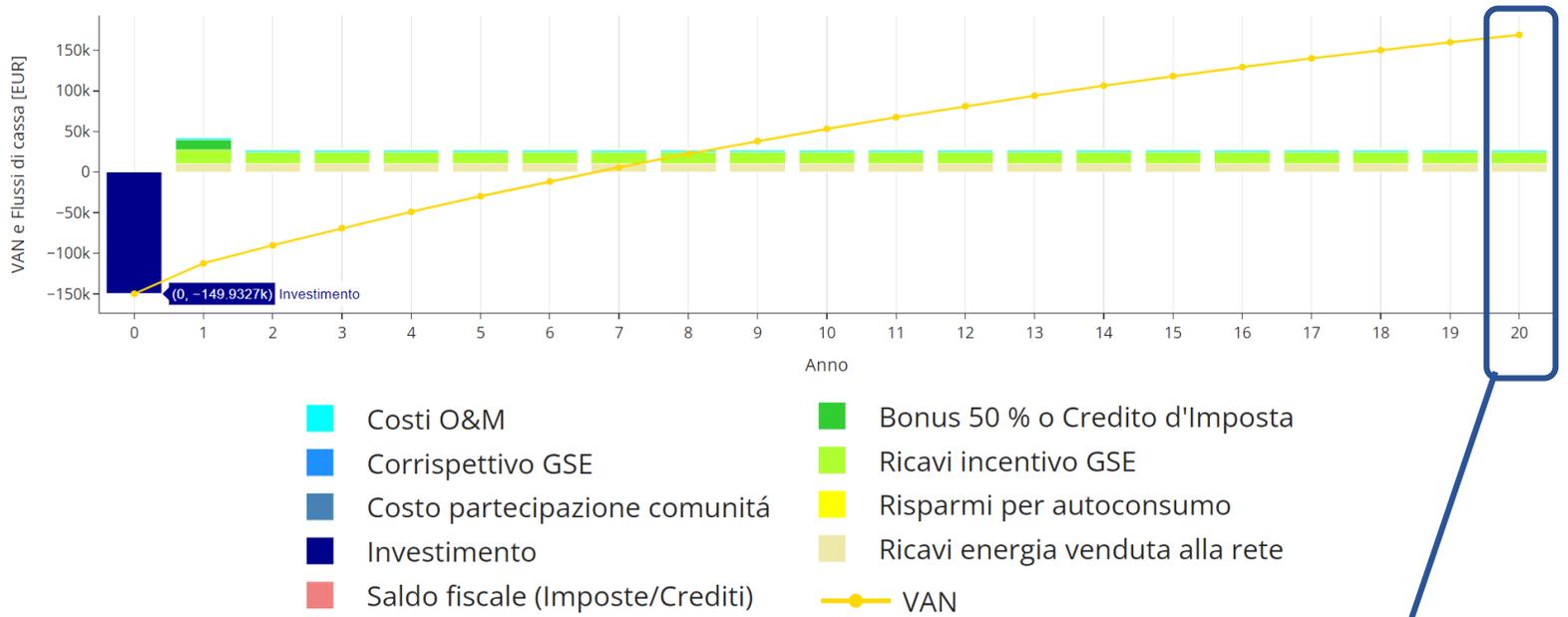


Figura 59 Risultati analisi economico - finanziaria per Producer (impresa)

L'ammortamento dell'impianto fotovoltaico comporta una riduzione delle imposte dovute per la vendita d'energia. Inoltre, il credito d'imposta permette di ottenere circa 15 k€ al primo anno.

Se si aumentasse il benefit share β_{GSE} da 80% a 90% per la produzione, il PBT dell'investimento del producer si ridurrebbe a 6 anni (con un VAN maggiore di 195 k€).



Figura 60 Dettaglio flussi di cassa per Producer

- **Impianto realizzato da privato (Bonus 50%)**

Il valore attuale atteso dei flussi di cassa per tale membro della CER é circa 151 k€, e il tempo di ritorno dell'investimento è pari a 6.98 anni come visibile in Fig.61. Tale membro, riceve 4800€ per i primi 10 anni sotto forma di detrazione IRPEF.

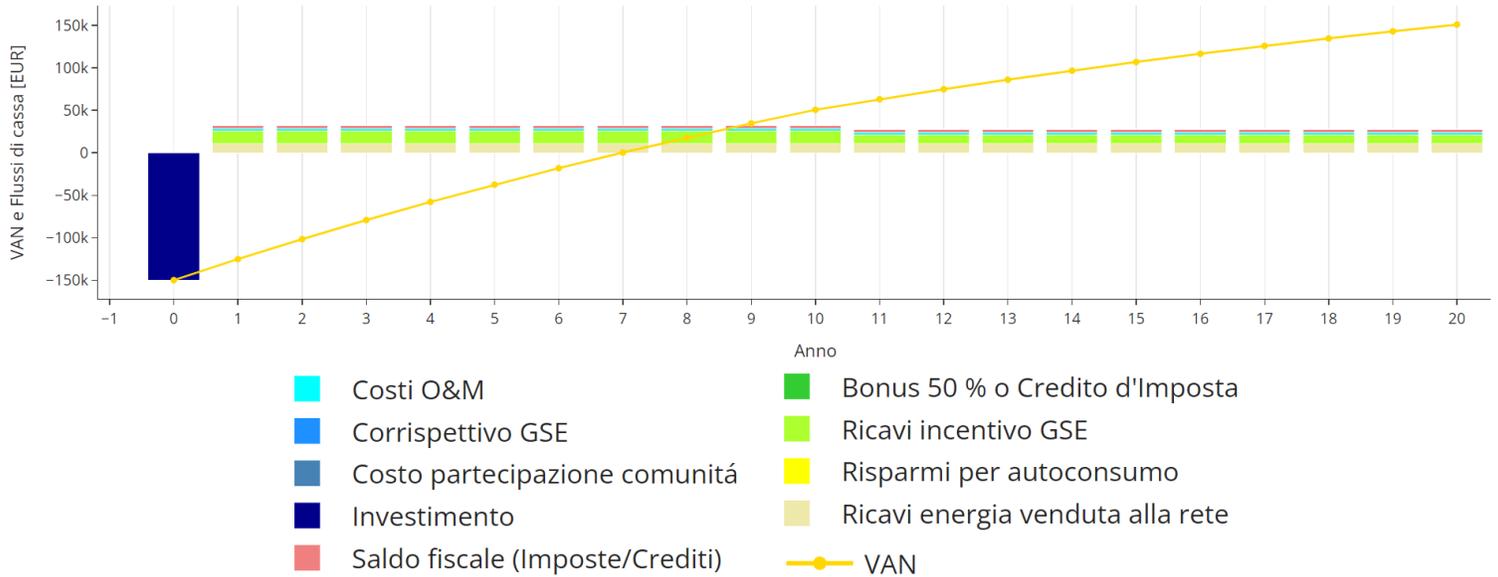


Figura 61 Risultati analisi economico - finanziaria per Producer (persona fisica)

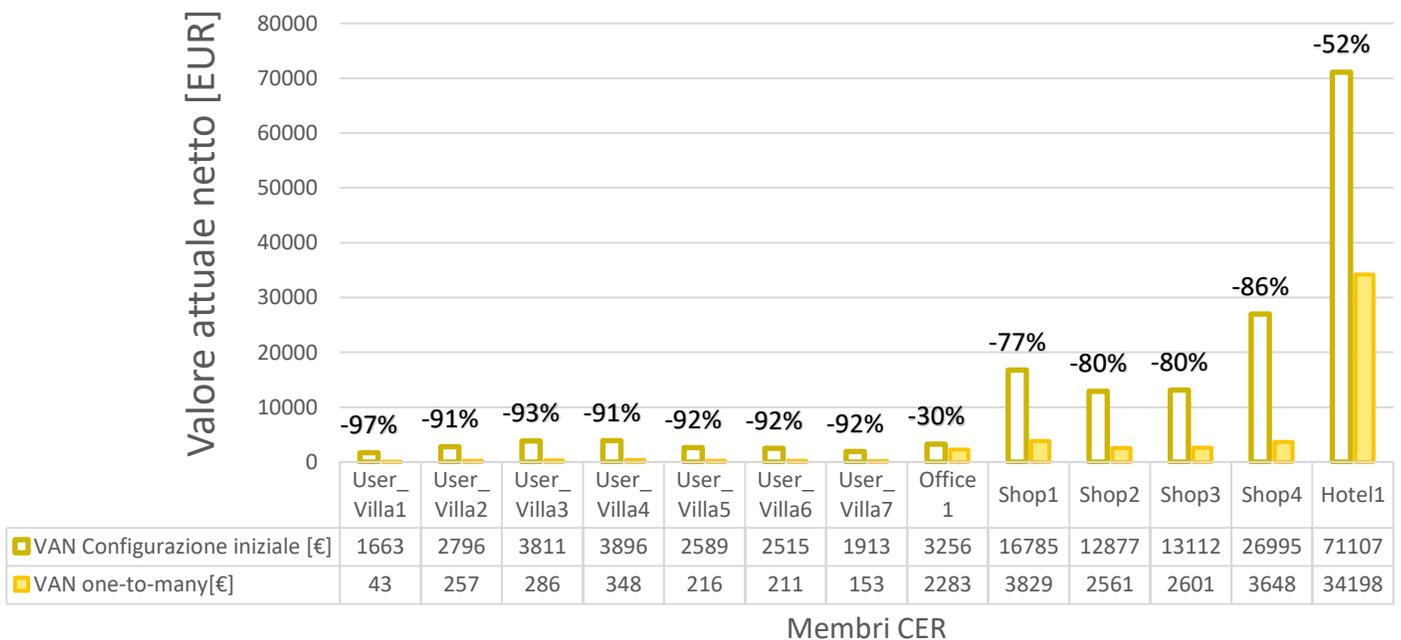


Figura 62 VAN [EUR] per membri CER Prova 1

A prescindere dalla tipologia di soggetto detentore dell'impianto FV, in questa Prova la costituzione della CER risulta meno profittevole per gli altri membri, soprattutto per quelli residenziali. Nella Fig.62, è possibile visualizzare, per ogni membro della CER la riduzione percentuale del VAN rispetto alla configurazione iniziale.

4.7.1.4 Prova 2: (NO Hotel)

4.7.1.4.1 Analisi energetica

In questa configurazione nel caso in cui si escludesse l'Hotel dalla CER, i consumi e la produzione annua sarebbero paragonabili come mostrato in Fig.63. In questo caso, si riduce l'energia consumata seppur virtualmente nella CER. L'energia condivisa, si riduce da circa 58 MWh/anno a circa 7 MWh/anno.

La quantità di energia immessa in rete non varia rispetto alla configurazione iniziale, e pertanto il rapporto tra energia condivisa ed energia immessa in rete è pari all'8%.

Configurazione iniziale

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{Ac}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	84



Prova 2

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	167
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	151
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	67
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{Ac}	6.8
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	84

$$IAC_{fisico} = 44\%$$

$$IAC_{virtuale} = 5\%$$

$$IAC_{virtuale}^* = 8\%$$

Yearly Consumption and Production in REC



Figura 63 Pie chart ripartizione consumi e produzione [MWh] su base annua nella CER - Caso studio 1- Prova 2

4.7.1.4.2 Economics

L'esclusione dell'Hotel, a parità di altre condizioni rispetto alla configurazione iniziale, provoca un peggioramento dei KPIs. In particolare, il VAN e l'IP sono caratterizzati dalla stessa riduzione percentuale, come mostrato nelle Fig. 64 e 65. L'incentivo ricevuto dal GSE si riduce dell'88% rispetto alla configurazione iniziale.

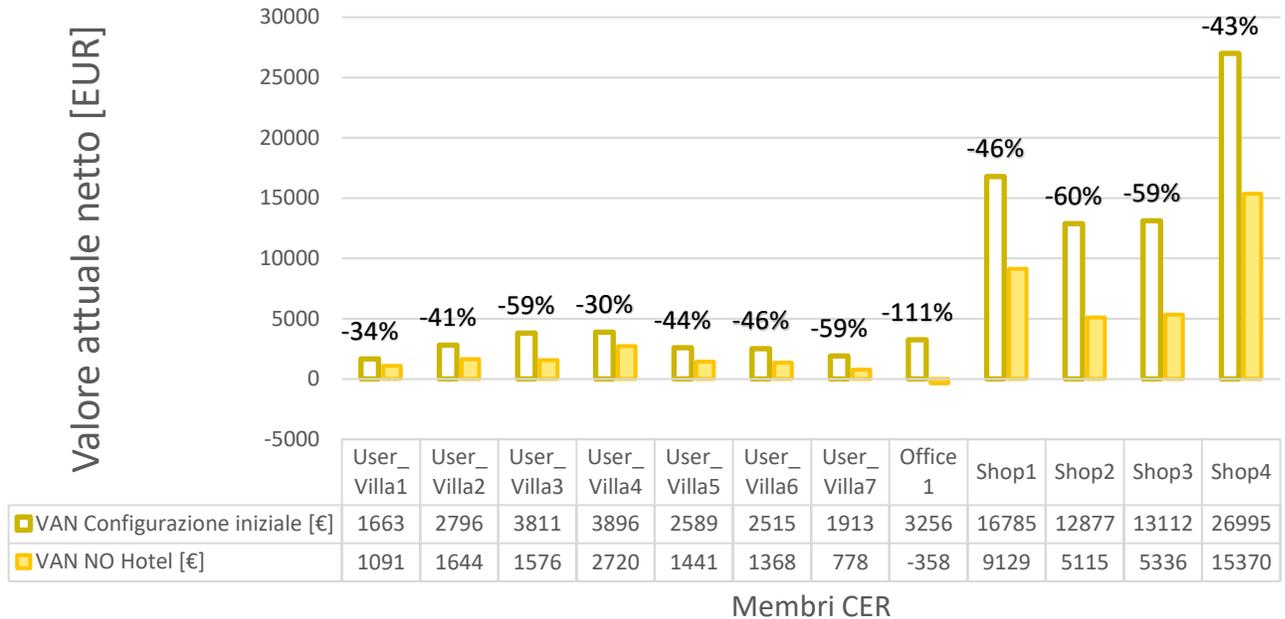


Figura 64 VAN [EUR] per membri CER Prova 2

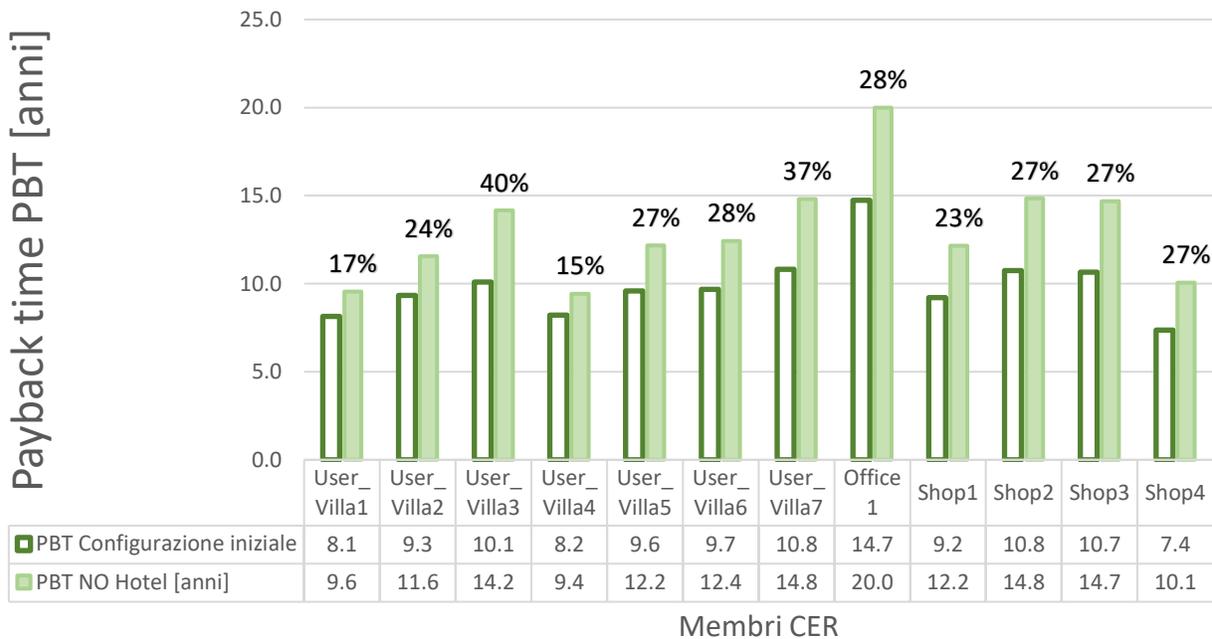


Figura 65 PBT [anni] per membri CER Prova 2

4.7.1.5 Prova 3A: aumento taglie (X2) PV Residenziale

In questa prova, si vuole valutare l'aumento della potenza installata per i 7 membri residenziali. In particolare, si raddoppia la potenza di picco degli impianti, a parità delle altre condizioni della configurazione iniziale come mostrato in Fig. 66.

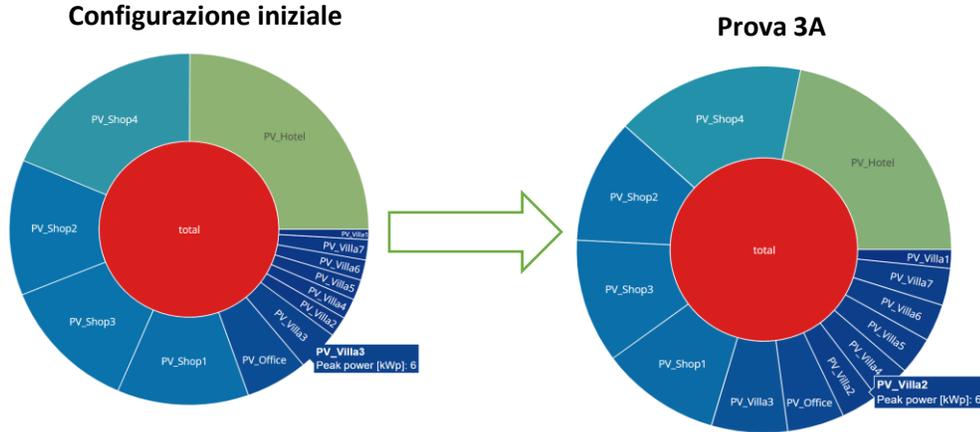


Figura 66 Distribuzione della potenza installata tra i membri della CER

4.7.1.5.1 Analisi energetica

Configurazione iniziale

Prova 3A

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{AC}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	84

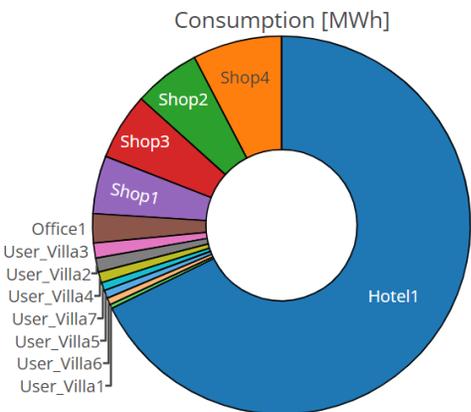
Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	229
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	119
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{AC}	65.3
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	110

$$IAC_{fisico} = 52\%$$

$$IAC_{virtuale} = 29\%$$

$$IAC^*_{virtuale} = 59\%$$

Yearly Consumption and Production in REC



Production [MWh]

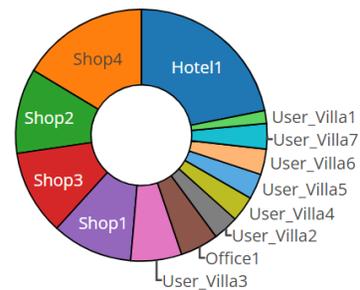


Figura 67 Pie chart ripartizione consumi e produzione [MWh] su base annua nella CER - Caso studio 1- Prova 3A

Raddoppiando la potenza installata a parità di consumi, si riduce il rapporto tra energia auto consumata e prodotta (indice di autoconsumo IAC) dei sette membri residenziali; in particolare si ha una riduzione percentuale variabile tra il 40 e il 43% rispetto alla configurazione iniziale.

Indice di autoconsumo [%]

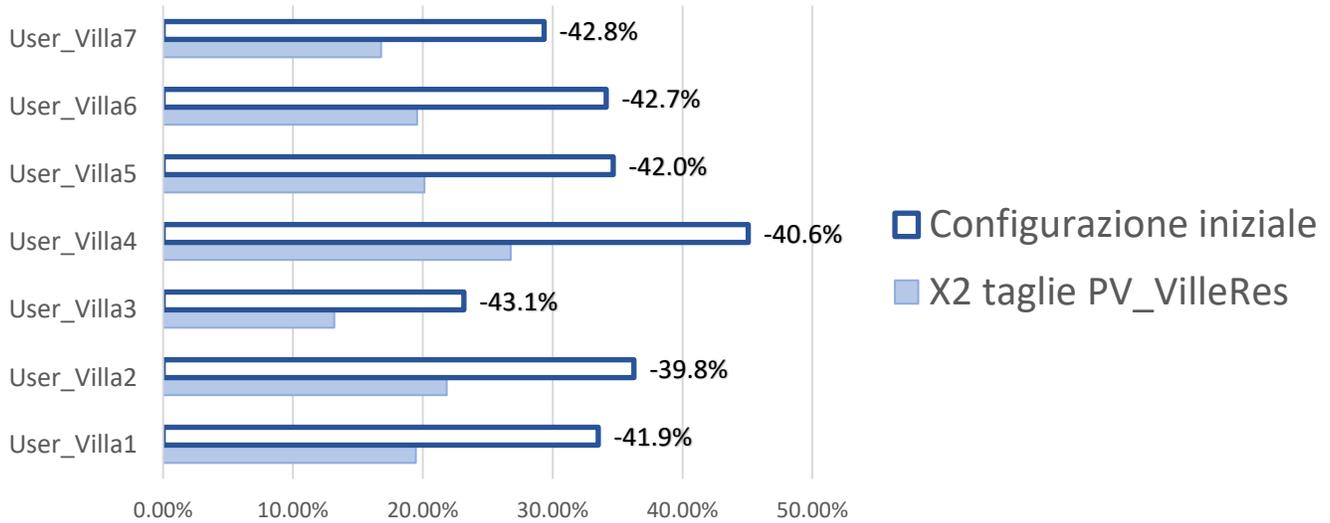


Figura 68 IAC membri residenziali, confronto configurazione iniziale-Prova 3A

4.7.1.5.2 Economics

I KPIs degli altri membri variano tra lo 0.2% e l'1.7% rispetto alla configurazione iniziale, pertanto, come mostrato in Fig.69 si pone l'attenzione solo sui 7 utenti residenziali.

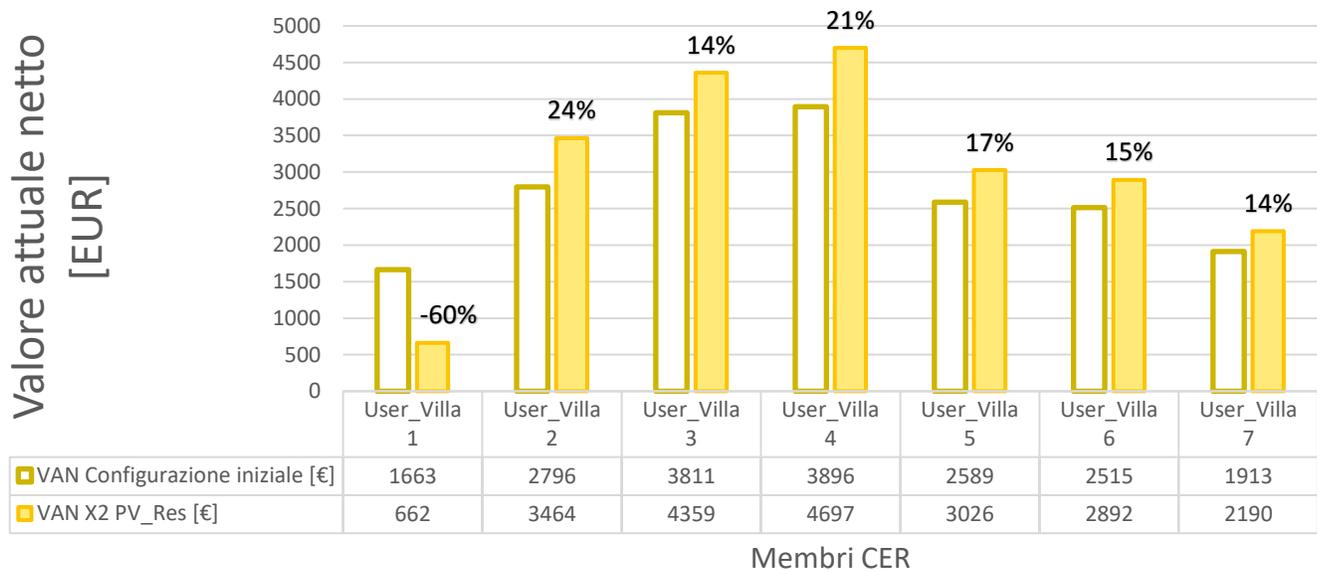


Figura 69 VAN [EUR] per membri residenziali Prova 3A

L'aumento della taglia comporta un aumento del VAN per tutti i membri, tranne che per l'Utente 1 che ha consumi anni medio bassi (1760 kWh/anno). Tuttavia, l'Indice di Profitabilità diminuisce per tutti i membri, e il PBT aumenta in tutti i casi, come mostrato nelle Fig. 70 e 71.

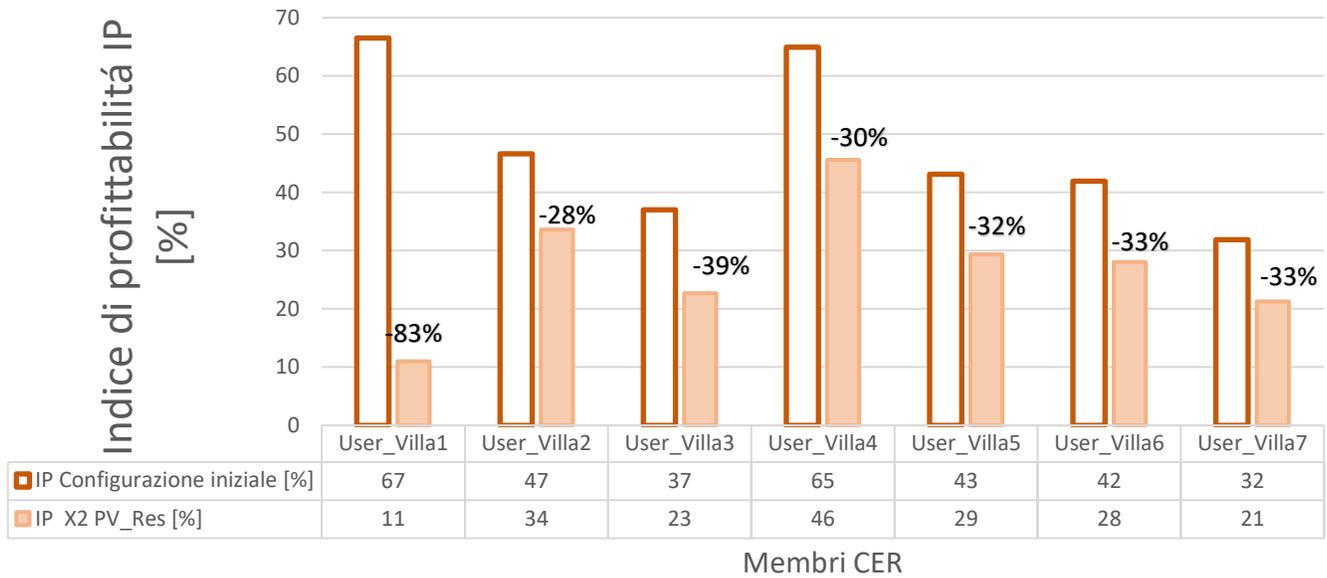


Figura 70 IP [%] per membri residenziale, Prova 3A

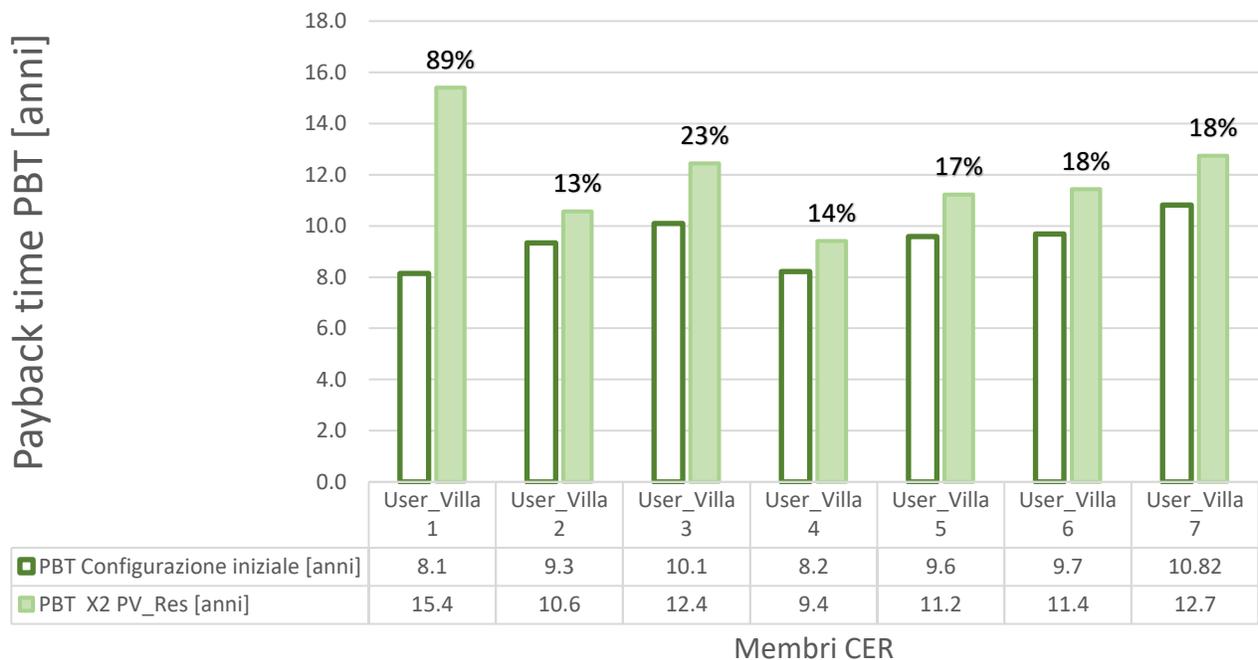


Figura 71 PBT [anni] per membri residenziale Prova 3A

A questo punto, ci si chiede se riducendo la potenza installata e quindi aumentando di indici di autoconsumo, permette un miglioramento dei KPIs per i membri residenziali.

4.7.1.6 Prova 3A.2: riduzione PV Residenziale

In questa prova, a parità di altre condizioni della configurazione iniziale, si riduce la potenza installata secondo lo schema in Tab. 24.

Tabella 24 Schema riduzione potenza installata [kW] Prova 3A.2

	Configurazione iniziale	Prova 3A.2: riduzione PV Residenziale
PV_Villa1	1.5	1
PV_Villa2	3	1.5
PV_Villa3	6	3
PV_Villa4	3	1.5
PV_Villa5	3	1.5
PV_Villa6	3	1.5
PV_Villa7	3	1.5

4.7.1.6.1 Analisi energetica

Indice di autoconsumo [%]

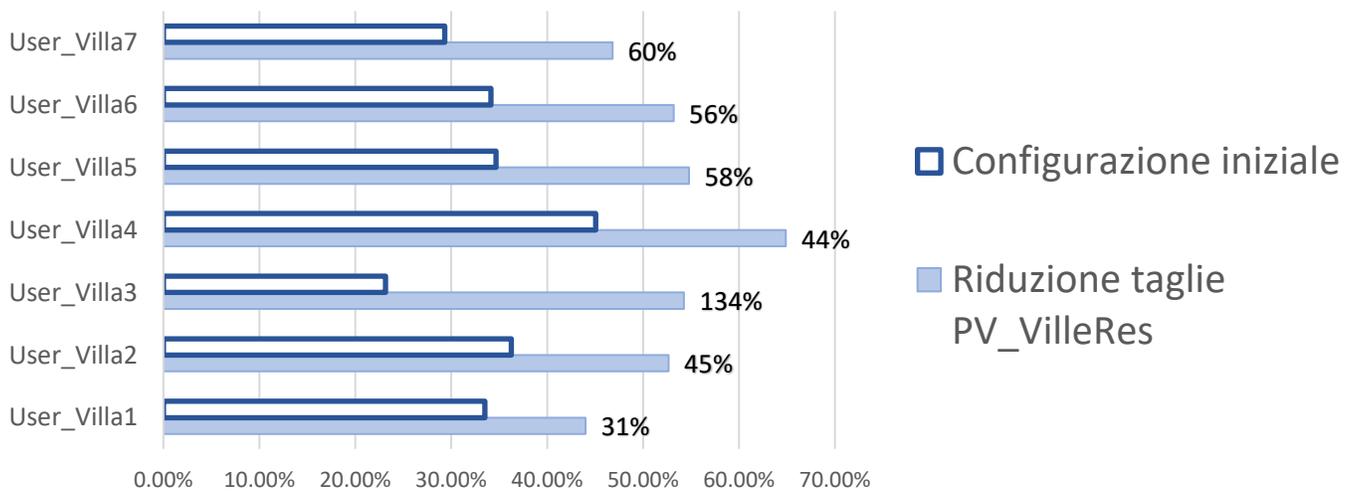


Figura 72 IAC membri residenziali, confronto configurazione iniziale-Prova 3A.2

La riduzione delle potenza installata da parte dei membri residenziali, oltre a determinare un aumento degli indici di autoconsumo come mostrato in Fig. 72, comporta una riduzione dell'energia immessa in rete. Per tale ragione, nonostante l'energia condivisa si riduce rispetto alla configurazione iniziale, il rapporto tra energia condivisa ed immessa in rete aumenta da 69% a 75%.

Configurazione iniziale

Prova 3A.2

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{AC}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	84



Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	187
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	115
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{AC}	54.3
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	72

4.7.1.6.2 Economics

Anche in questo caso, gli indici economici degli altri membri non variano in modo significativo, pertanto ci si focalizza sui membri residenziali. Il VAN aumenta significativamente per gli utenti che hanno consumi medio alti (tra i 3040 e i 3600 kWh/anno) ovvero gli Utenti 5,6 e 7.

L'Utente 4 che ha consumi elevati rispetto la media residenziale (4790 kWh/anno), ha una riduzione percentuale del 6% rispetto alla configurazione iniziale. L'Utente 3, il quale usa la Pompa di Calore (6190 kWh/anno), ha una riduzione del 21% rispetto alla configurazione iniziale. Confrontando i risultati tra l'Utente 2 e 3, si evince che per l'Utente 3 è preferibile installare un impianto da 1.5 kW piuttosto che da 3 kW.

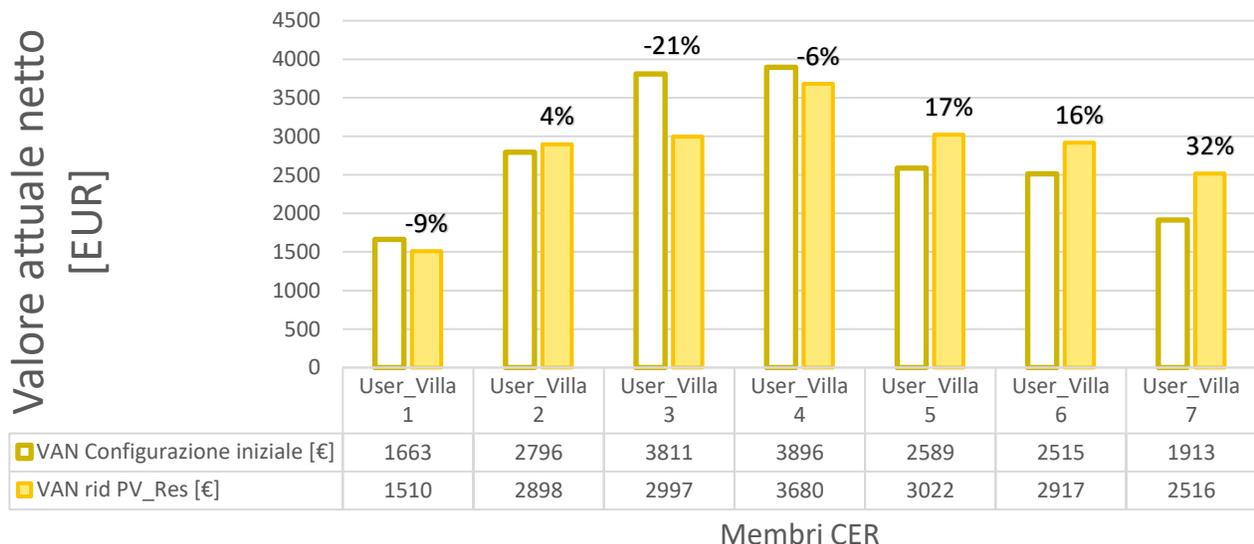


Figura 73 VAN [EUR] per membri residenziali Prova 3A.2

In tutti i casi, migliorano gli altri due indicatori, come mostrato in Fig.73 e 74: l'indice di Profittabilità aumenta (poiché si riduce il costo d'investimento) e il tempo di ritorno dell'investimento diminuisce.

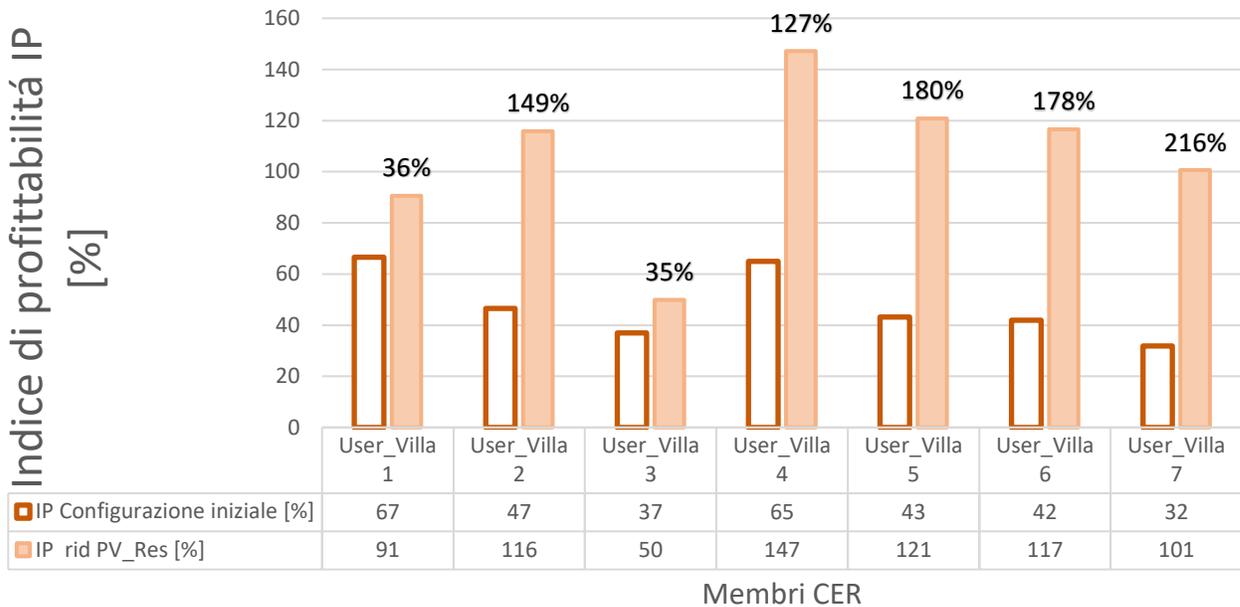


Figura 75 IP [%] per membri residenziale, Prova 3A.2

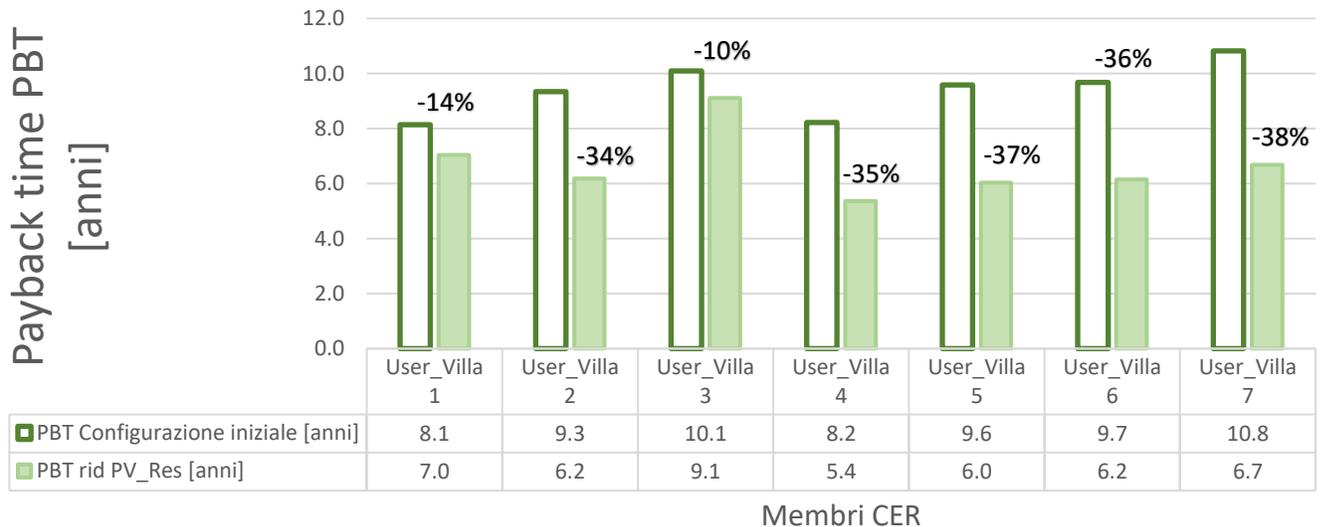


Figura 74 PBT [anni] per membri residenziale Prova 3A.2

In base a queste considerazioni, nella configurazione finale si propone di installare 1.5 kWp per tutti i membri residenziali (tranne per chi ha consumi medio-bassi come l'Utente 1 a cui si propone 1 kW di picco). In questo caso, con l'aumento dell'indice di autoconsumo IAC si ha anche un miglioramento degli indici economici usati per valutare la redditività degli investimenti.

4.7.1.7 Prova 3B: aumento (+ 6kW) PVShops

In questa prova, si aumenta di 6 kW la taglia degli impianti fotovoltaici sui quattro negozi, a parità di altre condizioni del Setup iniziale.

Tabella 25 Schema aumento potenza installata [kW] Prova 3B

	Configurazione iniziale	Prova 3B
PV_Shop1	19	25
PV_Shop2	20	26
PV_Shop3	20	26
PV_Shop4	30	36

4.7.1.7.1 Analisi energetica

L'aumento della potenza totale installata nella CER permette di produrre in totale 30 MWh in più all'anno. In questo caso, l'energia condivisa aumenta dell'11% rispetto alla configurazione iniziale; tuttavia dato che l'energia immessa in rete aumenta del 32%, il rapporto tra queste due grandezze si riduce dal 69% al 58%.

Configurazione iniziale

Prova 3B

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{Ac}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	84



Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	231
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	120
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{Ac}	64.3
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	111

$$IAC_{fisico} = 52\%$$

$$IAC_{virtuale} = 28\%$$

$$IAC_{virtuale}^* = 58\%$$

L'aumento della potenza installata per i quattro negozi, comporta una riduzione dell'indice di autoconsumo, come mostrato in Fig. 76.

Indice di autoconsumo [%]

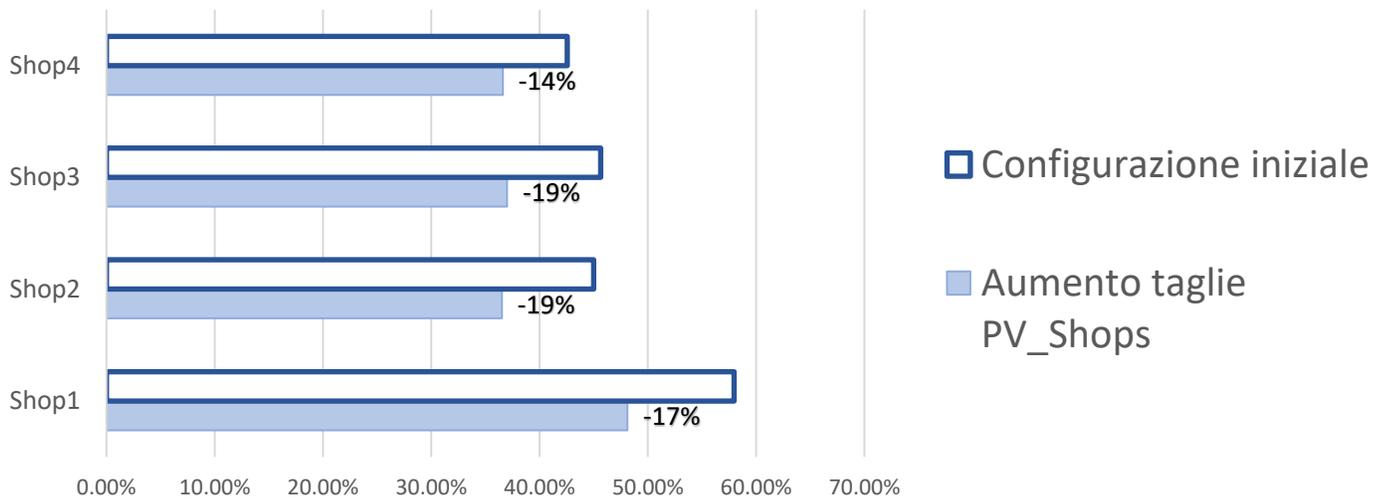


Figura 76 IAC Negozi, confronto configurazione iniziale - Prova 3B

4.7.1.7.2 Economics

Nonostante gli indici di autoconsumo diminuiscono, aumentando la taglia degli impianti, gli indici energetici migliorano. In particolare per i Negozi 1, 2 e 3 a cui è associata una potenza di picco tra i 25 e i 26 kW, si ha un aumento del VAN variabile tra il 47% e il 57% rispetto alla configurazione iniziale.

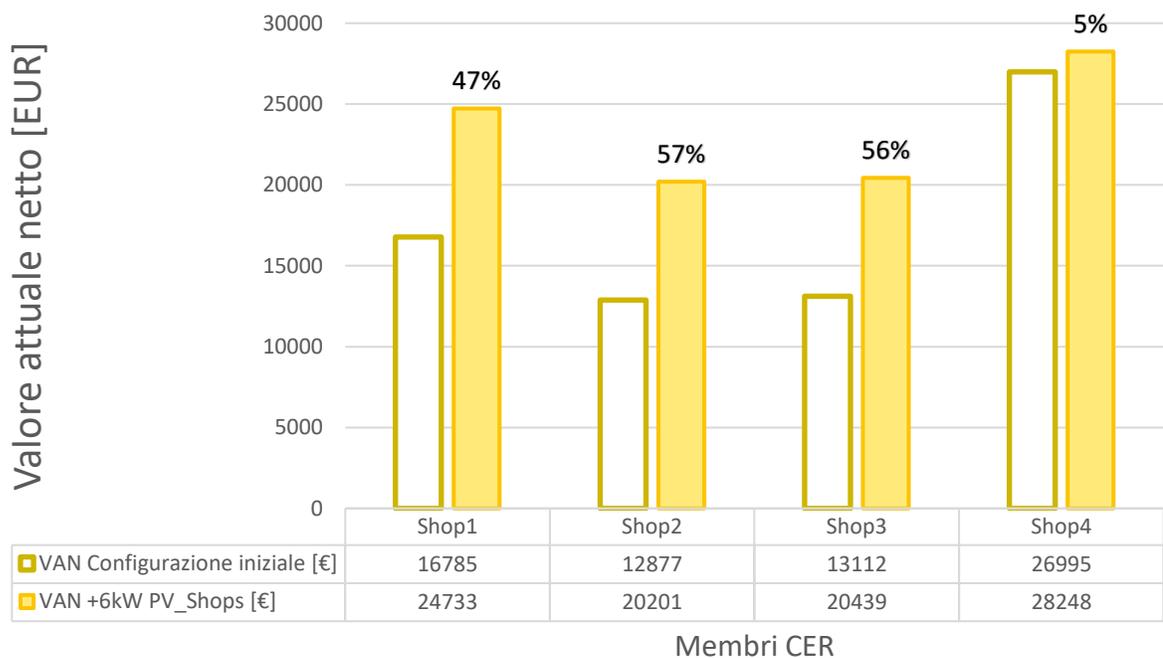


Figura 77 VAN [EUR] Negozi Prova 3B

Per quanto riguarda il Negozio 4 aumentando la potenza installata da 30 a 36 kW comporta un peggioramento dei KPIs: l'indice di profittabilità si riduce del 13% e il PBT aumenta del 9% rispetto alla configurazione iniziale. Per tale ragione, nella configurazione finale si sceglie di aumentare la taglia solo per i primi tre, restando invariata quella del Negozio 4.

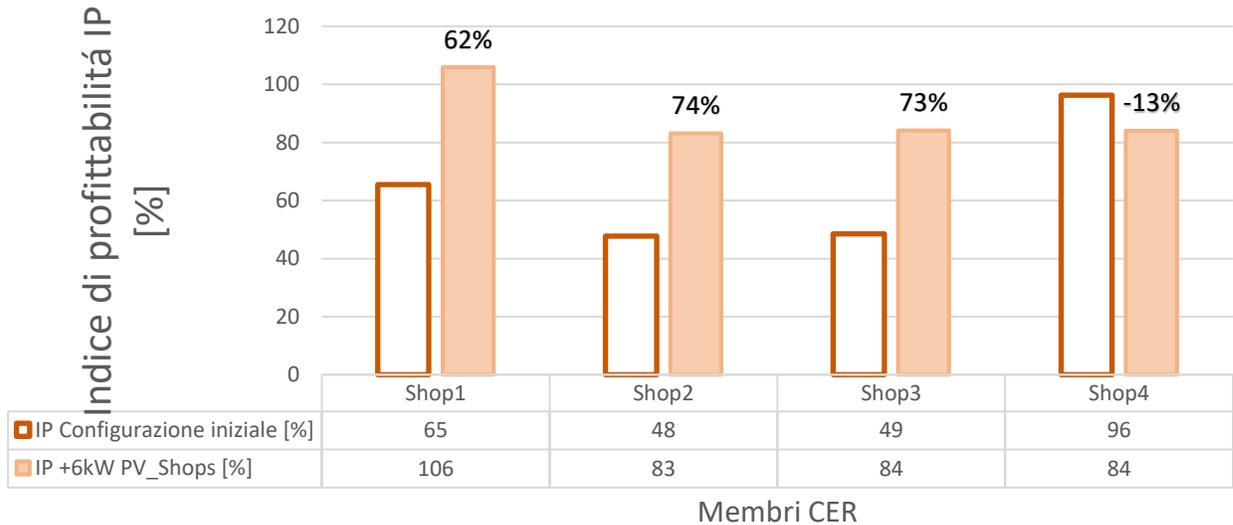


Figura 78 IP [%] Negozi Prova 3B

Per le utenze commerciali, è fondamentale usare i risultati dell'analisi economica per prendere decisioni: non bisogna basarsi sugli indici di autoconsumo che tengono conto solo di valutazioni di tipo energetico, ma è necessario tenere in conto sia dei risultati dell'analisi energetica, che quelli dell'analisi economico-finanziaria.

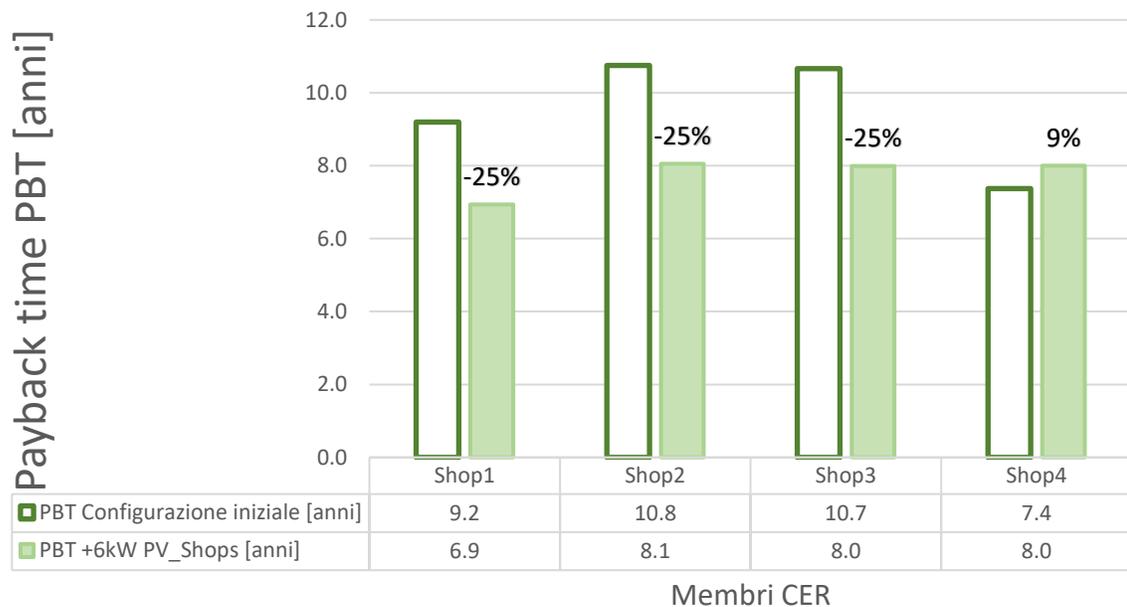


Figura 79 PBT [anni] Negozi Prova 3B

Ripetendo la stessa procedura descritta fin ora, prima di arrivare alla possibile configurazione finale, nelle due prove seguenti si vuole valutare la variazione di 10 kW rispetto alla potenza di picco della configurazione iniziale per l'Hotel.

4.7.1.8 Prova 3C: aumento (+10kW) PVHotel

4.7.1.8.1 Analisi energetica

L'aumento di 10 kW (da 40 a 50 kW_p) della potenza installata per l'Hotel, a parità di altre condizioni del Setup iniziale comporta una riduzione dell'energia condivisa. A parità di energia immessa in rete (Hotel ha autoconsumo al 100%), si riduce l'energia prelevata dalla rete dall'Hotel e pertanto si riduce l'energia condivisa nella CER. Per tale ragione anche l'indice **IAC**virtuale*** si riduce al 59%.

Configurazione iniziale

Yearly EC Consumption [MWh/y] E _{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E _{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] E _{autocons}	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E _{Ac}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E _{in_rete}	84



Prova 3C

Yearly EC Consumption [MWh/y] E _{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E _{prod}	213
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] E _{autocons}	130
Yearly Shared energy [MWh/y] E _{Ac}	49.7
Energy fed into the grid [MWh/y] E _{in_rete}	84

4.7.1.8.2 Economics

A differenza delle prove effettuate fin ora, la variazione del Setup per l'Hotel, comporta variazioni significative dei KPIs anche per gli altri membri della CER.

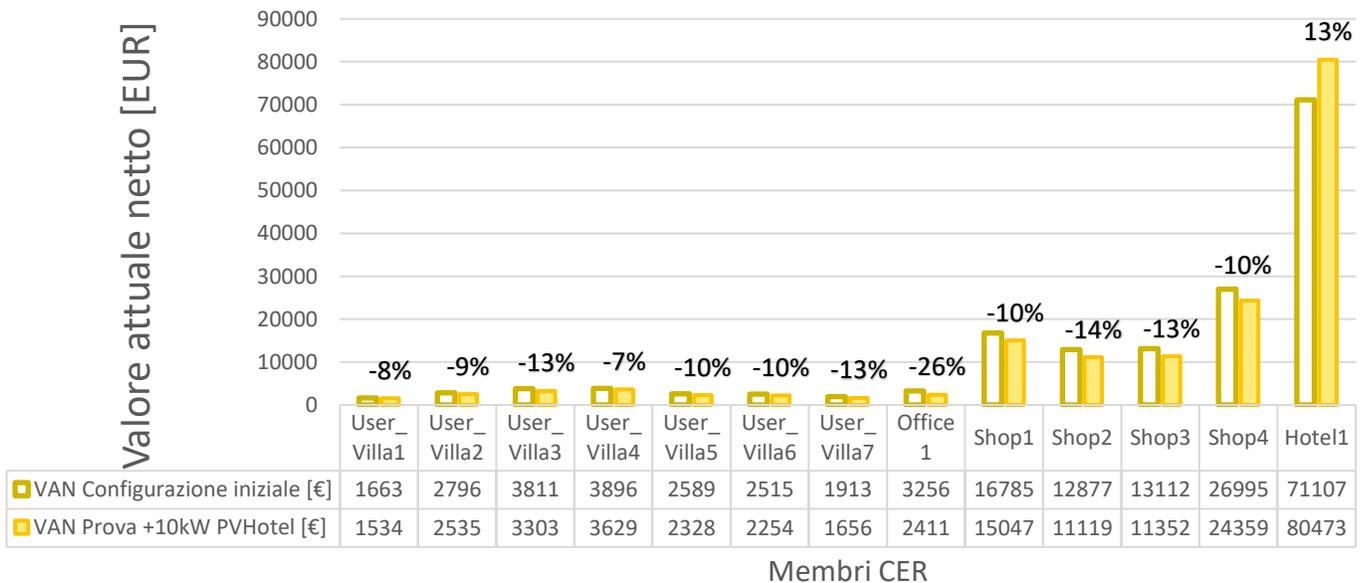


Figura 80 VAN [EUR] Membri CER Prova 3C

In particolare, l'aumento della potenza installata dell'impianto dell'Hotel provoca un peggioramento dei KPIs per tutti gli altri membri; anche se aumenta il VAN per l'Hotel del 13%, gli altri due indici economici si riducono rispetto alla configurazione iniziale.

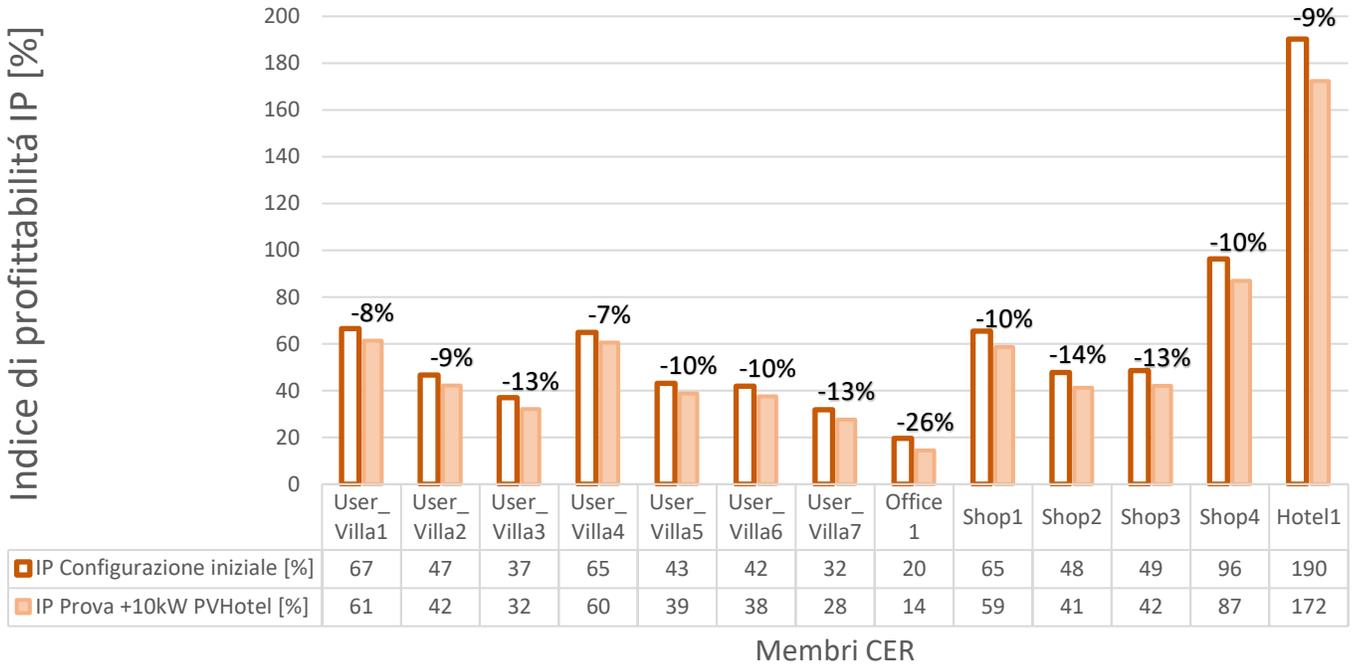


Figura 81 IP [%] Membri CER Prova 3C

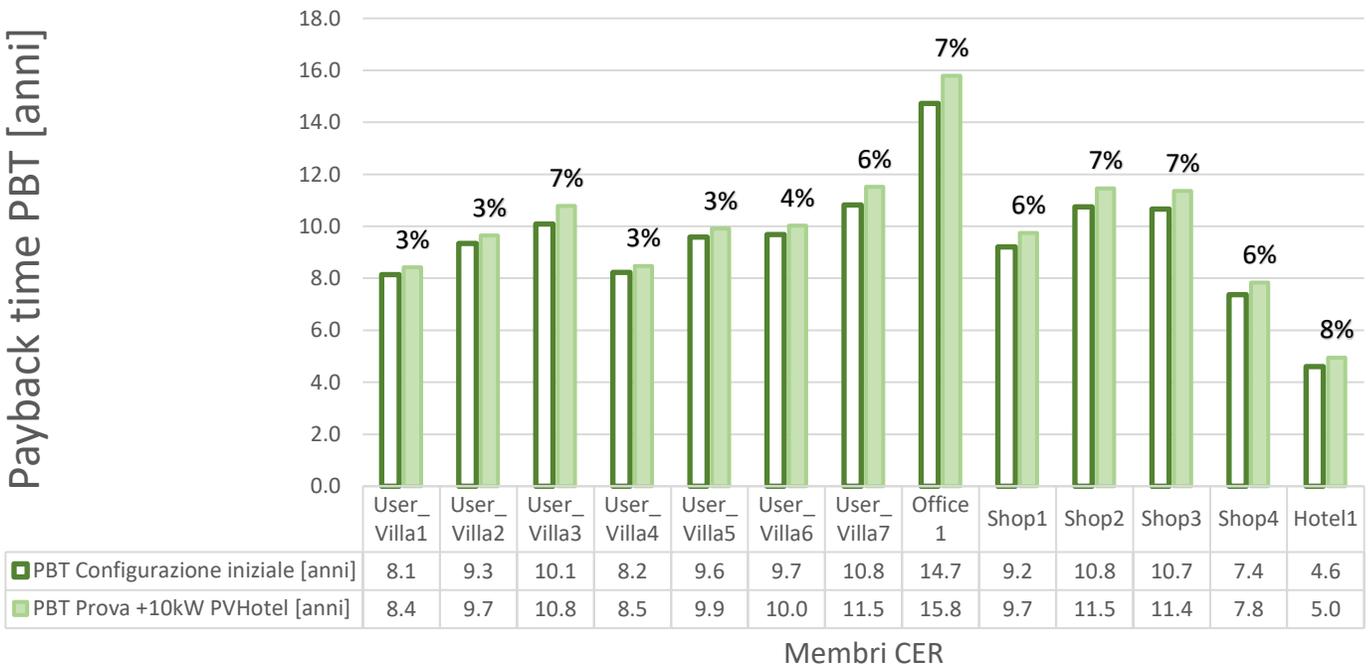


Figura 82 PBT [anni] Membri CER Prova 3C

4.7.1.9 Prova 3C.2: riduzione (-10kW) PVHotel

4.7.1.9.1 Analisi energetica

La riduzione di 10 kW (da 40 a 30 kW_p) della potenza installata per l'Hotel, a parità di altre condizioni del Setup iniziale comporta una riduzione dell'energia auto consumata dall'Hotel. A parità di energia immessa in rete, aumenta l'energia condivisa nella CER.

Configurazione iniziale

Yearly EC Consumption [MWh/y] E _{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E _{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] E _{autocons}	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E _{Ac}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E _{in_rete}	84



Prova 3C.2

Yearly EC Consumption [MWh/y] E _{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E _{prod}	188
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] E _{autocons}	105
Yearly Shared energy [MWh/y] E _{Ac}	65.4
Energy fed into the grid [MWh/y] E _{in_rete}	84

Rispetto alla configurazione iniziale, si riduce l'indice di autoconsumo fisico, ma aumenta l'indice di autoconsumo virtuale.

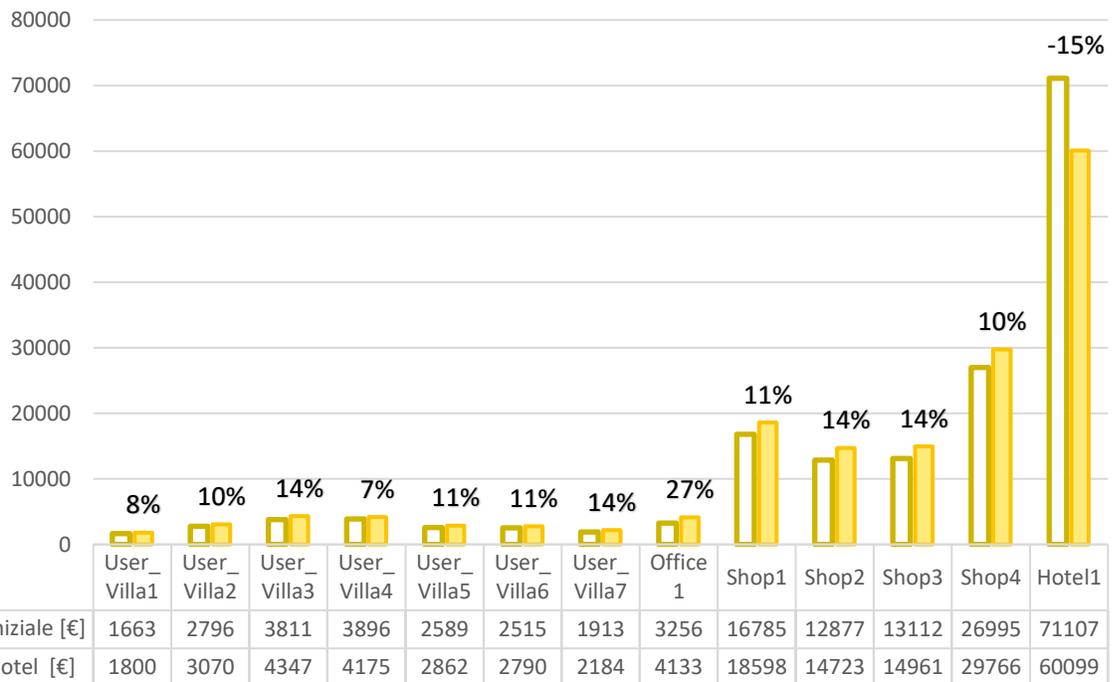
$$IAC_{fisico} = 56\%$$

$$IAC_{virtuale} = 35\%$$

$$IAC^*_{virtuale} = 78\%$$

4.7.1.9.2 Economics

Valore attuale netto [EUR]



Membri CER

Figura 83 VAN [EUR] Membri CER Prova 3C.2

La riduzione della potenza installata per l'Hotel comporta miglioramenti dei KPIs per tutti i membri della CER. Nonostante il VAN si riduce del 15%, l'Indice di Profittabilità aumenta del 13% e il PBT diminuisce da 4.6 a 4.2 anni.

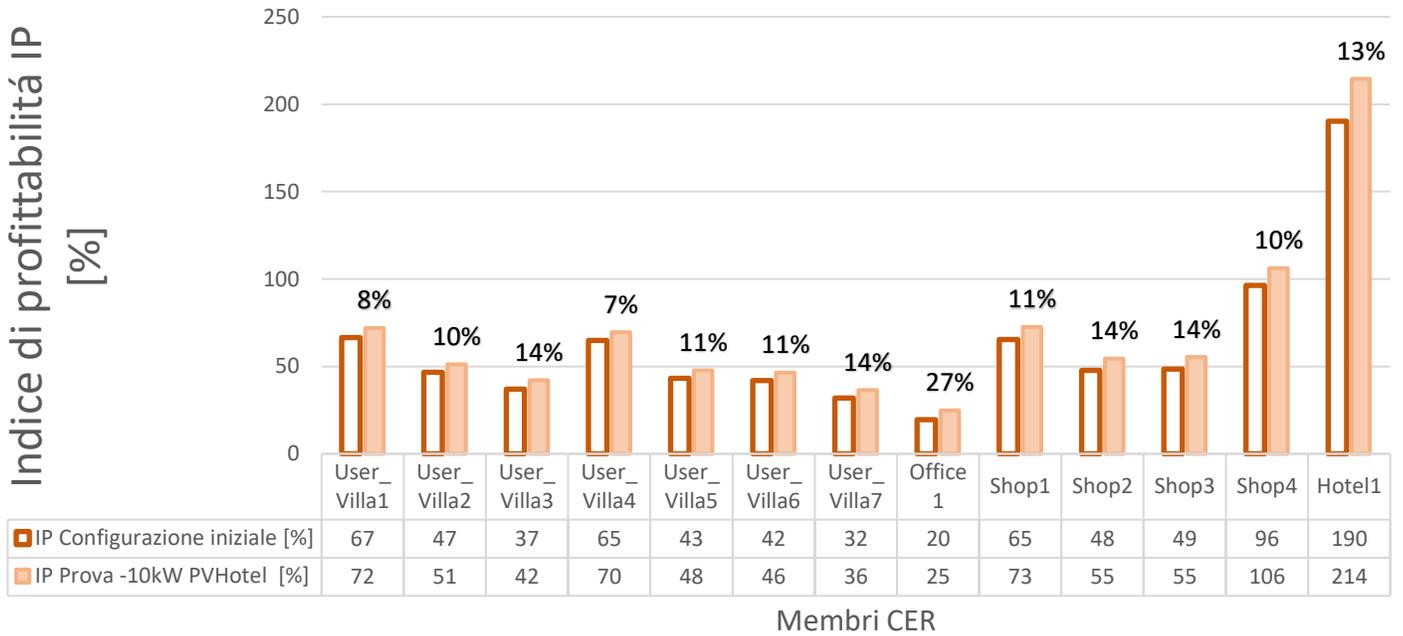


Figura 84 IP [%] Membri CER Prova 3C.2

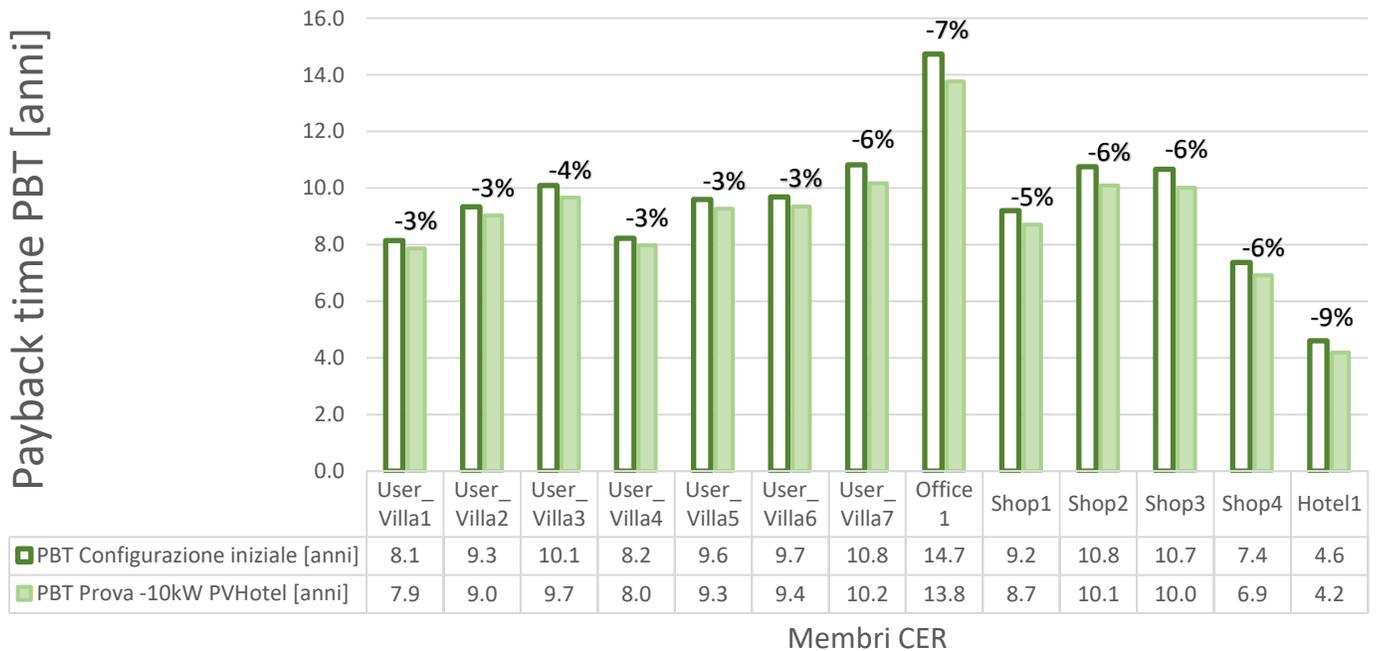


Figura 85 PBT [anni] Membri CER Prova 3C.2

A seguito delle considerazioni effettuate per ogni prova, si propone una possibile configurazione finale della CER. Come nella configurazione iniziale, tutti i membri sono Prosumers e detengono il 100% dei propri impianti.

4.7.1.10 Possibile configurazione finale

A parità di altre condizioni della configurazione iniziale (costo energia e utilizzo detrazioni fiscali per le persone fisiche e credito d'imposta e ammortamento per le imprese), si varia la potenza installata secondo lo schema in Tab. 26.

In particolare, si utilizzano i risultati della Prova 3A.2 per le utenze residenziali riducendo la potenza installata, quelli della Prova 3B per i Negozi e quelli dell'ultima Prova per l'Hotel.

Tabella 26 Riepilogo cambiamenti da configurazione iniziale a finale

User_ID	Configurazione iniziale P [kW _p]		Configurazione finale P [kW _p]	Investimento [EUR]
User_Villa1	1.5		1	1667
User_Villa2	3		1.5	2500
User_Villa3	6		1.5	2500
User_Villa4	3		1.5	2500
User_Villa5	3		1.5	2500
User_Villa6	3		1.5	2500
User_Villa7	3		1.5	2500
Office1	9		6	10302
Shop1	19		25	23354
Shop2	20		26	24288
Shop3	20		26	24288
Shop4	30		30	28025
Hotel1	40		30	28025

4.7.1.10.1 Analisi energetica

Configurazione iniziale

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	201
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	117
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{Ac}	57.9
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	84



Configurazione finale

Yearly EC Consumption [MWh/y] E_{cons}	517
Yearly EC Production [MWh/y] E_{prod}	191
Yearly Real Self Consumption [MWh/y] $E_{autocons}$	103
Yearly Shared energy [MWh/y] E_{Ac}	68
Energy fed into the grid [MWh/y] E_{in_rete}	88

$IAC_{fisico} = 54\%$
 $IAC_{virtuale} = 36\%$
 $IAC^*_{virtuale} = 78\%$

4.7.1.10.2 Economics

Per tutti i membri della CER risultano redditizi gli investimenti per partecipare alla CER. Con la configurazione finale, il VAN degli utenti residenziali varia tra i 1600 e i 3800 €. L'investimento effettuato dall'Hotel risulta particolarmente redditizio, con un PBT di 4.2 anni. Per quanto riguarda i 4 Negozi, il VAN varia tra i 23 k€ e i 30 k€, come mostrato in Fig.86

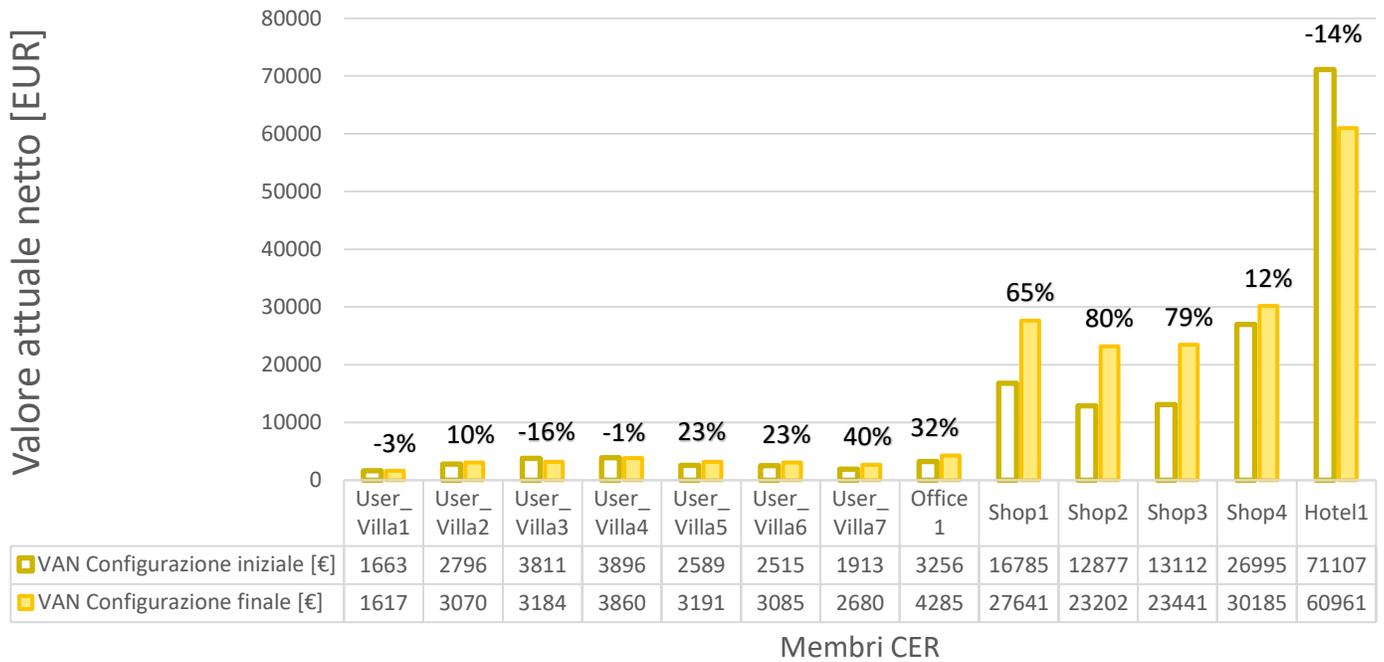


Figura 86 VAN [€] membri CER configurazione finale

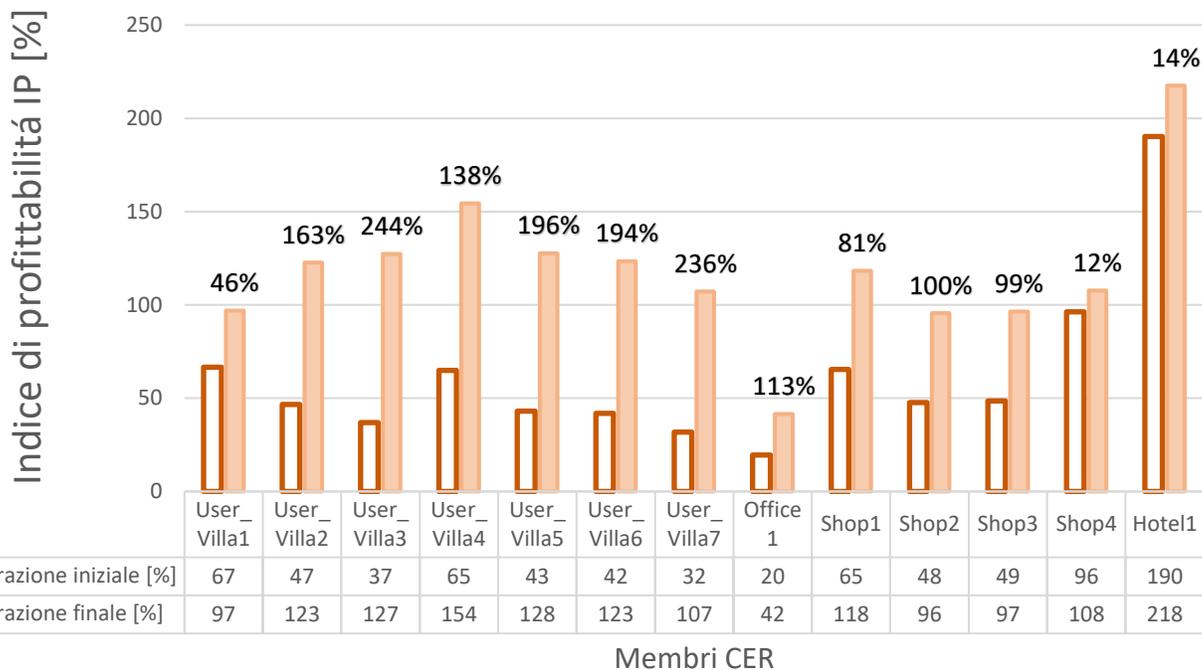


Figura 87 IP [%] membri CER configurazione finale

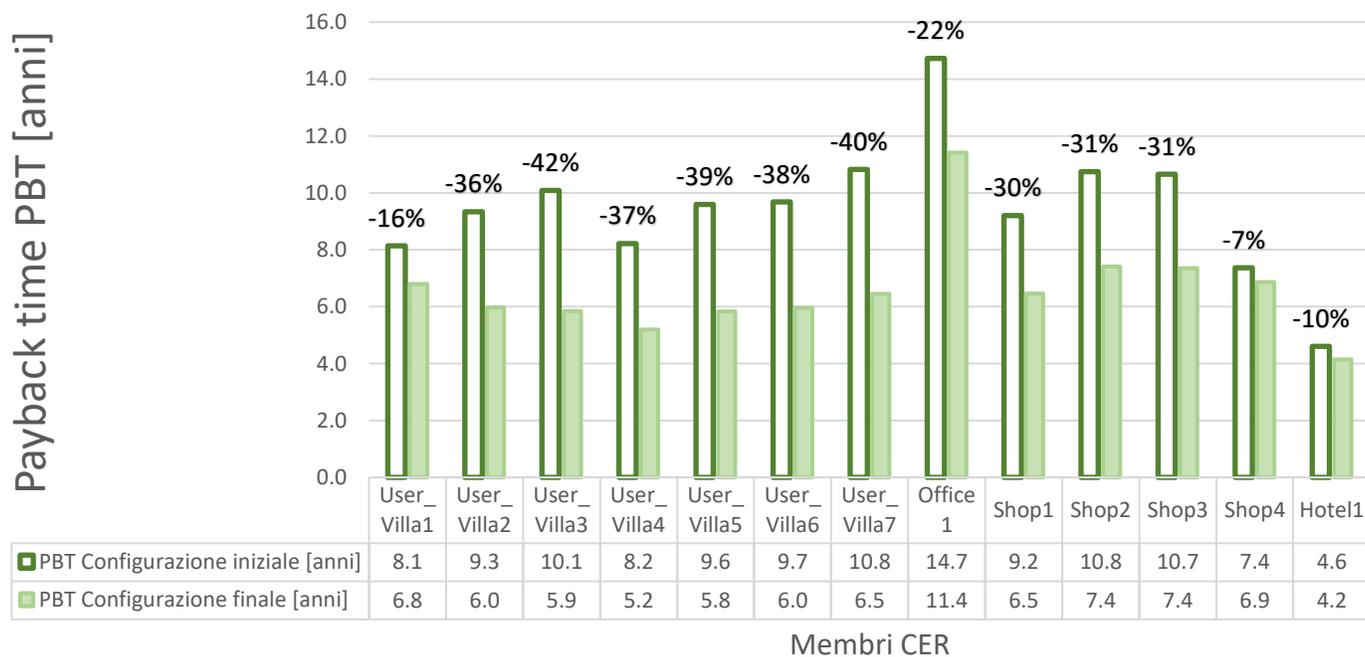


Figura 88 PBT [anni] membri CER configurazione finale

4.7.1.10.3 Discussione

Nella configurazione finale, si è deciso di scegliere una configurazione many-to-many perché permette di ottenere benefici economici per tutti i membri della CER. Difatti, partecipando alla CER come Prosumers (con la possibilità auto consumare l'energia prodotta dai propri impianti), i membri sfruttano a pieno i vantaggi delle CER.

Nel caso in cui si voglia scegliere una configurazione one-to-many (particolarmente redditizia per il Producer) come mostrato nella Prova 1, non è economicamente interessante includere membri residenziali, soprattutto se gli altri membri della CER hanno consumi maggiori e non paragonabili.

Uno dei parametri, che è stato valutato in tutte le prove è il rapporto tra energia condivisa e l'energia effettivamente immessa in rete. Nel caso ipotetico in cui tutta l'energia immessa in rete (da uno o più impianti della CER) viene consumata virtualmente dagli altri membri, si massimizza l'incentivo ricevuto dal GSE. Pertanto, tale parametro può essere utilizzato per quantificare l'entità dell'energia immessa in rete ed incentivata, piuttosto che essere venduta in Ritiro Dedicato ad un prezzo minore.

Per le utenze residenziali, un aumento dell'indice di autoconsumo IAC (fisico), risultante da una riduzione della potenza installata rispetto alla configurazione iniziale, comporta un miglioramento dei KPIs utilizzati per valutare la redditività degli investimenti. Tuttavia, ciò non si è confermato nella Prova in cui si riduceva la potenza installata per i Negozi.

Non sempre un aumento dell'indice di autoconsumo (di natura prettamente energetica) comporta un miglioramento dei KPIs utilizzati per valutare la redditività degli investimenti.

In generale, il costo dell'energia potrebbe aumentare nel corso del periodo utilizzo degli impianti: ciò comporterebbe un incremento dei vantaggi relativo all' autoconsumo per i membri della CER.

Oltre ai benefici economici discussi fin ora, con il Setup presentato nella configurazione finale, la CER potrebbe vantare la riduzione di circa 1740 tonnellate di CO₂ evitata in 20 anni (87 tonnellate di CO₂ all'anno) per la produzione di 191 MWh all'anno da fonti rinnovabili. Nella realtà, tale informazione può essere utilizzata dai membri della CER per creare un processo di gaming con altre CER presenti sul territorio.

4.7.2 Caso studio 2 – AUC a Torino

Nel secondo caso studio, viene simulato un gruppo di auto consumatori che agiscono collettivamente (AUC). Si vuole valutare il caso tipico in cui si vuole installare un impianto FV sul tetto di un condominio a Torino. In questo caso, i membri della configurazione (one-to-many) sono dei clienti finali residenziali come schematizzato in Fig.89.

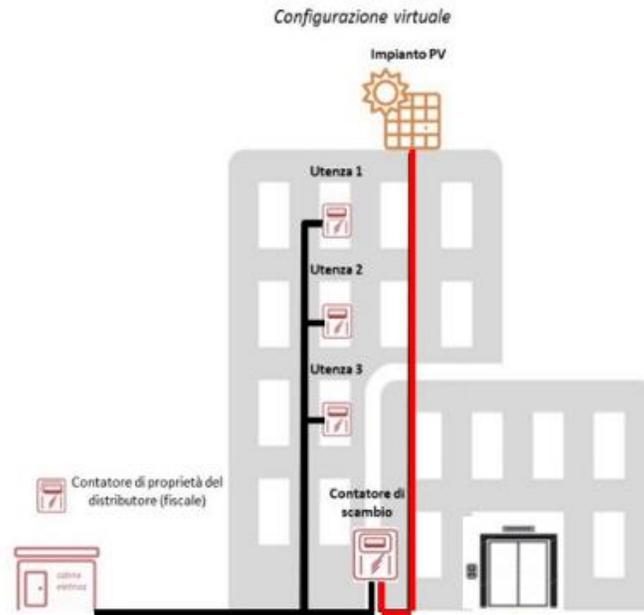


Figura 89 Schema gruppo di auto consumatori che agiscono collettivamente (AUC)

L'obiettivo è capire in quali casi gli investimenti realizzati dai condomini risultano redditizi al variare della potenza installata dell'impianto FV e del numero di membri che aderiscono alla configurazione (percentuale di possesso dell'impianto).

In particolare, si sceglie di effettuare le simulazioni considerando un range limitato di membri (ovvero tra 2 e 15 famiglie). In ogni caso, si varia la potenza totale installata dell'impianto FV secondo lo schema riportato in Tab.27: vengono effettuate 13 simulazioni variando la potenza installata, in ognuna delle quali si ha la stessa percentuale di possesso dell'impianto da parte degli Utenti.

Come nel caso studio precedente, in ogni simulazione viene effettuata l'analisi energetica e vengono calcolati gli indicatori economici per valutare la redditività degli investimenti.

Tabella 27 Riepilogo potenza [kW_p] e percentuale di possesso [%] impianto FV per ogni simulazione caso studio 2

N. Membri	[%]	Potenza di picco installata [kW _p] impianto FV													
2 famiglie	50 %	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	
3 famiglie	33.33 %	3	3.75	4.5	5.25	6	6.75	7.5	8.25	9	9.75	10.5	11.25	12	
4 famiglie	25 %	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
5 famiglie	20 %	5	6.25	7.5	8.75	10	11.25	12.5	13.75	15	16.25	17.5	18.75	20	
6 famiglie	16.67 %	6	7.5	9	10.5	12	13.5	15	16.5	18	19.5	21	22.5	24	
7 famiglie	14.29 %	7	8.75	10.5	12.25	14	15.75	17.5	19.25	21	22.75	24.5	26.25	28	
8 famiglie	12.5 %	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	
9 famiglie	11.11 %	9	11.25	13.5	15.75	18	20.25	22.5	24.75	27	29.25	31.5	33.75	36	
10 famiglie	10 %	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	27.5	30	32.5	35	37.5	40	
11 famiglie	9.09 %	11	13.75	16.5	19.25	22	24.75	27.5	30.25	33	35.75	38.5	41.25	44	
12 famiglie	8.33 %	12	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42	45	48	
13 famiglie	7.69 %	13	16.25	19.5	22.75	26	29.25	32.5	35.75	39	42.25	45.5	48.75	52	
14 famiglie	7.14 %	14	17.5	21	24.5	28	31.5	35	38.5	42	45.5	49	52.5	56	
15 famiglie	6.67 %	15	18.75	22.5	26.25	30	33.75	37.5	41.25	45	48.75	52.5	56.25	60	

4.7.2.1 Ipotesi

Nelle simulazioni sono state effettuate le seguenti ipotesi:

- L'impianto fotovoltaico è composto da celle in silicio monocristallino e il relativo coefficiente di perdite del sistema FV, è pari a 14%, come consigliato nel tool PVGIS;
- L'impianto FV è sul tetto del condominio, e non si considera l'alimentazione delle utenze comuni: tutta l'energia prodotta viene immessa in rete;
- L'impianto FV è detenuto dai condomini che aderiscono alla configurazione con la stessa percentuale di possesso; pertanto in ogni caso, i condomini contribuiscono in egual misura all'investimento iniziale;
- Criterio di suddivisione incentivo GSE proporzionale (80% produzione, 20% consumi);
- Si usufruisce delle detrazioni fiscali (Bonus 50%);
- Aliquota imposte persone fisiche IRPEF 23% (+10% IVA per impianti >20kWp);
- Prezzo ritiro dedicato 50 EUR/MWh.

4.7.2.2 Analisi consumi membri

I membri residenziali della CER hanno consumi variabili ed in Tab.28 sono riportati i consumi annui. Andando ad analizzare i consumi su base mensile, come mostrato in Fig. 90, gli Utenti che consumano maggiormente sono famiglie con più di due persone ed in particolare, l'Utente 14 che ha la Pompa di Calore per il riscaldamento dell'edificio.

Tabella 28 Riepilogo carichi e consumi annui per ogni membro caso studio 2

User_ID	Carico elettrico	Consumi annui [kWh/anno]
User_1	Family, 1 child, with work + DW	2789
User_2	Family, 2 children, both at work + DW + AC	4873
User_3	Couple, 30 – 64 years + AC	3101
User_4	Family, 1 child + DW	2843
User_5	Family, 2children both at work	4260
User_6	Single, Retired Man	1088
User_7	Single woman, 2 children+ DW+AC	3768
User_8	Single 1 child, with work + DW	1158
User_9	Family, 3 children+ DW +AC	4537
User_10	Couple, with work around 40 + AC	2476
User_11	Couple, 30 – 64 years	2837
User_12	Single, Retired Man	1088
User_13	Couple over 65 years	2794
User_14	Family, 2children both at work +DW + HP	4988
User_15	Family, 3 children+ DW +AC	4537

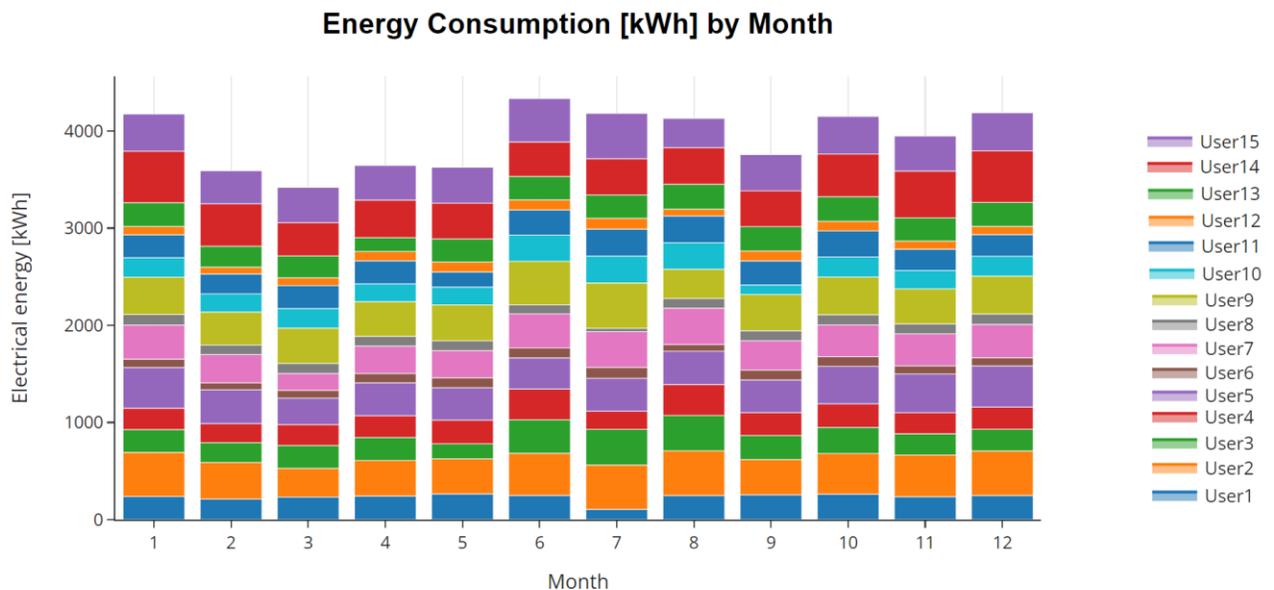


Figura 90 Dettaglio consumi utenti su base mensile [kWh]

4.7.2.3 Risultati

I membri presenti nei condomini, non potendo auto consumare l'energia prodotta dall'impianto FV (la quale nella realtà viene immessa in rete al netto dell'alimentazione delle utenze comuni), hanno come ricavi annui una parte dell'incentivo del GSE e una parte dei ricavi della vendita di energia (in base alla percentuale di possesso).

In ognuna delle 13 simulazioni, a parità di numero di membri della configurazione, si calcolano i KPIs per ogni Utente. Ovviamente, i flussi di cassa e quindi i ricavi variano in ogni prova. Per estrarre considerazioni generali, dopo aver calcolato gli indicatori economici per ogni membro della configurazione, in ogni Prova si calcola un valore medio (di seguito VAN_m , IP_m e PBT_m) fine di valutare la redditività dell'investimento per un generico utente residenziale. Si riporta dunque i risultati in Fig. 89, 91 e 92, in cui è possibile vedere come varia rispettivamente il VAN_m , l' IP_m e il PBT_m al variare della potenza installata per membro.

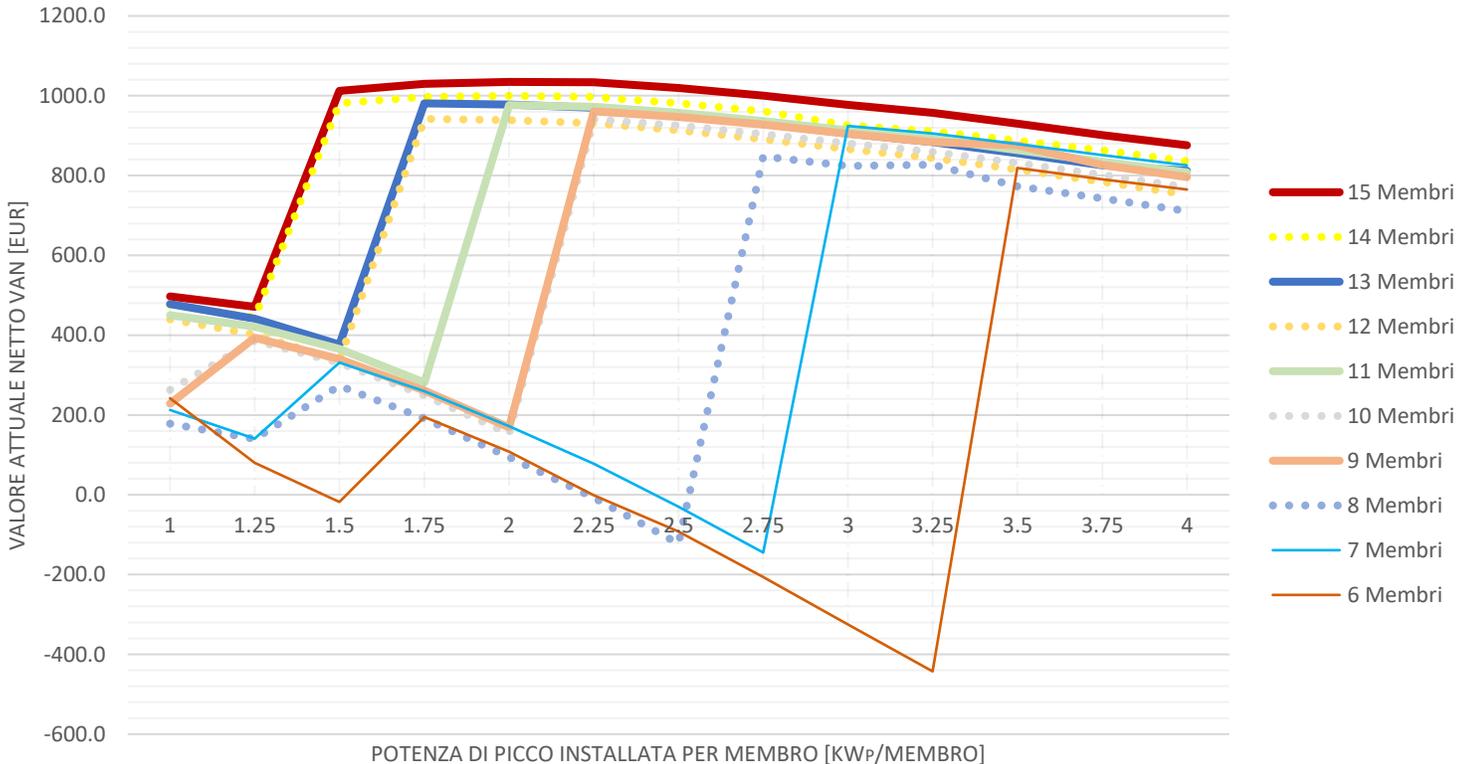


Figura 91 VAN_m [EUR] in funzione della Potenza di picco installata [kWp] per membro

Esiste, per ogni curva presente in Fig. 91, una potenza di picco dell'impianto FV (di seguito P_{ott}) tale che ottimizza i tre KPIs. Ad esempio, nella configurazione con 15 membri, i tre

indicatori economici sono ottimizzati installando un impianto da 22.5 kW_p ($1.5 \frac{\text{kW}_p}{\text{membro}} * 15 \text{ membri}$).

Inoltre, come mostrato in Fig.92 non risulta profittevole effettuare investimenti per costituire un AUC a Torino se si coinvolge meno di 6 membri condominiali.

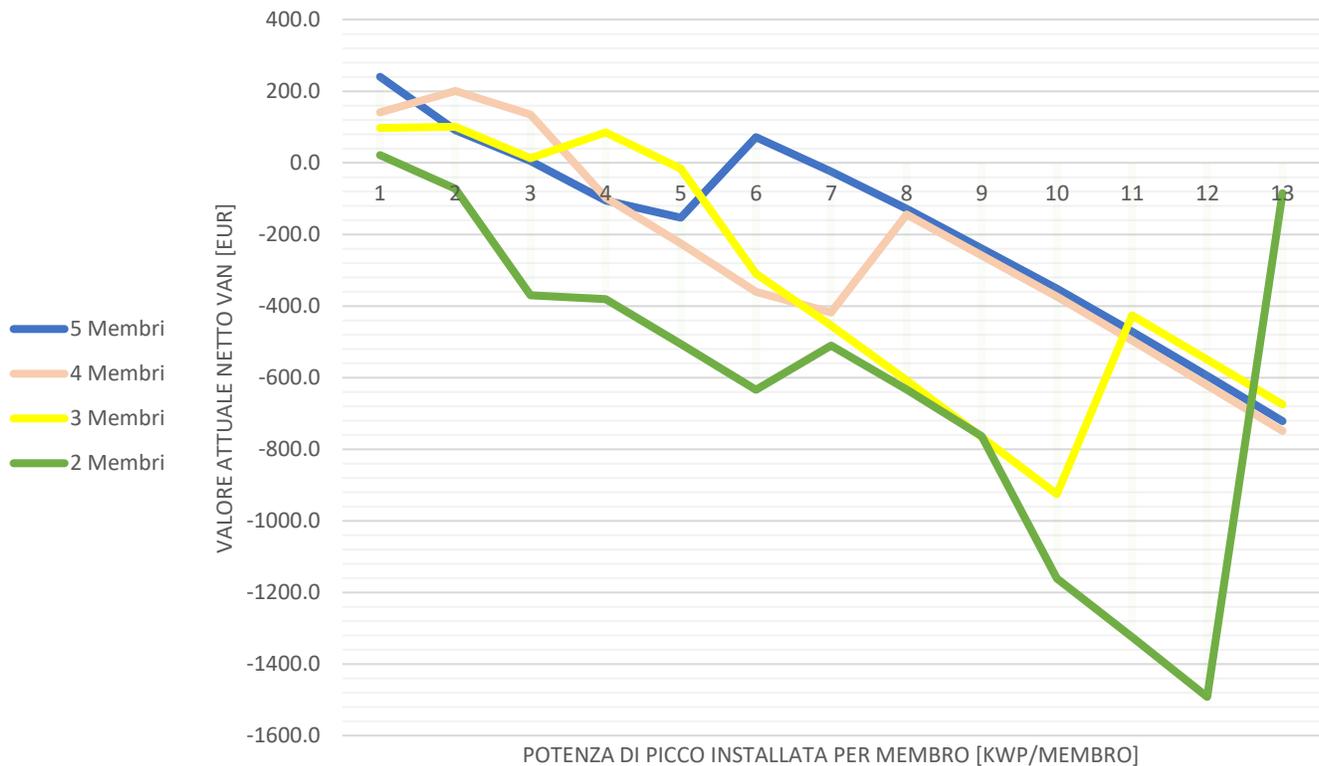


Figura 92 VAN_m [EUR] in funzione della Potenza di picco installata [kWp] per membro

Un'altra informazione importante è che oltre la P_{ott} , il VAN_m è decrescente, l'IP_m diminuisce con andamento esponenziale ed il PBT_m aumenta linearmente.

Pertanto è possibile identificare un range ottimale di potenze di picco da scegliere per gli impianti FV varia tra i 20 e i 25 kW_p, nelle configurazioni di gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente a Torino.

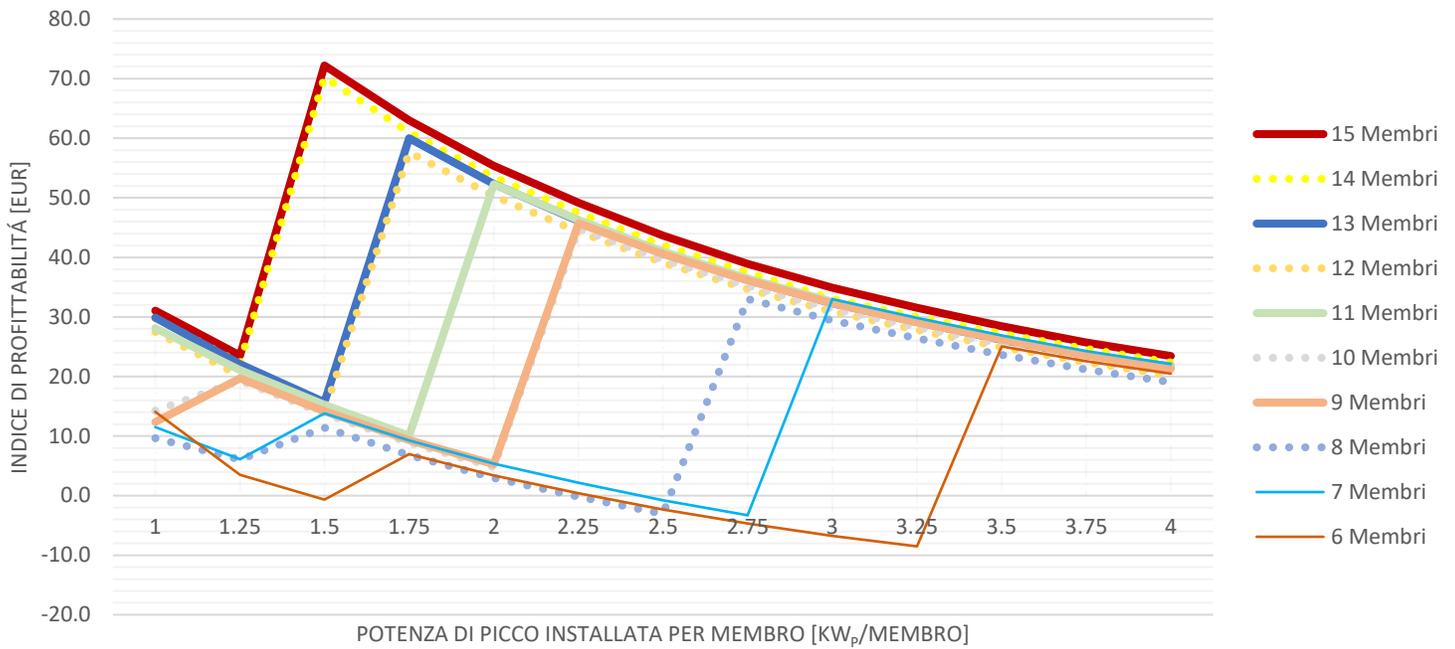


Figura 93 IPm [%] in funzione della Potenza di picco installata [kWp] per membro

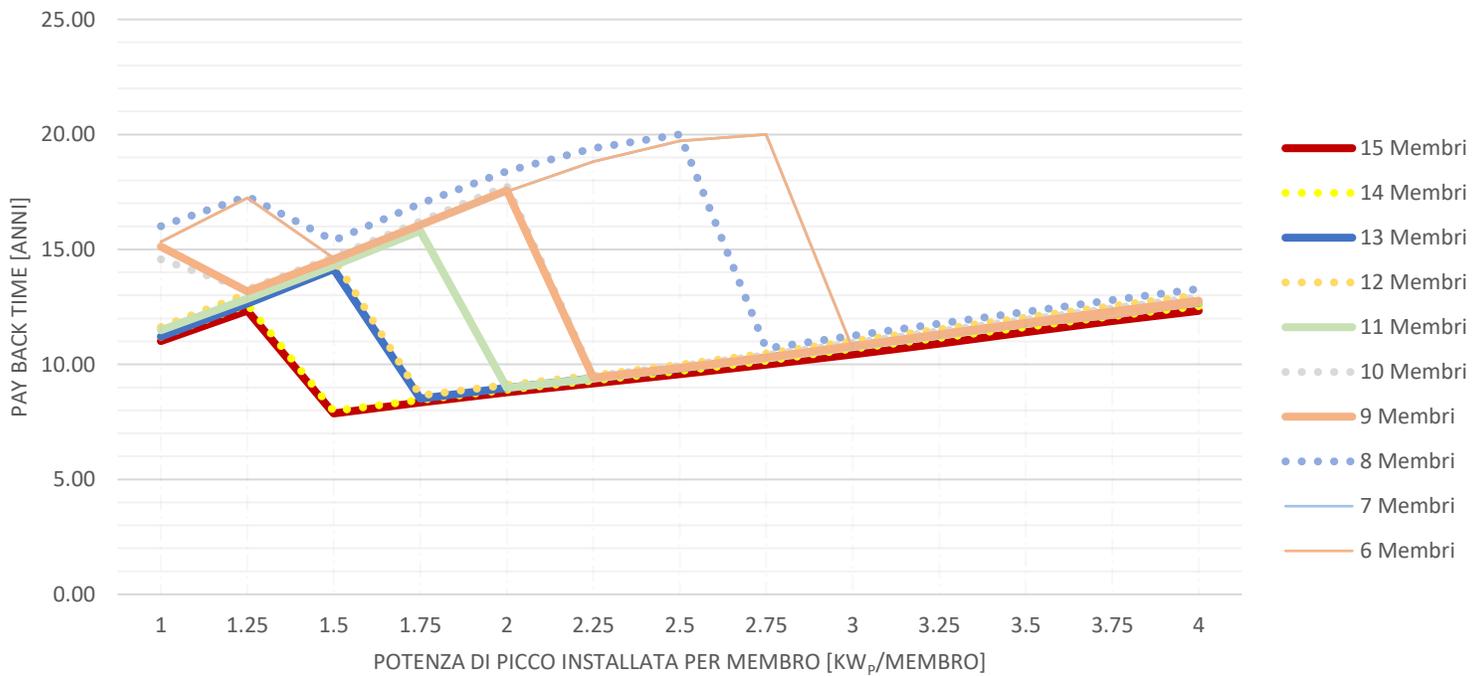


Figura 94 PBTm [anni] in funzione della Potenza di picco installata [kWp] per membro

CONCLUSIONI

Nel presente lavoro di tesi, sono state analizzate le Comunità di Energia Rinnovabile (CER), entità definite e riconosciute per la prima volta, a livello europeo, dalla direttiva RED II, e introdotte nella normativa italiana, seppur in fase sperimentale, dal D.L. 162/19 'Milleproroghe'.

L'installazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili da parte dei membri delle CER, può contribuire a raggiungere i target che la nostra società si è posta per la neutralità climatica entro il 2050. Un approccio di comunità può infatti essere la chiave per coinvolgere i cittadini nella transizione energetica al fine di ridurre le emissioni di gas a effetto serra, promuovendo un modello di sviluppo sostenibile basato sulle fonti rinnovabili.

Nel secondo e nel terzo capitolo del lavoro, si è valutato l'elevato potenziale delle comunità energetiche in Italia. In particolare, è emerso che:

- le ESCo possono ritagliarsi un ruolo importante. Esse possono svolgere l'attività di progettazione delle CER, oltre che sostenere gli investimenti per realizzare gli impianti FER in qualità di soggetti esterni alla CER (sotto forma di Developer e/o investitore). Potrebbero inoltre contribuire all'attività di produzione e di gestione degli impianti, interfacciandosi con il Referente della CER;
- L'ampiamiento del perimetro d'estensione delle CER potrebbe garantire un notevole rilancio del fotovoltaico, indispensabile per raggiungere gli obiettivi del PNIEC al 2030;
- le Pubbliche Amministrazioni Locali, oltre a mettere a disposizione fondi per la realizzazione di impianti FER e superficie pubbliche per la loro collocazione, possono svolgere il ruolo di aggregatore di cittadini interagendo con i possibili membri della CER. Esse rappresentano una garanzia per i cittadini e per questo potrebbero facilitare il processo di costituzione delle CER.

Il focus del lavoro ha riguardato lo sviluppo di una piattaforma, in linguaggio Python, in cui è possibile simulare una CER. Tale piattaforma, presentata nel capitolo 4, ha come obiettivo quello di effettuare valutazioni preliminari di tipo energetico ed economico per valutare la redditività degli investimenti in impianti fotovoltaici dai membri delle CER.

La piattaforma può infatti essere utilizzata nella fase iniziale di costituzione di una CER, al fine di supportare l'attività di progettazione e facilitare l'interazione con i cittadini

rendendoli consapevoli sui possibili benefici economici ed ambientali che possono ottenere nel tempo costituendo la CER. In quest'ottica, due diverse prospettive sono state considerate: quella della CER nel suo insieme, e quella dei singoli membri (cioè cittadini, comuni e PMI che vi aderiscono).

La tecnica del Discounted Cash Flows (DCF) è stata applicata per valutare la redditività degli investimenti effettuati dai membri della CER su un periodo temporale di 20 anni. È valutato il risparmio in bolletta per gli utenti che auto consumano l'energia dai propri impianti, le detrazioni fiscali e l'incentivo annuo ricevuto dal GSE. Per quest'ultimo ricavo, un criterio proporzionale è stato proposto per la suddivisione dell'incentivo tra i membri della CER.

Oltre all'investimento iniziale, per ogni membro sono considerati i costi di partecipazione e di gestione della CER, i costi di Operation & Maintenance (O&M), le imposte per i ricavi della vendita dell'energia immessa nella rete pubblica di distribuzione e i contributi dovuti al GSE previsti dal documento *Regole Tecniche per accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione energia elettrica condivisa*.

Sono stati effettuate due casi studio come esempi di possibile utilizzo della piattaforma:

1. Nel primo, è stata simulata una CER a Torino a cui aderiscono sia utenti residenziali (villette monofamiliari) che commerciali (quattro negozi, un ufficio ed un hotel) in qualità di Prosumers.

Ogni membro è proprietario del 100% dell' impianto fotovoltaico installato sul proprio edificio e quindi la configurazione è del tipo many-to-many, ovvero diverse unità di produzione a servizio di diverse unità di consumo. Partendo da tale configurazione iniziale, sono state effettuate delle Prove in cui si è variato il Setup, ed in particolare le taglie degli impianti FV.

Uno dei parametri, che è risultato efficace per valutare il Setup della CER, è il rapporto tra energia condivisa ed energia effettivamente immessa in rete. Tale parametro può essere utilizzato per quantificare la percentuale di energia immessa in rete **ed** incentivata dal GSE (a 110 €/MWh), piuttosto che essere venduta in Ritiro Dedicato(a circa 50 €/MWh).

In generale, è emerso che non sempre un aumento dell'indice di autoconsumo (energetico) dei membri della CER comporta un miglioramento dei KPIs utilizzati per valutare la redditività degli investimenti.

Infine, è emerso che a parità di potenza installata rispetto alla configurazione iniziale, la configurazione *one-to-many* (un impianto al 100% di proprietà di un

investitore Producer che condivide virtualmente l'energia con tutti gli altri membri Consumers), risulta particolarmente redditizia per l'investitore.

Tuttavia, la configurazione finale proposta, permette di garantire benefici economici a tutti i membri della CER (seppur in diversa entità). La piattaforma può dunque essere utilizzata per effettuare simulazioni per migliorare la redditività degli investimenti.

2. Nel secondo caso studio, è stato simulato un gruppo di auto consumatori che agiscono collettivamente, a Torino (configurazione one-to-many). Tale configurazione è riconducibile a ciò che succede in ambito condominiale. L'impianto posto sul tetto dell'edificio, è di proprietà dei condomini (con la stessa percentuale di possesso).

Ci si è chiesti come variano gli indicatori economici al variare della potenza di picco dell'impianto FV e del numero di membri che aderiscono alla configurazione. In particolare, l'analisi è stata limitata, come messo in evidenza in Tab. 27 considerando un range di potenza tra 2 kW_p e i 60 kW_p ed un range di membri tra i 2 ed i 15 condomini.

Innanzitutto, è emerso che l'investimento da parte dei condomini risulta redditizio se si coinvolge almeno 6 membri nella configurazione.

I risultati di questo caso studio, hanno inoltre dimostrato che per ogni curva (numero di membri), esiste una potenza di picco P_{ott} che ottimizza i tre indicatori economici. Oltre tale valore, il VAN_m è decrescente, l'IP_m diminuisce (ed il suo andamento esponenziale è riportato nella figura 95) ed il PBT_m aumenta linearmente all'aumentare della potenza FV installata.

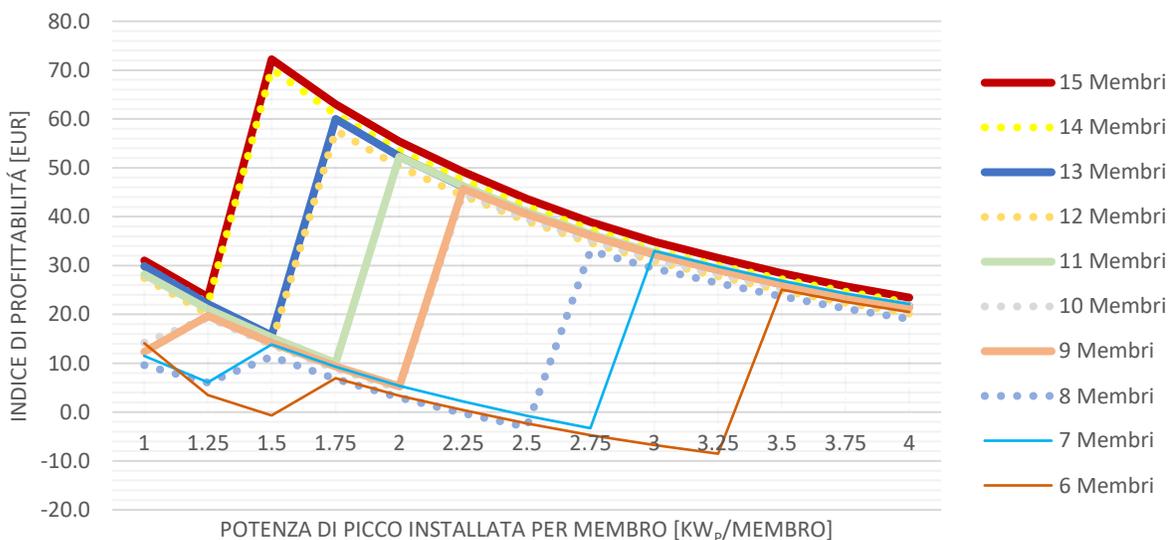


Figura 95 IP_m [%] in funzione della Potenza di picco installata [kW_p] per membro

Nell'immediato futuro, la piattaforma potrebbe essere ulteriormente perfezionata nelle seguenti direzioni:

- incrementare il numero di profili di carico tipologici di clienti commerciali ed enti pubblici: in quest'ottica si potrebbero proporre accordi con enti sparsi sul territorio nazionale per acquisire i relativi profili di carico (anche usando la Chain 2 degli smart meter 2G);
- implementare algoritmi per simulare l'effetto di eventuali sistemi d'accumulo elettrici soprattutto per i membri residenziali;
- considerare oltre al fotovoltaico, altre tecnologie per la produzione da fonti rinnovabile ed in particolare l'eolico;
- aggiungere la possibilità di scelta del Superbonus 110% per le detrazioni fiscali per le persone fisiche, che sia alternativa al Bonus 50%.

Appendice

APPENDICE A - PROCEDURA UTILIZZO PIATTAFORMA

Per effettuare le simulazioni e visualizzare i risultati dell'analisi energetica ed economica, è necessario avere 6 fogli Excel, come mostrato in Tab.29 che si generano all'interno della piattaforma. Essi contengono il sommario e i dati rispettivamente dei carichi, degli impianti di produzione e della CER.

Tabella 29 Fogli Excel necessari per utilizzare la piattaforma

Riepilogo	Dati
Summary LOADS.xlsx	LOADS Data.xlsx
Summary PV.xlsx	PV Data.xlsx
CER SUMMARY.xlsx	CER Data.xlsx

Tali fogli Excel possono essere generati nel tab *Setup* dell'applicazione, secondo la procedura indicata nei tre steps spiegati di seguito. Innanzitutto, bisogna inserire nell'apposita sezione (mostrata in Fig. 93), la città in cui si vuole costituire la CER.

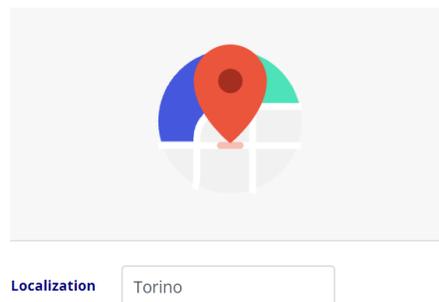


Figura 96 Card per inserimento localizzazione

Il tab *Setup*, è caratterizzato da tre pagine (a cui si viene indirizzati cliccando su uno dei bottoni mostrati in Fig. 94), in cui è possibile effettuare la:

- I. definizione dei carichi presenti nella CER;
- II. definizione degli impianti fotovoltaici presenti nella CER;
- III. definizione dei membri.



Figura 97 Bottoni per accedere alle tre fasi del Setup

I. definizione dei carichi presenti nella CER

Cliccando sul primo bottone a sinistra (LOADS), compare la card mostrata in Fig.95. Si è quindi indirizzati alla markdown page della definizione dei carichi descritta nel paragrafo 5.3.1 del presente elaborato, di cui si riporta uno screenshot.

Per ogni utenza che si vuole aggiungere, é necessario utilizzare un identificativo unico nel Form in basso a sinistra visibile in Fig. 96. Cliccando sul tasto ADD, viene aggiunta una colonna a una DataTable, contenente gli 8760 valori del profilo di carico modellato. Si ripete tale operazione per ogni utenza che si vuole definire.

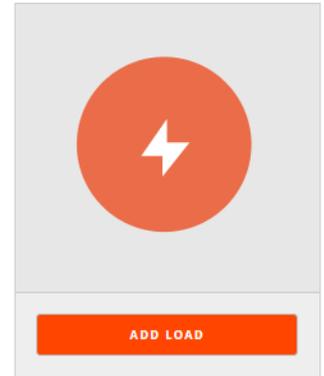


Figura 98 Card Add Load

The screenshot shows a dark-themed web form titled "User specification:" with a "CLOSE" button in the top right. Below the title is the instruction: "Answer few quick questions in order to evaluate your consumption and use an identifying name for each Load." There are three tabs: "Residential" (selected), "Commercial", and "Industrial". The "Building" section includes "Type of dwelling:" with radio buttons for "Single family villa", "Multifamily villa", "Apartments in building with less than 10 apartments" (selected), and "Apartments in building with 10 or more apartments". To the right is a red digital display showing "98" under the label "Area [m²]". Below this is a horizontal slider. The "Occupant" section has a "Number of people:" dropdown set to "3" and a list of occupancy types: "Family, 1 child, with work" (selected), "Single man with 2 children, with work", "Single woman, 2 children, with work", and "Student Flatsharing". The "Appliances" section has three toggle switches: "Air conditioner" (off), "Dishwasher" (on, highlighted in yellow), and "Heat Pump" (off). At the bottom is a text input field "Enter a name" and a blue "ADD" button.

Figura 99 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione carichi residenziali

Chiudendo la markdown page, è possibile visualizzare le due Dash DataTables riportate in Fig. 97.

EXPORT				
	Name	Type	Address	POD
x	Casa tipo 1	Residential		
x	Casa tipo 2	Residential		
x	Shop 8-18	Commercial		
x	Office	Commercial		

EXPORT				
	Casa tipo 1 [kW]	Casa tipo 2 [kW]	Shop 8-18 [kW]	Office [kW]
	0.001	0.001	0.487	0
	0.042	0.042	0.503	0
	0.043	0.043	0.496	0
	0.043	0.043	0.478	0
	0.043	0.043	0.476	0
	0.041	0.041	0.526	0
	0.042	0.042	0.558	0
	0.257	0.257	0.55	0
	0.229	0.229	0.576	0
	0.068	0.068	0.593	2.408
	0.268	0.268	0.587	13.56
	0.084	0.084	0.616	4.214
	0.095	0.095	0.609	4.274
	0.095	0.095	0.562	1.472

« < 1 > »

Figura 100 Dash DataTable: riepilogo dei carichi aggiunti e dati

È possibile quindi generare i primi due fogli Excel cliccando sui due bottoni *Export* in alto a sinistra di ogni DataTable; viene infatti effettuato il Download di due file Excel che devono successivamente essere caricati nell'apposita sezione mostrata in Fig.98.

Summary LOADS.xlsx LOADS Data.xlsx

Add your LOADS SUMMARY

Add your LOADS DATA

Figura 101 Upload Summary LOAD e LOADS data.xlsx

II. definizione degli impianti fotovoltaici presenti nella CER

Cliccando sul bottone PV PLANTS, compare la card mostrata in Fig.99. Si è quindi indirizzati alla markdown page della definizione degli impianti di produzione descritta nel paragrafo 5.3.2 del presente elaborato, di cui si riporta uno screenshot.

Anche in questo caso, per ogni impianto che si vuole aggiungere, é necessario utilizzare un identificativo unico nella sezione in basso a sinistra della Fig. 100. Cliccando sul tasto Add, viene aggiunta una colonna a una DataTable, contenente gli 8760 valori del profilo di produzione risultante dalla chiamata all'API di PVGIS. Si ripete tale operazione per ogni impianto che si vuole definire.

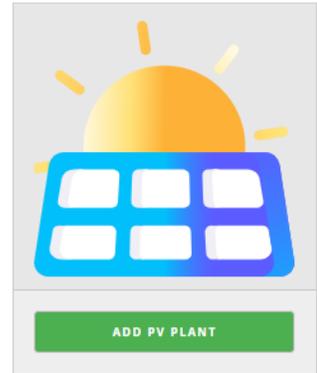


Figura 102 Card Add PV Plant

A screenshot of a web form titled 'PV Plant specification:'. The form asks for 'Cell type' (with a dropdown menu showing 'Crystalline silicon', 'CIS or CIGS thin-film modules', 'CdTe thin film modules', and 'Unknown'), 'System losses [%]' (with a slider set to 14), 'Plant' type (with radio buttons for 'PV on roof' and 'Free standing'), and 'Nominal power of the PV system' (with a dropdown menu set to 3 kW). There is a 'CLOSE' button in the top right, an 'Enter a name' input field, and an 'ADD' button at the bottom.

Figura 103 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione impianti di produzione

Chiudendo la markdown page, è possibile visualizzare le due Dash DataTable riportate in Fig. 101. Se si vuole eliminare un impianto o effettuare modifiche, si può eliminare la riga nella DataTable del sommario, e la colonna relativa nella DataTable a destra dei dati.

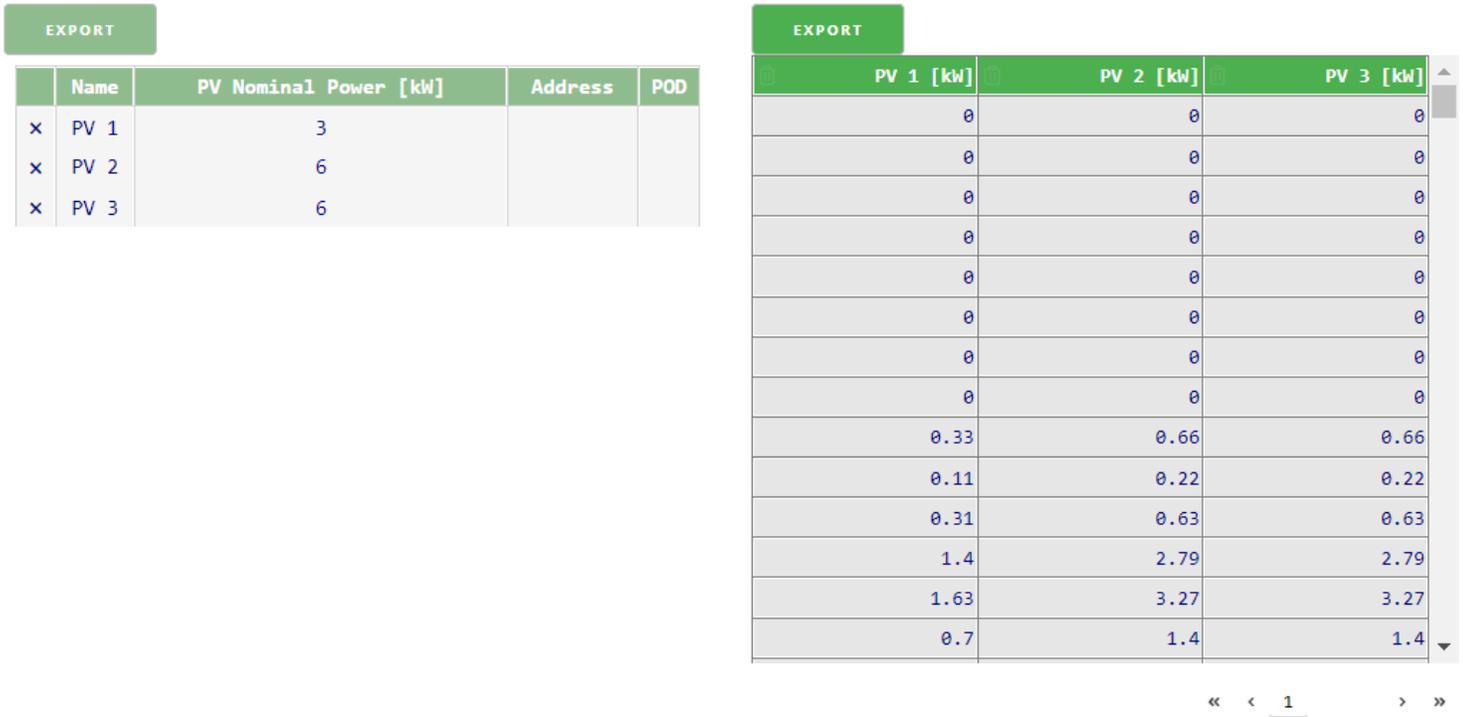


Figura 104 Dash DataTable: riepilogo degli impianti FV aggiunti e relativi dati

Dopo aver definito gli impianti, cliccando sui due bottoni *Export* in alto a sinistra di ogni DataTable, viene effettuato il Download dei file Excel che devono successivamente essere caricati nell'apposita sezione mostrata in Fig.102

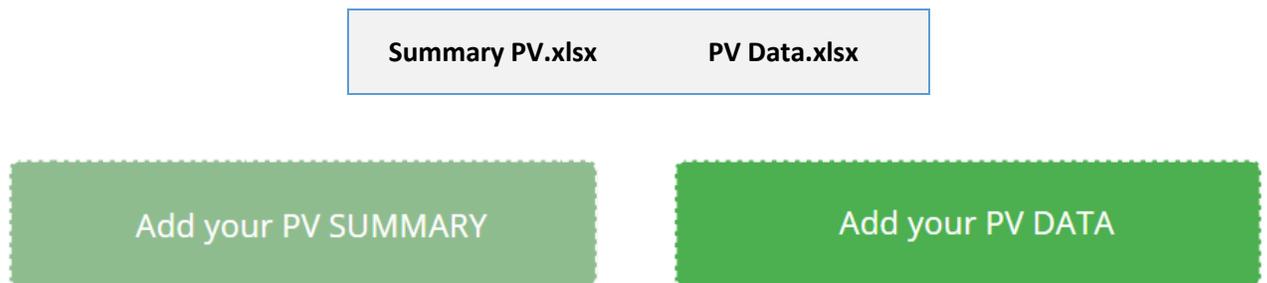


Figura 105 Upload Summary PV.xlsx e PV Data.xlsx

Per procedure al punto III, è necessario aver caricato nella piattaforma i 4 file Excel precedentemente scaricati.

III. definizione dei membri

Cliccando sul bottone MEMBERS, compare la card mostrata in Fig.103. Si è quindi indirizzati alla markdown page della definizione dei membri della CER descritta nel paragrafo 5.3.3 del presente elaborato, di cui si riporta uno screenshot.

Per ogni membro che si vuole aggiungere, è necessario utilizzare un nome identificativo nella sezione in basso a sinistra della Fig. 104. Cliccando sul tasto Add, vengono aggiunte tre colonne a una DataTable, contenenti gli 8760 valori del profilo di consumo di produzione ed autoconsumo reale. Si ripete tale operazione per ogni impianto che si vuole definire.

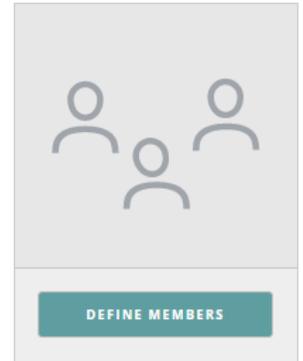


Figura 106 Card define members

Energy Community Members Specification:
Define if the EC Member is a Consumer, a Producers or a Prosumers, then select its load/PV plant.

Consumer Producer Prosumer

Select a PV Plant
PV 1
PV 2
PV 3

Percentage of ownership of the plant
1% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70% 80% 90% 100%
100

Energy Saving Bonus (50% deduction)

Select a Load
Casa tipo 1
Casa tipo 2
Shop 8-18
Office

Average Energy Cost [EUR/MWh]: 150

Real Self Consumption

Insert an unique User_ID:
Enter a name

Figura 107 Screenshot markdown page della piattaforma - definizione impianti di produzione

All'interno della markdown page, mentre si definiscono i membri della CER, è possibile visualizzare e modificare i contenuti della Dash DataTable riportata in Fig. 105 contenente il sommario della CER.

	User_ID	Load	PVPlant	% PV	User_Type	Bonus 50%	Real Self Consumption	Investment [EUR]	Average energy cost [EUR/MWh]
x	User1	Casa tipo 1	PV 1	100	Prosumer	true	true	6000	300
x	User2	Shop 8-18	PV 2	100	Prosumer	true	true	10302	200
x	User3	Casa tipo 2			Consumer			0	300
x	Office	Office	PV 3	100	Prosumer	true	true	10302	150

Figura 108 Riepilogo info membri CER

Chiudendo la markdown page, è possibile anche visualizzare la Dash DataTable riportata in Fig. 106 contenente i dati della CER.

User1 Consumpti	User1 Producti	User1 Real Self Co	User2 Consumpti	User2 Producti	User2 Real Self Co	User3 Consumpti	User3 Producti	User3 Real Self Co
0.001	0	0	0.487	0	0	0.003	0	0
0.042	0	0	0.503	0	0	0.119	0	0
0.043	0	0	0.496	0	0	0.112	0	0
0.043	0	0	0.478	0	0	0.129	0	0
0.043	0	0	0.476	0	0	0.114	0	0
0.041	0	0	0.526	0	0	0.547	0	0
0.042	0	0	0.558	0	0	0.48	0	0
0.257	0	0	0.55	0	0	0.541	0	0
0.229	0.33	0.229	0.576	0.66	0.576	0.167	0	0
0.068	0.11	0.068	0.593	0.22	0.22	0.114	0	0
0.268	0.31	0.268	0.587	0.63	0.587	0.136	0	0
0.084	1.4	0.084	0.616	2.79	0.616	0.104	0	0

Figura 109 Dati CER: Consumi, Produzione e Autoconsumo membri CER

Terminata la definizione di tutti i membri della CER, è possibile salvare in formato Excel sia il riepilogo della comunità, che i dati complessivi della CER usando i due bottoni mostrati in Fig.107. Tale operazione permette di non dover rifare la procedura fin ora spiegata, nel caso si vuole cambiare il Setup della CER. La fase di Setup si conclude effettuando l'Upload dei due fogli Excel precedentemente generati (nelle due sezioni colorate in verde).

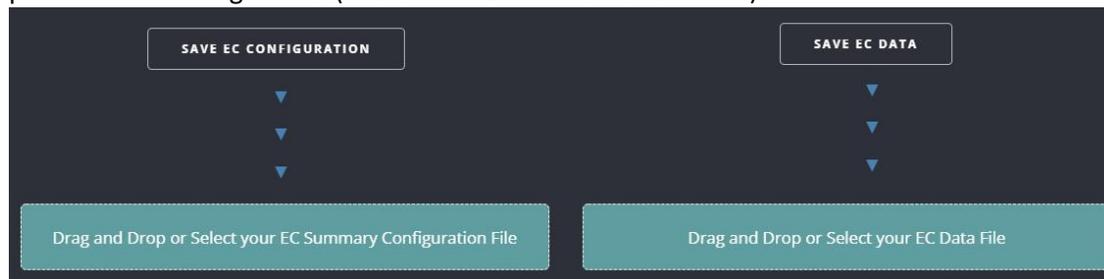


Figura 110 Componenti per effettuare l'Upload del Sommario e dei Dati della CER

APPENDICE B – INPUTS PVGIS

Name	Type*	Obligatory	Default	Comments
lat	F	Yes	-	Latitude, in decimal degrees, south is negative.
lon	F	Yes	-	Longitude, in decimal degrees, west is negative.
usehorizon	I	No	1	Calculate taking into account shadows from high horizon. Value of 1 for "yes".
userhorizon	L	No	-	Height of the horizon at equidistant directions around the point of interest, in degrees. Starting at north and moving clockwise. The series '0,10,20,30,40,15,25,5' would mean the horizon height is 0° due north, 10° for north-east, 20° for east, 30° for south-east, etc.
raddatabase	T	No	default DB	Name of the radiation database (DB): "PVGIS-SARAH" for Europe, Africa and Asia or "PVGIS-NSRDB" for the Americas between 60°N and 20°S, "PVGIS-ERA5" and "PVGIS-COSMO" for Europe (including high-latitudes), and "PVGIS-CMSAF" for Europe and Africa (will be deprecated). The default DBs are PVGIS-SARAH, PVGIS-NSRDB and PVGIS-ERA5 based on the chosen location.
startyear	I	No	year_min(DB)	First year of the output of hourly averages. Availability varies with the temporal coverage of the radiation DB chosen. The default value is the first year of the DB.
endyear	I	No	year_max(DB)	Final year of the output of hourly averages. Availability varies with the temporal coverage of the radiation DB chosen. The default value is the last year of the DB.
pvcalculation	I	No	0	If "0" outputs only solar radiation calculations, if "1" outputs the estimation of hourly PV production as well.
peakpower	F	if pvcalculation	-	Nominal power of the PV system, in kW.
pvtechchoice	T	No	"crystSi"	PV technology. Choices are: "crystSi", "CIS", "CdTe" and "Unknown".
mountingplace	T	No	"free"	Type of mounting of the PV modules. Choices are: "free" for free-standing and "building" for building-integrated.
loss	F	if pvcalculation	-	Sum of system losses, in percent.
trackingtype	I	No	0	Type of suntracking used, 0=fixed, 1=single horizontal axis aligned north-south, 2=two-axis tracking, 3=vertical axis tracking, 4=single horizontal axis aligned east-west, 5=single inclined axis aligned north-south.
angle	F	No	0	Inclination angle from horizontal plane. Not relevant for 2-axis tracking.
aspect	F	No	0	Orientation (azimuth) angle of the (fixed) plane, 0=south, 90=west, -90=east. Not relevant for tracking planes.
optimalinclination	I	No	0	Calculate the optimum inclination angle. Value of 1 for "yes". All other values (or no value) mean "no". Not relevant for 2-axis tracking.
optimalangles	I	No	0	Calculate the optimum inclination AND orientation angles. Value of 1 for "yes". All other values (or no value) mean "no". Not relevant for tracking planes.
components	I	No	0	If "1" outputs beam, diffuse and reflected radiation components. Otherwise, it outputs only global values.
outputformat	I	No	"csv"	Type of output. Choices are: "csv" for the normal csv output with text explanations, "basic" to get only the data output with no text, and "json".
browser	I	No	0	Use this with a value of "1" if you access the web service from a web browser and want to save the data to a file.

*F = Floating point number; I = integer number; L = list of numbers; T = text string.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI E SITOGRAFICI

- [1] J. Z. J. W. S. e. a. Fang, Global warming, human-induced carbon emissions, and their uncertainties, *Sci. China Earth*, 2011.
- [2] «L'energia e il cambiamento climatico,» 11 05 2021. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2017/articles/l2019energia-e-il-cambiamento-climatico>. [Consultato il giorno 30 6 2021].
- [3] A. Cielo, «Le comunità energetiche: simulazione ed ottimizzazione tecnico-economica,» Politecnico di Torino, 2020.
- [4] G. Sammarco, «La formula del nuovo paradigma,» [Online]. Available: <https://www.eni.com/it-IT/low-carbon/riscaldamento-globale-rimedi.html>. [Consultato il giorno 03 07 2021].
- [5] B. Lachal, *Energy Transition*, ISTE Ltd and John Wiley & Sons, Inc., 2019.
- [6] «Il Green Deal europeo,» in *COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI*, 2020.
- [7] «Azione internazionale sui cambiamenti climatici,» [Online]. Available: https://www.europarl.europa.eu/infographic/climate-negotiations-timeline/index_it.html#event-2013-11. [Consultato il giorno 20 08 2021].
- [8] «United Nations Framework Convention on Climate Change,» [Online]. Available: <https://www.britannica.com/event/United-Nations-Conference-on-Environment-and-Development#ref289722>.
- [9] «Clean energy for all Europeans package,» 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.
- [10] «Legge europea sul clima,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_it.
- [11] «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC),» 2020. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf.
- [12] *Direttiva (UE) 2018/844*, 2018.

- [13] «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR),» [Online]. Available: <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>.
- [14] «Obiettivi per lo sviluppo sostenibile: Agenda 2030,» [Online]. Available: <https://unric.org/it/agenda-2030/>.
- [15] C. Checchi, «Il futuro delle comunità energetiche,» Novembre 2019. [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/Newsletter/20191115Newsletter.pdf>.
- [16] «DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili,» [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.
- [17] «Decreto legge 12/2019 Milleproroghe,» [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/12/31/19G00171/sg>.
- [18] «Allegato A Delibera ARERA 318/2020/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm>.
- [19] «Decreto Ministeriale MISE 16 settembre 2020,» [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>.
- [20] «Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa per i gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e per le comunità energetiche,» [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20per%20accesso%20al%20servizio%20di%20valorizzazione%20e%2.
- [21] «DECRETO-LEGGE 19 maggio 2020, n. 34,» [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/05/19/20G00052/sg>.
- [22] «Risoluzione n. 18/E dell' Agenzia delle Entrate,» 12 03 2021. [Online]. Available: <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/documents/20143/3288760/RISOLUZIONE+N.+18+del+12+marzo+2021.pdf/98d0ffff-d8a3-36a3-7431-a0cee5bf064a>.
- [23] G. D. Maio, *Comunità Energetiche il quadro normativo e regolatorio*, Roma, 2021.
- [24] «Le amministrazioni locali e le comunità energetiche rinnovabili,» *QualEnergia.it*, pp. 12-13, 10 2021.
- [25] «Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE),» 2021.

- [26] A. Galliani, «Le comunità energetiche: situazione attuale ed evoluzione attesa,» Milano, 2021.
- [27] F. e. al, «Global Carbon Budget 2020,» *Global Carbon Project (2020) dataset*, vol. 12, n. 4, p. 3269–3340, 2020.
- [28] A. Guerrera, «Accordo a sorpresa tra Stati Uniti e Cina: “È necessario cooperare sul clima”,» 11 2021. [Online]. Available: https://www.repubblica.it/esteri/2021/11/10/news/accordo_a_sorpresa_tra_stati_uniti_e_cina_e_necessario_cooperare_sul_clima_-325890554/.
- [29] ARERA, «Memoria 94/2019/l/com,» in *Memoria dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all’affare sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (atto n. 59)*.
- [30] T. Korotko, A. Rosin e R. Ahmadiyahangar, «Development of Prosumer Logical Structure and Object Modeling,» in *IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, 2019.
- [31] V. A. a. A. B. S. Moroni, «Local energy communities and distributed generation: Contrasting perspectives, and inevitable policy trade-offs, beyond the apparent global consensus,» *Sustain.*, 2019.
- [32] P. Siano, «Demand response and smart grids—A survey,» *Renewable & sustainable energy reviews*, vol. 30, pp. 461-478, 2014-02.
- [33] P. A. Capozzoli, «Slides del corso Gestione energetica e automazione negli edifici: Rudiments on demand side management applications and energy flexibility in buildings. The future of building energy management and automation,» A.A. 2020/2021.
- [34] Wikipedia, «“Smart metering”,» [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Contatore_intelligente.
- [35] e-distribuzione, «Open Meter-Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2),» 2016.
- [36] ARERA, «Smart metering,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/operatori/smartmetering.htm>.
- [37] ARERA, «Delibera 222/2017/R/eel,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/17/222-17.htm>.
- [38] Elemens, «Direttive RED II e IEMD: le bozze di decreto approvate dal Consiglio dei Ministri e l’impatto sull’autoconsumo,» 21 09 2021. [Online]. Available:

<https://www.energiaenergetica.edison.it/primo-piano/bozze-di-decreto-attuazione-direttive-red-ii-iemd/>.

- [39] D. Castillo, «Develop Data Visualization Interfaces in Python With Dash,» 01 06 2021. [Online]. Available: <https://realpython.com/python-dash/>.
- [40] Plotly, «Dash Core Components,» [Online]. Available: <https://dash.plotly.com/dash-core-components>.
- [41] «LoadProfileGenerator,» [Online]. Available: <https://www.loadprofilegenerator.de/results2/>.
- [42] LoadProfileGenerator. [Online]. Available: <https://www.loadprofilegenerator.de/faq/>.
- [43] G. & B. M. Besagni, «"The determinants of residential energy expenditure in Italy,"» *Energy, Elsevier*, vol. 165, pp. 369-386, 2018.
- [44] ISTAT, «Household Budget Survey: microdata for research purposes,» 2017.
- [45] A. D. Pasquale, «Benchmark di consumo energetico degli edifici per uffici in Italia,» enea, 2019.
- [46] M. Aprile, «Report RSE/2009/162 Caratterizzazione energetica del settore alberghiero in Italia,» ENEA, 2009.
- [47] « IL TRATTAMENTO FISCALE NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FOTOVOLTAICO,» [Online]. Available: <https://studiocinelli.xoom.it/virgiliowizard/il-trattamento-fiscale-nella-produzione-di-energia-da-fotovoltaico.html>.
- [48] Nextville, «Fiscalità rinnovabili e efficienza,» [Online]. Available: https://www.nextville.it/Archivio_Quarto_Conto_energia/1453/Iva_imposte_dirette_e_ritenute_per_il_Quarto_Conto_Energia.
- [49] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.*, 2021, pp. 66-82.
- [50] NREL, *U.S. Solar Photovoltaic System Cost*, 2018.
- [51] Wikipedia, «Smart metering,» [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Contatore_intelligente.
- [52] «Open Meter-Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2),» e-distribuzione, 2016.

Ringraziamenti

In primis, vorrei dedicare i risultati del mio percorso di studi ai miei genitori e alla mia famiglia. Siete il mio orgoglio e spero di portarvi felicità con questo traguardo.

A tutti i Professori e ai collaboratori conosciuti in questi anni universitari, un ringraziamento particolare per avermi trasmesso le competenze tecniche e la passione per il mondo dell'energia.

Ai miei colleghi e compagni di progetti di gruppo, e a Claudia, grazie per il vostro contributo.

Ai miei coinquilini presenti e passati, grazie per tutte le esperienze e per avermi permesso di vivere in serenità questi anni a Torino.

Un ringraziamento particolare a Gioele Porro e a Valeria Pellerrey per il vostro supporto, l'interesse e il tempo che avete dedicato per seguirmi in questo lavoro di tesi.