



**UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE**  
**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

---

**Corso di Laurea magistrale di Ingegneria Meccanica**

**L'USO DELL'ENERGIA EOLICA**  
**ALL'INTERNO DELLE COMUNITA'**  
**ENERGETICHE**

**ENERGY COMMUNITIES: THE POINT OF**  
**VIEW OF WIND ENERGY**

**Relatore: Chiar.mo**  
**Prof. Renato Ricci**

**Tesi di Laurea di:**  
**Giancarlo Riserbato**

**Correlatore:**  
**Ing. Fiorani Marco**

**A.A. 2021 / 2022**

# INDICE

<b><u>INTRODUZIONE</u></b> .....	<b>- 1 -</b>
<b><u>STATO DELL'ARTE</u></b> .....	<b>- 2 -</b>
<b><u>LE COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI</u></b> .....	<b>- 30 -</b>
<b>LEGISLAZIONI EUROPEE SULLE CE</b> .....	<b>- 34 -</b>
<b>NORMATIVE ITALIANE SULLE CE</b> .....	<b>- 39 -</b>
<b><u>TECNOLOGIE PER LE COMUNITA' ENERGETICHE</u></b> .....	<b>- 46 -</b>
<b>FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>- 47 -</b>
<b>IDROELETTRICO</b> .....	<b>- 52 -</b>
<b>EOLICO</b> .....	<b>- 54 -</b>
<b>BIOMASSE</b> .....	<b>- 61 -</b>
<b>GEOTERMIA</b> .....	<b>- 63 -</b>
<b>SISTEMI DI ACCUMULO</b> .....	<b>- 65 -</b>
<b><u>CASO STUDIO</u></b> .....	<b>- 74 -</b>
<b>TURBINA EOLICA ERGO WIND</b> .....	<b>- 74 -</b>
<b>INVERTER WESTERN CO</b> .....	<b>- 77 -</b>
<b>BATTERIE MIDAC</b> .....	<b>- 85 -</b>
<b>APPLICAZIONE</b> .....	<b>- 87 -</b>
<b><u>CONCLUSIONI</u></b> .....	<b>- 92 -</b>
<b><u>BIBLIOGRAFIA</u></b> .....	<b>- 94 -</b>

# INTRODUZIONE

Lo scopo di questo elaborato è quello di studiare ed offrire un'alternativa per poter far fronte all'aumento del costo dell'energia elettrica intercorso in quest'ultimo anno.

In particolare si esporrà come una delle possibili soluzioni alla crisi sia rappresentata dalla creazione di comunità energetiche che, tramite l'ausilio delle fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo, potranno generarsi e gestirsi la corrente elettrica, per poi consumarla senza dover ricorrere all'utilizzo dell'energia proveniente dalla rete nazionale. Per questo si parlerà di autoconsumo.

Nel testo, inizialmente, si analizzerà la produzione dell'energia elettrica in Italia, determinando la modalità e la quantità di generazione per l'anno 2021, e si esamineranno le principali cause che hanno determinato la crisi energetica attualmente in corso.

A seguire si spiegherà cosa sono le comunità energetiche, quante ne esistono e quali sono le normative che le regolamentano.

Si illustreranno le fonti rinnovabili ed i sistemi di accumulo atti alla generazione e all'immagazzinamento della corrente elettrica per le comunità energetiche.

Infine verrà presentato un caso studio, dove dapprima si dimensionerà un sistema di accumulo con una turbina eolica in base ai consumi sostenuti da una famiglia, per poi eseguire dei test al fine di verificare il corretto funzionamento dell'intero impianto.

# STATO DELL'ARTE

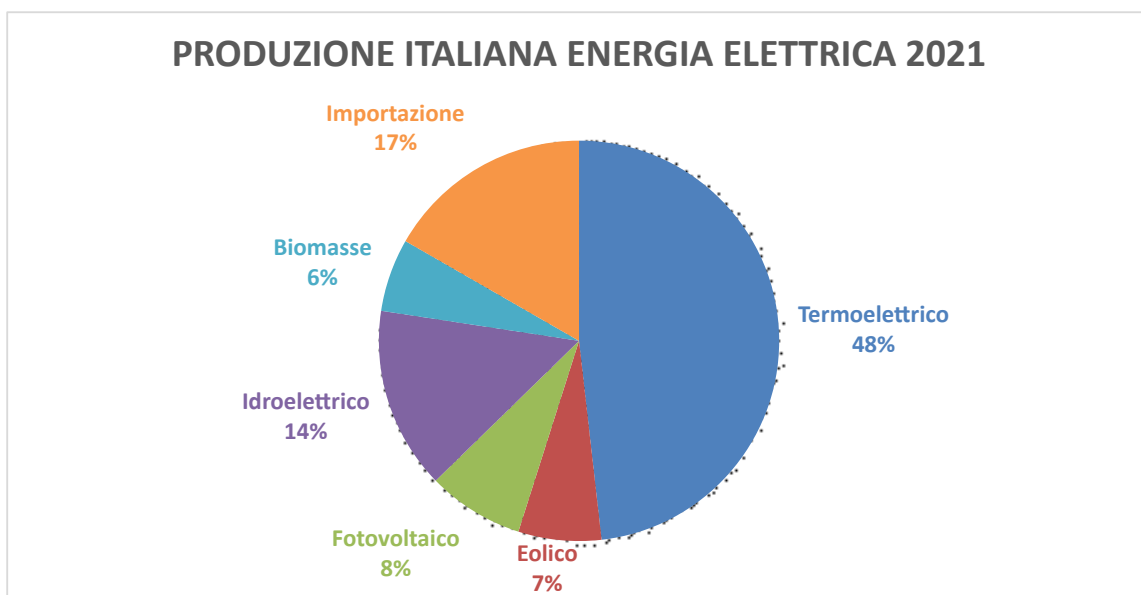
In Italia, nel 2021, la richiesta di corrente elettrica destinata al consumo, è stata di 319,9 TWh, in crescita del 6,2% in confronto all'anno precedente ma inferiore rispetto ai livelli pre-pandemia (-0,6% rispetto al 2019).

L'83,3% della domanda (266 TWh, +2,3% rispetto al 2020) è stata soddisfatta dalla produzione nazionale mentre il restante 16,7% (54 TWh) è stata coperta con l'importazione dall'estero (+35% in confronto all'anno precedente).[1]

Entrando nel dettaglio della produzione nazionale italiana, si può notare come il 57,9% della corrente elettrica, cioè 154 TWh, sia stato prodotto tramite le centrali termoelettriche mentre il rimanente 42,1% (112 TWh) derivi dalle fonti rinnovabili.

I 112 TWh di quest'ultime sono stati ottenuti nella seguente maniera:

- 47 TWh, cioè il 42%, provengono dall'idroelettrico;
- 21 TWh (18,8%) dall'eolico;
- 25 TWh, pari al 22,3%, dal fotovoltaico;
- I restanti 19 TWh (16,9%) sono stati ottenuti dalle biomasse. [1]



I principali gruppi che hanno contribuito nella generazione di energia elettrica da termoelettrico sono stati:

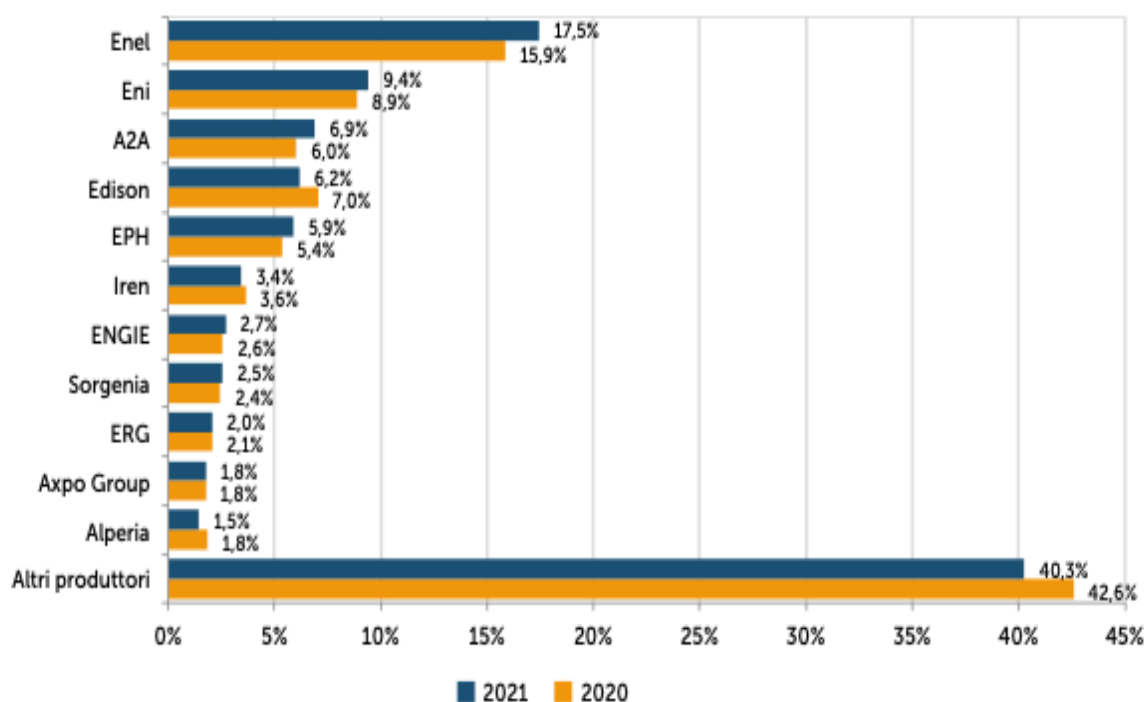


Figura 1: Principali compagnie per la produzione elettrica italiana

La tipologia e la quantità di combustibili utilizzati in Italia nella generazione termoelettrica degli ultimi tre anni, sono stati:

COMBUSTIBILE	2019	2020	2021
Solidi (kton)	7.175	5.274	5.590
Gas naturale (10 <sup>6</sup> mc)	26.065	24.689	26.356
Gas derivati (10 <sup>6</sup> mc)	3.801	2.527	3.624
Prodotti petroliferi (kton)	617	549	761
Altri combustibili solidi (kton)	16.012	15.884	14.632
Altri combustibili gassosi (10 <sup>6</sup> mc)	3.568	3.478	3.449
TOTALE	57.238	52.401	54.412

**Solidi:** carbone nazionale, carbone estero, lignite.

**Gas derivati:** gas da acciaieria a ossigeno, gas d'altoforno, gas di cokeria.

**Prodotti petroliferi:** distillati leggeri, gasolio, olio combustibile, gas di raffineria, coke di petrolio, orimulsion.

**Altri combustibili solidi:** catrame, altri combustibili solidi.

**Altri combustibili gassosi:** gas residui di processi chimici, calore di recupero da pirite, altri combustibili gassosi.

È ben visibile, in questi dati, la forte dipendenza della generazione di corrente elettrica dal gas naturale.

Per quanto concerne i principali gruppi precedentemente citati, la produzione termoelettrica di corrente è avvenuta sfruttando i seguenti elementi energetici:

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI <sup>(A)</sup>	GAS NATURALE	ALTRE FONTI <sup>(B)</sup>	TOTALE
Eni	-	0,9%	18,0%	7,6%	15,7%
Enel	79,4%	4,8%	9,9%	-	15,3%
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	19,3%	0,3%	10,0%	-	10,2%
Edison	-	-	9,2%	-	7,8%
A2A	1,2%	74,7%	7,7%	0,1%	7,7%
Iren	-	-	5,6%	2,1%	4,9%
Engie	-	-	4,9%	0,4%	4,2%
Sorgenia	-	-	4,7%	-	4,1%
Axpo Group	-	-	3,5%	-	3,0%
Saras	-	11,1%	-	47,1%	2,3%
Tirreno Power	-	-	2,7%	0,0	2,3%
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,0%	22,3%	1,9%
Alpiq	-	-	1,8%	-	1,5%
Altri operatori	-	8,1%	21,0%	20,4%	19,0%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Figura 2: Percentuali di combustibili utilizzati

Per le rinnovabili, la maggior quota di energia elettrica deriva dal gruppo Enel, la quale ha contribuito per il 23% nella generazione totale in questo ambito.

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	37,7%	100,0%	6,5%	0,1%	0,5%	23,3%
A2A	9,2%	-	0,1%	2,4%	12,2%	6,6%
Edison	5,8%	-	9,2%	0,8%	-	4,4%
Alperia	8,3%	-	-	-	1,3%	3,9%
ERG	3,6%	-	10,2%	1,5%	-	3,7%
Dolomiti Energia	6,4%	-	-	-	-	2,8%
CVA	5,4%	-	1,5%	0,1%	-	2,7%
Iren	2,7%	-	-	0,1%	2,3%	1,6%
Alerion	-	-	5,4%	-	-	1,0%
Eni	-	-	2,9%	1,2%	1,2%	0,9%
FRI-EL	-	-	1,3%	-	3,3%	0,9%
Acea	0,9%	-	-	0,4%	2,0%	0,8%
Falck Renewables	-	-	2,9%	0,2%	1,3%	0,8%
Hera	-	-	-	-	4,3%	0,8%
RWE	-	-	4,1%	-	-	0,8%
Altri operatori	19,8%	-	55,8%	93,2%	71,6%	44,9%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Figura 3: I gruppi più importanti nella generazione elettrica da fonti rinnovabili

Infine, per quanto concerne l'importazione, l'Italia usufruisce dell'energia derivante dalla Grecia, dalla Francia, dalla Svizzera, dall'Austria, dalla Slovenia, dall'Austria e dal Montenegro.

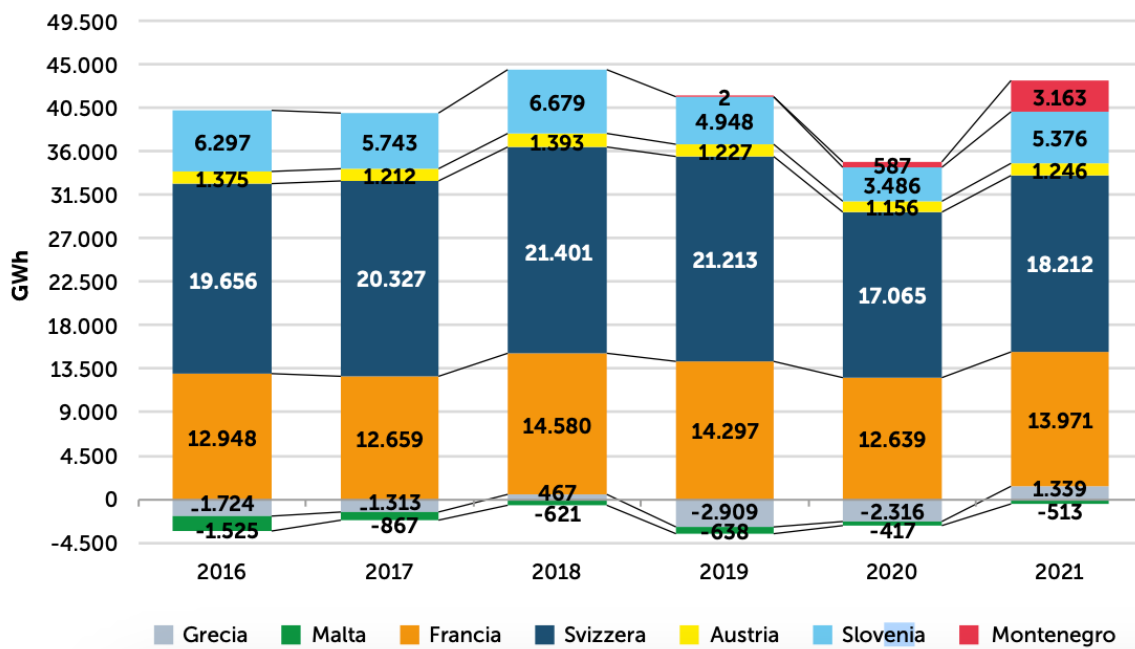


Figura 4: Paesi rifornitori di corrente per il territorio italiano

Per poter comprendere le cause che hanno determinato l'aumento del costo dell'energia per gli italiani, bisogna innanzitutto controllare se si sono verificate forti variazioni di produzione e di consumi negli ultimi 10 anni.

La produzione di energia elettrica italiana non ha subito mutamenti, ad eccezione fatta del 2020.

Anno	Produzione (TWh)					Totale
	Eolico	Fotovoltaico	Idroelettrico	Biomasse	Termoelettrico	
2021	21	25	47	19	154	266
2020	19	25	49	20	147	260
2019	20	24	48	20	159	271
2018	18	23	50	19	157	267
2017	18	24	38	19	177	276
2016	18	22	44	20	167	271
2015	15	23	47	19	160	264
2014	15	22	60	19	148	264
2013	15	22	55	17	165	274
2012	13	19	44	13	194	283
2011	10	11	48	11	199	279
2010	9	2	54	9	204	278

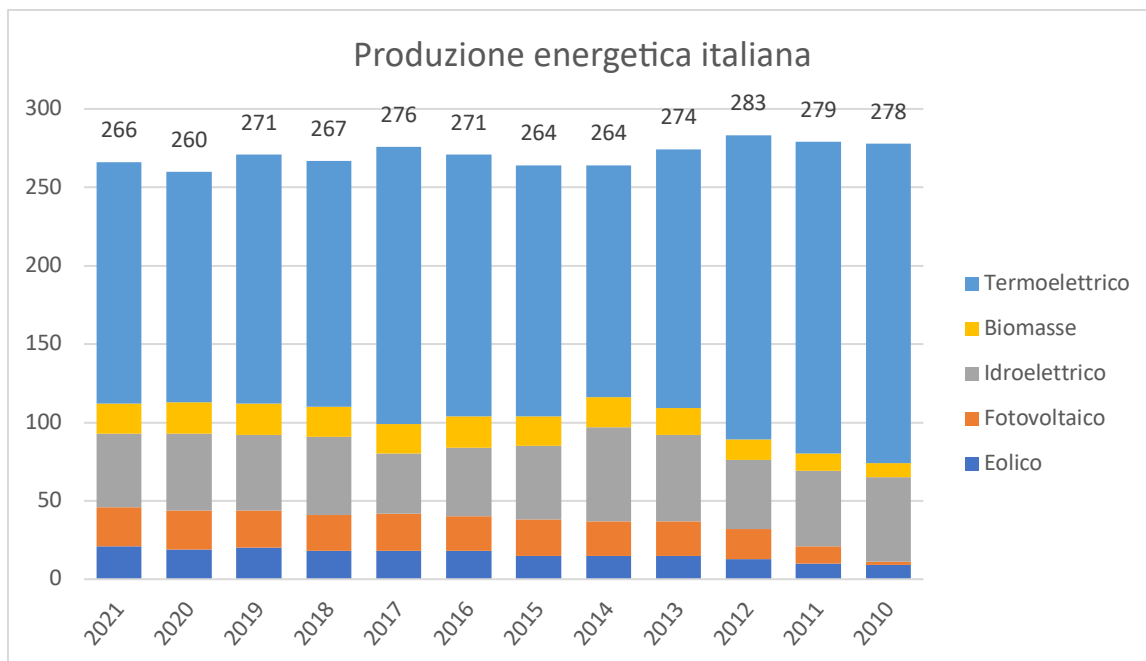


Figura 5: Produzione italiana dal 2010 ad oggi

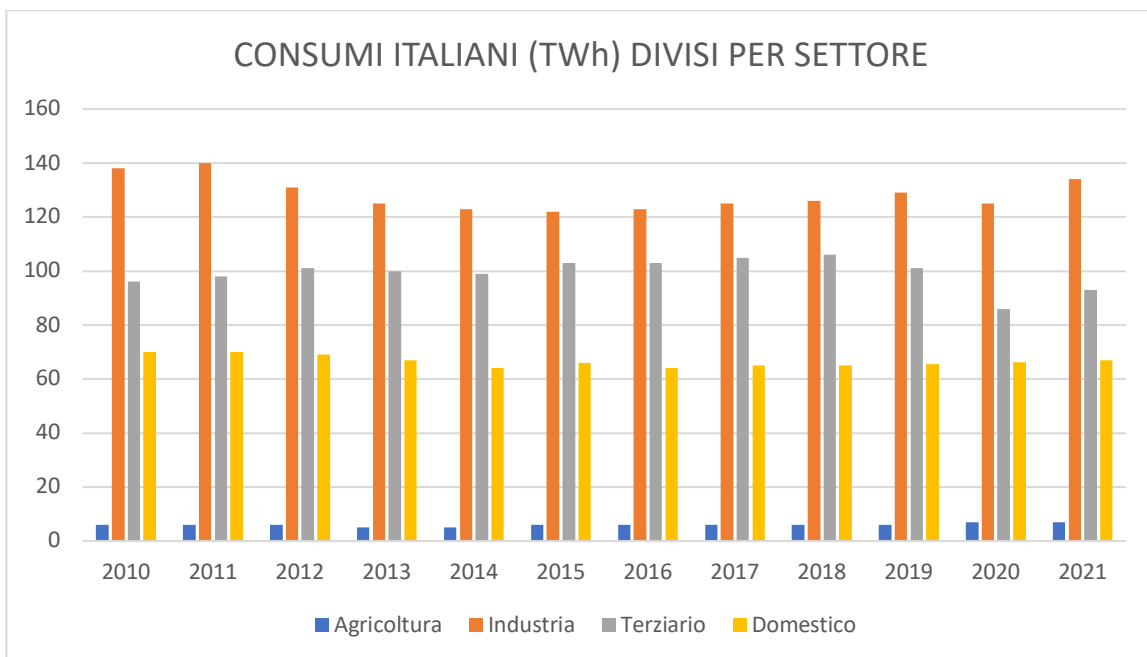
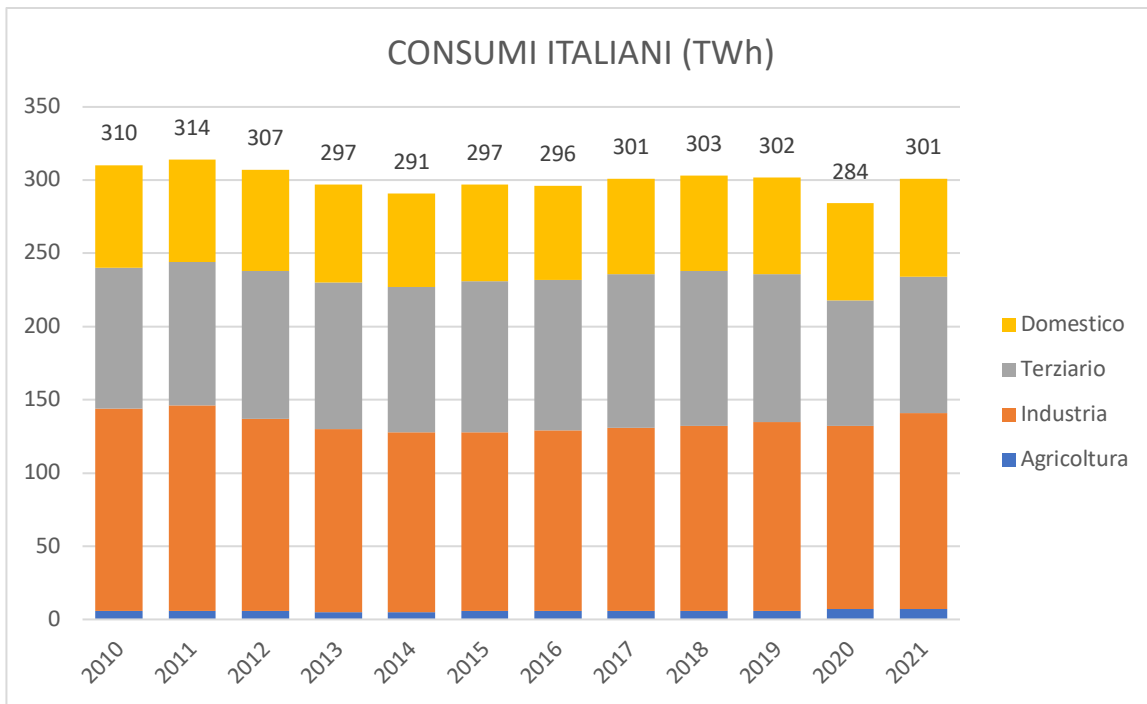
Nonostante questa sia rimasta più o meno costante, si è verificato, in questo lasso di tempo, una diminuzione del 25% per la generazione dal termoelettrico mentre sono aumentate le produzioni da fonti rinnovabili (+52%).

Per quanto concerne i consumi italiani, invece, dopo una diminuzione verificatasi a partire dal 2012 (soprattutto dovuta all'industria), questi si sono mantenuti costanti (escluso il 2020) nonostante la trasformazione delle tecnologie, soprattutto a livello domestico.

Infatti, negli ultimi anni sono aumentate le tecnologie che sfruttano l'energia elettrica nell'ambito residenziale, come le pompe di calore e i fornelli ad induzione.

	<b>Agricoltura</b>	<b>Industria</b>	<b>Terziario</b>	<b>Domestico</b>	<b>Totale</b>
2010	6	138	96	70	310
2011	6	140	98	70	314
2012	6	131	101	69	307
2013	5	125	100	67	297
2014	5	123	99	64	291
2015	6	122	103	66	297
2016	6	123	103	64	296
2017	6	125	105	65	301
2018	6	126	106	65	303
2019	6	129	101	65,6	302
2020	7	125	86	66,2	284
2021	7	134	93	67	301





*Figura 6: Consumi italiani dal 2010 al 2020*

Il 2020 è stato un anno dove si è registrato un forte calo a causa delle ondate epidemiche di Sars-Cov2.

In particolare, il settore maggiormente colpito è risultato essere il terziario (-15%), mentre in minima parte l'industria (-3%).

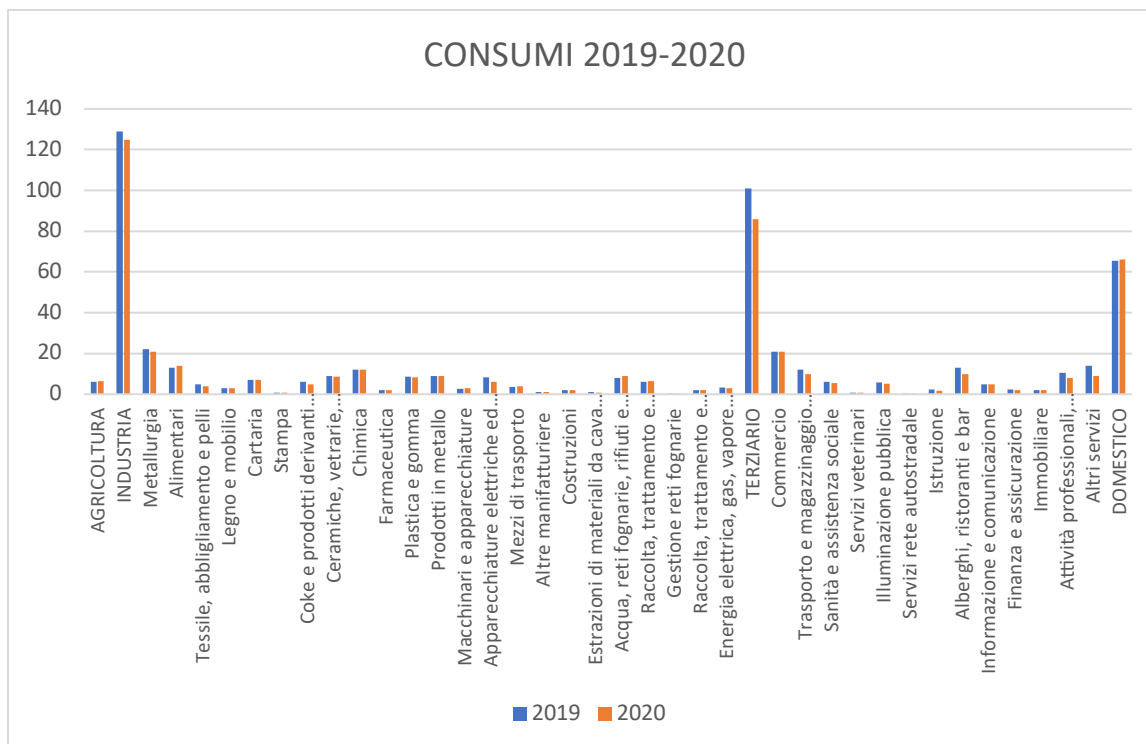


Figura 7: Consumi italiani divisi per attività

Dall'immagine precedente si può facilmente ravvisare come le attività più trafitte siano state quelle della ristorazione, le attività professionali e scientifiche, l'istruzione, i servizi, l'illuminazione pubblica e le amministrazioni.

Nel 2021 si è rilevata un'ottima ripresa economica che ha comportato un incremento del consumo di energia elettrica, riportandola a livelli del 2019.

I maggiori aumenti si sono registrati nell'industria (+7%) e nel terziario (+8%). In lieve accrescimento anche l'energia elettrica per uso domestico.

Per far comprendere ancora meglio come il rincaro energetico sia avvenuto non solo in Italia, ma in tutta Europa, è utile comparare la produzione ed il consumo del nostro paese con quelli di altri paesi dell'UE, in particolari sia con nazioni sviluppate, come Germania e Francia, sia con stati emergenti, ad esempio la Slovenia.

Per la nazione italiana, il deficit produzione/consumi (in TWh) ha avuto il seguente andamento:

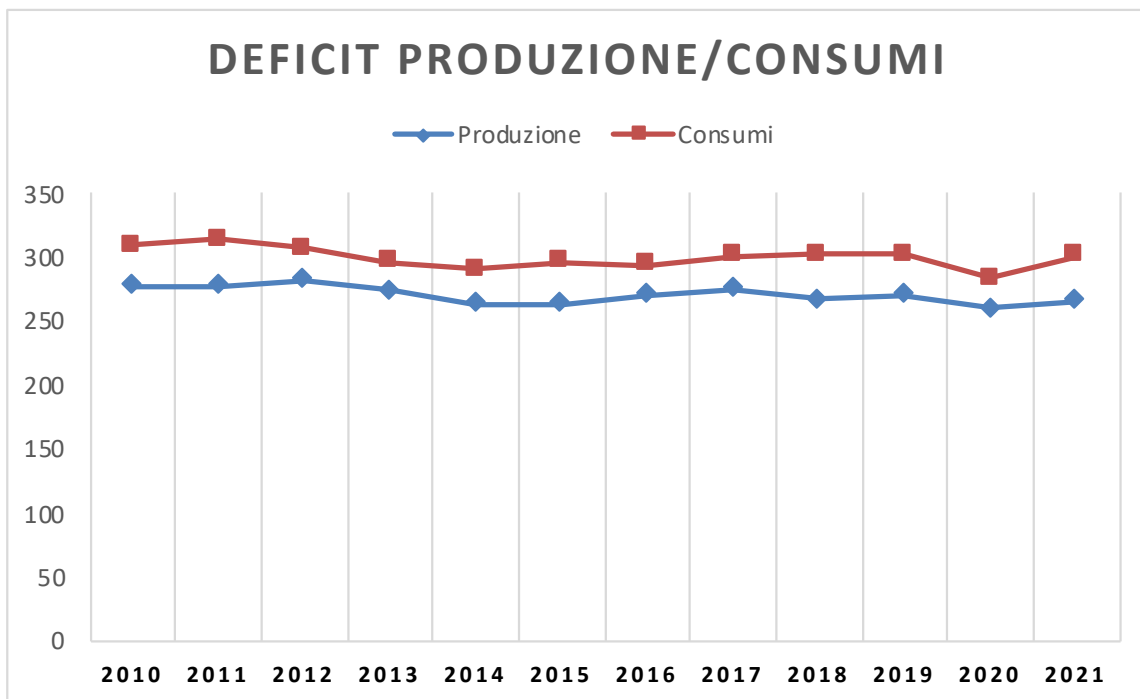


Figura 8: Deficit energetico italiano

Questa differenza è stata compensata importando energia elettrica dall'estero.

Mentre per l'Italia si ha un passivo, la stessa cosa non la si può dire per la Francia e la Germania, due tra i paesi più consolidati economicamente a livello europeo e mondiale.

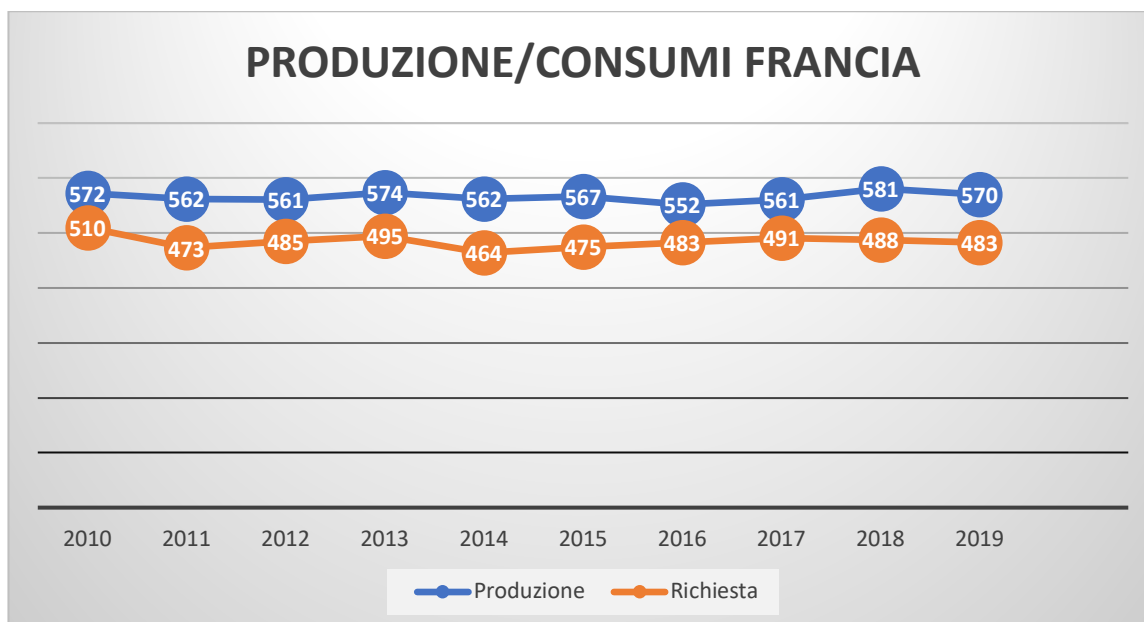


Figura 9: Andamento energetico francese in TWh

Il fatto che la nazione francese riesca a coprire l'intera richiesta energetica, nonostante una maggiore popolazione e quindi maggiori consumi rispetto alla nostra nazione, lo deve soprattutto all'uso del nucleare.

Per quanto concerne la Germania, invece, si ha la seguente tendenza:

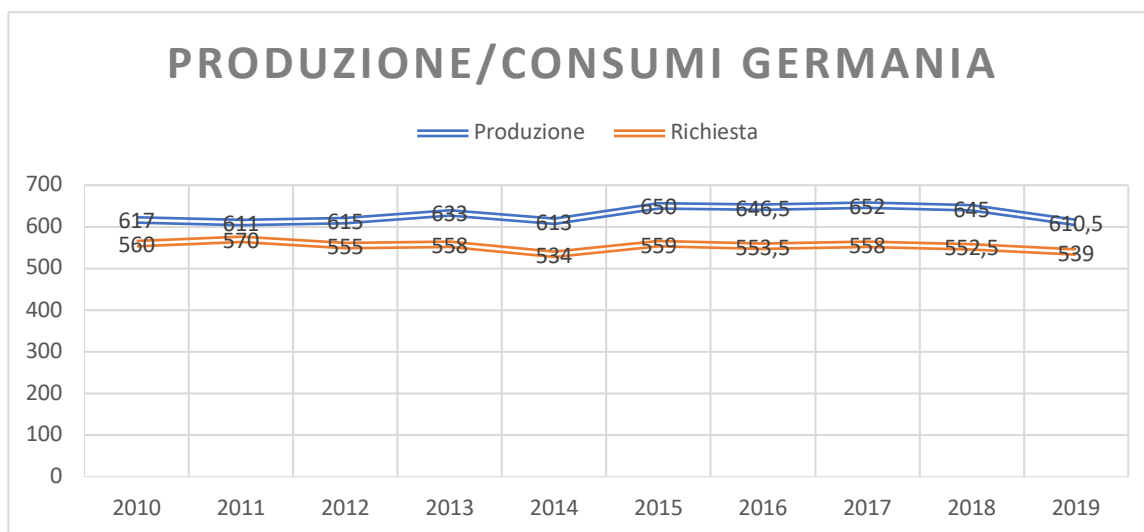


Figura 10: Trend energetico tedesco in TWh

Controllando il grafico, si può vedere come anche in questo caso la nazione tedesca sia autosufficiente a livello energetico. A differenza però della Francia, questa autonomia deriva dallo sfruttamento delle energie rinnovabili, in particolar modo dell'eolico e del fotovoltaico, e dalle centrali termoelettriche. Una menzione va fatta per il nucleare, il quale fornisce il 12% della generazione totale tedesca. Tuttavia, le centrali nucleari sono in smantellamento.

Prendendo in analisi invece la Slovenia, che è un paese emergente, si può notare:

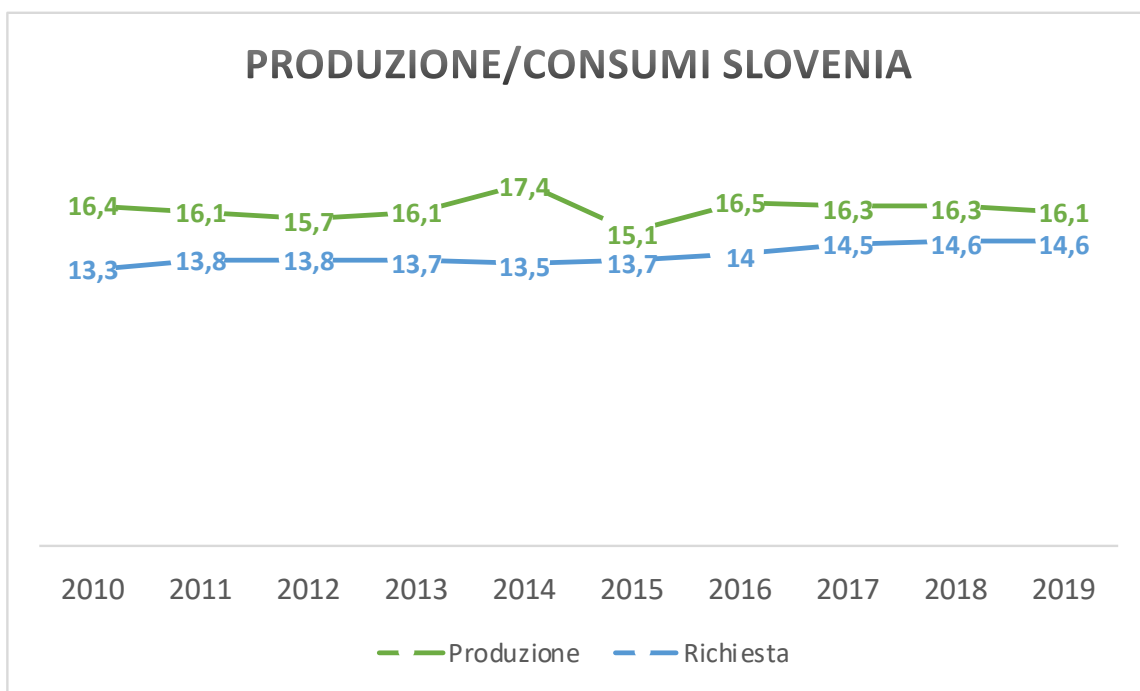


Figura 11: Trend Slovenia in TWh

In questa circostanza la produzione ha superato la richiesta e mentre la generazione è rimasta pressoché inalterata, i consumi sono leggermente aumentati essendo un paese in via di sviluppo.

Anche in questo caso è entrata in gioco l'energia nucleare che ha contribuito nella produzione. [2]

Appurato l'andamento energetico per ogni nazione, il prezzo dell'energia che hanno dovuto sostenere le famiglie dei paesi sopra citati nel 2021, è stato:

Fasce consumi in kWh										
	<1000		1000-2500		2500-5000		5000-15000		>15000	
	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
<b>Italia</b>	34,49	50,25	19,37	26,16	15,96	23,1	14,15	21,66	12,98	20,53
<b>Germania</b>	27,89	46,81	18,52	35,58	15,79	32,14	13,67	29,33	10,69	25,3
<b>Francia</b>	30,23	40,88	16,12	23,4	13,23	19,84	11,94	18,2	11,46	17,54
<b>Slovenia</b>	18,52	32,69	13,57	20,94	11,69	16,87	10,54	14,46	9,73	12,92

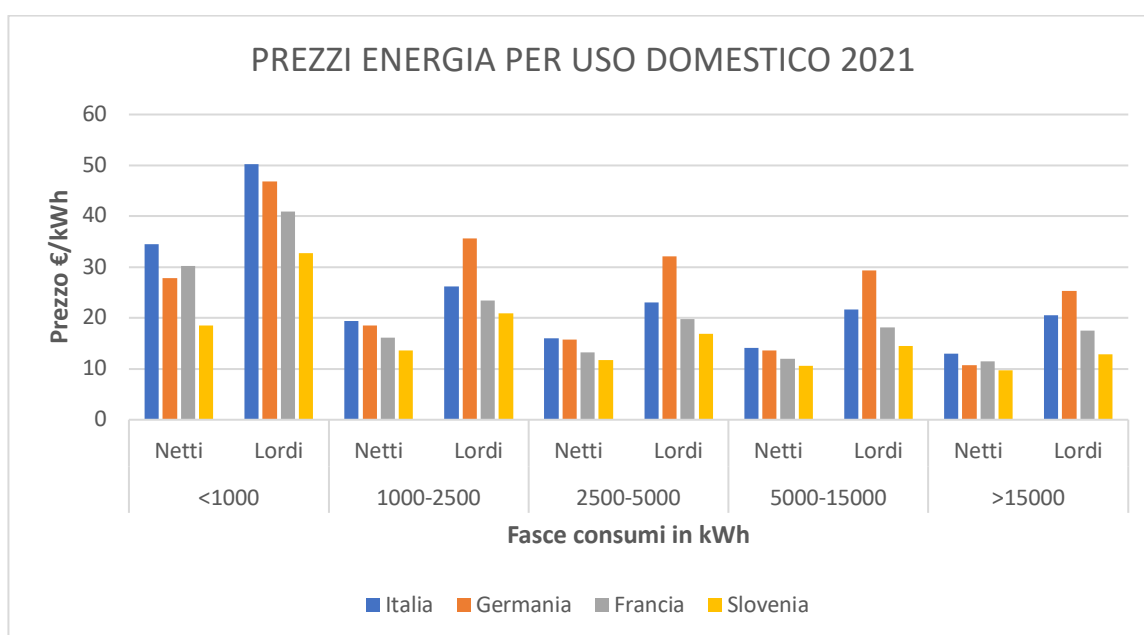


Figura 12: Andamento prezzo energia per una famiglia 2021

Paragonando questi dati con quelli del 2020 possiamo notare come tutte le nazioni analizzate abbiano subito un incremento del costo dell'energia.

Tuttavia risalta il fatto che il paese maggiormente colpito da questo rincaro sia risultato essere l'Italia, con incrementi del 32% per la fascia con consumi maggiori di 15.000 kWh.

	Fasce consumi in KWh				
	<1000	1000-2500	2500-5000	5000-15000	>15000
<b>Italia</b>	8%	15%	18%	19%	32%
<b>Germania</b>	2%	7%	10%	6%	-1%
<b>Francia</b>	-3%	4%	4%	4%	5%
<b>Slovenia</b>	14%	8%	4%	2%	5%

Figura 13: Aumento/diminuzione percentuale del prezzo netto energia tra 2020 e 2021

Se invece paragoniamo il prezzo lordo, quindi considerando anche gli oneri e le imposte statali, si può evidenziare come il prezzo italiano non sia aumentato in maniera spropositata rispetto alle altre nazioni. Questo perché le imposte statali italiane sono diminuite ed hanno, in parte, compensato l'aumento occorso al sistema energetico nazionale.

	Fasce consumi in KWh				
	<1000	1000-2500	2500-5000	5000-15000	>15000
<b>Italia</b>	0%	6%	5%	4%	12%
<b>Germania</b>	2%	5%	6%	4%	-1%
<b>Francia</b>	-3%	2%	3%	3%	3%
<b>Slovenia</b>	21%	12%	7%	4%	6%

Figura 14: Aumento/diminuzione percentuale prezzo loro energia 2021-2020

Per avere un confronto ancora più veritiero nel mostrare l'aumento del costo della corrente elettrica, si possono confrontare i prezzi (€/kWh) del 2021 con quelli del 2019, cioè pre-pandemia, per le cinque fasce di consumi.

	Fasce consumi in KWh				
	<1000	1000-2500	2500-5000	5000-15000	>15000
<b>Italia</b>	7%	12%	12%	11%	12%
<b>Germania</b>	-3%	9%	13%	12%	2%
<b>Francia</b>	15%	11%	10%	12%	13%
<b>Slovenia</b>	3%	4%	3%	2%	4%

Figura 15: Crescita/diminuzione percentuale costo energia netta 2021-2019

Quindi possiamo constatare che nell'ultimo anno, in Italia ed in Europa, si è verificata una crisi energetica senza precedenti, che ha comportato il rincaro del gas e della benzina, e di conseguenza dell'energia elettrica.[3] Le difficoltà economiche per famiglie ed aziende sono state notevoli. Secondo i dati dell'ARERA (l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), nel primo trimestre 2022 è stato registrato un aumento del prezzo dell'energia elettrica (in €/kWh) del 55%, rispetto allo stesso del 2021. Ben più marcata la differenza confrontando il IV trimestre del 2022 con lo stesso dell'anno precedente. Infatti,

in questo caso, si è subito un aumento del 122% per una fornitura ad una famiglia con 3kW di potenza impegnata e 2700kWh di consumo annuo. [4]

Anno	Trimestre	€/kWh				Totale
		Spesa per la materia energia	Spesa per il trasporto e la gestione del contatore	Spesa per oneri di sistema	Imposte	
2020	I	8,986	3,91	4,18	2,60	19,67
	II	5,71	3,91	4,18	2,28	16,08
	III	6,2	3,91	4,18	2,32	16,61
	IV	8,55	3,91	4,18	2,56	19,20
2021	I	9,24	4,01	4,18	2,63	20,06
	II	9,94	4,01	4,18	2,70	20,83
	III	13,55	4,01	2,44	2,89	22,89
	IV	22,18	4,01	0	3,51	29,7
2022	I	37,2	3,84	0	4,99	46,03
	II	32,93	3,84	0	4,57	41,34
	III	33,08	3,85	0	4,58	41,51
	IV	55,36	3,85	0	6,8	66,01

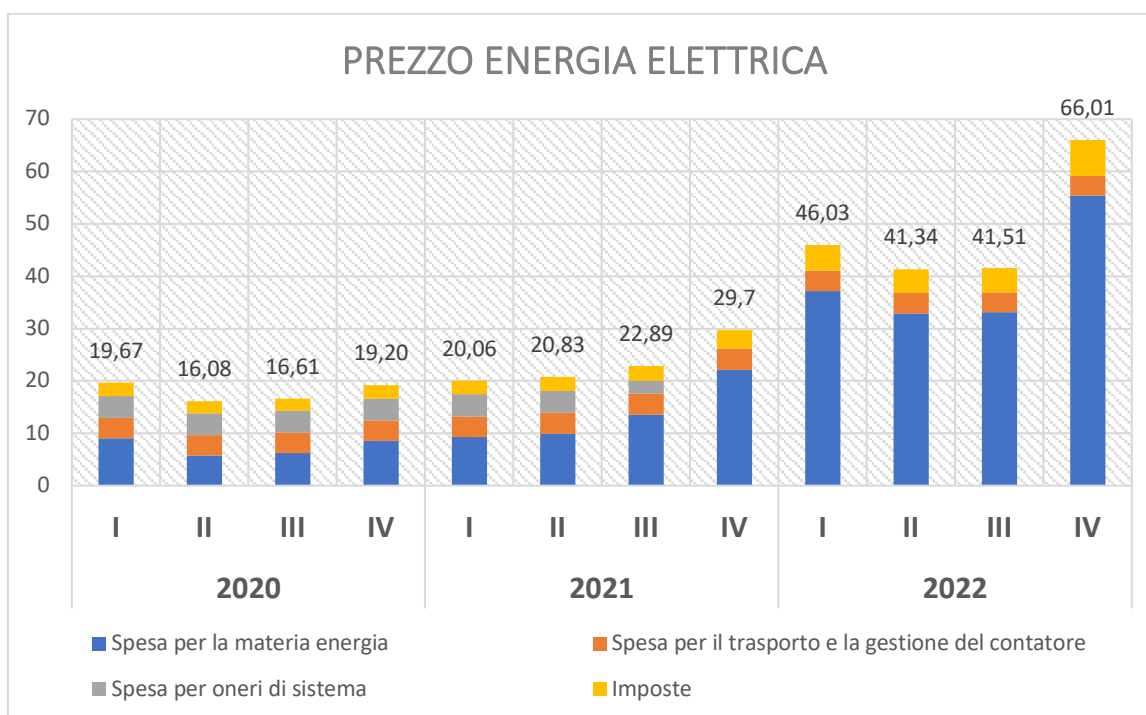


Figura 16: Prezzo energia elettrica (in €/kWh) per un utente domestico tipo servito in maggior tutela

[5]

I fattori che hanno determinato l'impennata del costo di fornitura dell'energia elettrica sono molteplici.

Una prima ragione per la quale si è verificata questa crisi può essere ricercata nella ripresa economica verificatasi nell'estate del 2021, a termine della terza ondata epidemica di Sars-Cov2.

Infatti, l'economia è ripartita richiedendo una significativa quantità di energia rispetto all'anno precedente. L'elevata domanda ha determinato un aumento di richiesta di gas, petrolio e carbone, essendo questi i principali combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche. [6]

La pandemia, dal 2020, ha bloccato per oltre un anno le più importanti economie europee ed ha indotto un calo dei consumi. Di conseguenza il prezzo di vendita dell'energia, sul mercato, ha raggiunto valori inferiori rispetto ai costi di produzione, causando l'interruzione o la chiusura di molte centrali di produzione.

Tuttavia, questo rilancio economico non giustifica la crescita esponenziale del prezzo poiché, come mostrato precedentemente, i consumi del 2021 sono molto simili a quelli del 2019, cioè a quelli di pre-pandemia.

Un secondo motivo che ha scatenato questa problematica, in Italia, lo si può riscontrare nella non autosufficienza per quanto riguarda i combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche. La causa di questa carenza è dovuta sia alle norme vigenti che regolamentano la ricerca delle fonti e la perforazione del territorio italiano, sia i pochi giacimenti disponibili nel sottosuolo italiano. Di conseguenza il nostro paese è costretto a comprare da altri paesi questi combustibili.

Nel 2021 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 3,4% rispetto all'anno precedente, passando da 37.673 ktep a 36.402 ktep. Si sono registrati cali nella produzione di petrolio e prodotti petroliferi, da 5.856 ktep a 4.922 ktep (-16%), di gas naturale, che passa da 3.287 ktep a 2.689 ktep (-18,2%) e dei rifiuti non rinnovabili, da 1.190 ktep a 1.157 ktep (-2,8%).

Le importazioni nette di energia sono aumentate dell'8%: da 105.799 ktep nel 2020 a 114.600 ktep nel 2021. La quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è aumentata: dal 73,4% del 2020 al 74,9% del 2021.



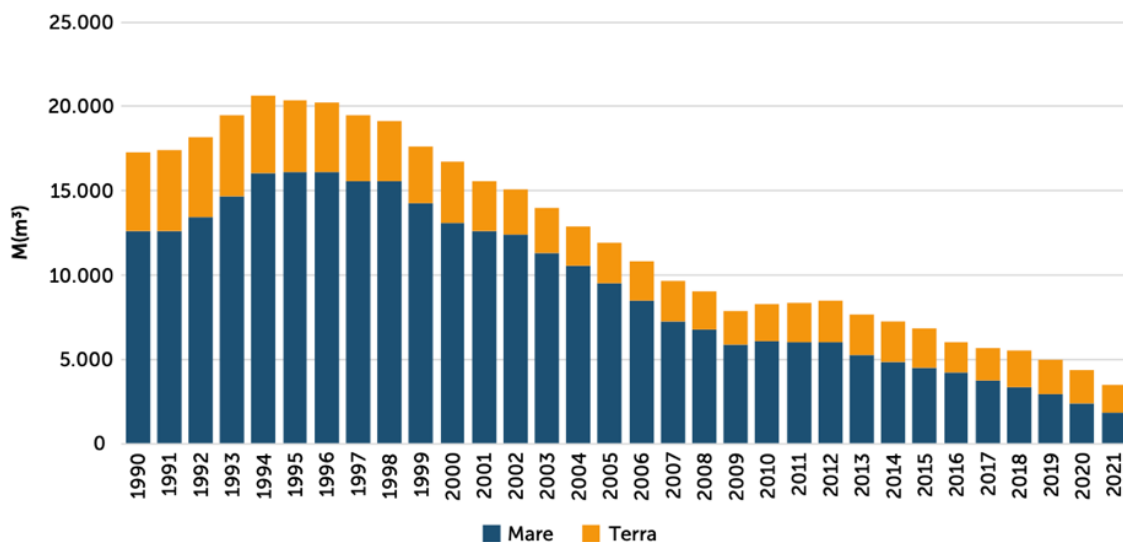


Figura 17: Andamento produzione gas naturale in Italia

Riguardo al settore upstream nazionale di idrocarburi, sono diminuiti i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione, con conseguente restrizione delle aree interessate: per i permessi di ricerca la diminuzione è stata di 1.115 Km<sup>2</sup>, essendo passate da 24.500 Km<sup>2</sup> del 2020 a 23.345 Km<sup>2</sup> del 2020, mentre per le aree occupate dalle concessioni di coltivazione, si è passati da 14.113 Km<sup>2</sup> del 2020 a 12.410 Km<sup>2</sup> del 2020. Nel 2021 non sono stati perforati nuovi pozzi esplorativi ed è stato perforato un solo pozzo di sviluppo. [7]

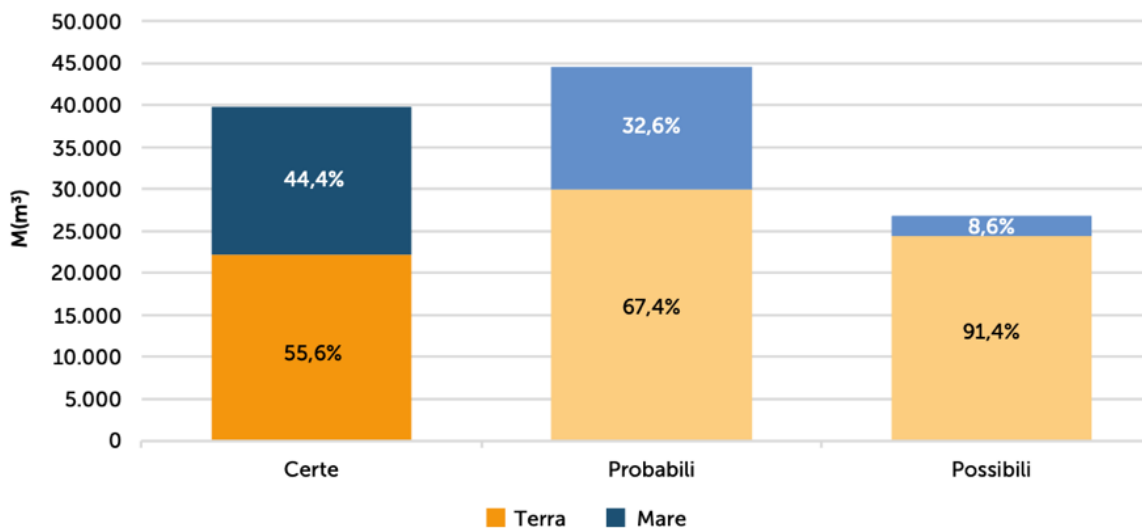


Figura 18: Risorse stimate di gas naturale in Italia

Ulteriore origine del rincaro dell'energia elettrica è stato l'inizio del conflitto russo-ucraino.

La Russia, per l'Italia e l'intera Europa, rappresenta il principale paese di approvvigionamento del gas naturale, del carbone e del petrolio.

In particolare, il nostro paese importa il 62% del carbone di cui ha bisogno, seguono il gas naturale (40%) e il petrolio (17%). [8]

Importazioni italiane di gas naturale per paese di origine in milioni di metri cubi							
Milioni di metri cubi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Russian Federation	27.656	26.830	33.108	32.846	33.449	28.716	28.988
Algeria	7.642	19.286	19.511	17.970	13.366	15.118	22.584
Netherlands	4.916	2.742	1.212	1.339	1.720	914	312
Libya	7.080	4.840	4.641	4.466	5.701	4.460	3.231
Norway	2.624	975	2.599	3.159	6.141	7.397	1.937
Qatar	5.745	5.521	6.738	6.535	6.550	6.944	6.877
Not elsewhere specified	1.718	1.772	1.098	-	-	-	-
Germany	2.293	1.893	-	-	-	-	-
Austria	1.080	629	-	-	-	-	-
Croatia	364	379	188	105	42	33	19
Nigeria	20	92	160	89	174	181	456
United Kingdom	49	71	105	140	85	1	-
United States	-	67	84	645	1.614	1.754	806
Trinidad and Tobago	-	-	87	-	1.413	165	-
Egypt	-	-	-	154	472	-	184
France	1	1	2	1	115	617	32
Uzbekistan	-	-	-	-	-	-	-
Denmark	52	71	105	140	85	1	-
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-
Belgium	-	-	-	-	-	81	-
Equatorial Guinea	-	-	-	91	85	-	-
Peru	-	111	-	-	-	-	-
Angola	-	-	-	92	-	-	-
Cameroon	-	-	-	90	-	-	-
Spain	3	2	2	1	48	-	88
Slovenia	23	2	11	8	8	-	-
Azerbaijan	-	-	-	-	-	11	7.214
<b>Totale</b>	<b>61.266</b>	<b>65.284</b>	<b>69.650</b>	<b>67.872</b>	<b>71.065</b>	<b>66.393</b>	<b>72.728</b>

Figura 19: Importazione gas in Italia

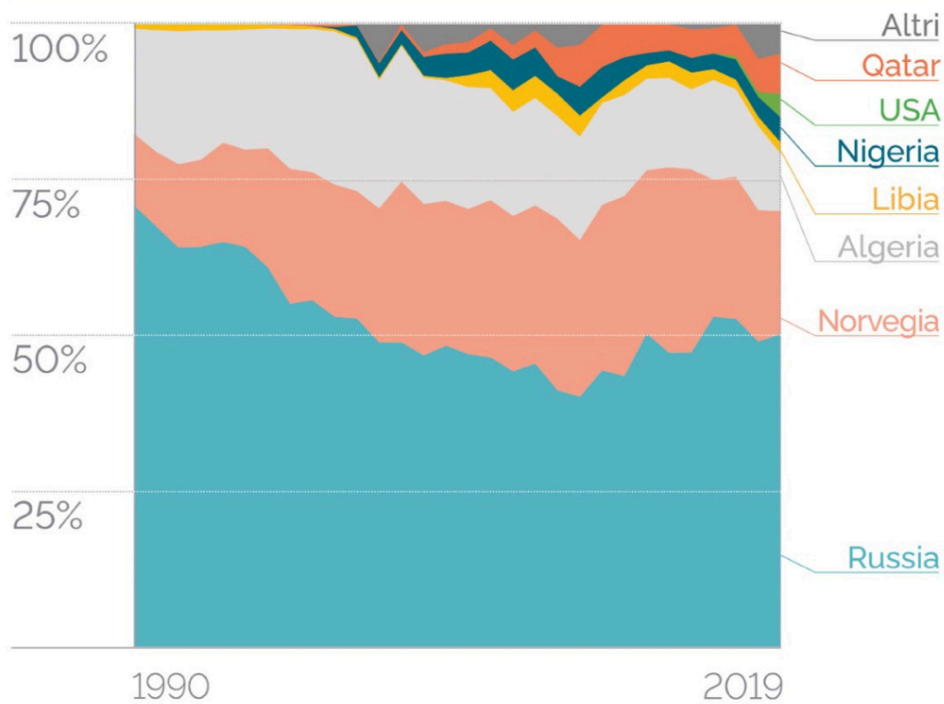
[9]

Con l'occupazione dell'Ucraina, all'ex potenza sovietica sono state combinate misure diplomatiche e sanzioni di tipo economico da parte dell'Unione Europea.

In risposta, la Russia ha razionato le scorte di gas. [10]

Negli ultimi mesi Gazprom, multinazionale controllata dal Governo della Federazione Russa, attiva nel settore energetico-minerario e nell'estrazione e nella vendita del gas naturale, ha limitato del 60% la fornitura di gas in Italia, Austria, Repubblica Ceca e Slovacchia.

Risulta inoltre complicato trovare rapidamente una nuova fonte di approvvigionamento poiché la Russia si occupava di fornire il 40% del gas totale all'Italia ed oltre il 50% all'Europa.[11]



[12]

Figura 20: Peso di ciascun paese nell'importazione di gas nell'UE

Per comprendere ancora meglio la dipendenza della comunità europea dal gas russo, viene qui sotto riportato un indice che misura la vulnerabilità di ciascun paese a un'eventuale interruzione (o riduzione) delle forniture di gas da Mosca.

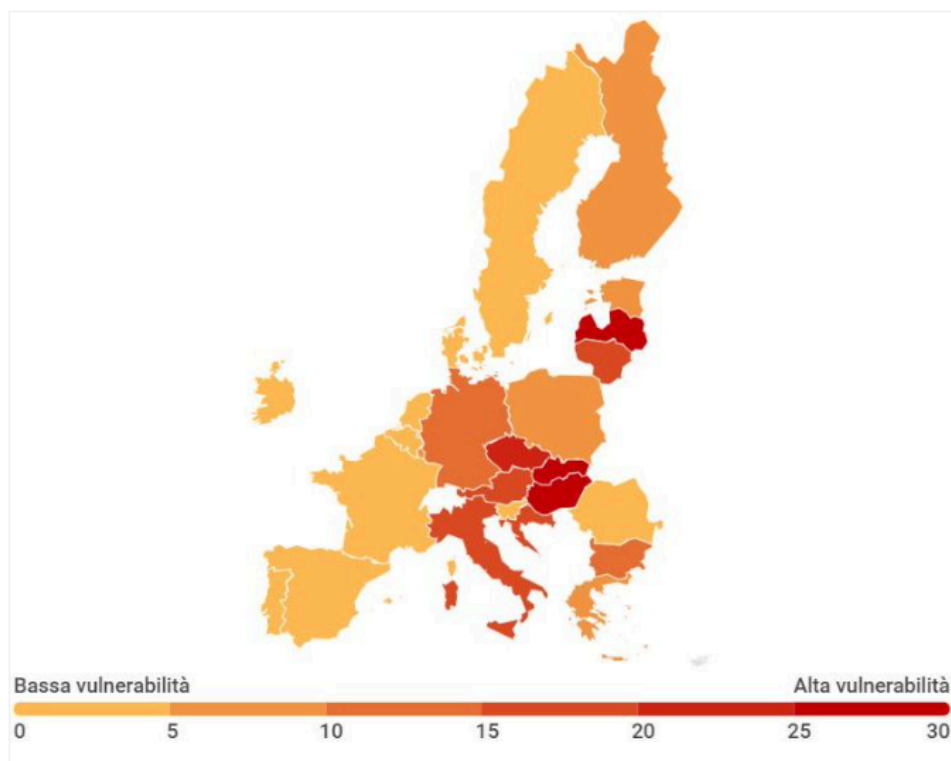


Figura 21: Indice vulnerabilità per una possibile interruzione di forniture di gas dalla Russia

L'indice si basa sulla quantità di gas che proviene dalla Russia, sulla quantità importata rispetto ai consumi totali nazionali e il ruolo che lo stesso gas ha nel mix energetico nazionale di ogni paese.[12]

Paese	Vulnerabilità
UNGHERIA	31%
SLOVACCHIA	29%
LETTONIA	28%
REP. CECA	20%
CROAZIA	19%
AUSTRIA	19%
ITALIA	19%
LITUANIA	15%
BULGARIA	12%
GERMANIA	12%

Figura 22: Valore indici per alcuni paesi europei

Oltre il verificarsi delle situazioni precedentemente descritte, ad aver contribuito all'innalzamento del prezzo della corrente elettrica sono stati i mercati speculativi.

Il TTF (*Title Transfer Facility*) è un mercato virtuale (una borsa per l'esattezza) per lo scambio del gas naturale con sede in Olanda ed è uno dei principali mercati di riferimento per lo scambio del gas in Europa.

Attraverso questa piattaforma avviene la compravendita del gas tra i più grandi operatori e *trader* di settore, produttori e fornitori, che rispettivamente vendono e acquistano il gas metano.

I fornitori del mercato italiano acquistano il gas naturale per poi rivenderlo ai loro clienti finali: aziende e utenti domestici. Il prezzo di acquisto, strettamente connesso all'indice TTF, è la base di partenza a cui si aggiunge un certo margine, ossia il guadagno del fornitore, per arrivare al prezzo di un'offerta gas del mercato libero.

Oltre al prezzo formato dal TTF, esiste la rilevazione del prezzo del gas naturale "doganale", cioè il costo, misurato dagli istituti nazionali di statistica, del gas trasportato in forma gassosa via metanodotti e in forma liquida (LNG) tramite metaniere al passaggio delle dogane UE.

Per comprendere la situazione, bisogna capire innanzitutto la diversa tipologia di contratti e le differenti motivazioni che guidano gli operatori delle due tipologie di mercati: da un lato (quello dei gas "doganali"), vi sono contratti relativi a consegne "fisiche" che coprono

periodi anche lunghi di fornitura (pluriennali) ed esigenze reali di vendita od acquisto di gas; dall'altro (mercato *spot* TTF), si tratta invece di contratti a breve termine guidati da obiettivi di rendimento.



*Figura 23: Prezzo del gas*

Dal grafico è evidente lo scostamento tra i due prezzi.

In particolare, si può notare come negli ultimi 20 anni non si era mai verificato questa differenza tra i costi del gas mentre, dall'estate del 2021, il prezzo si è distaccato in maniera repentina.

Inoltre, nel dicembre del 2021, si è verificato un “crollo del costo” nonostante la guerra russa-ucraina. Ciò indica ancora di più la speculazione che si è venuta a creare.

Infine, confrontando i tre mercati principali (giapponese, americano ed europeo), risulta ancora più evidente l'aumento occorso al gas europeo.

## VARIAZIONE PREZZI GAS NATURALE DA LUGLIO 2021



[13]

Figura 24: Confronto tra il mercato europeo, asiatico ed americano

L'importanza per l'Italia del prezzo del gas sul mercato TTF risiede, innanzitutto, nel fatto che il mercato TTF rappresenta, in sostanza, un *benchmark* (ovvero un mercato di riferimento) anche per il mercato italiano "spot" del gas, noto come Punto di Scambio Virtuale (PSV), in quanto si tratta di un "punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti". Il risultato è che il prezzo spot del gas nel punto di prelievo italiano (PSV) è, in pratica, sostanzialmente sovrapponibile a quello nel punto di prelievo olandese (TTF) ed a quello nel punto di prelievo del Regno Unito (NBP). [14]–[16]

Mese	Prezzo gas medio mensile	
TTF ottobre 2022	1,146 €/Smc	107,10 €/MWh
TTF settembre 2022	2,019 €/Smc	188,69 €/MWh
TTF agosto 2022	2,379 €/Smc	222,33 €/MWh
TTF luglio 2022	1,837 €/Smc	171,68 €/MWh
TTF giugno 2022	1,112 €/Smc	103,92 €/MWh
TTF maggio 2022	0,956 €/Smc	89,34 €/MWh
TTF aprile 2022	0,993 €/Smc	92,80 €/MWh
TTF marzo 2022	1,342 €/Smc	125,42 €/MWh
TTF febbraio 2022	0,889 €/Smc	83,07 €/MWh
TTF gennaio 2022	0,895 €/Smc	83,63 €/MWh
TTF dicembre 2021	1,178 €/Smc	110,12 €/MWh
TTF novembre 2021	0,874 €/Smc	81,70 €/MWh
TTF ottobre 2021	0,936 €/Smc	87,47 €/MWh
TTF settembre 2021	0,679 €/Smc	63,45 €/MWh
TTF agosto 2021	0,472 €/Smc	44,12 €/MWh
TTF luglio 2021	0,388 €/Smc	36,23 €/MWh
TTF giugno 2021	0,312 €/Smc	29,12 €/MWh
TTF maggio 2021	0,270 €/Smc	25,21 €/MWh
TTF aprile 2021	0,219 €/Smc	20,50 €/MWh

*Figura 25: Andamento costo del gas*

Analizzando il mercato italiano del gas, possiamo trovare conferma di quanto detto precedentemente.

Nel 2021, l'Italia ha necessitato di 76,1 milioni di Smc e tale richiesta è stata soddisfatta importando 72,7 milioni di Smc dall'estero e la restante quota tramite produzione nazionale. [17]

Secondo ARERA, il mercato del gas dell'ultimo anno disponibile (2021) mostra che l'ENI si approvvigiona di gas per il 78,8% del suo fabbisogno dalle importazioni e per circa il 14% con acquisti del gas trattato al mercato PSV (che, come visto, "replica" quello olandese, il TTF). Viceversa, gli altri grandi operatori italiani del mercato all'ingrosso del gas si approvvigionano prevalentemente al mercato PSV (81%) e solo in minima parte (15%) attraverso le importazioni, mentre i piccolissimi operatori si approvvigionano di gas (42,5%) acquistandolo da operatori italiani più grandi e dal mercato PSV (45%).

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	4,8%	0,0%	0,0%	5,1%	6,7%	0,9%
Importazioni	78,8%	15,0%	10,1%	3,2%	0,0%	20,3%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,8%	1,2%	12,1%	27,7%	42,5%	7,1%
Acquisti in stoccaggio	0,6%	0,0%	0,3%	2,5%	0,0%	0,3%
Acquisti al PSV	14,0%	80,7%	74,0%	53,5%	45,1%	68,1%
Acquisti in Borsa	1,1%	3,2%	3,6%	8,0%	5,7%	3,4%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Di tutto il gas di cui si è approvvigionata, l'ENI rivende poi ad altri rivenditori sul territorio nazionale (tramite il PSV) circa il 73,2%, mentre distribuisce ai propri clienti finali solo il 11,2%; il restante 14,5% va in autoconsumi, cioè per la generazione di corrente elettrica.

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	73,2%	87,1%	78,2%	60,1%	37,2%	80,0%
- di cui vendite in stoccaggio	0,1%	0,0%	0,7%	4,6%	2,1%	0,4%
- di cui vendite al PSV	75,8%	88,3%	85,8%	56,3%	33,0%	67,5%
A clienti finali	11,2%	3,7%	15,6%	31,2%	43,9%	11,2%
- di cui collegati societariamente	17,5%	56,3%	28,9%	1,8%	5,8%	26,4%
Autoconsumi	14,5%	5,9%	2,6%	0,9%	13,3%	5,4%
Borsa	1,1%	3,3%	3,6%	7,8%	5,7%	3,4%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Approvvigionando il gas al prezzo di spot e rivendendolo al prezzo di borsa, ENI trae enormi profitti. Inoltre, l'ulteriore guadagno consiste nel vendere l'energia elettrica ad un prezzo di mercato che si basa sul costo del gas fatto dal mercato TTF. Avendo pagato il gas al prezzo di spot, l'utile aumenta ulteriormente.



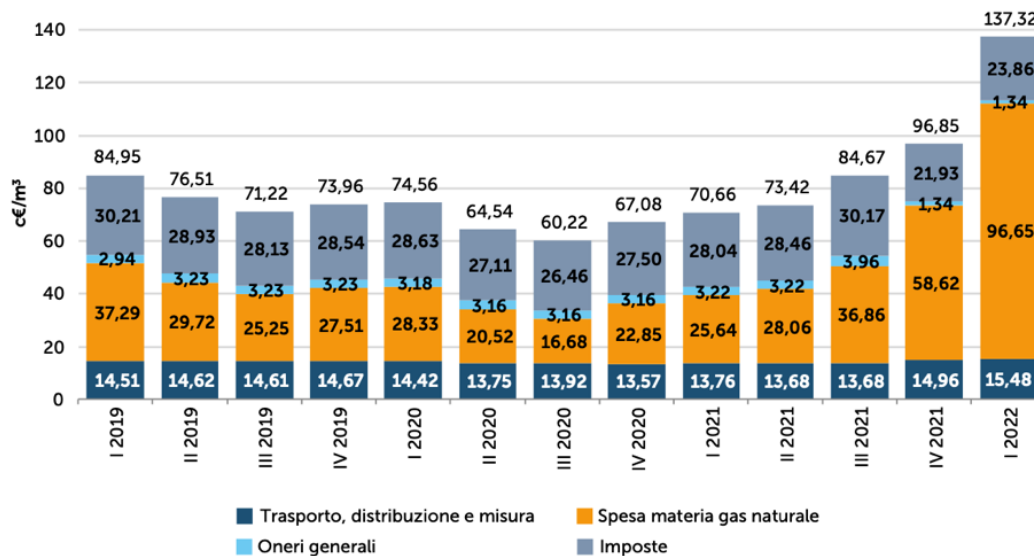


Figura 26: Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico (consumo annuo pari a 1.400 m<sup>3</sup> e riscaldamento individuale)

[18]

L'incremento del costo dell'energia elettrica è stato influenzato anche dal costo delle quote di CO<sub>2</sub> per le aziende produttrici di energia.

L'unione Europea, dal 2005, ha imposto alle aziende un costo economico per poter immettere CO<sub>2</sub> in ambiente, così da limitarne la produzione e favorire il passaggio verso soluzioni "green".

Ogni impianto autorizzato deve compensare, annualmente, le proprie emissioni con quote che possono essere comprate e vendute dai singoli operatori interessati. Ognuna di queste dà il diritto a poter emettere una tonnellata di CO<sub>2</sub>.

L'UE, ogni anno, assegna un numero limitato di quote a titolo gratuito sulla base di regole applicate in tutta Europa. Gli impianti che non ne ricevono a titolo gratuito o che non ne ottengono a sufficienza per la CO<sub>2</sub> immessa, devono acquistarle o all'asta o da altre imprese. Al contrario, le società che ricevono più quote di quelle necessarie, possono rivenderle.

Naturalmente, anche acquistando quote dall'esterno, le imprese non possono immettere quantità spropositate di CO<sub>2</sub> poiché vige il principio del "Cap and Trade": esiste un limite che stabilisce la massima quantità che quell'impianto o impresa può introdurre in ambiente.

## Emissioni di gas serra nell'UE divise per settore\* nel 2019

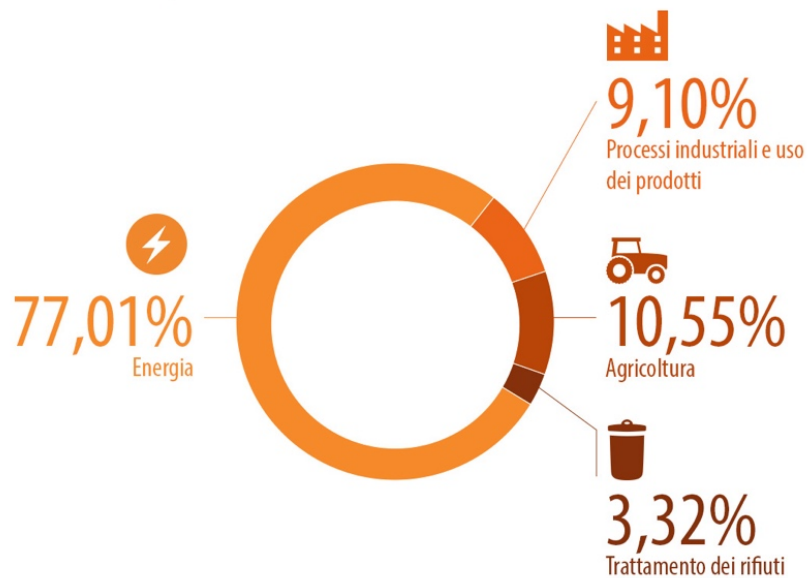


Figura 27: Emissioni CO<sub>2</sub> nell'UE

Come possiamo ben vedere, nell'Unione Europea le maggiori emissioni di CO<sub>2</sub> sono causate dalla produzione di energia. L'Italia incide per il 10,28% sulle emissioni totali. A causa di questi dati, le quote gratuite fornite dall'UE si riducono progressivamente di anno in anno, in modo da incentivare la decarbonizzazione ed il passaggio a fonti rinnovabili.

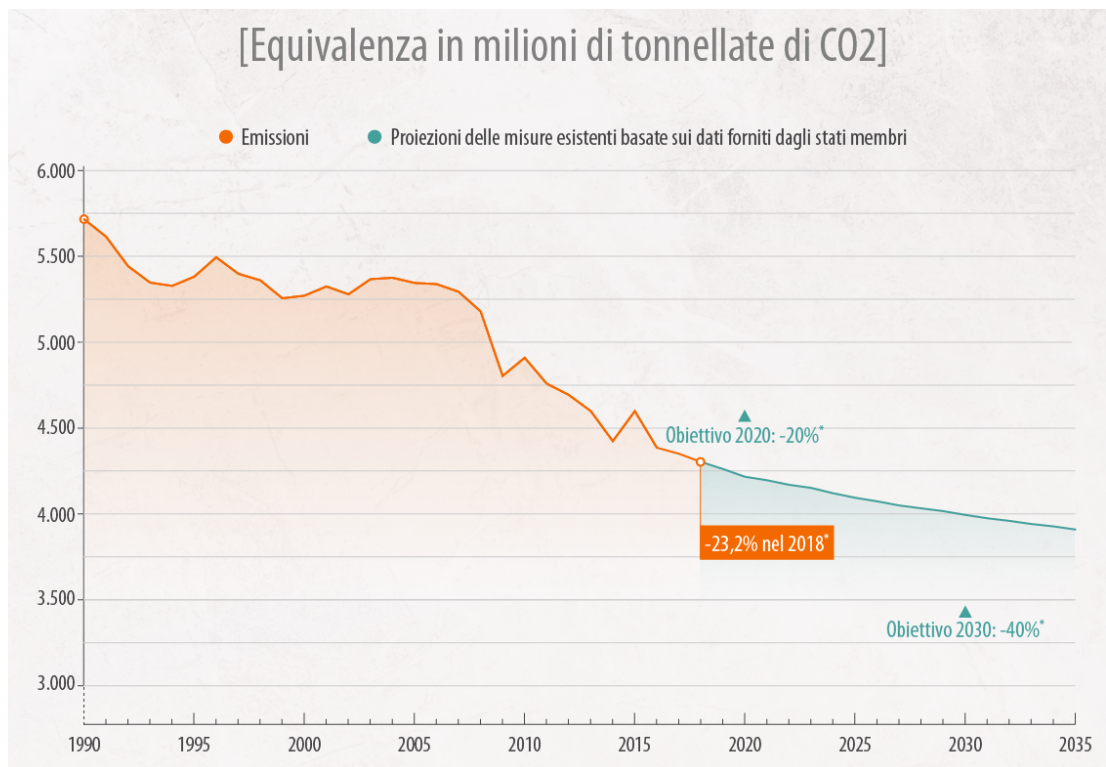


Figura 28: Andamento emissioni CO<sub>2</sub>

Infatti, l'ambizione della comunità europea è quella di ridurre, entro il 2030, del 40% l'emissione di CO<sub>2</sub>. [19]

Come conseguenza a quanto detto fino ad adesso, unita all'incremento del costo del gas naturale ed a una maggiore domanda di permessi, il prezzo per l'acquisto di una quota è aumentato vertiginosamente (da 20€ a 80€).

L'aumento dei costi di produzione ha comportato pertanto un innalzamento del prezzo dell'energia elettrica. [20]

Infine, un ultimo fattore che ha contribuito a generare la crisi energetica italiana è rappresentato dal meccanismo di determinazione del prezzo dell'energia.

Una volta che l'energia elettrica è stata prodotta, questa viene venduta sulla Borsa Elettrica Italiana, denominata "Italian Power Exchange" (IPEX), gestita dal Gestore Mercato Elettrico (GME).

In questo luogo si ha l'incontro dei produttori ed importatori di energia elettrica con società di vendita, le quali comprano la materia prima per poi rivenderla agli utenti finali.

Esistono diversi tipi di mercato elettrico con loro caratteristiche specifiche. Occorre dunque distinguere tra:

- **MGP, Mercato del giorno prima**, nel cui ambito si effettua la contrattazione dell'energia stabilendo i prezzi in base al rapporto tra domanda ed offerta. I prezzi sono fissati per il giorno successivo e si vanno a definire anche le quantità di energia da utilizzare;
- **MI, Mercato infragiornaliero**, che è fatto di diverse sezioni e che può andare a modificare quanto stabilito nel Mercato del Giorno Prima;
- **MPEG, Mercato dei prodotti giornalieri**, che, come dice il nome stesso, è legato alle negoziazioni giornaliere che interessano gli operatori del mercato elettrico impegnati nella vendita o nell'acquisto dell'energia elettrica.
- **MSD, Mercato del servizio di dispacciamento**, che entra in gioco per situazioni di congestioni o per quanto riguarda la riserva di elettricità.

Il mercato in cui avviene la maggior parte delle transazioni è il Mercato del Giorno Prima. La contrattazione prevede di accettare le offerte in ordine di prezzo crescente, finché la loro somma, in termini di kWh, riesca a soddisfare la domanda. Il prezzo dell'ultima offerta accettata viene attribuita a tutte le offerte (criterio del marginal price).

## ANDAMENTO DELLE CURVE DI DOMANDA E OFFERTA DI ELETTRICITÀ IN FUNZIONE DEL PREZZO

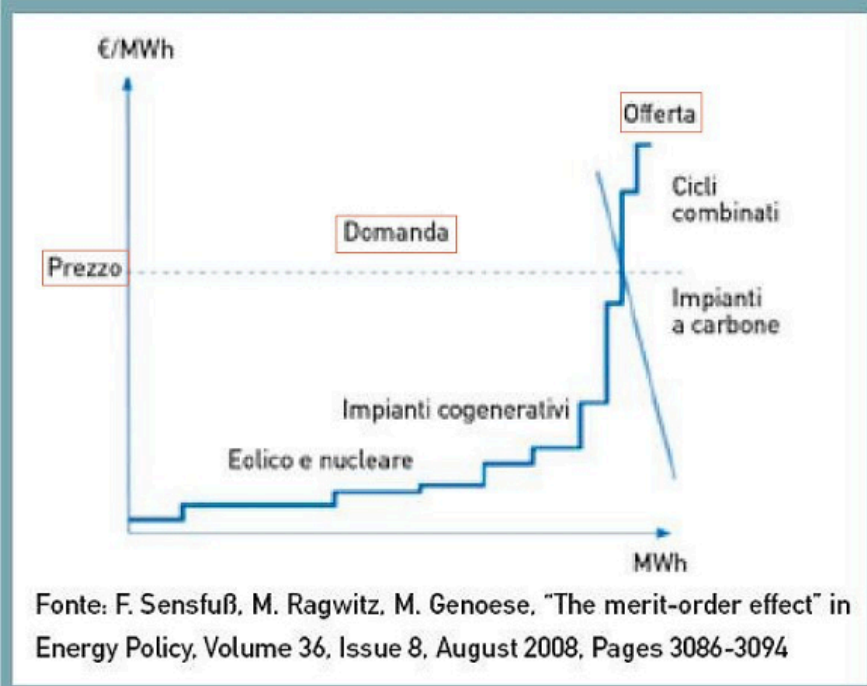


Figura 29: Mercato energia italiano

Si genera il PUN (Prezzo Unico Nazionale), che rappresenta la media pesata nazionale dei prezzi zionali di vendita dell'energia elettrica per ogni ora e per ogni giorno. Il dato nazionale è un importo che viene calcolato sulla media di diversi fattori, tenendo conto delle quantità e dei prezzi formati nelle diverse zone d'Italia e nelle diverse ore della giornata.

Il PUN, dunque, fa da riferimento alle tariffe elettriche proposte mensilmente dai venditori ai clienti. Il fornitore di energia guadagna perché al prezzo del PUN aggiunge un differenziale, o *spread*. Infatti, alcuni contratti con tariffa variabile offrono come possibile tariffa, il "PUN + spread".

In Italia la maggior quantità di energia proviene dalle centrali termoelettriche alimentate a gas, il quale ha subito elevati rincari; ne consegue che anche il PUN sia aumentato vertiginosamente.

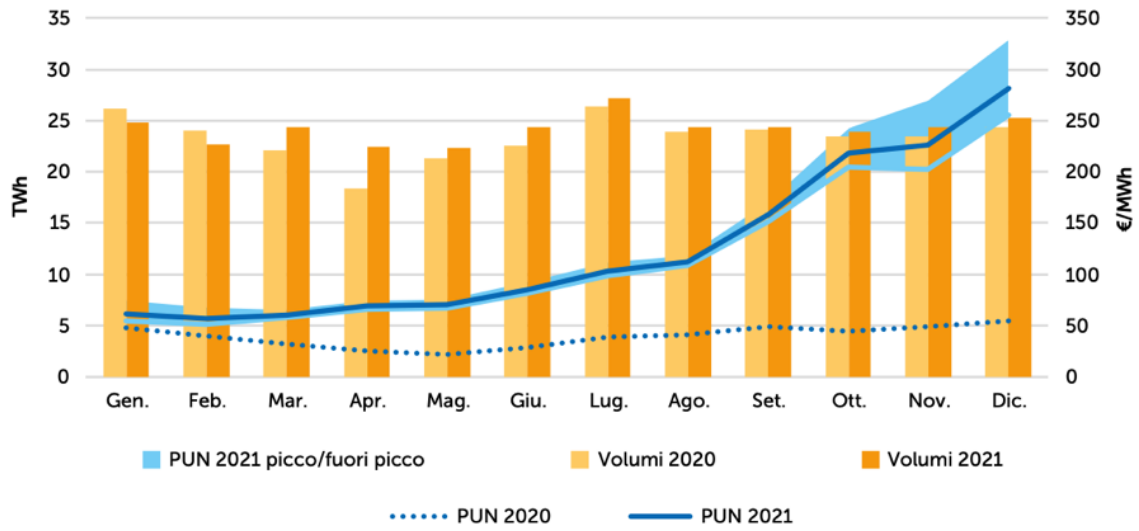


Figura 30: Andamento PUN in confronto ai consumi

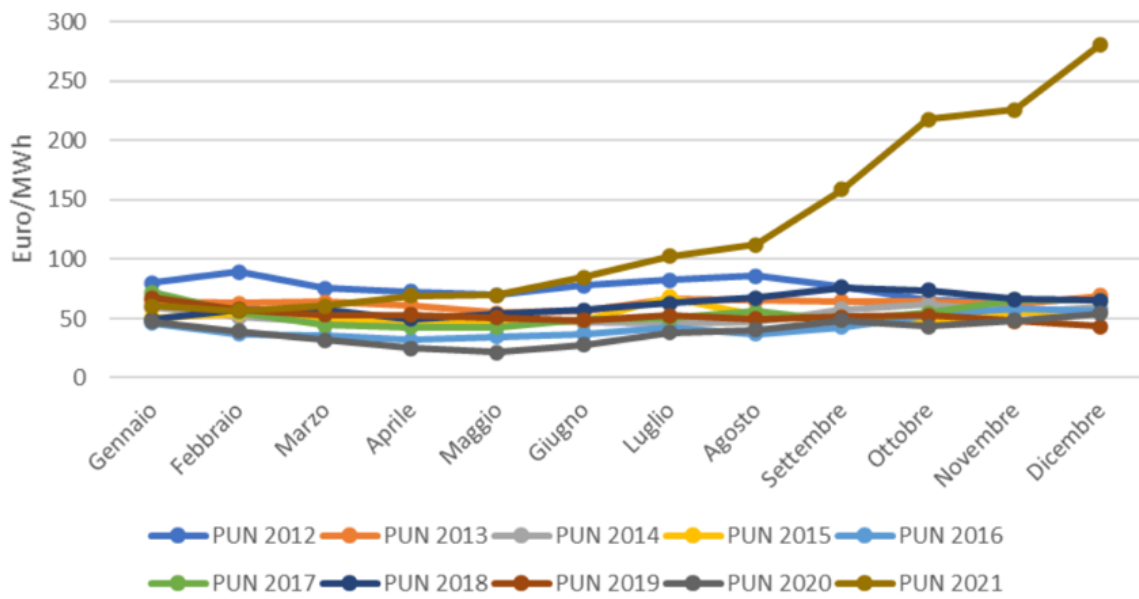


Figura 31: PUN negli ultimi 10 anni

[21]

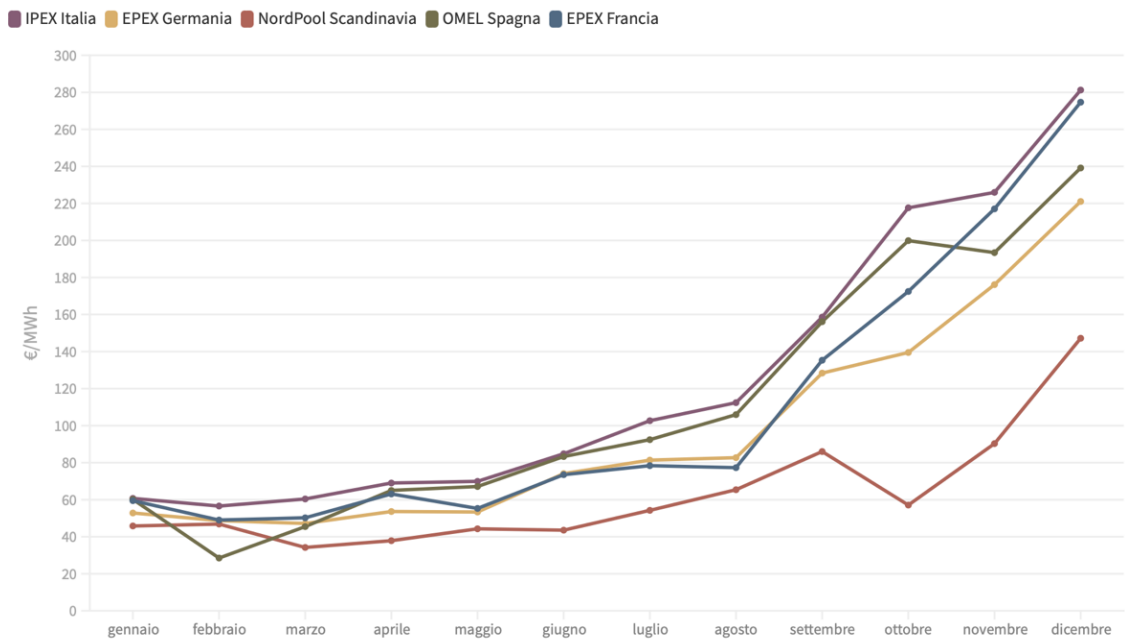


Figura 32: Confronto prezzo energia tra i principali paesi europei

[22]–[24]

Dopo questo excursus, è lampante come ci sia necessità di trovare un'alternativa per fronteggiare il rincaro dell'energia elettrica.

Risulta facile comprendere come tutti i settori siano stati colpiti dal rincaro energetico, poiché si è sempre di più alle dipendenze dell'energia elettrica.

Ma possiamo dire che i settori che ne hanno risentito di più risultano essere il domestico, l'agricolo, il settore terziario e le piccole-medie imprese.

L'aumento del costo dell'energia che è già avvenuto, ha comportato un cambiamento comportamentale dei soggetti coinvolti. Ciò si ripercuoterà anche sull'economia.

Un esempio della crisi che sta subendo il settore terziario è rappresentato dai ristoranti, che preferiscono rimanere chiusi se la clientela è bassa perché non avrebbero un guadagno sufficiente a ripagare la spesa sostenuta nella preparazione dei cibi. Quindi possono più permettersi tempi morti.

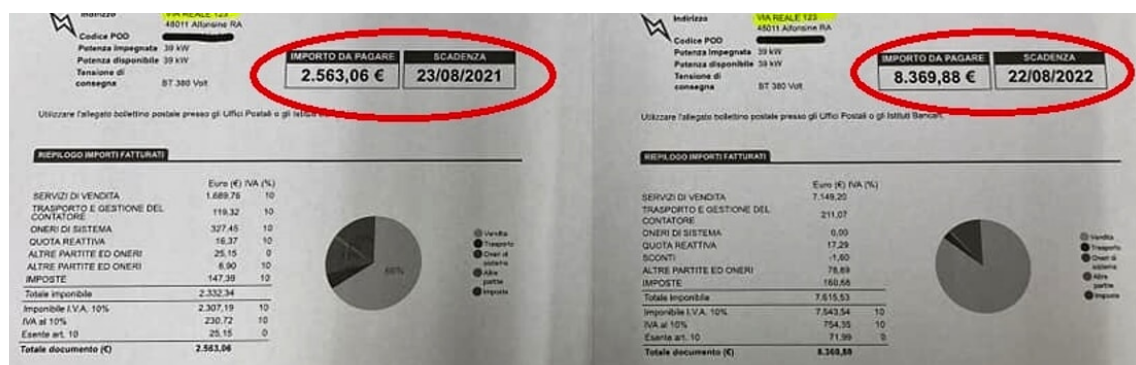


Figura 33: Esempio del rincaro avvenuto nel giro di 1 anno per un ristorante

Sempre per il terziario, l'aumento del prezzo dell'energia si è riversato sui servizi veterinari. I rincari in bolletta si riflettono sull'utilizzo e sugli investimenti in tecnologie sanitarie di alto livello specialistico e sulla sostenibilità occupazionale del personale, sia medico veterinario che tecnico.

Per gli agricoltori la situazione risulta essere ancora più complicata poiché, nonostante l'aumento del prezzo dell'energia elettrica e di materiale come il concime, non possono aumentare eccessivamente il costo dei prodotti che producono (il grano ed il latte ad esempio) poiché sono materie di base. Se, al contrario, aumentassero i prezzi in maniera smisurata, si rischierebbe di andare in contro ad una grave crisi economica e di affamare la popolazione.

A livello domestico, invece, le contromisure prese per far fronte a questo aumento sono le più svariate: l'utilizzo di lampadine a basso consumo, il ritardo nell'accensione del riscaldamento, l'utilizzo di elettrodomestici alle più alte classi di efficienze e l'utilizzo della lavatrice nella notte per usufruire della fascia elettrica "più economica" e la limitazione alla temperatura massima in casa in inverno.

Per le imprese, il rincaro ha determinato un aumento del listino di acquisto dei prodotti agli utenti finali.

Inoltre, queste industrie hanno visto diminuire i margini di guadagno e ed ha comportato il taglio del personale fino alla chiusura completa.

Le attività più esposte sono: ceramica, vetro, cemento, carta, metallurgia, chimica, raffinazione del petrolio, alimentare, bevande, farmaceutica, gomma e materie plastiche e prodotti in metallo, il tessile, la lavorazione del legno, le attività di stampa, la di motori e accessori per auto.

Bisogna aggiungere che i prezzi dell'energia, una volta aumentati, difficilmente tendono a ridiminuire, se non per una diminuzione dei consumi. Tuttavia, risulta molto improbabile che si verifichi quest'ultima condizione.

Allora una possibile soluzione è rappresentata dalle comunità energetiche, dove le persone, oltre ad essere semplici consumatori, diventano anche produttori (utilizzando le fonti rinnovabili) di energia.

# LE COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI



*Figura 34: Esempio di comunità energetica*

Una Comunità Energetica Rinnovabile, secondo la Direttiva Europea 2018/2001/EU, “è un soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, autonoma e controllata da azionisti o soci situati in prossimità di impianti di energia rinnovabile appartenenti alla comunità stessa. I membri possono essere persone fisiche, aziende o enti locali. L’obiettivo principale della comunità energetica rinnovabile non è produrre profitti finanziari ma fornire benefici ambientali, economici e sociali ai suoi membri o alle aree locali in cui opera”.

Quindi la Comunità Energetica Rinnovabile (REC) è una coalizione di utenti, connessi alla stessa cabina di trasformazione secondaria (MT-BT), che, tramite la volontaria adesione ad un contratto, collaborano con l’obiettivo di produrre, consumare e gestire l’energia attraverso uno più impianti energetici locali. Si passa così dal termine “consumers” a “prosumers”.

Le REC sono accomunate da uno stesso obiettivo: fornire energia rinnovabile a prezzi accessibili ai propri membri, piuttosto che dare la priorità al profitto economico ad una società energetica tradizionale.



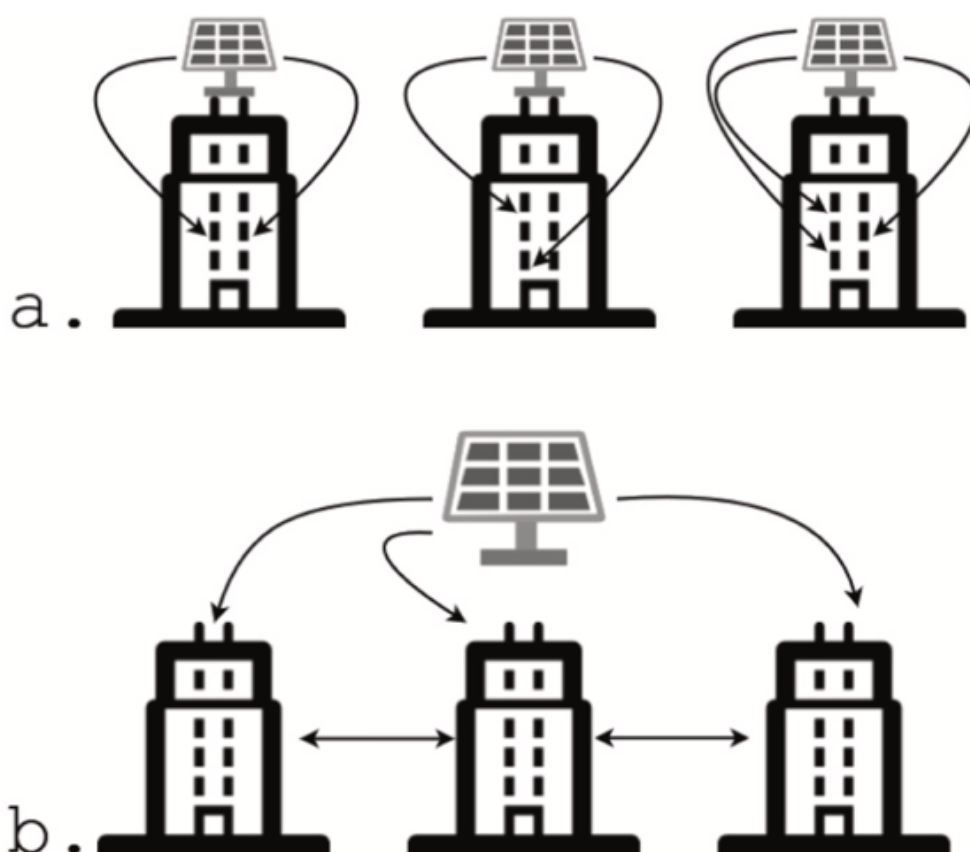


Figura 35: Schema dei nuovi attori: (a.) auto-consumatore di energia rinnovabile (b.) Esempio di CE

Con la parola prosumers ci si riferisce all'utente che non si limita al solo ruolo passivo di consumatore (consumer), ma che partecipa anche alle diverse fasi del processo produttivo (producer). Con l'utilizzo delle energie rinnovabili, infatti, il cittadino diventa produttore e proprietario di impianti capaci di generare valore economico, sociale ed ambientale, con il decentramento e la localizzazione della produzione.

Perciò, il produttore-consumatore è un protagonista attivo nella gestione dei flussi energetici e può godere di una relativa autonomia e di benefici economici.

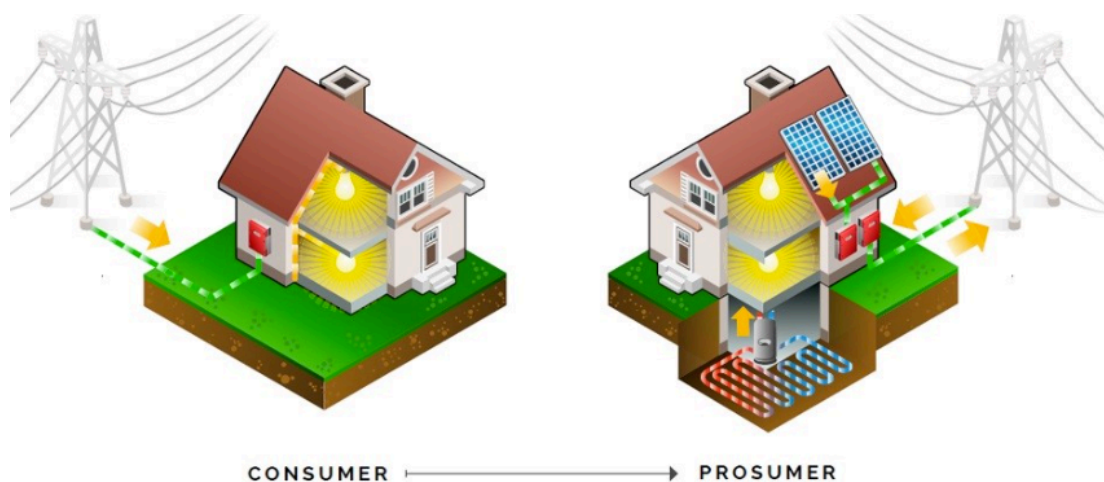


Figura 36: Da consumatori a produttori-consumatori

L'energia generata da queste tecnologie viene in parte, o totalmente, consumata dal proprietario stesso.

La possibile eccedenza, invece, può essere immessa in rete ricevendo una remunerazione, accumulata in opportuni sistemi oppure condivisa con persone fisicamente vicine.

Con il concetto di autoconsumo, quindi, ci si riferisce alla possibilità di consumare in loco l'energia elettrica prodotta da un impianto di generazione locale per far fronte ai propri fabbisogni energetici.

Così facendo il prosumer contribuisce alla transizione energetica e allo sviluppo sostenibile del Paese, favorendo l'efficienza energetica e promuovendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'autoconsumo, pertanto, si può eseguire su tre livelli: individuale, collettivo e comunità.

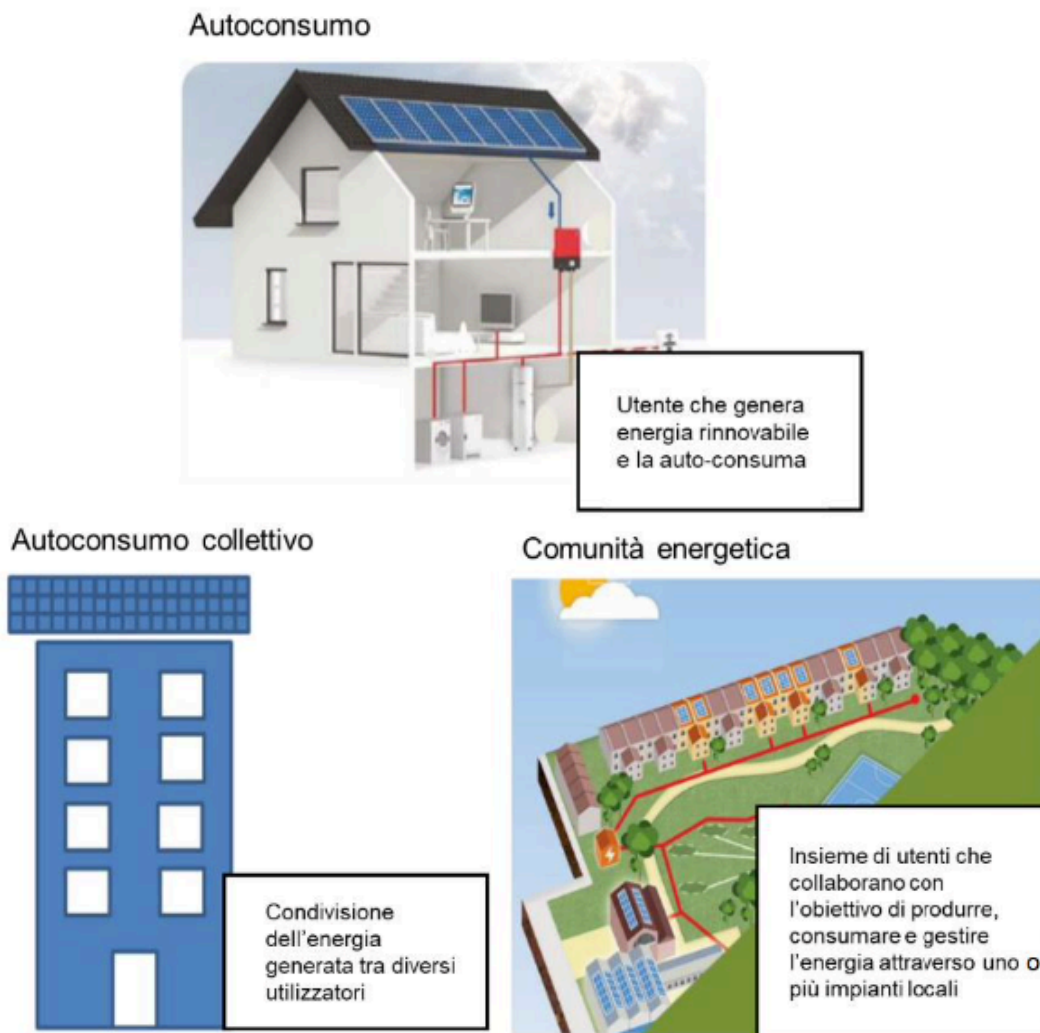


Figura 37: Varie forme di autoconsumo

È importante specificare che, per consentire al sistema elettrico nazionale di funzionare in maniera ottimale ed evitare possibili sovraccarichi, è necessario cercar di far coincidere la domanda di energia della comunità con la produzione delle fonti rinnovabili, anche tramite l'utilizzo di sistemi di accumulo.

Abbinando quest'ultimi con le tecnologie installate in loco, si può immagazzinare l'energia prodotta che non viene sfruttata al momento, per poi utilizzarla in altri momenti della giornata, quando la produzione energetica è nulla oppure minore della domanda. Infatti, senza i sistemi di accumulo, la generazione energetica da fonti rinnovabili non è sempre garantita, in quanto quest'ultime sono aleatorie e non programmabili.

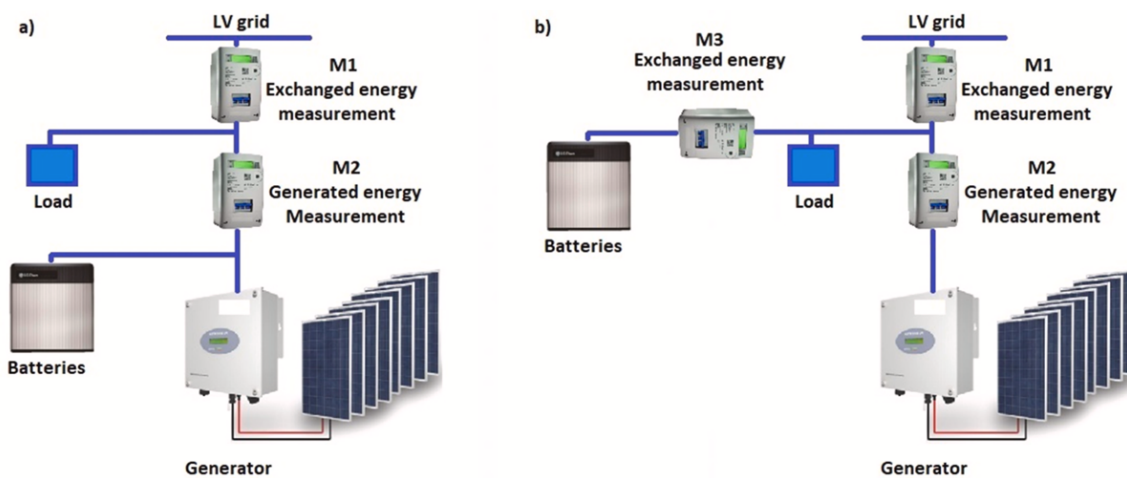


Figura 38: Possibile configurazione di sistemi di accumulo con generazione da FER

[25]–[28]

## Legislazioni Europee sulle CE

Le comunità energetiche rappresentano un'opportunità di cambiamento non solo per fronteggiare il crescente prezzo dell'energia, ma anche per affrontare sfide sociali ed ambientali sempre più rilevanti.

Queste prove sono legate ad un consumo energetico sproporzionatamente elevato, alle emissioni di gas serra, all'eccessivo consumo di risorse (combustibili, acqua, cibo) ed una crescente espansione demografica.

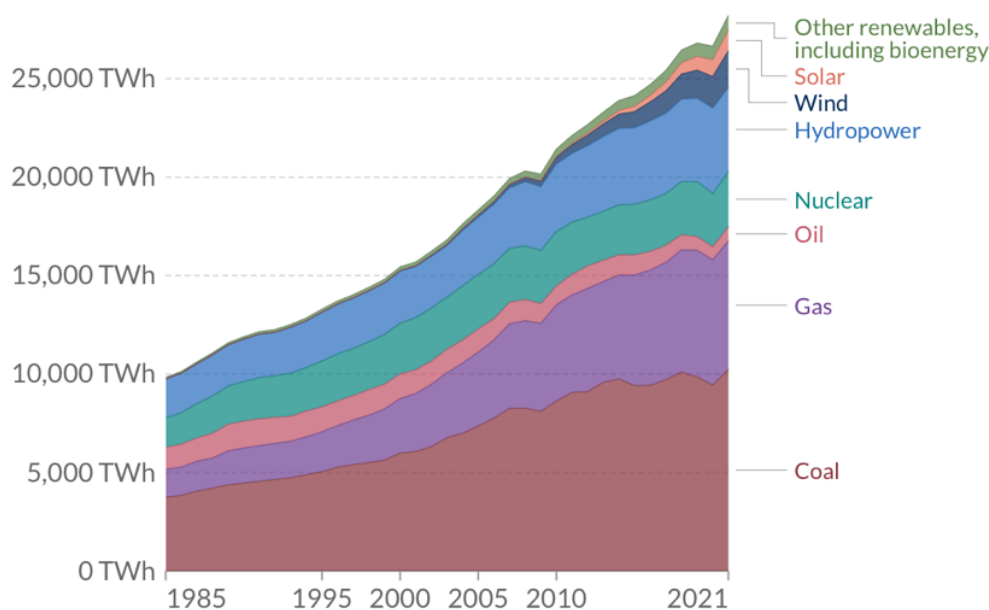


Figura 39: Produzione, quindi consumi, nel mondo negli ultimi 30 anni

Secondo le ultime previsioni dell'International Energy Agency (IEA), la domanda di energia elettrica dovrebbe avvicinarsi a 42.000 TWh entro il 2050, quasi l'80% in più rispetto al livello odierno. [29]

L'Unione Europea, a partire dal 2001, si è sempre di più adoperata per fronteggiare e provare a risolvere le problematiche relative all'energia elettrica e alla sostenibilità ambientale.

Con la Direttiva n. 2001/77/CE, la Comunità Europea si è impegnata a migliorare la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, prevedendo un primo insieme di regole che hanno fatto da fondamento per il quadro normativo comunitario. La direttiva n. 2001/77 ha favorito lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica, attraverso l'armonizzazione dei meccanismi di incentivazione o di altri regimi di sostegno (es. semplificazione dell'iter autorizzativo degli impianti). In ottemperanza alle finalità energetiche espresse nel Protocollo ONU di Kyoto, la Direttiva ha richiesto agli Stati membri di definire obiettivi indicativi nazionali per il consumo di energia elettrica prodotta

da fonti rinnovabili, che avrebbe dovuto raggiungere il 12% del consumo energetico nazionale lordo entro il 2010. [30]

Sulla stessa strada, la Direttiva 2003/30/CE, la quale mirava a promuovere l'uso di carburanti rinnovabili nel settore dei trasporti e imponeva che almeno il 5,75% dei consumi di benzina e gasolio fosse sostituito con carburanti rinnovabili, in qualsiasi forma. [31]

Il primo ampio intervento normativo dell'Unione Europea in materia di energie rinnovabili è la Direttiva n. 2009/28/CE (cd Direttiva RED I), che ha riconsiderato la normativa sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Questa Direttiva ha innalzato gli obiettivi previsti dalla Direttiva 2001/77 per garantire che entro il 2020, almeno il 20% dell'energia totale provenisse da fonti rinnovabili. Oltre a semplificare l'iter amministrativo di autorizzazione o licenza, l'efficienza energetica e il risparmio doveva essere perseguito dagli Stati membri attraverso la promozione e il sostegno dello sviluppo tecnologico. Tale processo ha abbracciato il mercato elettrico, i sistemi di riscaldamento e raffreddamento (sia per le aree industriali che residenziali), nonché i combustibili nel settore dei trasporti. [32]

Nell'ottobre 2014, l'UE ha adottato il “Quadro per l'energia e il clima 2030”, un documento programmatico dove venivano fissati gli obiettivi strategici da raggiungere per la riduzione dei gas serra e lo sviluppo delle infrastrutture per il mercato dell'energia nel 2020-2030.

Pertanto, la Commissione UE ha pubblicato la “Energy Union Strategy” (COM/2015/080), nella quale ha esposto le cinque dimensioni su cui sviluppare la politica energetica sostenibile:

- sicurezza e diversificazione delle fonti energetiche;
- integrazione del mercato;
- efficienza energetica;
- decarbonizzazione dei processi economico-produttivi;
- ricerca, innovazione e competitività.

Tra la fine del 2018 e la prima metà del 2019, l'Europa ha inserito nel pacchetto legislativo Energia Pulita (Clean Energy Package (CEP)) le comunità energetiche tra le azioni previste per la transizione energetica, dove viene imposto una riduzione delle emissioni nette di gas serra e vengono delineati i contenuti della governance energetica dell'Unione per coordinare, dal punto di vista organizzativo, lo sviluppo delle cinque estensioni.

Allo stesso tempo viene richiesto agli Stati membri, l'adozione di piani specifici su clima ed energia, per favorire l'integrazione tra politiche energetiche e sostenibilità ambientale.

Entrando nel dettaglio, con la Direttiva n. 2018/2001, chiamata RED II, l'UE definisce l'autoconsumo in forma comunitaria uno strumento per potenziare la produzione di energia da fonti non inquinanti, che entro il 2030 deve essere il 32% dell'energia totale consumata. Inoltre, distingue tra auto-consumatori singoli di energia rinnovabile, auto-consumatori collettivi (es: condomini) e Comunità dell'Energia Rinnovabile (REC). A ciascuno di questi modelli sono dedicati specifici articoli, che delineano le caratteristiche, i diritti e gli obblighi dei partecipanti alle iniziative, nonché gli obblighi per gli Stati membri, per facilitare la regolamentazione e la diffusione di questi nuovi concetti.

Secondo la RED II:

- un auto-consumatore di energia rinnovabile è: “un cliente finale che opera all'interno dei propri locali situati entro confini delimitati o, ove consentito da uno Stato membro, all'interno di altri locali, che genera energia elettrica da fonti rinnovabili per il proprio consumo e che può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta, a condizione che, per un auto-consumatore di energia rinnovabile non domestico, tali attività non costituiscano la sua attività commerciale o professionale primaria”.
- Gli auto-consumatori collettivi sono “un gruppo di almeno due auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono congiuntamente conformemente al punto sopra citato e che si trovano nello stesso edificio o condominio”;
- La Comunità Energetica Rinnovabile è “un soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonoma e controllata da azionisti o soci situati in prossimità di impianti di energia rinnovabile appartenenti alla comunità stessa. I membri possono essere persone fisiche, aziende o enti locali. L'obiettivo principale della comunità energetica rinnovabile non è produrre profitti finanziari ma fornire benefici ambientali, economici e sociali ai suoi membri o alle aree locali in cui opera.”

In particolare, per le REC stabilisce che:

- I clienti hanno il diritto di partecipare ai REC senza alcuna lesione dei loro diritti/doveri e, per le aziende, tale partecipazione non costituisce l'attività professionale principale;

- Le Comunità Energetiche Rinnovabili hanno il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere elettricità, scambiare energia all'interno della stessa comunità e accedere ai mercati dell'energia in modo non discriminatorio.

Inoltre, gli Stati membri sono tenuti a istituire un quadro di sostegno per lo sviluppo dei REC, che promuova la cooperazione tra gli operatori di rete e le comunità, garantisca la trasparenza e l'equità procedurale dei REC e dei loro membri su oneri, tasse, licenze e concessioni e consenta parità di partecipazione di tutti gli attori del mercato all'ottenimento di regimi di sostegno.

Infine, imponeva che questa direttiva doveva essere recepita nella legislazione nazionale di ogni paese membro entro giugno 2021. [33]

L'ultima Direttiva emanata dall'UE è n. 2019/944, dove viene definita la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC) e l'utente attivo.

Il «cliente attivo» è “un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale”

Invece definisce le CEC come un “soggetto giuridico fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese; ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari; e può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci”

Nonostante la somiglianza delle due definizioni, REC e CEC presentano differenze significative: i CEC possono produrre energia anche da fonti non rinnovabili; I REC sono soggetti a un principio di prossimità che limita l'estensione territoriale della comunità; una media impresa non deve aderire a un CEC, mentre è eleggibile come membro REC (le grandi imprese sono escluse da entrambi); la partecipazione a un REC non deve costituire l'attività commerciale o professionale primaria di un'impresa privata, mentre risulta consentita per il CEC.

La direttiva mira a migliorare l'adozione delle comunità dell'energia. Inoltre, facilita l'integrazione efficiente dei cittadini nel sistema elettrico come partecipanti attivi. [34]

Si segnalano infine: la comunicazione della Commissione UE COM(2019)640, che ha descritto il cosiddetto Green Deal europeo con l'obiettivo di eliminare le emissioni nette di gas serra entro il 2050; Regolamento UE/2021/1119, che ha imposto sia la riduzione interna delle emissioni nette di gas serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 sia l'eliminazione totale delle emissioni nette entro il 2050; la divulgazione finale della Commissione UE COM(2021)550 (“Fit for 55% package”), che propone di rivedere le soglie minime di energia prodotta da fonti energetiche non fossili alzando il target delle rinnovabili nel mix dall'attuale 32% al 40%.

Sebbene la direttiva RED-II dovesse essere recepita nella legislazione nazionale entro giugno 2021, molti Stati membri dell'UE ne hanno adottato in anticipo le disposizioni. Nella figura sottostante sono riportati gli interventi normativi più significativi e le prime esperienze di alcuni Stati Membri che, in maniera quasi autonoma, hanno adottato misure per rendere possibili configurazioni di autoconsumo e REC operanti congiuntamente sul proprio territorio.

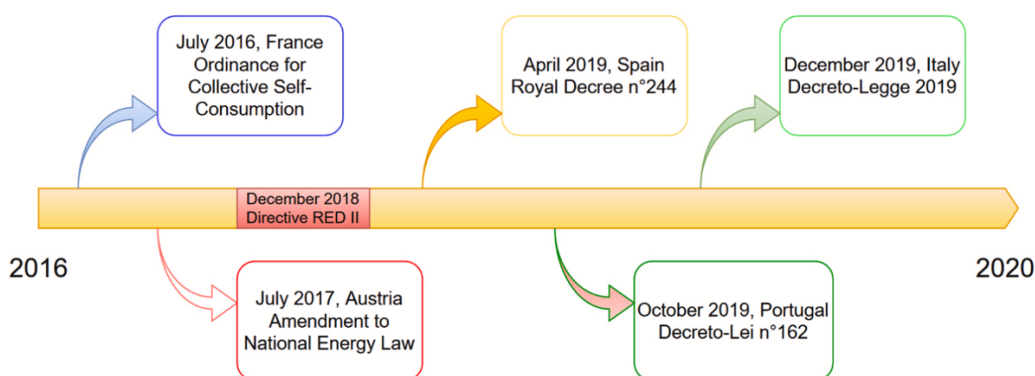


Figura 40: Principali interventi normativi per autoconsumo collettivo e REC

[35]–[37]



## Normative Italiane sulle CE

Prima del recepimento della direttiva RED-II, alcune aziende, come Reteenergie, Energia Positiva e ForGreen, svilupparono progetti di Comunità Energetiche Rinnovabili fin dai primi anni 2000.

Ad esempio, Reteenergie è stata fondata da 12 cittadini nel 2008 per contribuire a una nuova economia basata sui principi della sostenibilità ambientale, promuovendo la produzione e la fornitura di energia rinnovabile e servizi di efficienza energetica. Nel 2017 Reteenergie ha sviluppato 13 progetti, finanziati principalmente attraverso contributi di soci/cittadini, che hanno profitto dalla vendita dell'energia prodotta.

Successivamente, Reteenergia si è fusa con “E’ nostra”, la prima cooperativa di fornitura di energia elettrica in Italia, con l’intento di fornire elettricità verde ai suoi membri.

Si creò così una cooperativa in grado di produrre e fornire energia elettrica rinnovabile al servizio di una comunità nazionale di prosumer. [38]

La società Energia Positiva, dal 2016 ha sviluppato impianti eolici con potenza nominale di 40 kW e impianti fotovoltaici con potenza nominale di 1,5 MW, per introdurre nel mercato un’iniziativa che potesse portare benefici non solo all'ambiente ma a tutta la comunità.

Infatti, offre l'adesione solo ai clienti residenziali, che investono in azioni della cooperativa in cambio di uno sconto diretto sulla bolletta elettrica.

ForGreen è un’iniziativa volta a sviluppare centrali elettriche a energia rinnovabile e servizi di efficienza energetica. L'azienda ha realizzato il primo impianto fotovoltaico a terra da 1 MW in provincia di Verona, interamente finanziato prima da una finanziaria locale e poi dai cittadini. [39]

La direttiva RED-II è stata parzialmente recepita dal decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (Decreto Mille Proroghe) che stabilisce le caratteristiche degli auto-consumatori congiunti o REC.

Con questo Decreto si è stabilito che:

- Le persone fisiche, le società, le autorità locali e le comunità locali possono partecipare ai REC, ma la partecipazione non deve costituire l'attività professionale principale;
- Gli auto-consumatori congiunti devono trovarsi nello stesso edificio o condominio, mentre, nel caso di REC, i punti di consumo e di immissione degli aderenti devono essere ubicati nella rete BT sotto la stessa cabina MT/BT. L'energia è condivisa per

l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro;

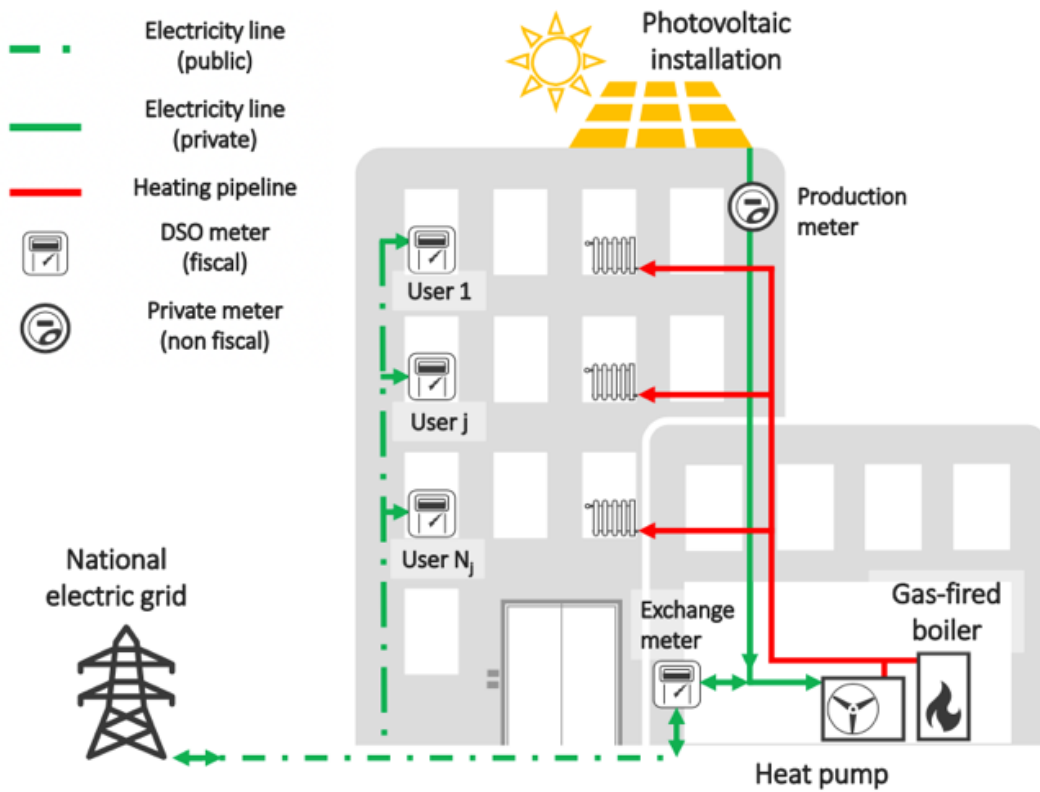


Figura 41: Schema autoconsumo collettivo

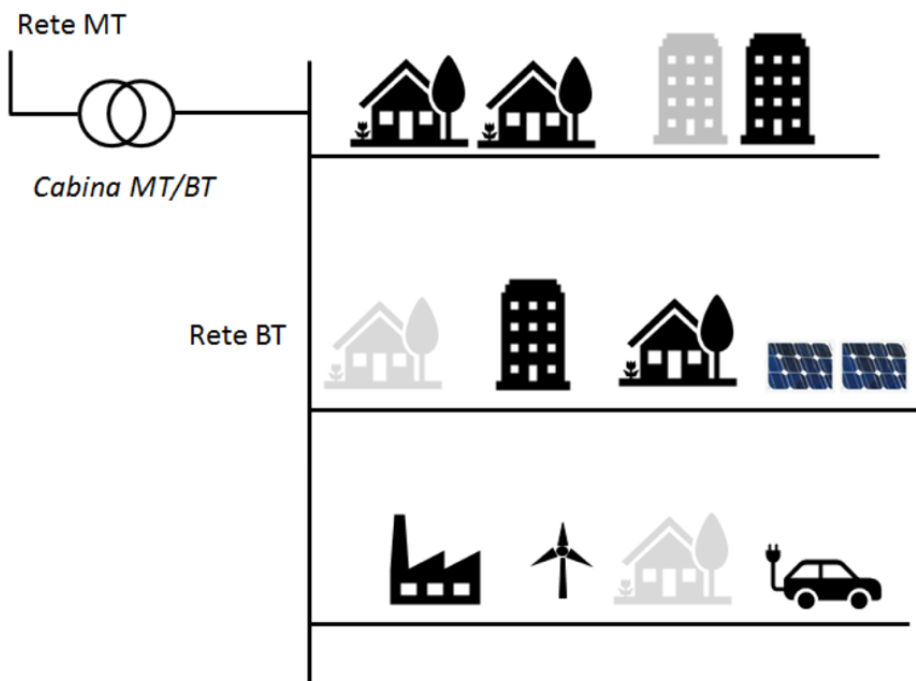


Figura 42: Schema comunità energetica rinnovabile secondo la legge 8/2020

- i soggetti partecipanti producono energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001;
- Sia gli auto-consumatori che agiscono congiuntamente sia i partecipanti al REC, conservano il diritto di scegliere il proprio venditore di energia elettrica e hanno la facoltà di uscire dalla configurazione in qualsiasi momento. L'energia elettrica è condivisa attraverso la rete di distribuzione esistente (modello virtuale) e l'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo è pari al minimo tra l'energia immessa in rete e l'energia consumata dai membri del REC.

Il decreto prevede inoltre l'istituzione di una specifica tariffa incentivante che premia l'autoconsumo, oltre il compenso che viene fornito con la produzione di energia rinnovabile. In particolare, la tariffa è concessa dal GSE, l'ente italiano Gestore del Settore Energetico nazionale, e premia l'autoconsumo istantaneo e l'accumulo. Il meccanismo è finalizzato ad acquisire elementi utili al superamento del modello dello “scambio sul posto” ed è concesso per un periodo massimo e modulato a garanzia della redditività dell'investimento. [40]

Il 1° aprile 2020 l'ARERA ha pubblicato un documento contenente le linee guida per la regolazione delle transazioni economiche nei sistemi di autoconsumo ad azione congiunta e nei REC. Un'importante novità introdotta dalla Delibera riguarda le seguenti nuove definizioni, introdotte per quantificare i benefici del nuovo approccio:

- energia elettrica prodotta: energia elettrica immessa in rete previa deduzione dei coefficienti di perdita convenzionali;
- energia elettrica consumata: energia elettrica consumata dalla rete;
- energia elettrica condivisa per autoconsumo (o semplicemente energia elettrica condivisa): per ogni ora, è il minimo tra la somma dell'energia elettrica prodotta e la somma dell'energia elettrica consumata attraverso i punti di connessione degli auto-consumatori solidali o di un REC.

L'ARERA ha istituito un incentivo economico per gli aderenti agli schemi di autoconsumo legato al minor utilizzo di energia elettrica dalla rete. Per l'autoconsumo ad azione congiunta, tale contributo è composto da due termini:

1. Il prodotto tra il cosiddetto “importo unitario rimborsato per autoconsumo” (8,22 €/MWh) e l'energia elettrica condivisa;
2. Il prodotto tra il coefficiente di perdite evitate (1,2% nel caso di impianti di produzione connessi a reti MT o 2,6% nel caso di impianti di produzione connessi a reti BT), il prezzo zonale orario e l'energia elettrica condivisa.

La valorizzazione dell'energia condivisa nei REC considera solo la prima dei termini di cui sopra.

Secondo le stime del gruppo RSE (Ricerca di Sistema Elettrico), questi valori corrispondono a circa 10 €/MWh per l'autoconsumo ad azione congiunta e a 8 €/MWh per i REC. [41]

Il 16 settembre 2020, il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha firmato il decreto dirigenziale che stabilisce le tariffe incentivanti per la valorizzazione dell'energia autoconsumata in regime di autoconsumo e REC congiuntamente. La componente energetica che riceve l'incentivo è l'energia elettrica “condivisa”. La tariffa incentivante è un feed-in-premium, cioè una tariffa che si aggiunge al prezzo di mercato dell'energia nell'ora considerata. Il Decreto distingue tra energia condivisa in autoconsumo ad azione congiunta e REC: nel primo caso l'incentivo, concesso per 20 anni, è di 100 €/MWh, nel secondo di 110 €/MWh. La finalità dell'incentivo è quella di favorire la diffusione di nuove modalità di autoconsumo e di sostituire progressivamente l'istituzione del meccanismo dello Scambio sul posto evitando eventuali incrementi di costo rispetto a quelli degli attuali meccanismi. [42]

L'entrata in vigore del D.Lgs. 199/2021 dell'8 novembre 2021, completa il recepimento in Italia della Direttiva 2001/2018 e introduce in via definitiva le comunità di energia rinnovabile nell'ordinamento.

In particolare, apporta le seguenti modifiche alle definizioni precedentemente descritte:

- i punti di consumo e di immissione degli aderenti passano **dalla cabina secondaria (MT-BT) a quella primaria (AT-MT)**.
- aumento del limite di potenza degli impianti ammessi ai meccanismi di incentivazione, che passa **da 200 kW a 1 MW**;
- adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30% della potenza complessiva che fa capo alla comunità;

Nell'immagine sottostante vengono riportate, in sintesi, le principali regolamentazioni per le comunità energetiche italiane.

In particolare, nella colonna di sinistra vengono riprodotte le iniziali direttive imposte dal governo italiano mentre nella colonna di destra le modifiche apportate con la legge n. 199 dell'8 novembre 2021, a seguito dell'entrata in vigore del recepimento REDII.

	<b>CER2020</b>	<b>CER 2021</b>
<b>CABINA</b>	Cabina MT/BT	Cabina AT/MT
<b>CONFIGURAZIONE</b>	Soggetto giuridico con membri/azionisti clienti finali e/o produttori	Soggetto giuridico con membri/azionisti clienti finali e/o produttori
<b>IMPIANTI DI PRODUZIONE</b>	Max 200kW per singolo impianto	Max 1MW per singolo impianto + possibilità 30% della potenza da impianto esistente
<b>PERIMETRO</b>	POD e impianti sotto stessa porzione di rete in BT	POD e impianti sotto stessa porzione di rete in MT
<b>BENEFICI</b>	Sociali, ambientali ed economici	Sociali, ambientali ed economici
<b>CONTRIBUTI PREVISTI</b>	110 €/MWh + rimborso per MWh di energia condivisa. Remunerazione energia elettrica immessa in rete	110 €/MWh + rimborso per MWh di energia condivisa. Remunerazione energia elettrica immessa in rete

[43]

Con l'ultimo Decreto-legge n. 50 del 17 maggio 2022 viene stabilito che:

- Allo scopo di contribuire alla crescita sostenibile del Paese, alla decarbonizzazione del sistema energetico e per il perseguimento della resilienza energetica nazionale, il Ministero della difesa affida in concessione o utilizza direttamente i beni del demanio militare per installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- Per le finalità sopra descritte, il Ministero della difesa e i terzi concessionari dei beni possono costituire comunità energetiche rinnovabili nazionali anche con altre pubbliche amministrazioni centrali e locali anche per impianti superiori a 1 MW e con facoltà di accedere ai regimi di sostegno del decreto n.199 dell'8 novembre 2021 anche per la quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo non connesse sotto la stessa cabina primaria;
- Le Autorità di sistema portuale possono costituire una o più comunità energetiche rinnovabili. Gli incentivi previsti dal decreto legislativo n. 199 del 2021 si applicano agli impianti da fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche rinnovabili costituite dalle Autorità di sistema portuale, anche se di potenza superiore a 1 MW. [44]

In Italia, secondo il report di Legambiente, le comunità energetiche rinnovabili sono 32 mentre gli autoconsumi collettivi 17 e 6 comunità energetiche rinnovabili e solidali.

Di queste, però, non tutte sono funzionanti poiché alcune sono ancora in fase di progetto; di seguito vengono riportate quelle attive.

Nome	Tipologia	Regione di realizzazione	Comune di realizzazione	Potenza fotovoltaico [W]	Potenza altro [W]	Percentuale di copertura del fabbisogno energetico [%]
ENERGY CITY HALL	CER	Piemonte	Magliano Alpi	20.00		40.00
L'autoconsumo collettivo di Pinerolo	AC	Piemonte	Pinerolo	20.00	83.00	90.00
Comunità Energetica Rinnovabile Solisca	CERS	Campania	Napoli	53.00		
CER Nuove Energie Alpine	CER	Piemonte	Villar San Costanzo	40.00		
Comunità Collinare del Friuli - San Daniele del Friuli	CER	Friuli	San Daniele del Friuli	54.40		70.00
Comunità energetica Biddanoa E'	CER	Sardegna	Villanovaforru	44.30		35.00
Comunità energetica di Ussaramanna	CER	Sardegna	Ussaramanna	71.00		30.00
ALLIAUDI 40 42	AC	Piemonte	Pinerolo	40.00		
Comunità Energetica Rinnovabile Bertairone 47	CERS	Calabria	San Nicola da Crissano	66.80		
Cooperativa Racconigese	AC	Piemonte	Racconigi	40.00		
Condominio Genovesio	AC	Piemonte	Cavour	31.00		
Condominio La Madonnina	AC	Piemonte	Pinerolo	40.00		
Condominio Goffi	AC	Piemonte	Pinerolo	36.00		
Condominio Gioberti	AC	Piemonte	Pinerolo	40.00		
Condominio Urano	AC	Piemonte	Torino	40.00		
CONDOMINIO VENERE	AC	Piemonte	Torino	40.00		
Condominio Saturno	AC	Piemonte	Pinerolo	40.00		
AMARES	CER	Molise	Ripalimosani	37.15		
Monticello Green Hill	CER	Lombardia	Monticello Brianza	10.00		
CERossini, la comunità energetica	CER	Marche	Montelabbate	15.00		
Residence Cicogna	AC	Veneto	Ponzano Veneto	0.00		

AC = Autoconsumo collettivo; CER = Comunità Energetica Rinnovabile;

CERS = Comunità Energetica Rinnovabile e Solidale

Un breve appunto va effettuato sulla comunità energetica rinnovabile di Montelabbate, in provincia di Pesaro Urbino.

LA “CERossini” è nata nel gennaio 2022 ed è la prima che viene costituita nelle Marche. È alimentata da un impianto fotovoltaico da 15 kW situato nella copertura dell’Istituto scolastico “G. Rossini” che, quindi, all’interno della comunità energetica interpreta il ruolo di socio *prosumer*. L’impianto, oltre a fornire energia alla scuola, alimenta le utenze di 6 abitazioni residenziali e 3 attività commerciali che ricadono sotto la stessa cabina secondaria di trasformazione dell’energia. [27], [45], [46]

# **TECNOLOGIE PER LE COMUNITA' ENERGETICHE**

Le tecnologie che si possono utilizzare per la produzione di corrente elettrica nelle Comunità Energetiche Rinnovabili sono:

- Fotovoltaico;
- Idroelettrico;
- Eolico;
- Biomasse;
- Geotermia.

Per immagazzinare l'eccedenza di energia generata è possibile impiegare i sistemi di accumulo, che si distinguono in diverse tipologie:

- Accumulo elettrochimico;
- Serbatoi di stoccaggio dove si utilizza l'idrogeno come vettore di accumulo.



## Fotovoltaico

Il fotovoltaico è un sistema che sfrutta l'irraggiamento solare per produrre energia elettrica. La corrente prodotta risulta essere in continua (DC) e i componenti che costituiscono l'impianto sono:

- Pannello fotovoltaico;
- Inverter;
- Organi di manovra;
- Contatore.

Il pannello fotovoltaico è composto da celle fotovoltaiche disposte in serie e in parallelo. La cella fotovoltaica può essere quadrata o rettangolare, è costituita silicio mono o policristallino, con spessore che varia tra 0,08 e 0,3 mm e avere un'area di circa 100-200 mm<sup>2</sup>.

In particolare, nello spessore della cella ci sono due strati di semiconduttori, così da poter sfruttare il funzionamento della giunzione P-N.

La giunzione P-N, infatti, si ha all'interfaccia di due materiali semiconduttori che vengono messi in contatto.

I due componenti hanno valenza diversa ma sono costituiti dallo stesso materiale di base, cioè il Silicio, avente 4 elettroni nella Banda di Valenza.

Le due zone che si formano in questa giunzione sono:

- **Strato N:** è la parte dove si ha un eccesso di elettroni. Questa si forma andando a drogare il Silicio con il Fosforo, il quale ha 5 elettroni nella Banda di Valenza.
- **Strato P:** porzione con eccesso di lacune. Si ottiene drogando il Silicio con il Boro che ha 3 elettroni nella Banda di Valenza.

Quando i due semiconduttori vengono messi in contatto, lo Strato P inizia ad assorbire gli elettroni dello Strato N, ma al contempo trasferisce lacune verso quest'ultimo. Quindi lo Strato P sarà caricato negativamente mentre lo Strato N positivamente. Si genera così un campo elettrico e una differenza di potenziale.

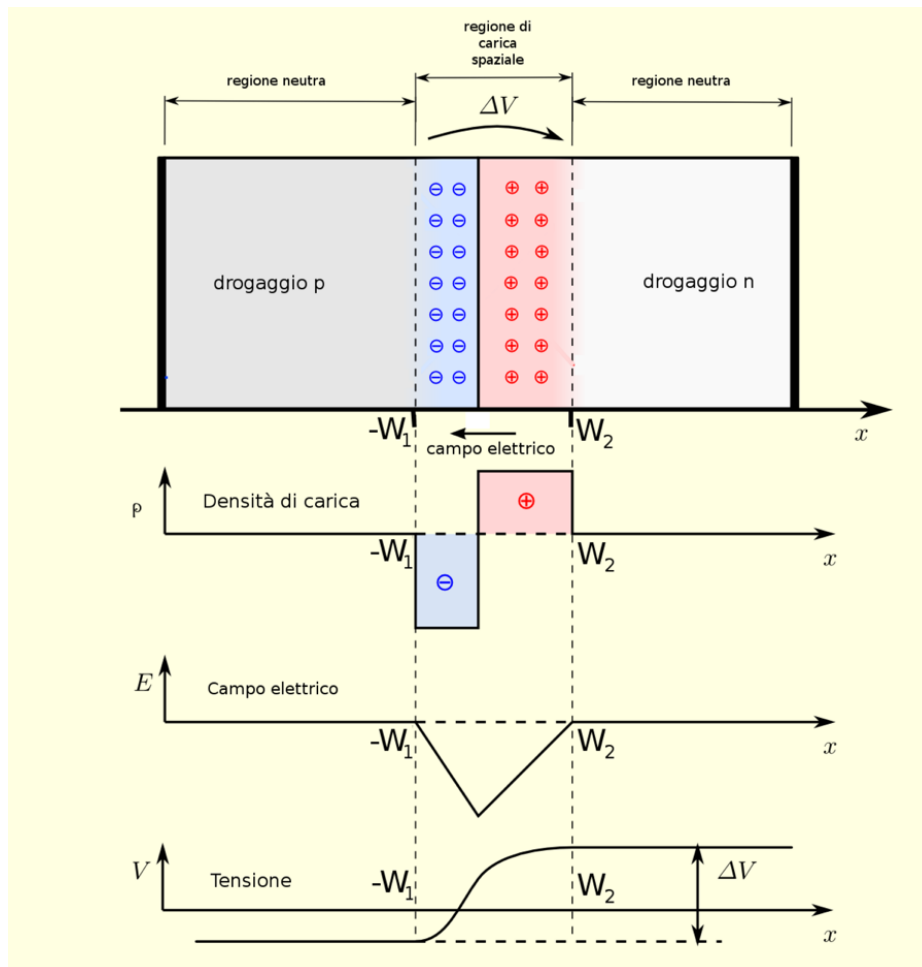


Figura 43: Giunzione P-N

Se la differenza di potenziale all'interfaccia è pari a 0,6-0,7 V, il meccanismo di diffusione si ferma e si ha una condizione di equilibrio.

Nella cella fotovoltaica, la radiazione solare fornisce pacchetti energetici (fotoni) che colpendo lo Strato N, determinano il rilascio di una coppia elettrone-lacuna.

Questo fenomeno avviene perché agli atomi del semiconduttore viene fornita l'energia, chiamata Energia di GAP, tale da rompere i legami covalenti e causare il passaggio degli elettroni dalla Banda di Valenza a quella di Conduzione. Si genera così un flusso elettronico.

Il Silicio risulta sensibile a tale effetto per le radiazioni di lunghezza d'onda compresa fra 0.4 e 1.1 micron. Lunghezze d'onda maggiori non vengono assorbite, così come fotoni a lunghezze d'onda inferiori di 0.4 micron vengono utilizzati solo in parte per l'effetto fotoelettrico, il rimanente viene trasformato in calore. L'energia di Gap necessaria a liberare un elettrone nel Silicio è pari ad 1,12 eV.

Le coppie elettroni-lacune generate migrano verso gli elettrodi tramite l'azione del campo elettrico presente nella giunzione P-N. In particolare, gli elettroni vengono raccolti

dall'elettrodo superiore mentre le lacune da quello inferiore, creando un generatore di corrente.

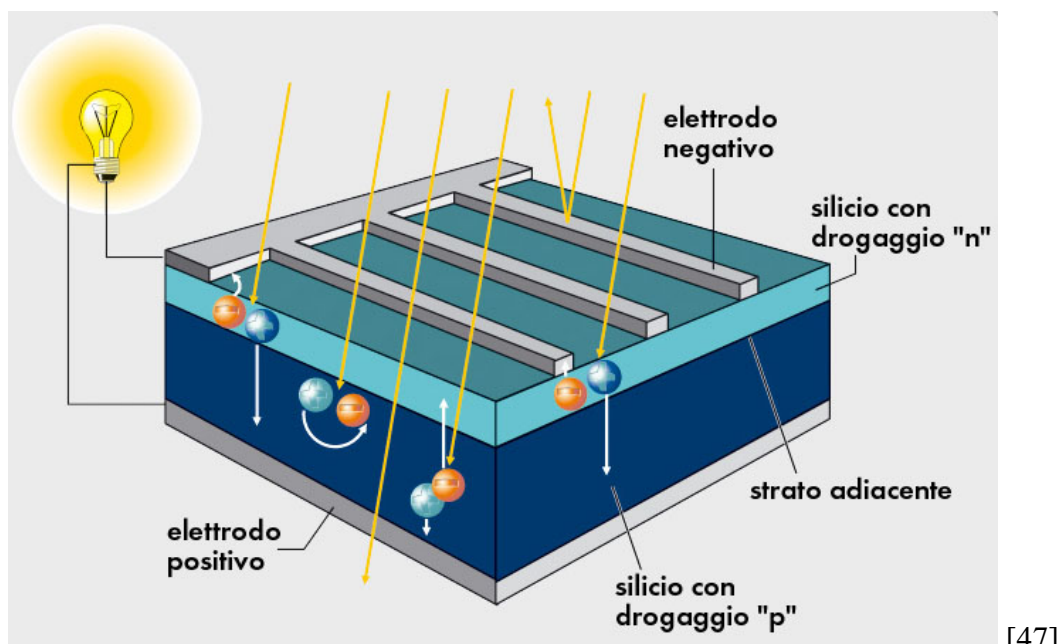


Figura 44: Schema funzionamento cella fotovoltaica

La sola cella fotovoltaica non riesce a garantire tensioni e correnti tali da poter essere utilizzate nelle applicazioni energetiche. Di conseguenza è indispensabile unire elettricamente le celle in serie ed in parallelo dando vita al modulo fotovoltaico. La messa in serie di più celle permette di incrementare il voltaggio senza alterare la corrente mentre l'unione in parallelo aumenta la corrente e non cambia il voltaggio.

L'impianto fotovoltaico è costituito da più moduli che vengono collegati in serie, creando le stringhe ed innalzando il voltaggio. Quest'ultime, a loro volta, vengono messe in parallelo così da creare il campo fotovoltaico ed innalzare la corrente.

Si ottiene così l'impianto con la potenza elettrica desiderata.

La corrente prodotta dall'impianto fotovoltaico risulta essere in continua (DC) mentre quella che viene utilizzata in tutte le applicazioni è in alternata (AC).

Per questo è necessario l'utilizzo del convertitore, avente il compito di convertire l'energia elettrica prodotta da continua ad alternata, facendo sì che quest'ultima abbia le caratteristiche della rete elettrica alla quale è connesso.

Solitamente questi operano in Bassa Tensione (BT) monofase (230V) o trifase (400V) alla frequenza di 50 Hz.

Oltre alla conversione della tensione, gli inverter per applicazioni fotovoltaiche sono dotati di un sistema di inseguimento alla massima potenza (MPPT). Con un circuito ad impedenza variabile, il quale adatta il carico alle condizioni nelle quali viene generata elettricità, si

riesce a garantire che il modulo fotovoltaico operi sempre nelle condizioni di massima potenza, anche al variare dell'irraggiamento solare e/o della temperatura. Il convertitore ha, inoltre, la funzione di:

- proteggere l'impianto da sovratensioni e cortocircuiti;
- monitorare il corretto funzionamento del sistema;
- regolare la tensione e la frequenza della corrente elettrica;
- ottimizzare il prelievo di energia dai pannelli fotovoltaici;
- rilevare anomalie e guasti all'interno dell'impianto.

Gli organi di manovra sono dei dispositivi elettrici che permettono l'interruzione dell'impianto per:

- Sezionamento: per poter eseguire lavori elettrici;
- Interruzione: per lavori non elettrici sulle apparecchiature;
- Interruzione di emergenza: nel caso ci sia un pericolo;
- Comando funzionale: per aprire o chiudere il circuito per effettuare una funzione.

È necessario utilizzare questi dispositivi perché l'impianto fotovoltaico non può essere spento poiché in presenza di radiazione solare si ha il sistema sotto tensione.

I dispositivi di manovra che si utilizzano sono:

- Dispositivo Generale (DG): ha lo scopo di separare l'impianto utilizzatore dalla rete ed è posto a valle del gruppo di misura dell'energia. È un interruttore automatico idoneo al sezionamento, in caso differenziale.
- Dispositivo di Interfaccia (DDI): separa l'impianto fotovoltaico dall'impianto dell'utilizzatore, su comando del sistema di Protezione di Interfaccia (PI);
- Dispositivo del Generatore (DDG): permette il sezionamento dell'impianto FV in caso di guasto. È un interruttore automatico o un contattore protetto da fusibili.

Nel caso di un impianto monoinverter (con un solo inverter), il DDG essendo unico, può svolgere anche la funzione di DDI. Quindi si ha che  $DDG=DDI$ .

Il contatore fotovoltaico, che si trova a monte del sistema, è monodirezionale ed ha il compito di misurare tutta l'energia che viene prodotta dall'impianto fotovoltaico, prima che questa venga utilizzata dall'utilizzatore o riversata in rete.

Il contatore di scambio, invece, si trova a valle del sistema ed è bidirezionale poiché deve stabilire quanta energia viene riversata in rete dall'impianto (nel caso di non utilizzo da parte dell'utente) e la quantità di corrente prelevata dalla rete dall'utilizzatore nel caso di produzione nulla o insufficiente a soddisfare i carichi da parte dell'apparecchiatura fotovoltaica. [48], [49]

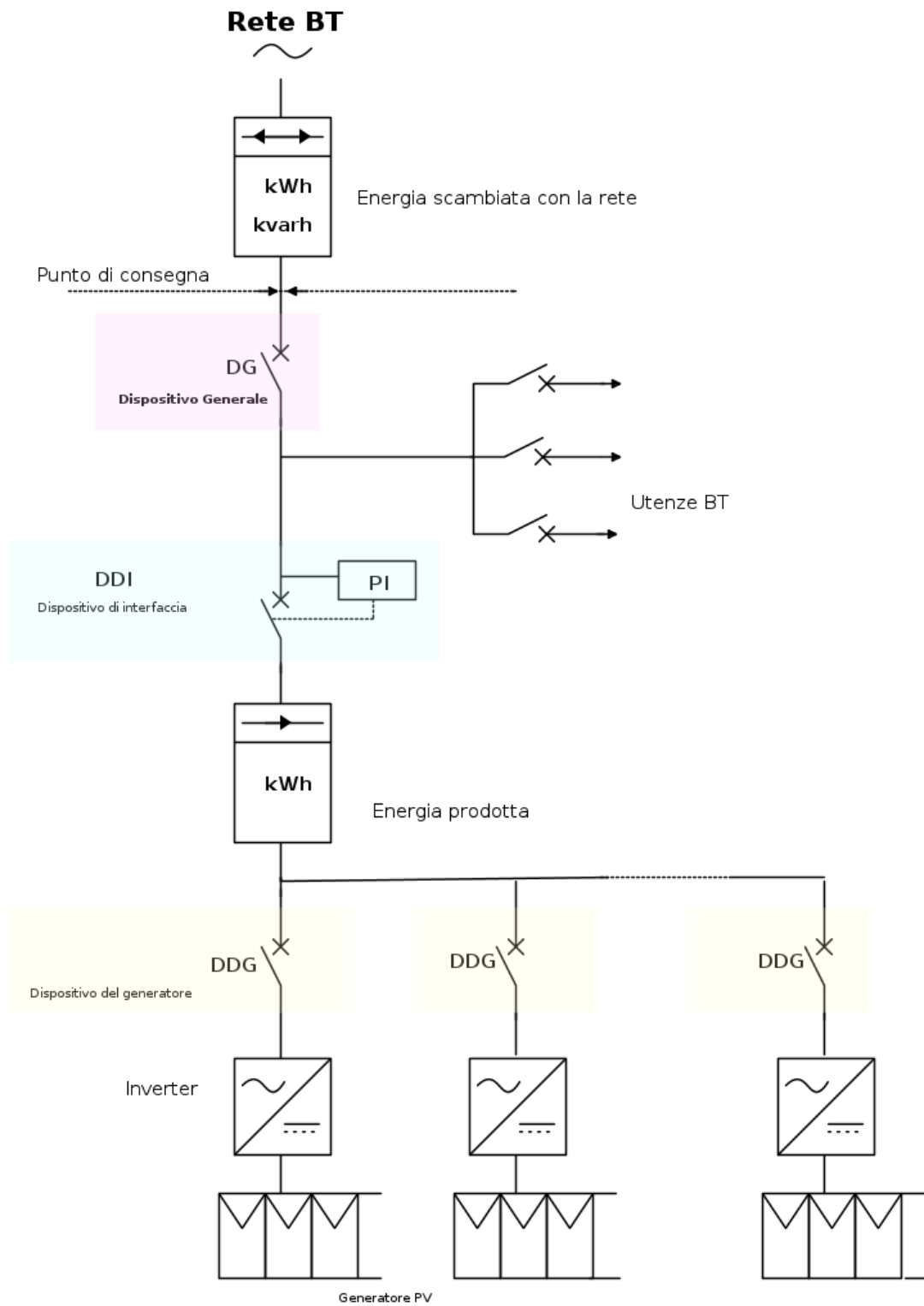


Figura 45: Schema generale di connessione alla rete di un impianto FV

## Idroelettrico

L'idroelettrico sfrutta l'acqua corrente per produrre energia elettrica. In particolare, converte l'energia potenziale posseduta dall'acqua a monte in energia meccanica per poi essere convertita in elettrica.

È una fonte aleatoria e non programmabile perché quando la portata di acqua scende al di sotto di un certo limite, chiamato Deflusso Minimo Vitale (DMV), la produzione di energia deve cessare.

Gli impianti possono essere classificati per:

- Salto sfruttato:
  - Salti elevati: 100 metri ed oltre;
  - Salti medi: da 100m a 30m;
  - Salti bassi: da 30m a 2m.
- Tipologia impianto:
  - Impianti ad acqua fluente;
  - Impianti al piede diga;
  - Impianti integrati in canali irrigui.
- Per capacità di accumulo, cioè in base al tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile:
  - Impianto a serbatoio: durata uguale o maggiore a 400 ore;
  - Impianto a bacino: durata minore di 400 ore ma maggiore di 2 ore;
  - Impianto ad acqua fluente: durata minore di 2 ore.

Le turbine idrauliche utilizzate negli impianti idroelettrici hanno il compito di convertire l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica.

Sono costituite da un distributore, organo fisso che convoglia l'acqua e ne regola il flusso, e una girante, organo mobile che converte l'energia potenziale in energia meccanica rotazionale.

Le turbine si classificano in:

- Ad Azione;
- A Reazione;
- A gravità.

Nelle prime, il distributore trasforma l'energia posseduta dal fluido in energia cinetica e la girante, che viene colpita dal fluido, la trasforma in meccanica.

In questa categoria troviamo, ad esempio, le turbine Pelton.

Nelle seconde, il distributore trasforma solo in parte l'energia del fluido in cinetica. La restante parte dell'energia viene trasformata in energia cinetica nei condotti convergenti della girante. Fanno parte di questa tipologia le turbine Francis.

L'ultima tipologia è priva di distributore ed il fluido cade direttamente sulla girante. Le turbine coclee rientrano in questa classe.

L'energia meccanica prodotta nelle modalità precedentemente descritte viene in seguito convertita in energia elettrica mediante l'utilizzo dell'alternatore.

Quest'ultimo è un sistema costituito da uno statore (parte fissa) ed un rotore (parte rotante) e sfrutta l'induzione elettromagnetica, cioè variando il campo magnetico si ha produzione di energia elettrica.

Solitamente questi generatori hanno nel rotore la generazione del campo magnetico tramite l'utilizzo di elettromagneti o magneti permanenti e nello statore la generazione di corrente per mezzo di avvolgimenti elettrici.

Lo svuotamento dei bacini di monte e la conseguente generazione di energia viene effettuata di giorno, così da sopperire all'ingente richiesta giornaliera.

Di notte, invece, l'acqua che è stata raccolta a valle viene pompata a monte in quanto il costo energetico è minore e per essere di nuovo disponibile per il giorno successivo. [50]

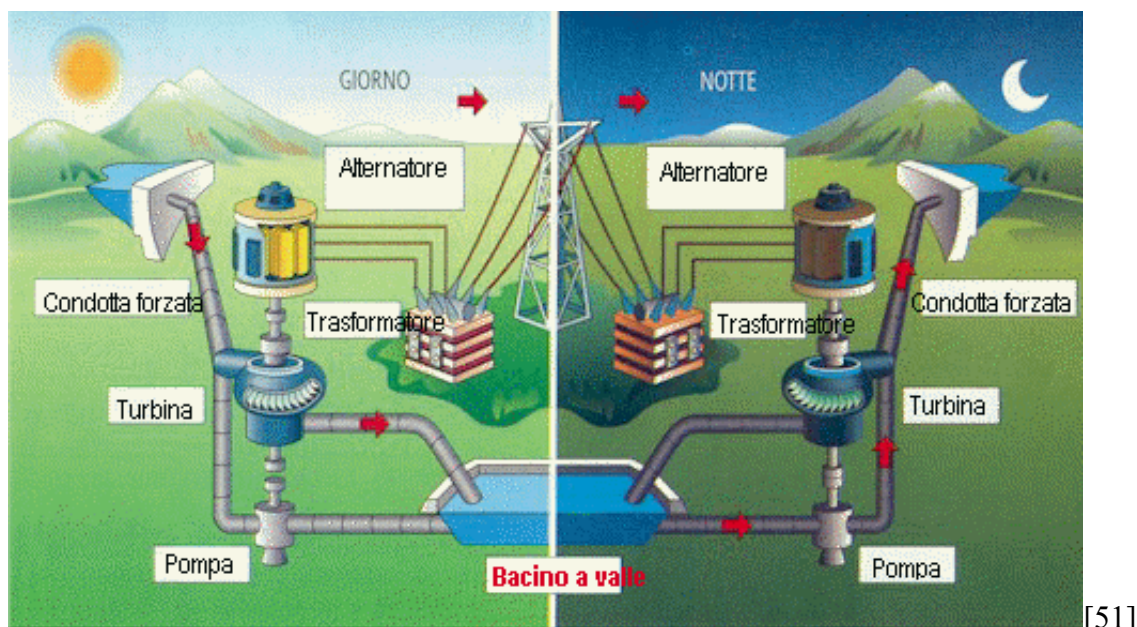


Figura 46: Funzionamento centrale idroelettrica

## Eolico



L'aerogeneratore è un apparato che sfrutta l'energia cinetica posseduta dal vento, convertendola in meccanica e poi in elettrica.

I componenti principali che solitamente sono situati su una turbina eolica sono:

- Le pale, connesse al mozzo (*hub*): insieme costituiscono la turbina eolica (rotore).
- Il sistema di controllo: agisce sulle pale e controlla la potenza fornita.
- Il moltiplicatore di giri (*gearbox*): adegua la velocità di rotazione delle pale a quella del generatore elettrico.
- Il Full Converter: dispositivo elettronico di potenza in due stadi. Il primo stadio trasforma la corrente alternata in corrente continua per mezzo di un raddrizzatore a ponte di diodi associato ad altri ausiliari. Nel secondo stadio, tramite un inverter, si trasforma la corrente continua in corrente in alternata con onda quadra alla frequenza e alla tensione.
- Il generatore elettrico.
- Il sistema di orientamento, che consente al disco della turbina di presentarsi fronte vento.
- La gondola o navicella (*nacelle*): è la carenatura che racchiude il sistema motore e gli ausiliari.



- La torre di sostegno: serve per sfruttare la maggiore velocità del vento ed evitare turbolenze.
- Sistemi di controllo: monitorando continuamente una serie di parametri della macchina, sovrintendono al corretto funzionamento e permettono una rapida messa in sicurezza in caso di avaria.
- Sistemi di misura: i sistemi di misura (anemometri e indicatori di direzione del vento) sono generalmente montati sulla sommità della navicella, servono a configurare correttamente la macchina a seconda della direzione e dell'intensità del vento.

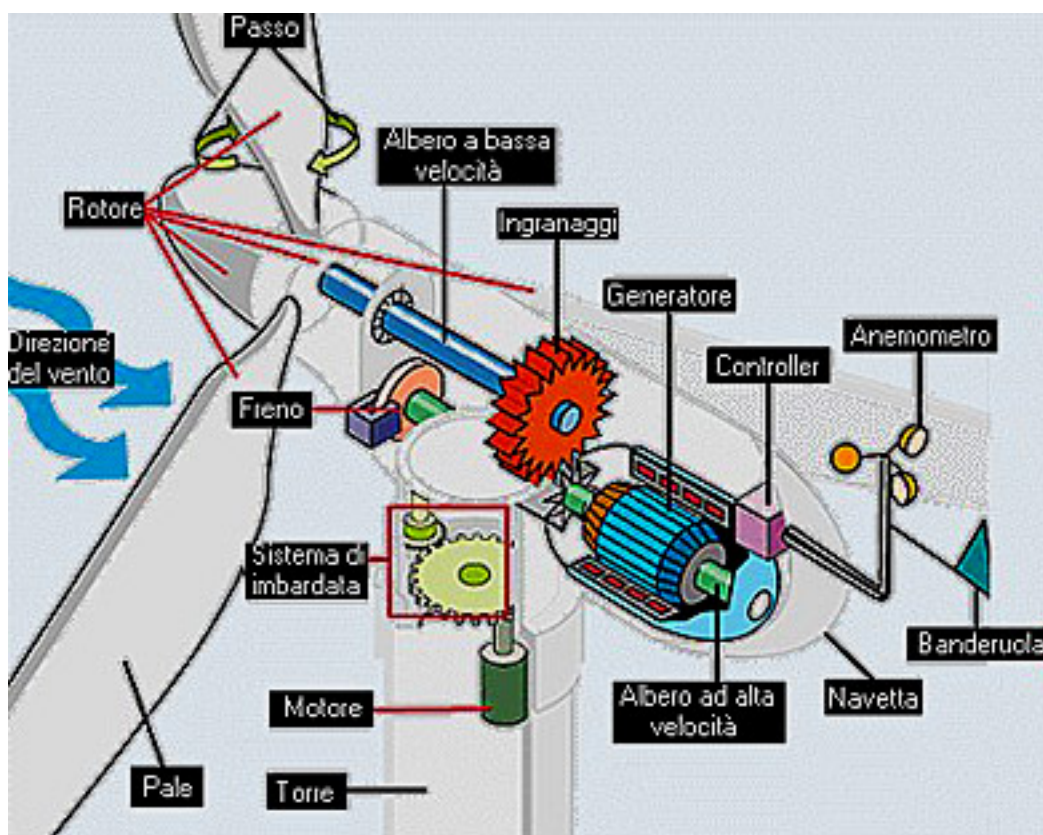


Figura 47: Esempio di componenti in una turbina eolica

Il funzionamento di questi macchinari si basa sulla velocità del vento. Infatti, quest'ultimo, grazie alla sua azione sulle pale, mette in rotazione il rotore (quindi da energia cinetica a meccanica). Un moltiplicatore di giri avrà il compito di trasformare la rotazione lenta del rotore (albero a bassa velocità) in una rotazione più veloce (albero ad alta velocità) così da far funzionare il generatore di elettricità. Quest'ultimo converte l'energia meccanica in elettrica e, come vedremo in seguito, può essere di due tipologie differenti.

L'energia prodotta risulta essere in alternata (AC).

La corrente elettrica così generata viene prima trattata in una serie di dispositivi (gruppi di rifasamento, banchi di condensatori, trasformatori elevatori, ecc.) che la rendono compatibile con la rete di trasporto, a cui verrà collegato l'aerogeneratore.

Per poter installare una turbina eolica in un determinato sito, c'è bisogno di analizzare il vento che spira in quel determinato posto.

Per determinare la velocità e la direzione del vento, gli strumenti più utilizzati nelle torri anemometriche sono gli anemometri a coppetta associati a banderuole oppure anemometri sonici. Questi vengono posti a 3 altezze diverse: una in corrispondenza del mozzo, una a 10 metri da terra ed una a terra.



*Figura 48: Anemometro a coppetta con banderuola*

Il passo di tempo con il quale il dato della velocità viene acquisito (Tempo di campionamento) è in genere 1Hz. Tuttavia, poiché i dati da registrarsi sarebbero eccessivi, si preferisce mantenere in memoria un numero minore, mediando su un tempo di media di 10 minuti.

Si otterrà quindi un valore medio e per non perdere la caratteristica aleatoria della variabile vento, si determinerà anche la sua deviazione standard.

È importante stimare come la natura del vento in quota sia influenzata dal suolo. Infatti, il vento, come tutti i fluidi in movimento su di una superficie solida, è soggetto ad attrito. Più ci si avvicina al terreno più la velocità del vento si riduce per via dell'attrito fino allo strato d'aria a contatto con il terreno che ha velocità nulla. Quanto rapidamente decresca la velocità al diminuire della quota è dovuto alla natura del suolo.

L'attrito non dipende solo dalla natura del suolo, che si traduce in particolare nell'esistenza di ostacoli responsabili della creazione della turbolenza, ma anche dalla viscosità del fluido, determinata dalle condizioni climatiche di altitudine, temperatura e umidità.

Nel tipico flusso del vento attorno a un ostacolo, la zona turbolenta può estendersi fino a circa tre volte l'altezza dell'ostacolo. La turbolenza è più pronunciata dietro l'ostacolo che non davanti. Pertanto, è meglio evitare ostacoli vicino alle turbine eoliche.

Se si vuole produrre la massima energia disponibile dal vento si deve installare le macchine ad una certa distanza dal terreno. L'altezza della torre di sostegno su cui è fissata la turbina dipende sia dal diametro del rotore, dato che tutto il disco battuto dall'elica deve essere attraversato da un campo di velocità adeguato, sia dal fatto che più sale la quota più il vento ha una velocità.

Ottenuti questi dati, bisogna analizzare la frequenza con la quale un determinato range di valori si presenta durante il periodo di acquisizione. Risulta utile costruirsi la distribuzione di probabilità, cioè quante volte la velocità del vento ricade all'interno di un determinato intervallo. Eseguito ciò si può formare la curva di Weibull che ne assimila l'andamento.

Sovrapponendo questa curva con quella di potenza turbina eolica, si può determinare come la turbina eolica lavori e come l'energia elettrica viene prodotta.

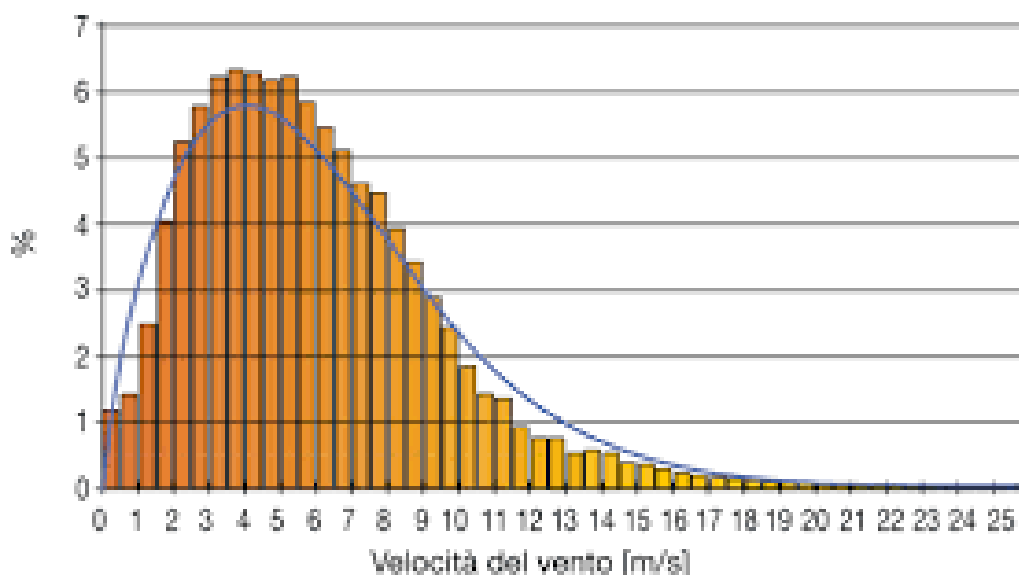


Figura 49: Curva di Weibull

La velocità del vento per la quale il generatore eolico inizia a funzionare (chiamata velocità di cut-in) risulta essere 4 m/s mentre, la velocità di interruzione (oltre la quale si rischierebbe il danneggiamento, chiamata cut-off) della generazione è di 20-30 m/s, a seconda della categoria della turbina.

I generatori eolici possono essere classificati in varie tipologie, a seconda del principio di funzionamento, alle normative ed al tipo di generatore elettrico.

La classificazione di un generatore eolico in relazione alla sua taglia può essere fatta sulla base delle normative IEC 61400.

Le norme IEC 61400-2 definiscono aerogeneratori di piccola taglia quelli aventi area del rotore inferiore ai 200 mq. Le turbine con area superiore ai 200 mq devono essere progettate secondo le norme IEC 61400-1.

CLASSE	Definizione informale	Area spazzata [m <sup>2</sup> ]	Diametro equivalente (HAWT) [m]	Potenza nominale [kW]
Microturbine	Turbine domestiche (Home WT)	$A \leq 2$	1,6	0,5
Miniturbine	Turbine per usi residenziali, rurali e artigianali (Community WT)	$2 < A \leq 200$	$1,6 < D < 16$	$0,5 < P < 100$
Medie/Grandi turbine	Turbine di media e grande potenza e parchi eolici (Wind Parks)	$A > 200$	$D > 16$	$P > 100$

Nella normativa IEC 61400-2 vengono distinte le turbine a seconda della tipologia di vento:

- Categoria I: Turbina adatta per venti forti;
- Categoria II: Turbina per venti medi;
- Categoria III: Turbina per venti deboli.

Questa normativa sta ad indicare che all'aumentare della velocità del vento, per ottenere la stessa potenza di produzione, bisogna diminuire il diametro del rotore.

La normativa 61400-3 regola le turbine per l'off-shore.[53]

Se a fianco alla categoria è riportata la lettera A, vuol dire che è adatta per un sito di installazione molto turbolento, se invece è presente la lettera B, allora significa che la turbina eolica la si può usare per siti poco turbolenti.

Una seconda distinzione può essere eseguita in base all'azione aerodinamica che viene sfruttata dall'eolico. Si possono distinguere, infatti, i generatori a resistenza e quelli a portanza.

Il funzionamento dei primi è associato alla resistenza di forma, cioè di pressione, che un oggetto ha quando viene investito da un flusso.

Per i secondi, invece, l'azione deriva dalla curvatura che un oggetto aerodinamico induce alle linee di flusso ed agli effetti di depressione che ci sono per bilanciare le forze centrifughe.

Le pale eoliche, in fibre di vetro o materiali compositi, tendono ad essere progettate per sfruttare le azioni della portanza in quanto garantiscono prestazioni migliori.

Un'altra suddivisione riguarda l'orientamento dell'asse, che può essere verticale o orizzontale. Si tendono ad utilizzare i generatori ad asse orizzontale tripala in quanto offrono coefficienti di portanza più elevati e quindi ad essere maggiormente adatti ad una produzione di energia eolica.

Per quest'ultimi aerogeneratori, il piano rotorico può essere upwind o downwind, cioè le pale possono stare davanti oppure dietro la navicella.

La configurazione downwind comporta un maggior disturbo del flusso incidente sul rotore a causa della scia della navicella e della torre di sostegno.

Questo risulta essere il motivo principale per il quale si utilizza la versione upwind.

Un aspetto importante riguarda il controllo delle macchine, che può essere eseguito sui giri, fissi o variabili, e sull'angolo di attacco delle pale, fisso o variabile.

Il controllo più facile riguarda la turbina a giri fissi e angolo di attacco fisso, poiché in caso che il vento superi la velocità massima (20-30 m/s) per la quale la pala è stata progettata, questa entra in stallo.

La più complicata riguarda invece il controllo di giri e dell'angolo di attacco.

Un'ultima classificazione può essere fatta sulla base della loro destinazione di installazione. Si possono avere pale su terra ferma (onshore) e macchine per installazioni su mare (offshore). Le due tipologie si differenziano per taglie e per le caratteristiche costruttive. [54], [55]

La scelta fra le varie tipologie è legata sia a considerazioni economiche che alla tipologia del generatore elettrico.

I generatori elettrici possono essere di due tipologie: asincroni oppure sincroni.

Il generatore asincrono ha molti vantaggi, tra cui robustezza, semplicità meccanica e basso costo; lo statore necessita però di potenza reattiva magnetizzante da sorgente esterna, non essendo dotato di magneti permanenti. Il rotore della macchina può essere a gabbia di scoiattolo (SCIG, Squirrel Cage Induction Generator) o avvolto (WRIG, Wound Rotor Induction Generator).

Il generatore sincrono è, a parità di taglia, molto più costoso e meccanicamente più complesso, ma ha il grosso vantaggio di non necessitare di una corrente di magnetizzazione: il campo magnetico è generato mediante l'impiego di magneti permanenti o di avvolgimenti di campo, alimentati da apposite spazzole.

La macchina sincrona è connessa alla rete tramite un convertitore che controlla le oscillazioni di potenza provocate dalle variazioni del vento; tale convertitore permette quindi l'utilizzo di turbine a velocità variabile, dato che si incarica anche di sincronizzare la frequenza delle forme d'onda in uscita con quella di rete. I principali generatori sincroni utilizzati per turbine eoliche sono quelli a rotore avvolto (WRSG, Wound Rotor Synchronous Generator) e a magneti permanenti (PMSG, Permanent Magnet Synchronous Generator).

Negli impianti eolici on-shore (quindi su terra ferma) si utilizzano i generatori asincroni per la maggiore semplicità e per il minor costo.

Negli impianti off-shore, invece, si utilizzano i generatori sincroni, per la non necessità di una corrente di magnetizzazione e per la maggior efficienza. [56], [57]

## Biomasse

La biomassa è la materia organica generata dalle piante e dagli animali appositamente trattata per essere utilizzata come biocombustibile nelle centrali elettriche.

Per legge si definiscono le Biomasse come *“la parte biodegradabile dei prodotti residui provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze animali e vegetali) e dalla silvicoltura e da industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”* (DLgs 387/03, art. 2, comma 1, lettera a).

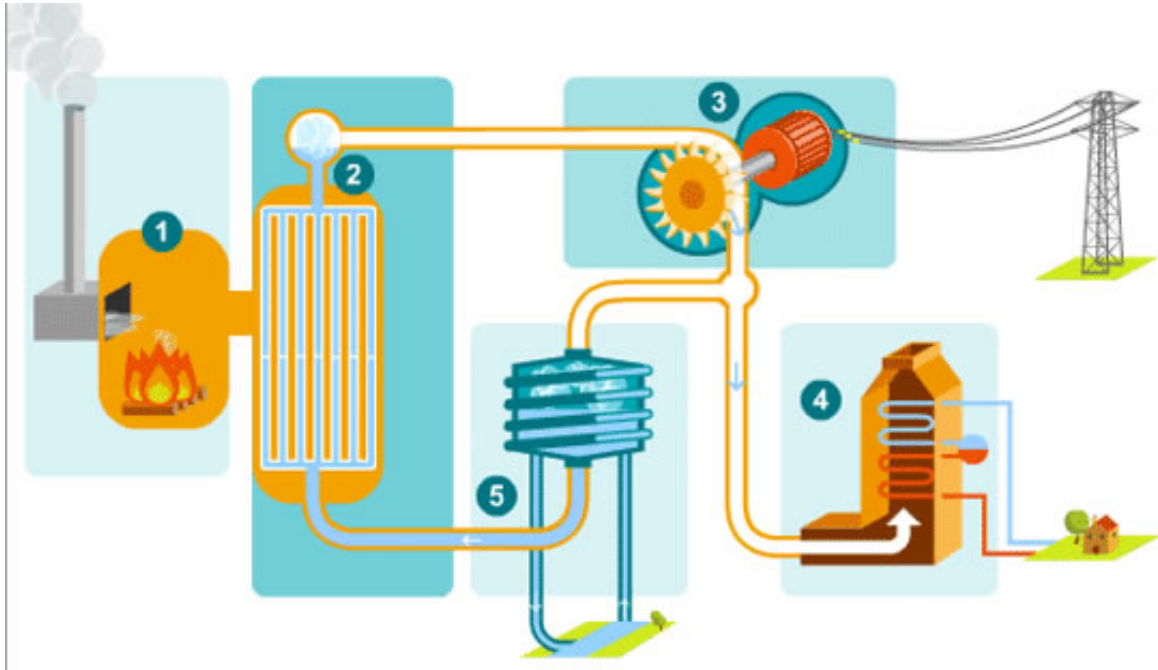
In una centrale a biomassa il combustibile di origine organica viene bruciato per produrre calore e riscaldare un fluido di lavoro (es. acqua) che può essere utilizzato direttamente, senza cambio di stato, come vettore di energia termica, oppure, dopo un cambio di stato (liquido-gassoso), per produrre energia meccanica (movimento) ed azionare un generatore elettrico. Nel primo caso si genera solo energia termica, e quindi la centrale viene utilizzata per il riscaldamento di ambienti o comunità (teleriscaldamento), per la fornitura di acqua sanitaria oppure di acqua fredda tramite unità ad assorbimento. Nel secondo caso, utilizzando particolari tecnologie, è possibile generare contemporaneamente elettricità ed energia termica, quindi effettuare cogenerazione. Esistono impianti di cogenerazione a biomassa grezza e a biomassa trasformata.

La biomassa ha lo svantaggio di avere un contenuto energetico basso per quantità di volume. Inoltre, è difficile fare in modo che la combustione nella biomassa sia completa, sfruttando totalmente il potenziale energetico. Questo avviene in parte perché la biomassa ha una composizione complessa, e in parte perché contiene umidità che è costosa in termini energetici da eliminare.

Per questo motivo la maggior parte degli impianti di cogenerazione alimentati da biomasse prevedono preliminarmente una loro trasformazione chimico-fisica, che ne concentri il contenuto energetico in vettori meglio movimentabili e utilizzabili. Le biomasse possono essere sfruttate in diversi modi:

- Certe biomasse, attraverso un processo di digestione o fermentazione, possono essere usate per ricavare il biogas;
- Sottoposto a purificazione, dal biogas si ricava biometano, anch'esso un combustibile. Il biometano è però più costoso del biogas, quindi non viene utilizzato nella cogenerazione. Inoltre, la fase di purificazione lascia una grande quantità di CO<sub>2</sub> che deve essere impiegata in qualche modo.
- Le biomasse possono essere trasformate in altri vettori energetici con processi di tipo termochimico, che possono avvenire in carenza di ossigeno, nel qual caso

si parla di gassificazione, o in assenza di ossigeno, nel quale si ha la pirolisi. In entrambi i casi, la biomassa viene convertita in una o più componenti energeticamente utilizzabili ed in una di scarto. Pirolisi e gassificazione vengono utilizzate di solito in serie, per aumentare l'efficienza e ridurre al minimo il residuo di scarto. Il vettore energetico più importante prodotto alla fine del processo è detto syngas, un combustibile utilizzabile in caldaie a fiamma, turbine a gas e motori a combustione interna.



*Figura 50: Funzionamento centrale cogenerativa a biomasse*

[58], [59]



## Geotermia

Una centrale geotermica sfrutta il calore delle profondità terrestri per produrre energia elettrica rinnovabile.

Attraverso le fratture degli strati rocciosi, le acque riscaldate e i vapori provenienti dalle sorgenti di calore (ad esempio le risalite magmatiche a basse profondità e/o gli assottigliamenti della crosta terrestre) salgono verso la superficie, dove vengono intercettati dai pozzi geotermici di estrazione. Il vapore erogato dai pozzi viene quindi convogliato in tubazioni, chiamate vapordotti, ed inviato ad azionare una turbina, dove l'energia viene trasformata in energia meccanica di rotazione.

L'asse della turbina è collegato al rotore dell'alternatore che, ruotando, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica alternata, che viene trasmessa al trasformatore. Questo innalza il valore della tensione fino a 132.000 volt e la immette nella rete di distribuzione.

Il vapore in uscita dalla turbina viene riportato allo stato liquido in un condensatore, mentre i gas incondensabili presenti nel vapore del sottosuolo vengono dispersi nell'atmosfera solo dopo precisi trattamenti per abbattere i principali inquinanti, quali idrogeno solforato e mercurio. Una torre di raffreddamento consente di raffreddare l'acqua prodotta dalla condensazione del vapore: a questo punto l'acqua fredda viene utilizzata nel condensatore, per abbassare la temperatura del vapore, oppure viene reiniettata nelle rocce profonde grazie ai pozzi di reiniezione, per iniziare un nuovo ciclo produttivo di energia rinnovabile. Gli impianti per la produzione di energia geotermica impiegano tre tecnologie principali: a vapore dominante (dry steam), ad acqua dominante (flash) e a ciclo binario.

- Dry Steam: È la tecnologia più diffusa, che prevede l'utilizzo di vapore ad alta temperatura (oltre i 235 °C) e pressione per muovere una turbina accoppiata ad un generatore di energia elettrica;
- Flash: I serbatoi ad acqua dominante (temperatura superiore a 150-170 °C) sono impiegati per alimentare centrali a singolo o doppio flash. L'acqua arriva in superficie tramite i pozzi e, a causa del rapido passaggio di pressione da quella di serbatoio a quella atmosferica, si separa in una parte di vapore mandata in centrale e una parte di liquido reiniettata nel serbatoio (singolo flash). Se il fluido geotermico arriva in superficie a temperature particolarmente elevate, può essere sottoposto per due volte al processo (doppio flash);
- Ciclo binario: nei serbatoi che producono acqua a temperature moderate (tra i 120 e i 180 °C), il fluido geotermico viene utilizzato per vaporizzare, attraverso uno

scambiatore di calore, **un** secondo liquido (solitamente isobutano o isopentano), con temperatura di ebollizione più bassa rispetto all'acqua. Il fluido secondario si espande in turbina e viene condensato e riavviato allo scambiatore in un circuito chiuso, senza scambi con l'esterno.

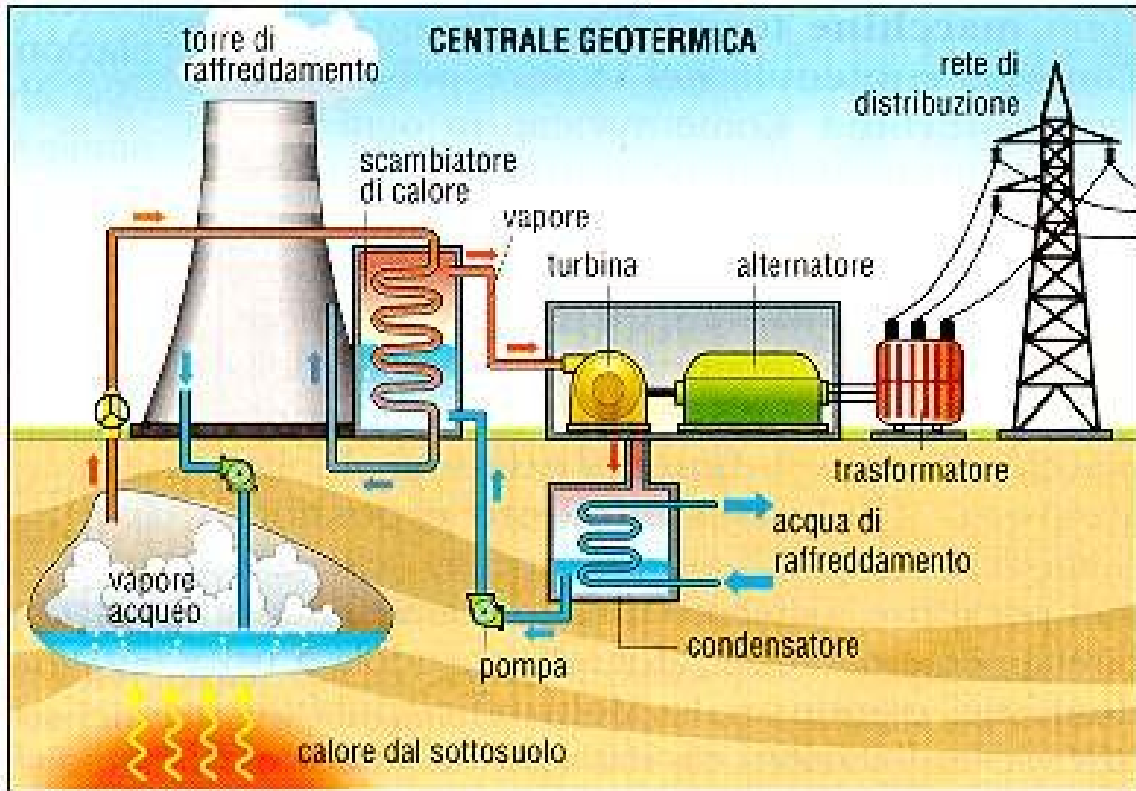


Figura 51: Funzionamento centrale geotermica

[60], [61]

## Sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo dell'energia elettrica svolgono la funzione di immagazzinare l'energia per renderla disponibile a successivi utilizzi.

Questo avviene durante le tre fasi di funzionamento:

- ◇ Carica: l'energia viene immessa nell'accumulo;
- ◇ Stoccaggio: l'energia viene mantenuta nell'accumulo;
- ◇ Scarica: l'energia viene scaricata per poter essere utilizzata.

Il rendimento di un accumulo viene chiamato round trip efficiency ed è dato dal rapporto tra l'energia scaricata e l'energia caricata.

Questi strumenti possono essere utilizzati sia dai privati, nel caso siano auto-produttori di energia elettrica che decidono di immagazzinare l'eccesso di produzione per successivi impieghi, oppure da Terna e da altre compagnie di gestione, trasmissione e distribuzione della corrente per bilanciare la rete elettrica nazionale.

Questi strumenti di raccolta si differenziano tra di loro in base alla tipologia ed al funzionamento. Infatti, gli accumuli possono essere:

- Meccanici: Pumped Hydro Storage (PHS), Compressed Air Energy Storage (CAES), Liqui Air Energy Storage (LAES), Volani;
- Idrogeno;
- Elettrochimici: Batterie;
- Termici: Sensible Heat Storage (SHS), Latent Heat Storage (LHS);
- Supercondensatori.

Nel caso di immagazzinamento dell'energia elettrica da parte degli utenti, i sistemi di accumulo più utilizzati risultano essere gli elettrochimici, in particolare le batterie agli ioni di litio.

Menzione a parte va fatta per gli accumuli che usano l'idrogeno come vettore di raccolta dell'energia, poiché questa tecnologia è ancora in fase di sviluppo ma rappresenterà un'opportunità importante nei prossimi anni.

Le fonti di energia elettrochimica convertono l'energia chimica in energia elettrica. Almeno due sostanze subiscono un processo chimico durante questa operazione.

Le tipologie esistenti di sistemi di accumulo elettrochimico variano a seconda della natura della reazione chimica, delle caratteristiche strutturali e del design.

Il sistema più semplice consiste in una cella elettrochimica, la cosiddetta galvanica element. Ciò fornisce una tensione della cella relativamente bassa di 0,5–5 V. Per ottenere una tensione maggiore, la cella può essere collegata in serie con altre, e per una maggiore

capacità è necessario collegarle in parallelo. In entrambi i casi l'insieme risultante si chiama batteria.

A seconda del principio di funzionamento, le celle sono classificate come segue:

1) Le **celle primarie** sono celle non ricaricabili in cui avviene la reazione elettrochimica è irreversibile. Contengono solo una quantità fissa dei composti reagenti e possono essere usate una sola volta.

2) Le **celle secondarie** sono ricaricabili più volte. Solo le reazioni elettrochimiche reversibili offrono una tale possibilità. Dopo che la cella si è scaricata, un'energia elettrica applicata esternamente, forza un'inversione del processo elettrochimico; di conseguenza i reagenti vengono riportati alla loro forma originale e l'energia elettrochimica immagazzinata può essere nuovamente utilizzata da un consumatore. Il processo può essere invertito centinaia o addirittura migliaia di volte, in modo da prolungare la durata della cella. Questo è un vantaggio fondamentale, soprattutto perché il costo di una cella secondaria è normalmente molto più alto di quello di una cella primaria.

3) **Celle a combustibile**: contrariamente alle celle finora considerate, le celle a combustibile funzionano con un processo continuo. I reagenti, spesso idrogeno e ossigeno, vengono alimentati continuamente dall'esterno. Le celle a combustibile non sono sistemi reversibili.

Il principio di funzionamento di un accumulo elettrochimico è il seguente: a circuito aperto il metallo A viene immerso in una soluzione e comincia in parte a dissolversi. Gli elettroni rimangono all'elettrodo fino ad una densità elettronica caratteristica.

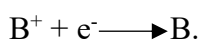
Il metallo B subisce lo stesso processo ma, essendo più nobile di A, ha una densità elettronica inferiore.

Collegando questi due elettrodi ad un conduttore elettrico, inizia il flusso dall'elettrodo negativo (quello con maggiore densità di elettroni, quindi A) all'elettrodo positivo (B).

Siccome il sistema elettrodo A/elettrolita cerca di tenere costante la densità di elettroni, il metallo A tende a consumarsi, ad ossidarsi:  $A \longrightarrow A^+ + e^-$ .

All'elettrodo positivo la corrente di elettroni si traduce in una maggiore densità di elettroni.

Il sistema elettrodo B/elettrolita compensa questo processo mediante il consumo di elettroni per la deposizione di ioni  $B^+$ , quindi avviene una reazione di riduzione:



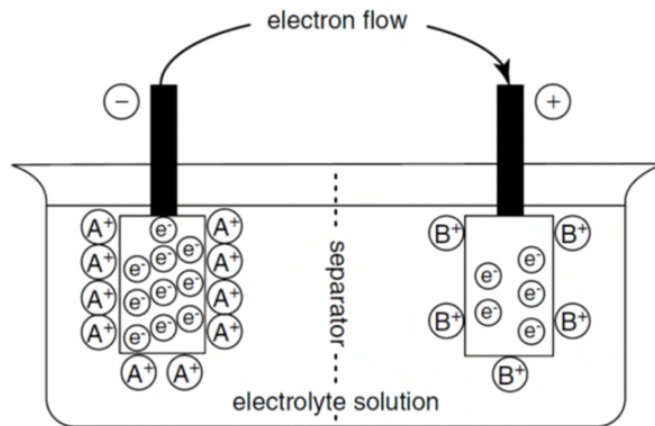


Figura 52: Funzionamento accumulo elettrochimico

Il flusso esterno di elettroni si interrompe se è soddisfatta una delle seguenti condizioni:

- Il metallo A è completamente disciolto/consumato;
- tutti gli ioni  $B^+$  sono precipitati.

La figura sottostante riporta come è suddiviso lo schema di un sistema di accumulo a batterie. E' importante specificare che l'energia viene immagazzinata in forma continua (DC) mentre viene fornita agli utenti in alternata (AC). Di conseguenza ci sarà necessità di un convertitore di corrente.

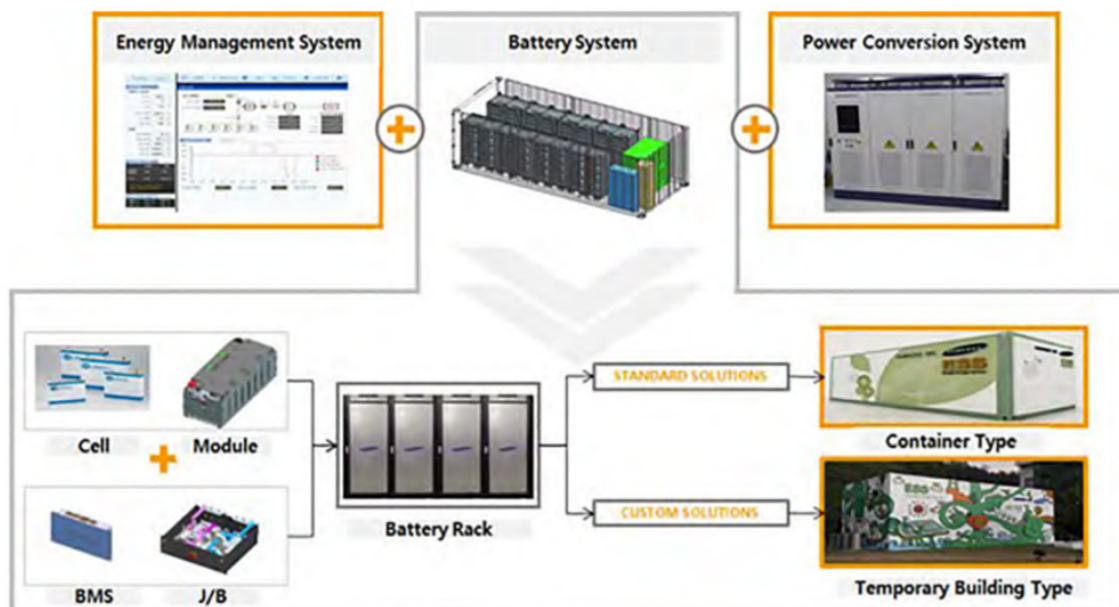


Figura 53: Schema di un sistema di accumulo di energia a batteria

Il sistema di batterie è composto da:

- Il pacco batteria, che collega più celle a tensione e capacità adeguate;
- Il sistema di gestione della batteria (BMS): il BMS protegge le celle dal funzionamento dannoso, in termini di tensione, temperatura e corrente, per ottenere un funzionamento affidabile e sicuro e bilancia i vari stati di carica delle celle (SOC) all'interno di una connessione seriale;
- Il sistema di gestione termica della batteria (B-TMS). B-TMS controlla la temperatura delle celle secondo le loro specifiche in termini di valori assoluti e gradienti di temperatura all'interno del pacco.

I componenti necessari per il funzionamento dell'intero sistema sono:

- Controllo e monitoraggio del sistema: è un monitoraggio generale, che è in parte combinato nel sistema per la supervisione controllo e l'acquisizione dati, ma può includere anche unità di protezione antincendio o di allarme;
- Il sistema di gestione dell'energia: L'EMS è responsabile del controllo, della gestione e della distribuzione del flusso di alimentazione del sistema;
- Gestione termica del sistema: controlla tutte le funzioni relative al riscaldamento, alla ventilazione e al condizionamento dell'aria del sistema di contenimento.

L'elettronica di potenza può essere raggruppata nell'unità di conversione, che converte il flusso di potenza tra la rete e la batteria; i componenti di controllo e monitoraggio richiesti sono: unità di rilevamento della tensione e gestione termica dei componenti dell'elettronica di potenza (ventola di raffreddamento).

Le celle elementari che costituiscono i pacchi batteria possono essere cilindriche, pouch e prismatiche.

Siccome si vogliono avere delle batterie con un'elevata energia specifica, e quindi che possano contenere molta energia in poco spazio, si ricercano materiali aventi alta capacità e alto potenziale standard.

Il litio (Li) risulta avere un'alta capacità specifica ed un potenziale di ossidazione elevato, il che lo rende un ottimo materiale anodico.

Un sistema di batterie agli ioni di litio (Li-Ion) è un sistema di accumulo di energia basato su reazioni elettrochimiche di carica/scarica che si verificano tra un elettrodo positivo (catodo) che contiene dell'ossido di metallo contenente Litio e un elettrodo negativo (anodo) che è fatto di materiale carbonioso.

L'elettrolita è composto da sali di litio disciolti in liquidi organici. Quando la batteria viene caricata, gli atomi di litio nel catodo diventano ioni e migrano

attraverso l'elettrolita verso l'anodo di carbonio, dove si combinano con elettroni esterni e si depositano tra strati di carbonio come atomi di litio. Questo processo viene invertito durante la fase di scarica .

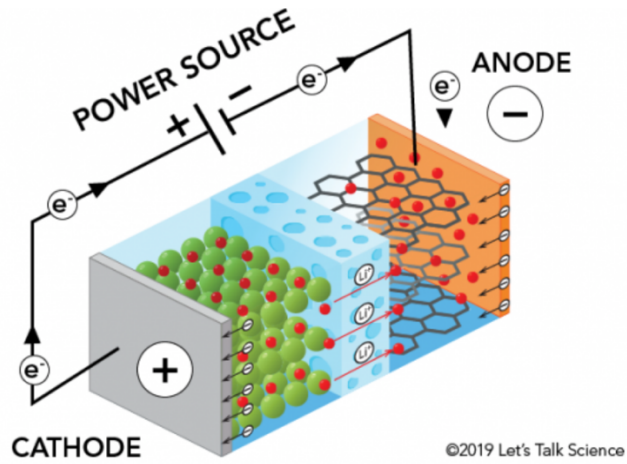


Figura 54: Ricarica batteria agli ioni di litio

Nella tabella sono riportate le principali caratteristiche di questo sistema di accumulo.

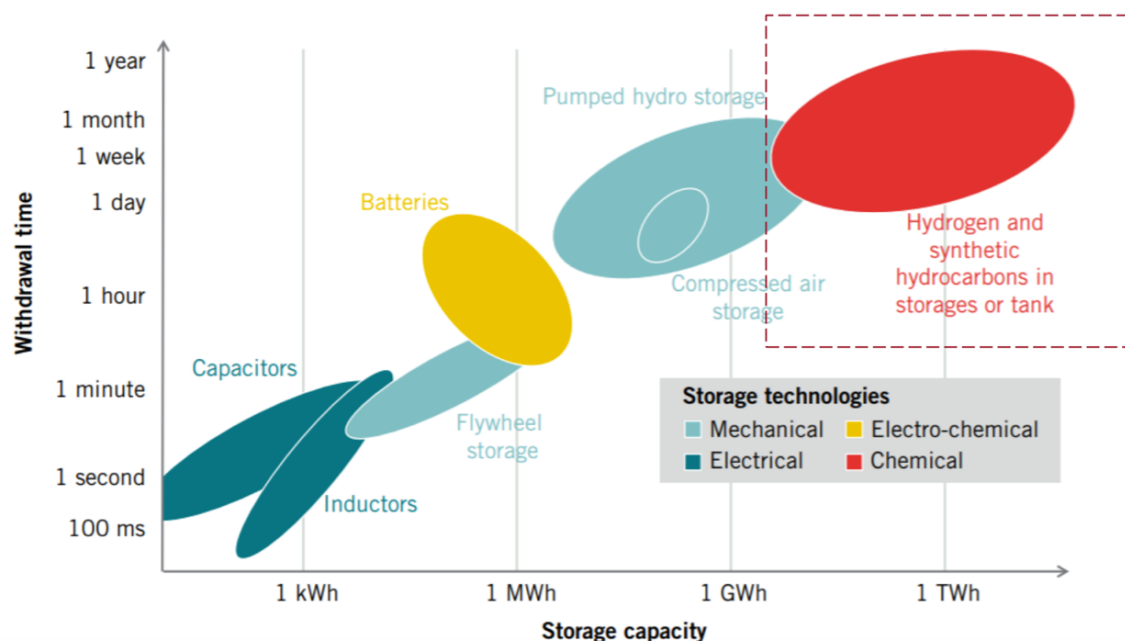
Power range	1kW to 50 MW
Energy range	Up to 10 MWh
Discharge time	10min to 4h
Cycle life	2,000 - 10,000 cycles
Life duration	15 - 20 years
Reaction time	Some millisec
Efficiency	90 - 98 % [*]
Energy [power] density	120 - 180 Wh/kg
CAPEX: energy	700 - 1,300 €/kWh
CAPEX: power	150 - 1,000 €/kW

Figura 55: Caratteristiche batterie agli ioni di litio

[62]–[64]

Gli accumuli che utilizzano l'idrogeno come vettore energetico sono ancora in fase di studio e sviluppo, ma è innegabile che rappresentino una importante opportunità per il futuro.

L'idrogeno è un elemento con un alto contenuto energetico (potere calorifico di 33 kWh/kg) ed è una molecola semplice e leggera, che si presta bene ai trattamenti chimici. Con questo elemento, quindi, è possibile stoccare grandi quantità di energia e per lunghi periodi.

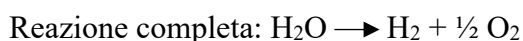


Un altro punto di forza dell'idrogeno è rappresentato dal fatto che può essere implementato in sistemi integrati, come vettore di collegamento tra varie reti e vettori.

È possibile, infatti, utilizzarlo anche come vettore energetico, ad esempio per il riscaldamento delle case, o come vettore chimico per un suo utilizzo nelle industrie.

L'elettrolisi è il processo con il quale si può produrre idrogeno partendo dall'energia elettrica. Consiste in un processo di ossido-riduzione dell'acqua.

Fornendo corrente esterna, si innesca una semi reazione di scissione del reagente in ioni (cationi+ o anioni-). Gli ioni migrano attraverso la membrana/ soluzione elettrolitica (isolante elettronico) fino a raggiungere il contro-elettrodo. Al contro-elettrodo avviene la semi- reazione di ricombinazione, dove gli ioni si ricombinano liberando/assorbendo elettroni e<sup>-</sup>, quindi chiudendo il circuito e dando luogo alla formazione del prodotto.





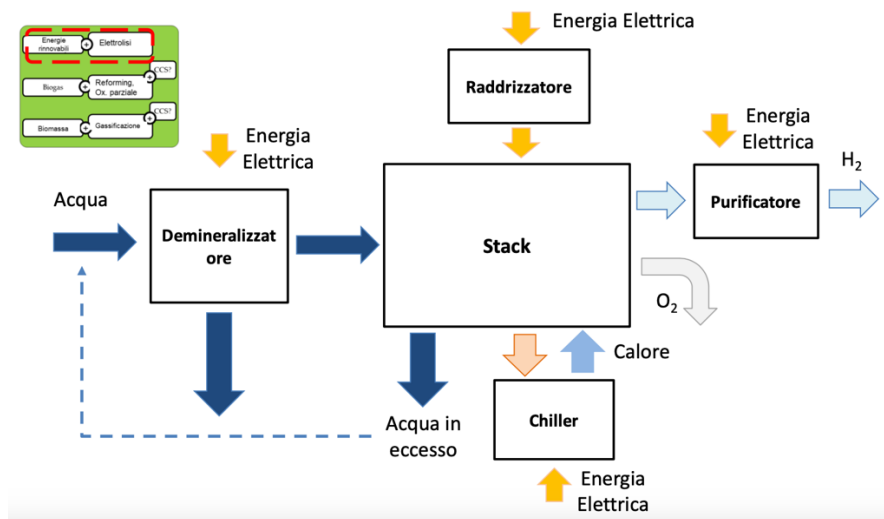


Figura 56: Schema elettrolizzatore

L'elettrolizzatore funziona con corrente in continua, per questo necessita di un raddrizzatore in quanto, l'energia che proviene dall'esterno è in alternata.

Il chiller serve per tenere sotto controllo la temperatura dell'elettrolita.

Le Fuel Cell (FC) sono dispositivi elettrochimici capaci di convertire un combustibile in elettricità e calore mediante reazioni di ossido-riduzione in una cella elettrochimica. Sono sistemi termodinamici aperti che richiedono un flusso continuo di combustibile e ossidante in ingresso

Convertono direttamente l'energia chimica del combustibile in energia elettrica e calore, senza passare per una conversione termo-elettrica. Per questo motivo non sono limitate dal rendimento di Carnot e possono raggiungere efficienze di conversione anche molto elevate.

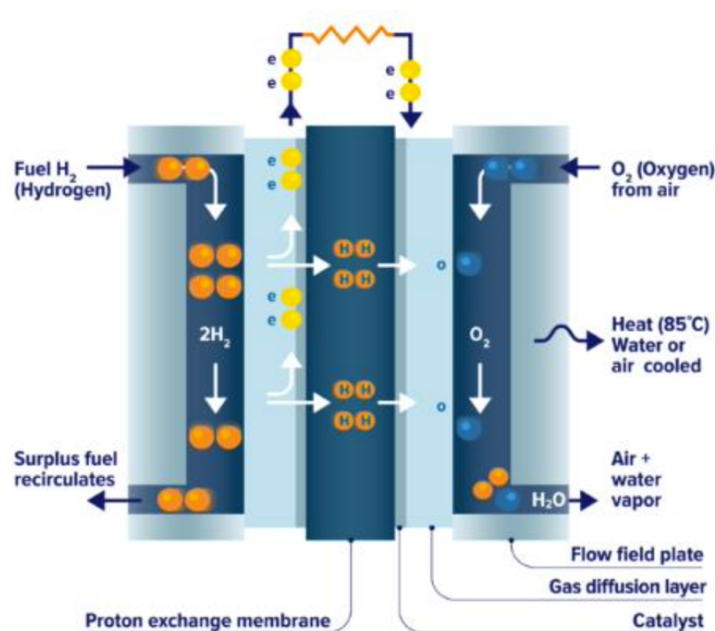


Figura 57: Esempio di funzionamento di una Fuel Cell

I principali delle FC sono l'elevata efficienza di conversione, la modularità e le emissioni basse o nulle.

Di contro hanno la ridotta vita utile, la limitata maturità tecnologica poiché sono ancora in fase prototipale e gli elevati costi.

Per questo motivo l'idrogeno non è ancora utilizzato come vettore energetico per l'accumulo di energia elettrica. [65]–[67]

L'accoppiamento e l'utilizzo delle varie tecnologie per generare e stoccare energia elettrica non è semplice.

Risulta di fondamentale importanza eseguire il corretto dimensionamento dei generatori di elettricità, soprattutto per le soluzioni off-grid.

Infatti, non sempre i sistemi di produzione dell'elettricità lavorano in contemporanea poiché il fotovoltaico, ad esempio, tenderà a generare maggiore elettricità d'estate mentre l'eolico d'inverno.

Per questo è importante che la generazione, nell'arco dell'anno, sia tale da permettere un perfetto sostentamento dei prosumers e delle comunità energetiche.

Il dimensionamento va eseguito in base ai consumi sostenuti nel corso degli anni, così da avere dei dati reali e non influenzati da condizioni eccezionali.

Se avvenisse un sottodimensionamento del sistema di generazione, si rischierebbe che l'elettricità prodotta non basti e sarebbe necessario ricorrere all'utilizzo di generatori esterni.

Un sovradimensionamento, tuttavia, causerebbe una spesa eccessiva ai proprietari e un inutilizzo degli strumenti di generazione poiché l'accumulo risulterebbe pieno.

Risulta fondamentale anche che i sistemi di accumulo vengano dimensionati per garantire la completa copertura dei consumi nell'intero anno ai prosumers e alle comunità energetiche perché altrimenti si troverebbero costretti a ricorrere all'utilizzo della corrente elettrica nazionale, se il sistema è on-grid, o ai generatori, nel caso l'impianto risulti off-grid.

Se invece l'accumulo è troppo grande, nonostante l'immagazzinamento della corrente avvenga in quantità tale da garantire la copertura dei consumi nell'anno, ci si ritroverebbe ad avere una certa quantità di corrente non sfruttata e a dover affrontare un costo di acquisto di questi elementi molto elevato.

Scegliere il giusto inverter per il corretto funzionamento di tutti questi componenti è fondamentale.

Un'ulteriore criticità la si ha quando si crea un impianto off-grid comprensivo di generatore eolico.

Infatti, come abbiamo scritto precedentemente, i generatori elettrici utilizzati sulle turbine eoliche su terra sono asincroni. Questi però necessitano di corrente reattiva per funzionare, poiché quest'ultima ha il compito di eccitare il campo e far iniziare la produzione.

Nelle configurazioni on-grid, questa corrente viene fornita dalla rete elettrica nazionale.

Nella configurazione off-grid, invece, l'energia reattiva necessaria deve essere fornita dal convertitore bidirezionale. Il compito di quest'ultimo, quindi, non è solo quello di convertire la corrente da alternata a continua per immagazzinarla, o da continua ad alternata per servirla all'utilizzatore, ma è anche quello di far funzionare il generatore eolico. Di conseguenza è necessario installare un convertitore specifico e non uno in normale dotazione nei comuni impianti.

Trovare anche un luogo consono per l'installazione della turbina eolica non è semplice, poiché, oltre al dover trovare un sito con le giuste condizioni di vento, bisogna anche affrontare una serie di norme paesaggistiche e burocratiche.

# CASO STUDIO

## Turbina eolica Ergo Wind

Nel presente capitolo si illustrerà il procedimento per abbinare un sistema di accumulo ad una turbina eolica, con l'utilizzo di tre convertitori bidirezionali, e alla successiva messa in funzione.

Il generatore eolico, di proprietà di un privato, è installato nella città di Sassoferrato, in provincia di Ancona, ed è stato progettato e costruito dall'azienda ERGO WIND S.R.L.

Quest'azienda, con sede a Pesaro (PU), è leader nel settore del minieolico ed ha progettato e realizzato più di 70 aerogeneratori sul territorio nazionale. Oltre al concepimento e alla costruzione, garantisce servizi di manutenzione e monitoraggio.

Dispone di tre taglie di pale eoliche: 20 kW, 50 kW e 60 kW.



*Figura 58: Dettaglio turbina eolica Ergo Wind*

L'aereogeneratore di Sassoferrato ha le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale: 60 kW;
- Generatore: Asincrono Trifase non autoeccitato con 4 poli, di marca Electro Adda;
- Modello generatore: G-FC250MT/4
- Moltiplicatore di giri: Assi paralleli 2 stadi Bonfiglioli;
- Massa: 2600 kg;
- Diametro rotore: 15,95 metri;
- Pale: Tripala, in fibra di vetro rinforzata;
- Velocità rotore nominale: 60 rpm;
- Velocità albero secondario: 1500 rpm;
- Tensione operativa: 400 Vac
- Classe turbina IEC 61400-2: III;
- Velocità cut-in: 4 m/s;
- Velocità vento nominale: 12 m/s;
- Velocità cut-off: 25 m/s.
- Altezza torre: 27m

### EW60 - Curva di potenza

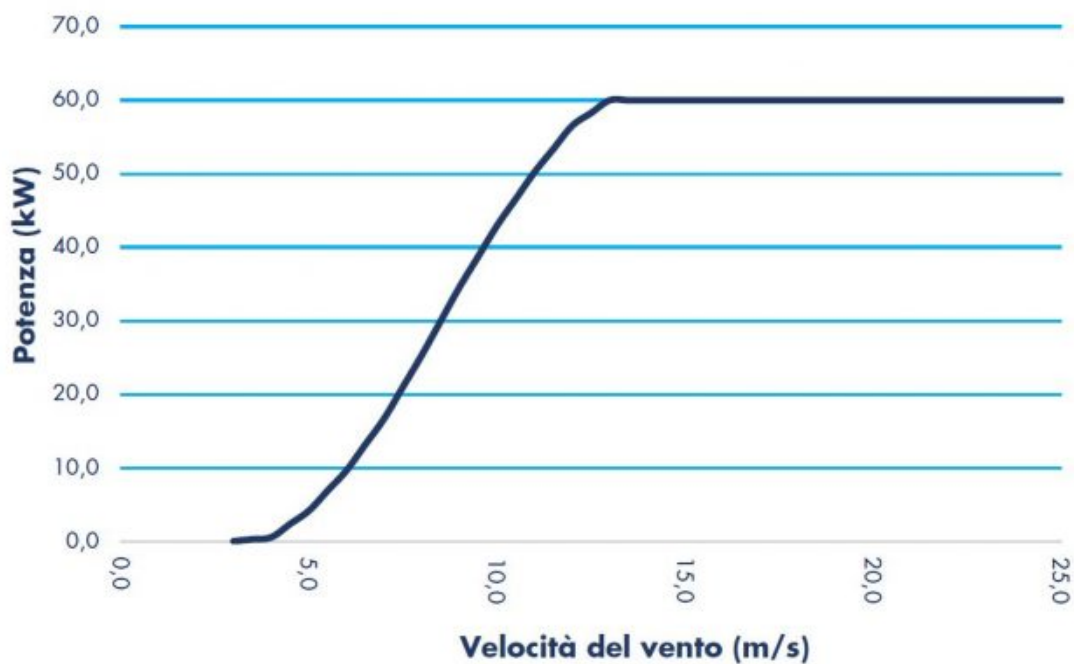


Figura 59: Curva di potenza turbina eolica

La torre di questa turbina, come di tutte quelle costruite da Ergo Wind, è costituita da tre tubi in acciaio ed è idraulica, quindi abbassabile/solleavabile. Ciò garantisce una maggiore stabilità, un miglior sostegno e facilita l'installazione.

Questo componente viene progettato secondo la normativa NTC2008 (D.M. 14/01/2008).

[68]



*Figura 60: Pala eolica di Sassoferrato*

## Inverter Western CO.

I convertitori vengono forniti da WESTERN CO.

Quest'azienda concepisce e costruisce i convertitori/inverter e, per questo progetto, li ha dotati con delle batterie agli ioni di litio di marca MIDAC S.p.A.

L'impresa Western CO. ha sede a San Benedetto del Tronto (AP) e da 30 anni opera nel mercato dell'elettronica e del fotovoltaico con ottimi risultati.

I convertitori monofase utilizzati sono il LEONARDO PRO-X 5000 Li, di cui uno Master e 2 Slave.

Sono stati scelti questi convertitori perché, abbinati con questa tipologia di accumulo, rientrano nella normativa CEI 0-21, la quale regola la connessione degli utenti attivi e passivi alla rete di Bassa Tensione.

Ne sono stati presi tre poiché Western Co. costruisce solo convertitori monofase. Essendo la corrente prodotta trifase, per "trattarla" c'è bisogno di un Leonardo Pro X per ogni fase.



Figura 61: Inverter Leonardo Pro X

La potenza di ognuno di essi è di 5kW. In totale quindi la potenza installata con i convertitori è 15kW.

La potenza dell'inverter è importante ma non fondamentale, poiché il dimensionamento viene effettuato sull'energia che si va ad immagazzinare, quindi sulla grandezza del sistema di accumulo (in kWh).

Essendo questo "piccolo", il Leonardo Pro X è sufficiente per questa applicazione.

L'efficienza di conversione di questo modello è del 95% e tre ulteriori vantaggi consistono nel controllo da remoto, così da poter controllare o modificare i parametri a distanza, nella gestione dei carichi e nell'uscita EPS per i carichi privilegiati nel caso di blackout.

Il voltaggio della batteria ammesso per questa tipologia è di 48V.

Bisogna specificare che questi convertitori sono bidirezionali solo per lo storage. Infatti, lavorando con basse potenze, non è possibile accoppiarli direttamente con il sistema fotovoltaico poiché quest'ultimo lavora ad alte potenze. Di conseguenza, nel caso ci siano pannelli fotovoltaici, bisogna installare inverter DC/AC immediatamente successivo all'impianto.

La turbina eolica, invece, generando corrente in AC, può essere collegata direttamente al Leonardo.

Si può notare come l'inverter Leonardo Pro X ammetta in ingresso solo corrente in AC e converta in DC solo per immagazzinare energia.



Internamente, il Leonardo Pro X è così composto:

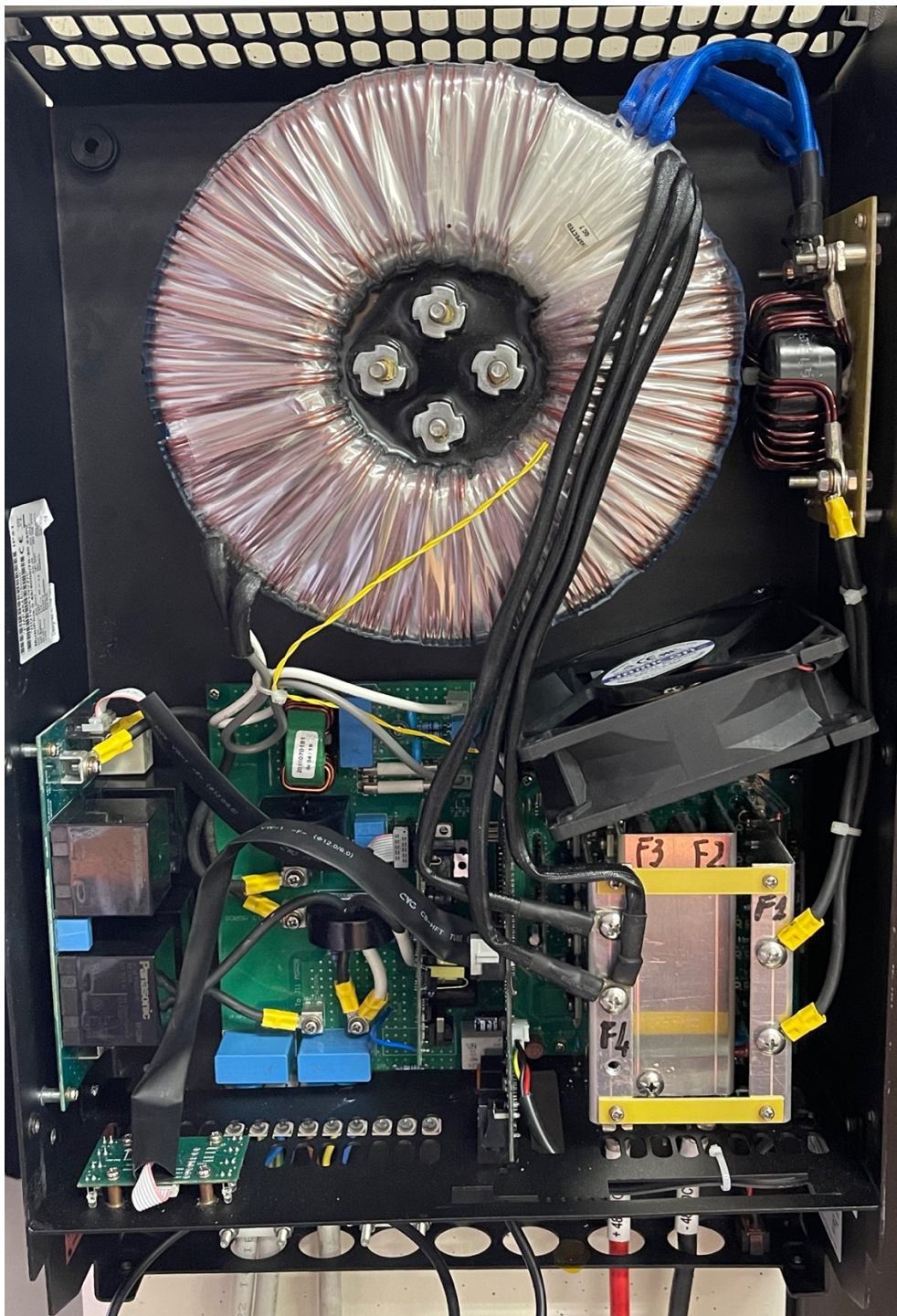


Figura 62: Foto componenti interni del convertitore Leonardo Pro X

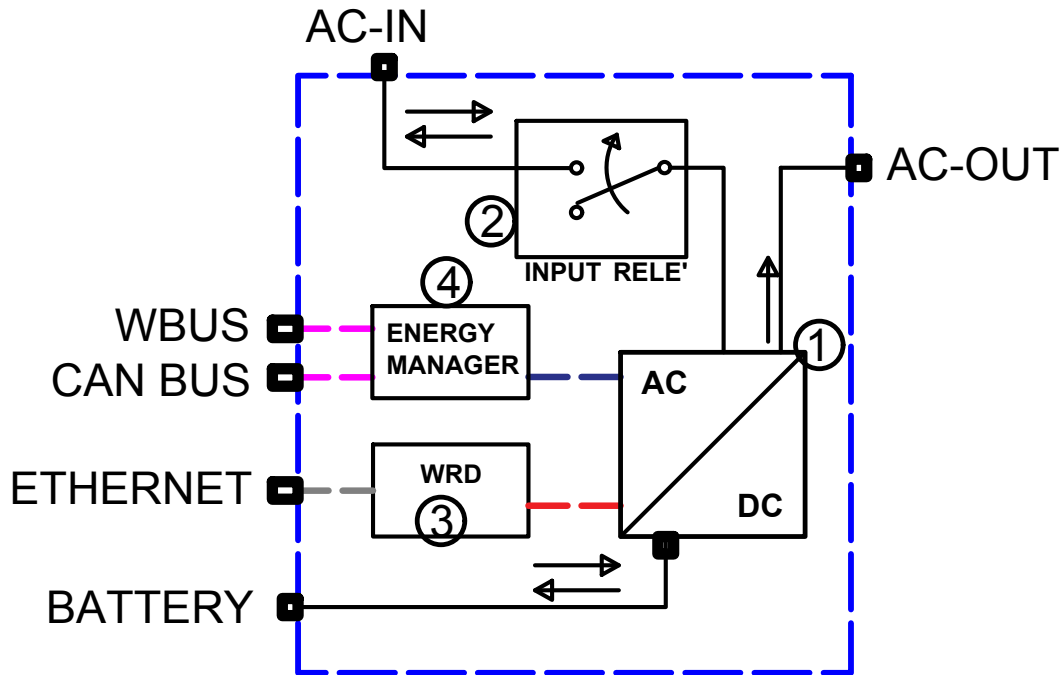
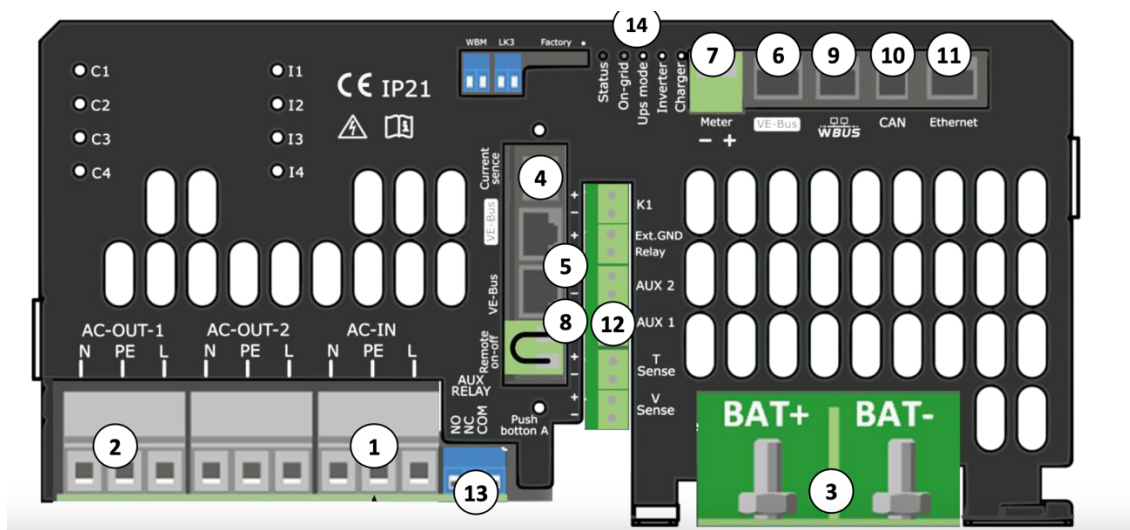


Figura 63: Schema interno inverter Leonardo Pro X

- 1- Inverter bidirezionale isolato: sistema di conversione AC/DC e provvede alla carica della batteria in accordo con il profilo di management, riceve il set-point della potenza di carica e scarica dell'energy manager;
- 2- Relè di ingresso: si occupa di connettere l'inverter in parallelo con la rete On-grid, è responsabile dello sgancio della rete in caso di parametri fuori specifica (tensione e frequenza);
- 3- WRD: sistema integrato di acquisizione dei dati per monitoraggio ed impostazione da remoto, se connesso ad internet;
- 4- Energy Manager: determina set-point per la potenza di carica e scarica in funzione della produzione FER e del consumo dell'impianto domestico.

Per connettere l'inverter alle varie sorgenti, si hanno le seguenti porte:



- 1- AC-IN: Connessione alla rete elettrica AC, 3x13mm<sup>2</sup>;
- 2- AC-OUT-1 (EPS OU): connessione carichi privilegiati (EPS), 3x13mm<sup>2</sup>
- 3- BAT +/- : Connessione alla batteria, viti M8
- 4- Current Sense: Sensore TA, jack 3,5 mm
- 5- VE-BUS: Connessione Bus interno, RJ45
- 6- VE-BUS: Connessione Bus interno, RJ45
- 7- Meter: Connessione del Bus del contatore di produzione P1, 2x2,5mm<sup>2</sup> (in caso di configurazione AC) o collegamento per il massimo autoconsumo (in caso di installazione DC con regolatori esterni)
- 8- VE-BUS: Connessione Bus di controllo per la connessione di un Leonardo PRO X slave, RJ45
- 9- WBUS: Porta per il collegamento dei dispositivi WESTERN CO., RJ11
- 10- CAN: Connessione CANBUS batteria, RJ10
- 11- Ethernet: Connessione rete internet, RJ45
- 12- Morsettiere per il collegamento interno del contatto di massimo autoconsumo
- 13- Uscita contatto per attivazione carichi ausiliari (in caso di installazione DC con regolatori esterni)
- 14- Led di segnalazione

Le specifiche tecniche del convertitore sono le seguenti:

		<b>Leonardo PRO X 5000/48 Li</b>	
<b>INVERTER</b>	Nominal power	P <sub>nom</sub>	5kVA
	Continuous power at 25 ° C	P <sub>con1</sub>	4.0kW
	Continuous power at 40 ° C	P <sub>con2</sub>	3.7kW
	Battery voltage	V <sub>bat</sub>	48V
	Battery voltage range	V <sub>dc</sub>	40 – 66V
	AC voltage and frequency	V <sub>nom</sub>	230Vac – 50Hz
	AC voltage range	V <sub>ac</sub>	187 – 265Vac
	AC input current	I <sub>ac</sub>	50A
	Harmonic distortion	T <sub>hd</sub>	< 3%
	Nominal power factor	P <sub>i</sub>	1
	Min. load Maximum efficiency DC-> AC	E <sub>ds</sub>	96%
	Max. load Maximum efficiency DC-> AC		80%
	Connectable load power on EPS out	E <sub>ps</sub>	4.0kW
	EPS transfer time on grid blackout	T <sub>sw</sub>	10ms
	Power consumption in by-pass mode	P <sub>bp</sub>	< 2W
	Topology	T <sub>op</sub>	Toroidal isolation transformer
	Cooling	V <sub>en</sub>	Forced ventilation
PV production meter	M <sub>is</sub>	40A with direct connection	
Consumption current sensor	T <sub>a</sub>	100A split core current transformer	
<b>AC CHARGER</b>	Maximum charge power	P <sub>ch</sub>	3.5kW
	Maximum charge current	I <sub>ch</sub>	70A
	Maximum efficiency AC-> DC	E <sub>ch</sub>	95%
	Charging curve	A <sub>lg</sub>	BMS self-adaptive
	Battery communication	C <sub>om</sub>	CAN BUS
<b>INTERFACES</b>	PV production meter connection	M <sub>eter</sub>	2 x 2.5mm <sup>2</sup> screw terminals
	VE-Bus Master/Slave port	VE-Bus	RJ45
	WBUS service port	WBUS	RJ11
	Battery communication port	CAN	RJ10 with 1.5m supplied cable
	Internet communication port	Ethernet	RJ45
	Current sensor port	Current Sense	3.5mm jack with 1m cable

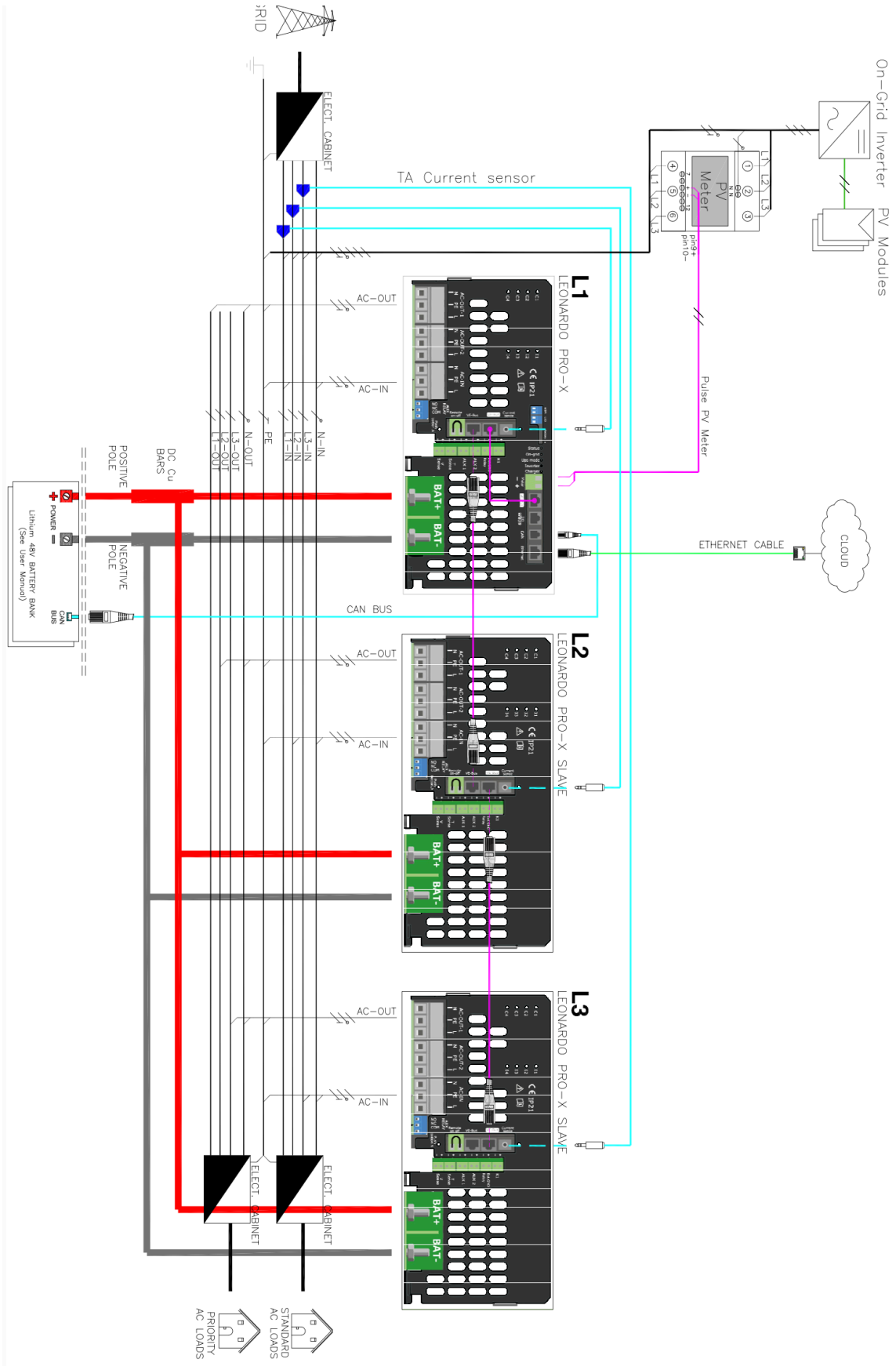


Figura 64: Esempio schema di collegamento

Da questo schema risulta ancora più evidente quanto detto precedentemente del Leonardo Pro X.

Infatti, è presente un convertitore, immediatamente dopo i pannelli fotovoltaici, che converte la corrente da continua ad alternata. Questa viene poi presa in carico dai Leonardo, uno per ogni fase, i quali la gestiscono e “decidono” se immagazzinarla, riversarla in rete o utilizzarla per i carichi.

Se, invece, l’inverter fosse stato bidirezionale lato fotovoltaico, questo non avrebbe avuto necessità di un convertitore a monte, per passare da corrente continua ad alternata, ma avrebbe gestito direttamente la continua e deciso cosa farne.

## Batterie Midac

Le 4 batterie utilizzate sono le RES 5.1, prodotte da MIDAC S.p.A.

Quest'azienda ha sede a Soave (VR) con un distaccamento a Civitanova Marche (MC).

Produce batterie per l'avviamento, stazionarie e per l'automotive; costruisce sia batterie al piombo che agli ioni di litio.



Figura 65: Batteria RES 5.1 MIDAC

Il datasheet di questo accumulatore è il seguente:

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
DIMENSIONS LxWxH (mm)	560 x 406 x 143
WEIGHT (Kg)	48
BATTERY TRAY COLOUR	RAL 9010
LID COLOUR	RAL 9010

ELECTRICAL CHARACTERISTICS	
NOMINAL VOLTAGE (V)	51,2
MAXIMUM VOLTAGE (V)	57,6
MINIMUM VOLTAGE (V)	44,8
CAPACITY (Ah)	100
ENERGY (Wh)	5120
NOM. DISCHARGE CURRENT (A)	50
MAX. DISCHARGE CURRENT (A)	100
NOM. CHARGE CURRENT (A)	50
MAX. CHARGE CURRENT (A)	100

OPERATING CONDITIONS	
OPERATING TEMPERATURE (°C)	-20°C/55°C
CHARGING TEMPERATURE (°C)	0°C/45°C
STORAGE TEMPERATURE (°C)	-10°C/35°C
MAX. HUMIDITY (no condensation)	95%
MAXIMUM ALTITUDE (m)	2000
CYCLES @ 80%DoD, 25°C, 70% residual capacity	6000
CALENDAR LIFE (Years)	10
IP RATING	21

[70]

Per l'applicazione, le quattro batterie sono state installate in parallelo, così da aumentare la capacità e lasciare invariato il voltaggio nominale.



# Applicazione

Lo schema già installato per riversare la corrente prodotta dal generatore eolico in rete è il seguente:

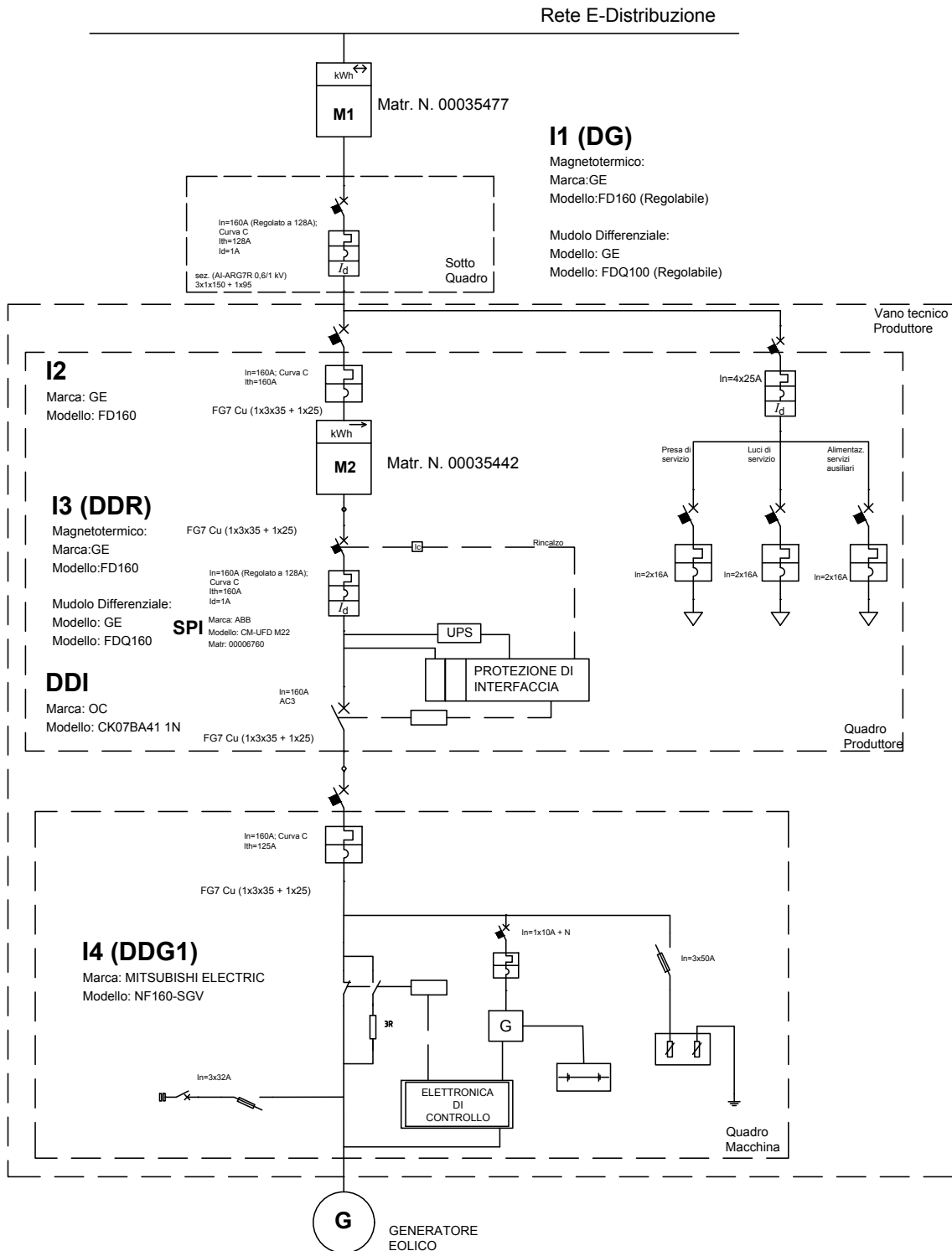


Figura 66: Schema elettrico turbina eolica











Come si può notare dalla figura, sono presenti: Dispositivo Generale, Dispositivo Di Interfaccia con la relativa Protezione di Interfaccia ed Dispositivo del Generatore.

Per il primo si ha un interruttore magnetotermico differenziale, che ha il compito di interrompere il flusso di energia quando avviene un contatto diretto o indiretto e si verifica una dispersione di corrente, oppure quando si presenta un sovraccarico. Lo scopo finale del è quello di separare l'impianto utilizzatore dalla rete ed è posto a valle del gruppo di misura dell'energia ed è idoneo al sezionamento.

Per il DDI si ha sempre un interruttore magnetotermico differenziale ed ha la mansione di separare l'impianto del generatore eolico da quello dell'utilizzatore, su comando del PI.

Per il DDG, invece, è installato un interruttore magnetotermico, il quale permette il sezionamento della turbina eolica in caso di guasto. È un interruttore automatico.

Gli altri componenti presenti sono:

<b>LEGENDA</b>	
	Contatore M2 Monodirezionale
	Contatore M1 Bidirezionale
	Interruttore magnetotermico differenziale
	Interruttore magnetotermico
	Bobina a lancio di corrente
	Resistenze di avviamento
	Limitatore di Sovratensione tipo 2 V20 -C 3+ NPE - 280
	Gruppo di continuità statico
	Inverter WESTERN LEONARDO PRO X
	Batteria MIDAC

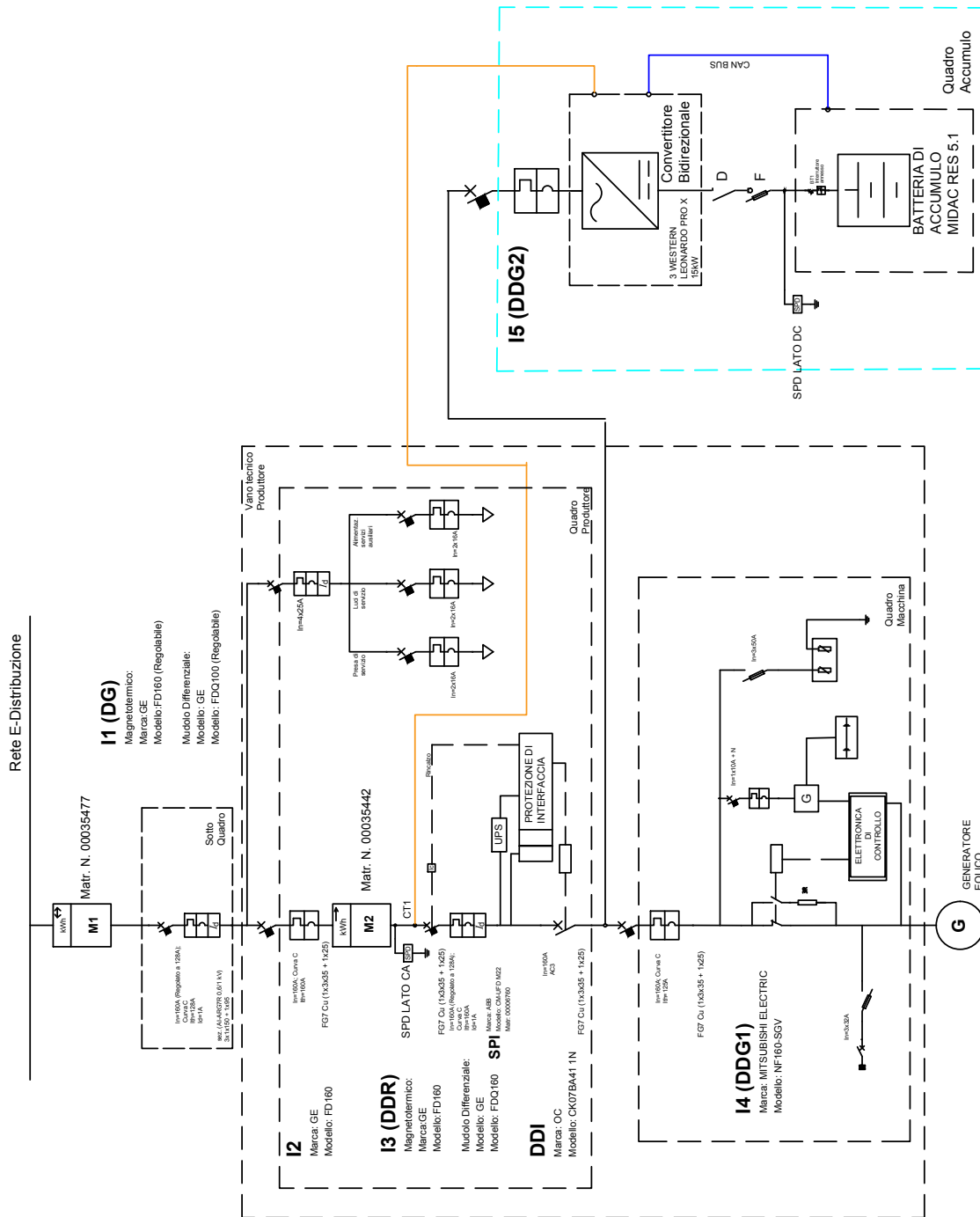


Figura 67: Schema turbina eolica con inverter ed accumulo

Per l'introduzione del sistema di accumulo con relativo inverter si è pensato allo schema sopra riportato.

In particolare, si è inserita una deriva subito a monte del Dispositivo del Generatore 1, dove sono collocati: un Dispositivo Del Generatore di tipo magnetotermico, 3 inverter bidirezionali di tipo Western Leonardo Pro X 5000/Li e 4 batterie RES 5.1 di marca Midac. Oltre a questi componenti è stato introdotto un interruttore con fusibile ed un sezionatore tra inverter e batterie per possibili sovratensioni, degli SPD per scaricare le sovratensioni

(sia lato corrente in continua che alternata), il cavo CAN-BUS (ha il compito di far comunicare il sistema di accumulo con il convertitore master così da poter regolare la carica e avere comunicazione di possibili problemi), un sensore di corrente (CT1) con annesso cavo (disegnato in arancione) collegato all'inverter per permettere a quest'ultimo, in caso di necessità di rilasciare corrente per l'utilizzatore.

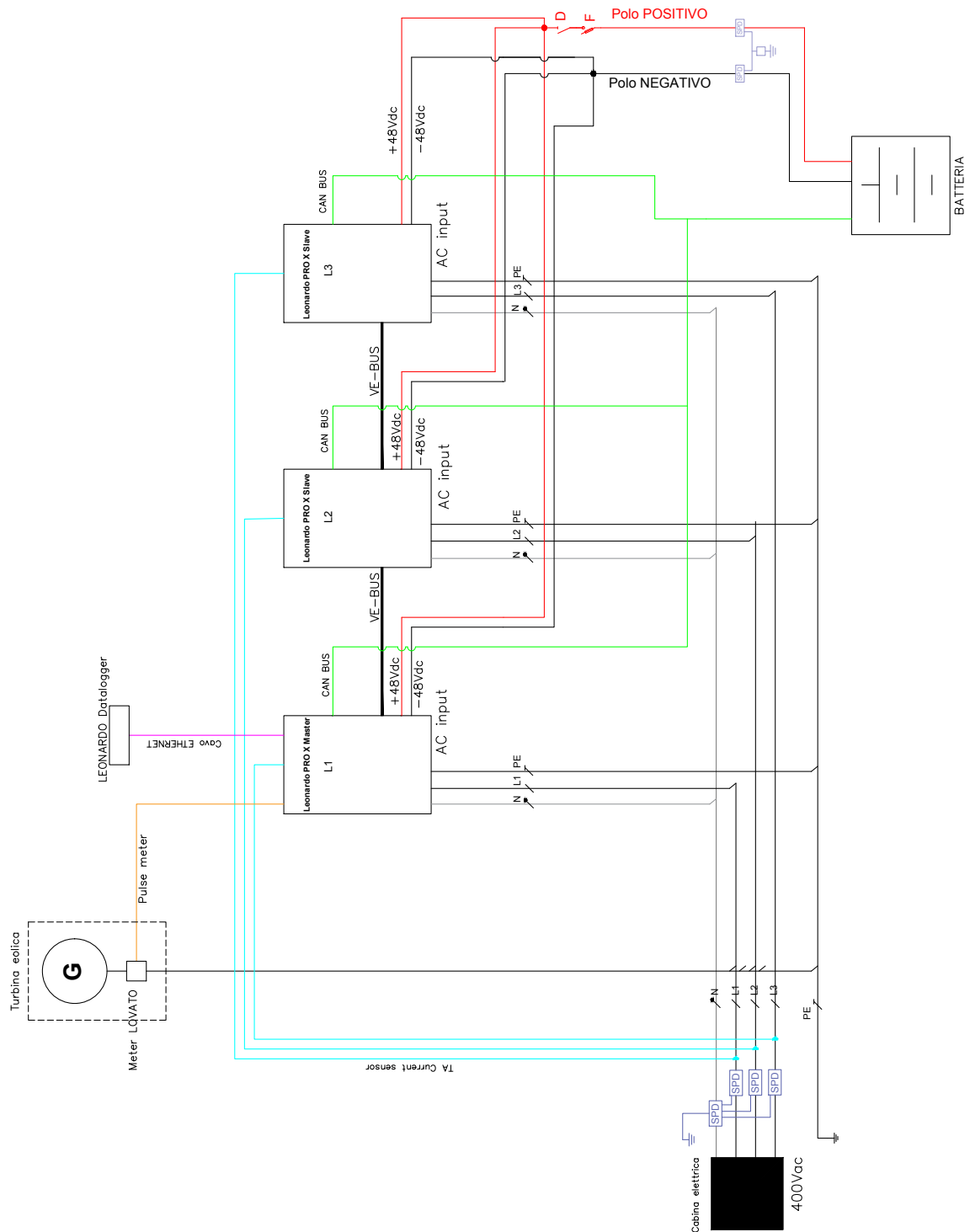


Figura 68: Schema trifilare inverter Western

Nella figura viene riportato nel dettaglio come collegare tutti i cavi tra inverter, batterie e linea elettrica. Una nota va fatta riguardo all'ulteriore collegamento tra il meter Lovato a bordo della turbina eolica e l'inverter Master. Questa connessione serve a quest'ultimo per monitorare la produzione e determinare, anche in base alle rilevazioni del sensore CT1, quanta energia immagazzinare nel sistema di accumulo.

I 3 convertitori, per la gestione della corrente, comunicano tra di loro tramite la connessione via "cavo" chiamata VE-BUS.

L'installazione dell'impianto inverter ed accumulo non è stato possibile realizzarla a causa di condizioni metereologiche avverse, che negli ultimi mesi hanno colpito la nostra Regione.

In particolare, il territorio di Sassoferrato è stato profondamente danneggiato dall'alluvione dello scorso 15 settembre.

# CONCLUSIONI

Lo scopo di questo lavoro era quello di valutare la possibilità di impiegare macchine eoliche di piccola potenza in sistemi energetici che si adattassero alle nuove forme incentivanti chiamate Comunità Energetiche Rinnovabili.

La maggior parte delle proposte che finora ci sono, da un punto di vista tecnico ed impiantistico, per la realizzazione delle CER sono orientate verso l'utilizzo di fotovoltaico. Quest'ultima, infatti, risulta la fonte più veloce e facile da installare e su cui la previsione di produzione è semplice da effettuare perché basata sulla radiazione solare incidente a quell'angolo in quel luogo.

Per l'energia eolica, invece, il discorso cambia perché occorre conoscere una risorsa, molto più aleatoria di quella solare, che si chiama vento.

Infatti, per poter installare un generatore eolico occorre conoscere la velocità, la turbolenza, la direzione e la frequenza del vento. Quindi una sorgente eolica comporta delle difficoltà maggiori.

Però, a favore dell'eolico c'è il fatto che la produzione energetica (per kW installato) è decisamente maggiore di quelle del fotovoltaico, con un ordine di grandezza minima del 60/70% in più.

Per comprendere ancora di più questa differenza, in un anno, per una produzione di 1,2 MWh/kW installato di pannelli fotovoltaici, si ha come minimo 1,8MWh/kW installato di eolico fino ad un massimo di 2,2MWh/kW per i siti molto ventosi.

Un altro fattore che depone a favore della turbina eolica è che non è vincolato al giorno, al contrario del fotovoltaico.

Infatti, quest'ultimo di notte non produce elettricità mentre l'eolico ha una buona restituzione in ore serali e mattutine.

Quindi, l'unione di queste due tecnologie potrebbe compensare e soprattutto estendere la continuità produttiva da fonte rinnovabile durante il giorno. Naturalmente l'inserimento del sistema di accumulo completerebbe il tutto.

Quindi, in questo elaborato, la CE è intesa come mix da rinnovabile che include, come cuore, le batterie per accumulare energia in eccesso e restituirla nel momento di necessità.

Lo sviluppo di questa tesi ha avuto come base questo contesto.

Si è effettuato lo studio dell'arte per comprendere lo stato energetico italiano, dove è emerso una forte necessità di far sì che l'energia rinnovabile diventi la più diffusa possibile mentre, al giorno d'oggi, è fortemente concentrata. Inoltre, si è posto l'attenzione sulla

possibilità che più soggetti condividano la produzione e l'uso dell'energia che essi stessi si producono. Ecco perché viene chiamata Comunità Energetica Rinnovabile.

Al contempo abbiamo valutato le tecnologie presenti sul mercato ed abbiamo deciso di attivare un caso studio su una turbina eolica da 60kW, definita minieolico, posta a Sassoferrato. Dopo averla analizzata e valutato la fattibilità, si è sviluppato il progetto elettrico per agganciare la turbina ad un sistema di accumulo, pur rimanendo ON-GRID.

Il fatto di restare connessi alla rete elettrica è dovuto al fatto che le CE sono finanziate solo se ON-GRID.

Abbiamo deciso di utilizzare tre inverter monofase, essendo la turbina trifase, nella modalità descritta nel capitolo del caso studio.

Purtroppo, l'alluvione del 15 settembre di quest'anno ed il terremoto del 9 novembre hanno rallentato la consegna dei materiali. Tuttavia, in questo momento il materiale è stato consegnato ed è in fase di collegamento elettrico per iniziare la parte sperimentale del sistema.

Questa tesi dovrà necessariamente proseguire, con il lavoro di altri, per poter valutare quali saranno le problematiche dell'inserimento dell'eolico in un sistema CER e quali potrebbero essere i metodi per migliorare il sistema stesso.

# BIBLIOGRAFIA

- [1] «Pubblicazioni Statistiche - Terna spa». <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (consultato nov. 02, 2022).
- [2] «Pubblicazioni Statistiche - Terna spa». <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (consultato dic. 05, 2022).
- [3] «RELAZIONE ANNUALE STATO DEI SERVIZI 2020».
- [4] «ARERA - aggiornamento trimestrale». <https://www.arera.it/it/dati/aggtrim.htm> (consultato set. 19, 2022).
- [5] «ARERA - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo in maggior tutela». <https://www.arera.it/it/dati/eep35.htm> (consultato dic. 05, 2022).
- [6] «Le cause principali dietro la crisi energetica e i rincari delle bollette». <https://www.geopop.it/video/le-cause-principali-dietro-la-crisi-energetica-e-i-rincari-delle-bollette/> (consultato ott. 01, 2022).
- [7] «MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA DIPARTIMENTO ENERGIA».
- [8] «Forniture gas e conflitto in Ucraina». <https://www.mglobale.it/analisi-di-mercato/tutte-le-news/russia-ucraina-il-conflitto-si-estende-alle-forniture-di-gas.kl> (consultato nov. 02, 2022).
- [9] «Importazioni di gas naturale - Analisi e statistiche energetiche e minerarie - Ministero della Transizione Ecologica». <https://dgsaie.mise.gov.it/importazioni-gas-naturale> (consultato ott. 01, 2022).
- [10] «Spiegazione delle sanzioni UE nei confronti della Russia - Consilium». <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/sanctions-against-russia-explained/#sanctions> (consultato ott. 01, 2022).
- [11] «What happens if Russia turns off Europe's gas supply this winter? | Gas | The Guardian». <https://www.theguardian.com/business/2022/jun/22/what-if-russia-cuts-europe-gas-exports-winter> (consultato ott. 02, 2022).
- [12] «Russia-Ucraina: Gas, Chi rischia di più?» <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/russia-ucraina-gas-chi-rischia-di-piu-33064> (consultato nov. 02, 2022).



- [13] «Crisi energetica, i mercati si preparano al peggio (1° parte) - Controlla Bolletta». <https://www.controllabolletta.it/notizie/crisi-energetica-i-mercati-si-preparano-al-peggio-1-parte/> (consultato nov. 21, 2022).
- [14] «Mario Menichella – Hume Page». <https://www.fondazionehume.it/author/mario-menichella/> (consultato dic. 05, 2022).
- [15] «Categoria: Economia - Hume Page». <https://www.fondazionehume.it/category/economia/?print=print-search> (consultato dic. 05, 2022).
- [16] «Russia-Ucraina: Gas, Chi rischia di più?» <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/russia-ucraina-gas-chi-rischia-di-piu-33064> (consultato dic. 05, 2022).
- [17] «Le speculazioni sul gas che stanno creando il caro-bollette. E le Authority stanno a guardare... – Hume Page». <https://www.fondazionehume.it/economia/le-speculazioni-sul-gas-che-stanno-creando-il-caro-bollette-e-le-authority-stanno-a-guardare/> (consultato nov. 18, 2022).
- [18] «RELAZIONE ANNUALE STATO DEI SERVIZI 2020».
- [19] «Emissioni di gas serra per paese e settore: Infografica | Attualità | Parlamento europeo». <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20180301STO98928/emissioni-di-gas-serra-per-paese-e-settore-infografica> (consultato nov. 21, 2022).
- [20] «Quote di CO2, come funziona il meccanismo che regola le emissioni - ESG360». <https://www.esg360.it/environmental/quote-di-co2-come-funziona-il-mechanismo-che-regola-le-emissioni/> (consultato ott. 02, 2022).
- [21] «ARERA - Andamento del prezzo medio nelle principali borse europee». <https://www.arera.it/it/dati/eem43.htm> (consultato nov. 22, 2022).
- [22] «Mercato elettrico italiano: come funziona | Sorgenia». <https://www.sorgenia.it/guida-energia/mercato-elettrico-come-funziona> (consultato dic. 05, 2022).
- [23] «Mercato elettrico | Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica». <https://www.mite.gov.it/energia/energia-elettrica/mercato-elettrico> (consultato dic. 05, 2022).
- [24] «GME - Gestore dei Mercati Energetici SpA». <https://www.mercatoelettrico.org/it/> (consultato dic. 05, 2022).

- [25] «GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI E DI COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE». <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile> (consultato dic. 05, 2022).
- [26] «Le comunità energetiche in Italia».
- [27] «Comunità rinnovabili 2.0». <https://experience.arcgis.com/experience/40737f090e95471aa87a300a43700bec> (consultato dic. 05, 2022).
- [28] «Sommario».
- [29] «World Energy Outlook – Topics - IEA». <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook> (consultato nov. 25, 2022).
- [30] «DIRECTIVE 2001/77/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market».
- [31] «DIRECTIVE 2003/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport».
- [32] «DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC», 2009.
- [33] «DIRETTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - dell'11 dicembre 2018 - sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili».
- [34] «DIRETTIVA (UE) 2019/ 944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - del 5 giugno 2019 - relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/ 27/ UE».
- [35] «LE COMUNITÀ ENERGETICHE IN ITALIA», doi: 10.12910/DOC2020-012.
- [36] M. L. di Silvestre, M. G. Ippolito, E. R. Sanseverino, G. Sciumè, e A. Vasile, «Energy self-consumers and renewable energy communities in Italy: New actors of the electric power systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, nov. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111565.

- [37] V. Bukovszki, Á. Magyari, M. K. Braun, K. Párdi, e A. Reith, «Energy Modelling as a Trigger for Energy Communities: A Joint Socio-Technical Perspective», *Energies* 2020, Vol. 13, Page 2274, vol. 13, n. 9, pag. 2274, mag. 2020, doi: 10.3390/EN13092274.
- [38] «retenergie [licensed for non-commercial use only] / statuto». <http://retenergie.pbworks.com/w/page/24763065/statuto> (consultato dic. 05, 2022).
- [39] «Accendi la Tua energia con Energia Positiva». <https://www.energia-positiva.it/> (consultato dic. 05, 2022).
- [40] «Italiano Parlamento. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché e di innovazione tecnologica. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana; 2020.» <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg> (consultato dic. 05, 2022).
- [41] «ARERA. Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/eel, testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto. 2012. ». <https://www.arera.it/it/index.htm> (consultato dic. 05, 2022).
- [42] [https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie\\_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2020-11-16&atto.codiceRedazionale=20A06224&elenco30giorni=true.](https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2020-11-16&atto.codiceRedazionale=20A06224&elenco30giorni=true.) «Ministero dello Sviluppo Economico. Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana; 2020. ».
- [43] «DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021 , n. 199». [https://www.gse.it/normativa\\_site/GSE%20Documenti%20normativa/ITALIA\\_DLGS\\_n199\\_\\_08\\_11\\_2021.pdf](https://www.gse.it/normativa_site/GSE%20Documenti%20normativa/ITALIA_DLGS_n199__08_11_2021.pdf) (consultato dic. 05, 2022).
- [44] «DECRETO-LEGGE 17 maggio 2022, n. 50 ». <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/05/17/22G00059/sg> (consultato dic. 05, 2022).
- [45] «Comunità rinnovabili 2.0». <https://experience.arcgis.com/experience/40737f090e95471aa87a300a43700bec?d>

- ata\_id=dataSource\_1-service\_65adaee296304bb793afd2f4197afe83\_5608%3A122  
(consultato nov. 30, 2022).
- [46] «Comunità rinnovabili - Comuni Rinnovabili».  
<https://www.comunirinnovabili.it/mappa/> (consultato dic. 05, 2022).
- [47] «Il fotovoltaico: tutto quel che c'è da sapere in 50 domande e risposte».  
<http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/il-fotovoltaico.html> (consultato dic. 05, 2022).
- [48] M. A. Green, «Photovoltaic principles», *Physica E Low Dimens Syst Nanostruct*, vol. 14, n. 1–2, pagg. 11–17, apr. 2002, doi: 10.1016/S1386-9477(02)00354-5.
- [49] N. Jungbluth, M. Stucki, R. Frischknecht, e M. Tuchschnid, «Photovoltaics», 2009, Consultato: dic. 05, 2022. [Online]. Available: [www.ipcrystalclear.info](http://www.ipcrystalclear.info)
- [50] L. GASPERIN, «PANORAMICA SUGLI IMPIANTI IDROELETTRICI DI PICCOLA TAGLIA, SULLE SPECIFICITA' E SUI CAMPI DI FUNZIONAMENTO DELLE MICROTURBINE», 2022, Consultato: dic. 05, 2022. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/20.500.12608/31684>
- [51] «Nuova pagina 1».  
<https://www.rosarioberardi.it/sitoberardi/eperenergia/energia/centraledipompaggio.htm> (consultato dic. 05, 2022).
- [52] «TECNOLOGIE EOLICO: FUNZIONAMENTO E COMPONENTI DI UN GENERATORE EOLICO AD ASSE ORIZZONTALE, SISTEMA DI TRASMISSIONE CON ALBERO E INGRANAGGI, SISTEMI DI CONTROLLO, FRENI E DISPOSITIVI DI FRENATURA ATTIVI E PASSIVI MECCANICI ELETTRICI O AERODINAMICI, SISTEMI DI ORIENTAMENTO DEL ROTORE E DELLE PALE - CONSULENTE-ENERGIA.COM». <http://www.consulente-energia.com/eolico-turbine-funzionamento-tecnologie-componenti-generatori-eolici-albero-ingranaggi-trasmissione-sistemi-controllo-freno-franatura-per-orientare-rotore-pale.html> (consultato dic. 05, 2022).
- [53] «IEC 61400-1:2019 | IEC Webstore | rural electrification, wind power».  
<https://webstore.iec.ch/publication/26423> (consultato dic. 05, 2022).
- [54] D. Wood, «Small wind turbines», *Environmental Science and Engineering (Subseries: Environmental Science)*, vol. 1, n. 1, pagg. 195–211, 2011, doi: 10.1007/978-3-540-88258-9\_8/COVER.

- [55] L. Battisti, «SPECIALE TECNICO Scelta e installazione delle mini turbine eoliche», Consultato: dic. 05, 2022. [Online]. Available: [www.bluminipower.it](http://www.bluminipower.it)
- [56] «MODELLISTICA E CONTROLLO DI UN GENERATORE ASINCRONO A DOPPIA ALIMENTAZIONE PER TURBINE EOLICHE CON ANALISI DELLA RISPOSTA AI BUCHI DI TENSIONE».  
[https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/5621/3/2010\\_10\\_Guarino.pdf](https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/5621/3/2010_10_Guarino.pdf)  
(consultato dic. 05, 2022).
- [57] «Energia Elettrica da Fonte Eolica».
- [58] J. Goldemberg, «Biomassa e energia», *Quim Nova*, vol. 32, n. 3, pagg. 582–587, 2009, doi: 10.1590/S0100-40422009000300004.
- [59] G. Candolo, «economia e politica agraria agronomica 4/2005 Biomasse vegetali: i possibili processi di conversione energetica».
- [60] «Energia Geotermica: Cos'è, la Storia e i Vantaggi | Enel Green Power».  
<https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-geotermica> (consultato dic. 05, 2022).
- [61] M. H. Dickson e M. Fanelli, «Cos'è l'Energia Geotermica?».
- [62] E. Tironi, L. Piegari, e V. S. Musolino Grillo, «Studio di sistemi avanzati di accumulo di energia quali supercondensatori e sistemi di accumulo misti (batterie + supercondensatori)».
- [63] I. D., P. E., P. M., e L. PIEGARI, «Sistemi di accumulo di energia», pagg. 1–44, 2022, Consultato: dic. 05, 2022. [Online]. Available:  
<https://re.public.polimi.it/handle/11311/561814>
- [64] «Sistemi di accumulo».  
[https://www.nextville.it/Sistemi\\_di\\_accumulo/2147/Accumulo\\_elettrico](https://www.nextville.it/Sistemi_di_accumulo/2147/Accumulo_elettrico)  
(consultato dic. 05, 2022).
- [65] S. Politecnica, C. mo Ing Alessandro Sorce, e D. Ing Alberto Nicola Traverso Allievo, «Modellazione e sviluppo di un sistema di accumulo di energia elettrica a idrogeno verde», ott. 2021, Consultato: dic. 05, 2022. [Online]. Available:  
<https://unire.unige.it/handle/123456789/4831>
- [66] Z. Giuseppe, «SISTEMI DI ACCUMULO PER L'IDROGENO HYDROGEN STORAGE SYSTEMS».
- [67] M. Brocco, E. Calò, A. Lucci, e M. Pasquali, «Analisi costi e benefici sull'introduzione di sistemi di accumulo ad idrogeno e Flow Battery nella rete elettrica Italiana MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO».

- [68] «Aerogeneratori mini eolici da 60 kW - Ergo Wind».  
<http://ergowind.it/aerogeneratore-60-kw/> (consultato nov. 29, 2022).
- [69] «Impianti fotovoltaici con accumulo | Sistemi di accumulo - Western CO.»  
<https://www.western.it/> (consultato dic. 05, 2022).
- [70] «Midac Batteries | Power Passion». <http://www.midacbatteries.com/it/index.html>  
(consultato dic. 05, 2022).