

ENEA

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



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Studio e sviluppo di scenari energetici per l'integrazione di reti AC/DC in MT/BT

S. Favuzza, M. G. Ippolito, R. Musca,
E. Telaretti, A. Vasile, G. Zizzo



**Università
degli Studi
di Palermo**

Report RdS/PTR2020/001

STUDIO E SVILUPPO DI SCENARI ENERGETICI PER L'INTEGRAZIONE DI RETI AC/DC IN MT/BT

S. Favuzza, M. G. Ippolito, R. Musca, E. Telaretti, A. Vasile, G. Zizzo

Ottobre 2020

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: *Sistema Elettrico*

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione).*

Linea di attività: *LA1.4 studio e sviluppo di scenari energetici per l'integrazione di reti AC/DC in MT/BT.*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti ENEA

Responsabile del Work package: Maria Valenti ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Scenari energetici e azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell'affidabilità di reti AC/DC in MT e BT*".

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Salvatore Favuzza

Indice

ACRONIMI	3
SOMMARIO.....	5
INTERAZIONI CON LE ALTRE LA DI PROGETTO.....	6
1 ANALISI DELLO STATO ATTUALE E DEI POSSIBILI SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA ENERGETICO AL 2030 E AL 2050 7	
1.1 INTRODUZIONE	7
1.2 FONTI RINNOVABILI, SISTEMI DI STORAGE ED E-MOBILITY: LA SITUAZIONE ATTUALE IN ITALIA	7
1.2.1 <i>Fonti rinnovabili</i>	7
1.2.2 <i>Storage elettrico</i>	8
1.2.3 <i>E-mobility</i>	9
1.3 FONTI RINNOVABILI, STORAGE ED E-MOBILITY: LA SITUAZIONE ATTUALE NEL RESTO DEL MONDO.....	10
1.3.1 <i>Fonti rinnovabili</i>	10
1.3.2 <i>Storage elettrico</i>	11
1.3.3 <i>E-mobility</i>	12
1.4 PROIEZIONI	13
1.4.1 <i>Lo sviluppo delle FER</i>	13
1.4.2 <i>Lo sviluppo dei sistemi di accumulo</i>	16
1.4.3 <i>Lo sviluppo della mobilità elettrica</i>	17
1.5 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA	20
1.6 EFFETTI DELLA PANDEMIA DA COVID-19.....	21
1.7 CONCLUSIONI	22
2 SERVIZI ANCILLARI.....	23
2.1 PREMESSA	23
2.2 INTRODUZIONE	23
2.3 SERVIZI ANCILLARI NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE E MICRORETI	24
2.3.1 <i>Risposta inerziale (Inertial response)</i>	26
2.3.2 <i>Rampa di potenza attiva (Active Power Ramp Rate)</i>	27
2.3.3 <i>Controllo di frequenza (Frequency control)</i>	27
2.3.4 <i>Controllo di tensione (Voltage control)</i>	28
2.3.5 <i>Contributo al guasto e capacità di FRT (Fault-Clearing and FRT Capability)</i>	28
2.3.6 <i>Mitigazione di armoniche (Harmonics Mitigation)</i>	29
2.4 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	29
3 DEMAND RESPONSE, AGGREGAZIONE E COMUNITÀ ENERGETICHE	32
3.1 INTRODUZIONE	32
3.2 ESPERIENZE INTERNAZIONALI DI AGGREGATORI IN LETTERATURA	33
3.3 L'AGGREGAZIONE DELLA DOMANDA ATTIVA IN ITALIA	37
3.3.1 <i>Progetto pilota UVAC</i>	37
3.3.2 <i>Progetto pilota UVAP</i>	38
3.3.3 <i>Progetto pilota UPR</i>	39
3.3.4 <i>Progetto pilota UVAM</i>	40
3.3.5 <i>Progetto pilota UPI</i>	41
3.3.6 <i>Progetto pilota Fast Reserve</i>	42
3.4 PROGRAMMI DI DEMAND RESPONSE	42
4 DEFINIZIONE DEGLI SCENARI OPERATIVI	46
4.1 INTRODUZIONE	46
4.2 SCENARI OPERATIVI.....	46
4.3 INDICATORI PER LA CARATTERIZZAZIONE DEGLI SCENARI.....	51
5 CONCLUSIONI.....	53
BIBLIOGRAFIA	54

Acronimi

AC	Alternative Current
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AS	Ancillary Service
BAU	Business As Usual
BEV	Battery Electric Vehicle
BSP	Balance Service Providers
BT	Bassa Tensione
CEN	Centralized
CIL	Consumo Interno Lordo
DB	Dead Band
DC	Direct Current
DDS	Documento di Descrizione degli Scenari
DEC	Decentralized
DER	Distributed Energy Resources
DG	Distributed Generation
DR	Demand Response
DRES	Distributed Renewable Energy Sources
DRP	Demand Response Provider
DSO	Distribution System Operator
EMS	Energy Management System
ENTSO-e	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ESS	Energy Storage Systems
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FFR	Fast Frequency Response
FiT	Feed'in Tariffs
FRNP	Fonti rinnovabili non programmabili
FRT	Fault Ride Through
FSM	Frequency Sensitive Mode
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HVRT	High Voltage Ride Through
ICE	Internal Combustion Engine
IRENA	International Renewable Energy Agency
LA	Linea di attività
LVRT	Low Voltage Ride Through
LSE	Load Service Entity
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MPP	Maximum Power Point
MT	Media Tensione
PCC	Point of Common Coupling

PF	Power Factor
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
PV	Photovoltaic
REN	Renewable Energy Network
RES	Renewable Energy Sources
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SdA	Sistema di Accumulo
SG	Synchronous Generation
SSP	Scambio sul Posto
TCO	Total Cost of Ownership
TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TO	Tariffa Omnicomprensiva
TOU	Time of Use
TSO	Transmission System Operator
UP	Unità di Produzione
UPI	Unità di Produzione Integrati
UPMG	Unità Periferica di Monitoraggio Generazione
UPR	Unità di Produzione Rilevante
UVA	Unità Virtuali Abilitate
UVAC	Unità Virtuali Abilitate di Consumo
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
UVAP	Unità Virtuali Abilitate di Produzione
WEC	World Energy Council

Sommario

Il presente report descrive i risultati della linea di attività LA1.4 del WP - Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione) del Progetto 2.7 - Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.

La LA 1.4 ha lo scopo di definire ed analizzare gli scenari energetici per l'integrazione di reti ibride AC/DC in Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT). L'attività di ricerca è stata condotta, in accordo al capitolato di progetto, tenendo conto degli obiettivi nazionali volti ad accelerare il processo di decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale, mettendo al centro i benefici per i consumatori e favorendo la trasformazione del settore elettrico da un assetto centralizzato ad uno distribuito basato su fonti rinnovabili.

In quest'ottica, nel presente report vengono proposti vari scenari di trasformazione delle reti di distribuzione in corrente alternata (AC) tradizionali in nuove strutture ibride AC/DC, considerando diversi livelli di penetrazione di generazione distribuita da fonte rinnovabile connettabile alla rete di distribuzione in corrente continua (DC).

In particolare, nel report vengono analizzati scenari pessimistici, realistici e ottimistici in funzione alla rapidità di diffusione degli impianti da fonte rinnovabile, dello storage elettrico, dei veicoli flessibili e di sistemi di controllo dei carichi flessibili in DC.

La definizione di scenari diversi ha grande impatto sull'analisi di affidabilità del sistema ibrido; infatti, una maggiore penetrazione di fonti rinnovabili e una riduzione della produzione da generatori convenzionali, così come una minore presenza di sistemi di accumulo o di risorse controllate flessibili, potrebbe ridurre la sicurezza complessiva non solo della rete DC, ma dell'intero sistema ibrido, in funzione dei flussi di potenza tra la rete AC e la rete DC.

Gli scenari operativi definiti nella LA1.4 saranno utilizzati nell'ambito delle LA di sviluppo. In particolare, le configurazioni base (LA1.5) verranno realizzate da ENEA caratterizzando i modelli di rete (ovvero le architetture di rete) in relazione alle specifiche determinate dagli scenari operativi.

Questi ultimi saranno costruiti considerando i seguenti indicatori: (i) percentuale di generazione da fonte rinnovabile rispetto alla generazione complessiva della rete AC o della rete ibrida; (ii) flessibilità del carico, definita come l'energia che può essere spostata nelle 24 ore agendo sui soli carichi; (iii) rapporto tra la potenza installata dei sistemi di accumulo e la totale potenza installata dei sistemi di generazione presso gli utenti/microrete.

Il presente report è strutturato come segue:

- Capitolo 1: Analisi dello stato attuale e dei possibili scenari di sviluppo del sistema energetico al 2030 e al 2050;
- Capitolo 2: Servizi ancillari;
- Capitolo 3: Demand Response, aggregazione e comunità energetiche;
- Capitolo 4: Definizione degli scenari operativi;
- Capitolo 5: Conclusioni.

Interazioni con le altre LA di progetto

La LA1.4 ha sinergie con altre LA di progetto, come riportato in Tabella 1.

Tabella 1. Sinergie con le altre LA di progetto.

LA	Titolo	Commento
1.5	Progettazione e costruzione delle configurazioni di reti ibride di lavoro	Le configurazioni di base saranno realizzate da ENEA nella LA1.5 caratterizzando i modelli di rete (ovvero le architetture di rete) in relazione alle specifiche determinate dagli scenari operativi nella LA1.4.
1.6	Definizione e analisi di stati del sistema per la valutazione dell'affidabilità di reti ibride AC/DC in MT/BT in configurazione grid-on e grid-off	La LA1.6 valuterà l'impatto sull'affidabilità e sulla sicurezza dei diversi scenari operativi definiti nella LA1.4.

1 Analisi dello stato attuale e dei possibili scenari di sviluppo del sistema energetico al 2030 e al 2050

1.1 Introduzione

Scopo del presente capitolo è quello di fornire una panoramica sull'attuale contesto energetico italiano ed internazionale, focalizzando l'attenzione sulla diffusione delle tecnologie green, quali fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e veicoli elettrici, e sui possibili scenari di sviluppo futuro verso cui esse si proiettano. Quali tappe fondamentali nel percorso di decarbonizzazione, vengono presi in considerazione gli anni 2030 e 2050, ben note milestone della strategia a lungo termine per la transizione energetica messa in atto dalla comunità internazionale.

L'analisi dello sviluppo e della diffusione delle tecnologie per la transizione energetica costituisce uno degli argomenti più studiati e discussi del momento. Solo tramite la conoscenza dello stato attuale del sistema energetico è possibile creare i presupposti per la definizione di scenari quanto più possibile precisi e attendibili. Pertanto, tale capitolo è propedeutico alla definizione degli scenari energetici per l'integrazione di reti ibride AC/DC in MT e BT.

La struttura del capitolo è la seguente: il punto di partenza è costituito dall'esame del contesto italiano, seguito da quello del contesto globale. Il capitolo si conclude con delle proiezioni relative al sistema Italia con relativi consumi energetici, quota di energia da rinnovabile e target di decarbonizzazione.

1.2 Fonti rinnovabili, sistemi di storage ed e-mobility: la situazione attuale in Italia

1.2.1 Fonti rinnovabili

La potenza complessivamente installata da fonti rinnovabili in Italia supera al 2020 i 55 GW [1]. Tale potenza rappresenta il 45% del parco di generazione nazionale italiano che, attualmente, si attesta intorno ai 118 GW. La nuova potenza installata nel 2019 è stata di circa 1.210 MW con un incremento del 4% rispetto allo stesso periodo del 2018 (Figura 1).

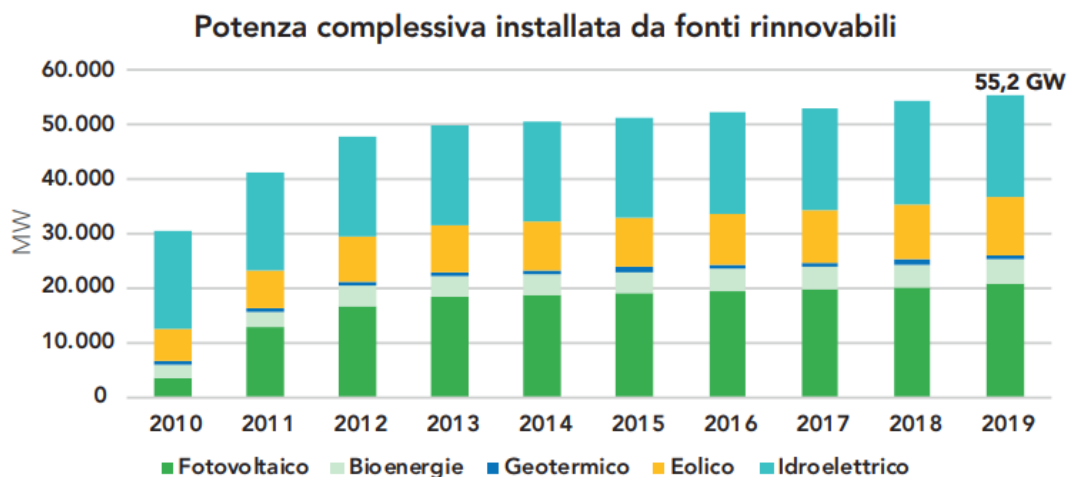


Figura 1. Potenza installata in Italia da fonti rinnovabili, fonte: Renewable Energy Report [1].

La leadership delle nuove installazioni viene detenuta dalla fonte solare mediante conversione fotovoltaica seguita da quella eolica, mentre minori sono i nuovi impianti idroelettrici e di biomassa. La fonte geotermica costituisce un caso a sé stante rispetto alle altre fonti: secondo l'Unione Geotermica Italiana [2] la potenza installata in Italia al 2015 si attesta sui 915,5 MW elettrici, una percentuale modesta rispetto al totale. In Tabella 2 vengono riassunti i dati relativi alla potenza installata per fonte e la relativa crescita rispetto agli anni precedenti.

Tabella 2. Fonti rinnovabili in Italia, fonte: Renewable Energy Report [1] e TERNA [3].

	Totale Potenza installata al 2018	Potenza installata nel 2018	Incremento nuove installazioni rispetto all'anno precedente	Totale Potenza installata al 2019	Potenza installata nel 2019	Incremento nuove installazioni rispetto all'anno precedente
Solare fotovoltaico	20,1 GW	437 MW	7%	20,8 GW	737 MW	63%
Eolico	10,3 GW	511 MW	40 %	10,7 GW	413 MW	-19,2 %
Idroelettrico	22,5 GW	140 MW	45 %	23 GW	41 MW	-70,7 %
Biomassa	4,3 GW	74 MW	48 %	4,8 GW	20 MW	-73 %

L'analisi dei consumi lordi finali di energia proveniente da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) viene effettuata annualmente dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Nel suo ultimo report, datato febbraio 2020, vengono illustrati i principali risultati conseguiti al 2018 con riferimento agli obiettivi di consumo da FER al 2020 [4]. Tranne che nel settore dei trasporti, gli obiettivi sui consumi finali lordi sono ampiamente raggiunti e superati già nel 2018 come mostrato in Tabella 3.

Tabella 3. Consumi energetici da FER per settore in Italia.

	Quota coperta al 2018	Quota prevista al 2018	Quota prevista al 2020
Settore elettrico	33,9%	24,6%	26,4%
Settore termico	19,2%	13,6%	17,1%
Settore trasporti	7,7%	8,7%	10%
Overall target	17,8%	13,8%	17%

1.2.2 Storage elettrico

Per quanto riguarda la diffusione dei sistemi di accumulo (storage), secondo il rapporto di ANIE Rinnovabili nell'OSSERVATORIO SdA [5], in Italia sono installati circa 23.000 sistemi di accumulo per una potenza complessiva di 102,6 MW e una capacità di 221 MWh. La tecnologia prevalente è quella al litio (93%) mentre quasi tutte le installazioni nascono per l'accoppiamento a impianti fotovoltaici di piccola taglia (99%). Un dato importante che merita di essere sottolineato è la diffusione a livello regionale dei sistemi di accumulo (Figura 2): la sola regione Lombardia detiene 30,1 MW dei 102,6 MW di potenza installata in tutta la nazione. Il merito di tale risultato sta nell'incentivazione economica da parte della regione per l'installazione di nuovi sistemi di accumulo. Ciò sottolinea l'importante ruolo ricoperto dalle amministrazioni locali e nazionali nella diffusione delle nuove tecnologie per la transizione energetica.

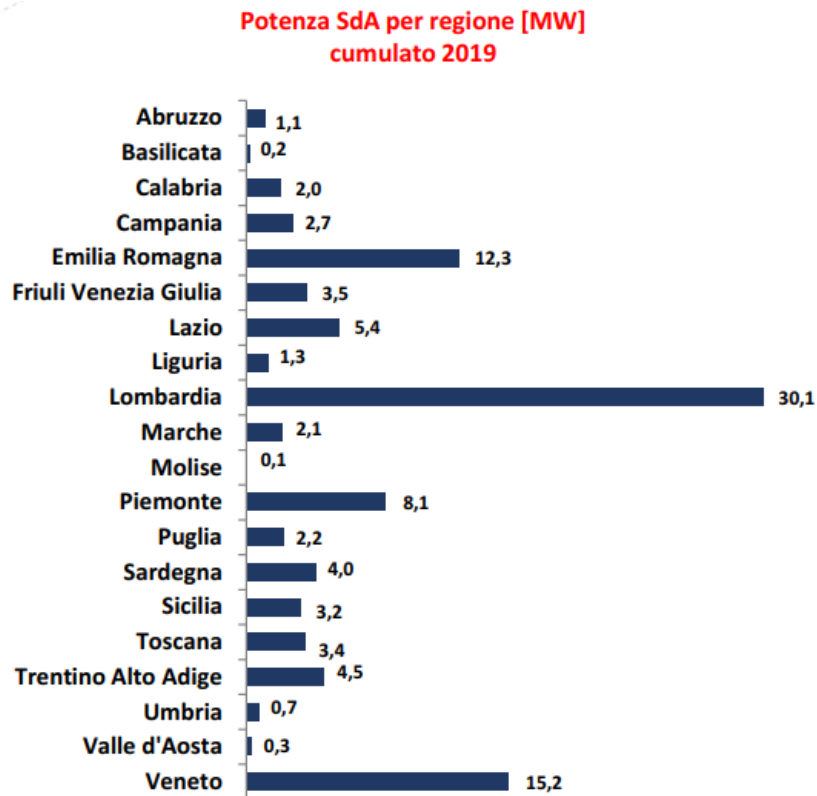


Figura 2. Diffusione regionale dei sistemi di accumulo, fonte: ANIE [5].

1.2.3 E-mobility

Anche se in crescita negli ultimi anni, il mercato dei veicoli elettrici in Italia stenta a decollare. Stando a quanto riportato nello Smart Mobility Report [6], il totale dei veicoli elettrici circolanti in Italia a fine 2018 è pari a circa 22.000 unità. Tale quantità corrisponde a circa lo 0,5% delle immatricolazioni nello stesso anno, circa 2 milioni in totale. Il trend di crescita è tuttavia positivo: rispetto all'anno 2017 si è assistito ad una crescita delle immatricolazioni elettriche pari al 74% con più di 9.500 nuove auto elettriche circolanti. Un'importante spinta alla diffusione delle auto elettriche è stata fornita dall'entrata in vigore dell'ecobonus per l'acquisto di un nuovo veicolo con o senza rottamazione dell'usato più inquinante. Nei primi sette mesi del 2019 le sole immatricolazioni di veicoli elettrici con batteria (battery electric vehicle BEV) sono cresciute del 113% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente: a giugno 2019, le immatricolazioni hanno superato le 1.400 unità, per un totale di circa 6.000 nuovi veicoli elettrici immatricolati fino a luglio 2019 (Figura 3). Anche in questo caso, quindi, l'incentivazione statale risulta determinante nella diffusione di questo nuovo concetto di mobilità.

Per quanto riguarda mezzi per trasporto merci, autobus e motocicli, il numero di veicoli elettrici è estremamente modesto rispetto al totale circolante. Unica voce fuori dal coro viene rappresentata dal parco bici: nel solo 2018 sono state immatricolate circa 173.000 unità, pari al 10,8% del totale delle immatricolazioni per categoria. In Tabella 4 viene presentato un quadro d'insieme dei dati fin qui esposti.

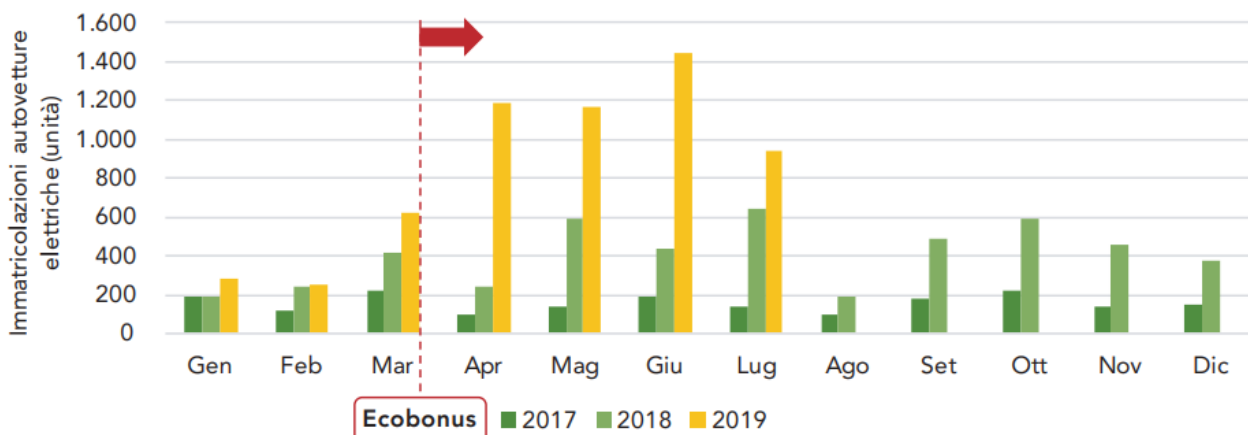


Figura 3. Immatricolazioni BEV mensili, fonte: [6].

Tabella 4. Elettrificazione dei trasporti in Italia [6].

Tipologia veicolo	Immatricolazioni di veicoli elettrici nel 2018	Percentuale rispetto al totale 2018	Veicoli elettrici circolanti al 2018
Automobili	9.579	0,5%	22.000
Trasporto merci	491	0,2%	4.563
Bus	60	1%	486
Motocicli	491	0,2%	2.920
Biciclette	173.000	10,8%	-

1.3 Fonti rinnovabili, storage ed e-mobility: la situazione attuale nel resto del mondo

1.3.1 Fonti rinnovabili

Nel 2017 la totale capacità di generazione elettrica europea ammontava a circa 1.011 GW [7] (Figura 4). A partire dall'anno 2000 si è assistito ad un aumento del 42% del parco di generazione che, tuttavia, ha cambiato quasi radicalmente la propria struttura: rispetto al 58% del 2000, la potenza del parco di generazione da fonte fossile è diminuita fino al 45% del 2017. Le fonti rinnovabili maggiormente diffuse sono quella eolica (16,7%), idroelettrica (15,3%) e solare (10,8%) mentre rimangono marginali le quote relative alle fonti geotermica e mareomotrice.

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total capacity	691 626	757 865	883 710	923 724	950 730	959 952	976 934	985 785	992 890	1 010 998
Combustible fuels	401 342	435 069	487 685	492 678	497 387	484 901	483 096	470 506	457 231	455 115
Hydro	139 014	143 388	147 327	148 697	149 276	150 391	150 565	152 690	154 095	155 118
Pure hydro power	97 566	99 714	102 305	103 449	103 559	104 524	104 365	105 292	106 247	106 612
Mixed hydro power	18 484	19 521	20 673	20 892	21 230	21 362	21 550	21 911	22 424	23 260
Pumped hydro power	22 964	24 153	24 349	24 356	24 487	24 505	24 650	25 487	25 425	25 247
Geothermal	604	687	762	778	781	795	834	836	838	848
Wind	12 709	40 278	84 323	93 942	106 110	117 101	128 614	141 437	154 273	168 933
Solar	177	2 289	30 778	54 431	72 993	82 724	89 186	97 296	103 345	109 014
Solar thermal	0	0	734	1 151	2 002	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306
Solar fotovoltaic	177	2 289	30 044	53 280	70 991	80 418	86 880	94 990	101 039	106 708
Tide, wave, ocean	214	217	220	219	225	226	230	227	238	242
Nuclear	137 337	134 994	131 731	132 087	123 183	122 971	123 515	121 957	122 051	120 884
Other sources	229	943	883	892	774	841	894	836	819	843

Figura 4. Potenza installata per fonte energetica [MW] [7].

Le statistiche sui consumi finali lordi di energia sono fornite dal GSE [4]. In Figura 5 vengono mostrate le percentuali di consumi da FER dei Paesi membri in relazione ai singoli obiettivi nazionali e al target comunitario. Nel 2018, 12 Paesi su 28 hanno superato gli obiettivi al 2020.

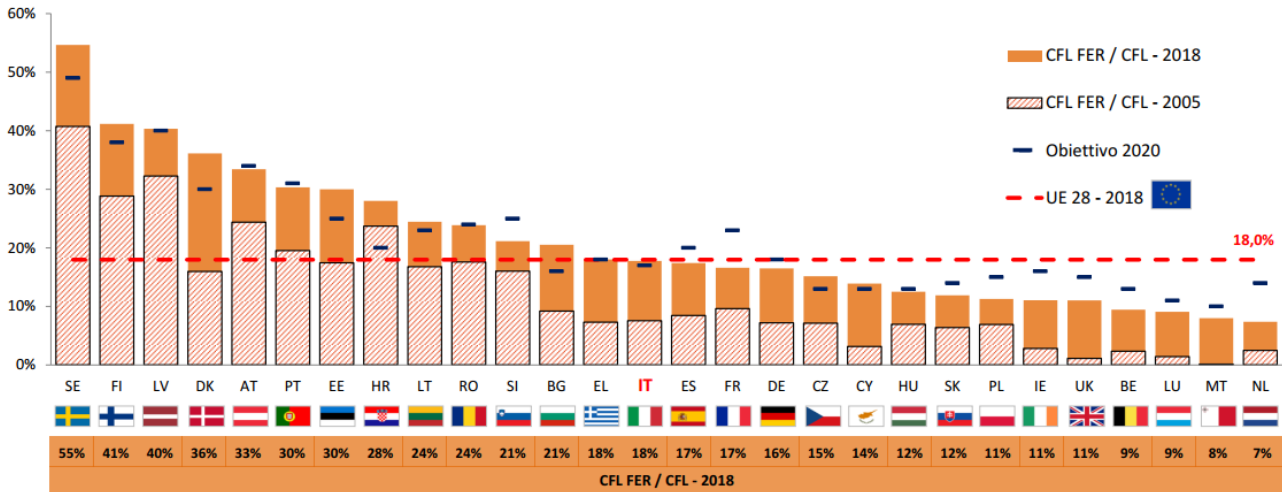


Figura 5. Quota FER sui consumi complessivi in Europa [4].

Per quanto riguarda la diffusione delle fonti a livello mondiale, in Figura 6 vengono mostrati i valori di potenza installata al 2017 e le previsioni al 2018 [8]. La sola fonte idroelettrica copre più della metà della totale potenza installata, seguita dalla fonte eolica e solare fotovoltaica. Per quest'ultima si prevede ad una crescita imponente, +100 GW installati in un solo anno.

		2017	2018
POWER			
Renewable power capacity (including hydropower)	GW	2,197	2,378
Renewable power capacity (not including hydropower)	GW	1,081	1,246
Hydropower capacity ²	GW	1,112	1,132
Wind power capacity	GW	540	591
Solar PV capacity ³	GW	405	505
Bio-power capacity	GW	121	130
Geothermal power capacity	GW	12.8	13.3
Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	GW	4.9	5.5
Ocean power capacity	GW	0.5	0.5
Bioelectricity generation (annual)	TWh	532	581

Figura 6. Potenza installata da FER nel mondo [8].

1.3.2 Storage elettrico

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, una panoramica sul ruolo da essi ricoperto nella transizione energetica e sulla loro diffusione nel mondo viene fornita dall'Energy Storage Monitor del World Energy Council [9]. Al 2018, la totale capacità energetica installata ammonta a 8 GWh, di cui il 96% derivante da centrali di pompaggio. Il potenziale maggiore viene espresso dai sistemi di accumulo elettrochimico che, ad esclusione del pompaggio, coprono la maggior parte delle installazioni. In Figura 7 viene mostrato l'andamento delle nuove installazioni per Paese; risulta evidente la tendenza delle economie orientali all'adozione di questa tecnologia.

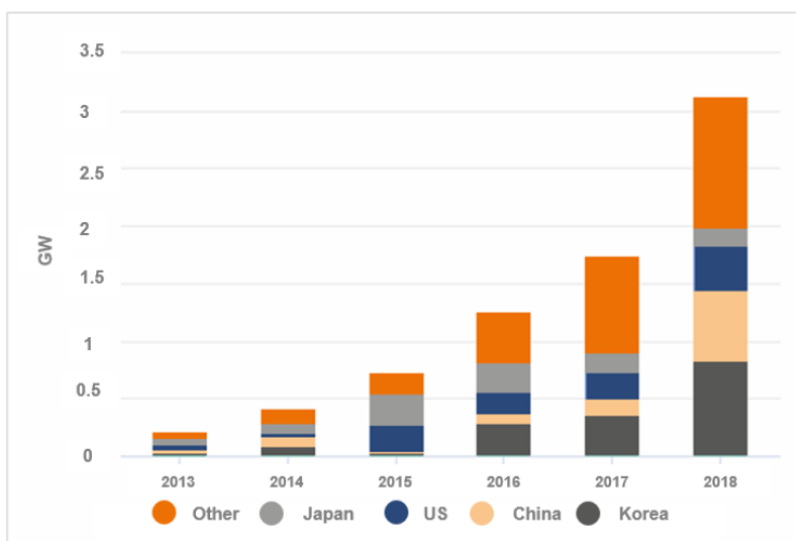


Figura 7. Potenza globale energy storage per area geografica [9].

1.3.3 E-mobility

Nel 2018 sono stati immatricolati nel mondo quasi 2,1 milioni di veicoli elettrici con un aumento del 78% rispetto all’anno precedente. Lo stock complessivo ammonta a circa 5,4 milioni di veicoli nel mondo. In Figura 8 vengono mostrate le immatricolazioni globali di veicoli elettrici nel periodo 2012-2018 e la stima per il 2019 con la rispettiva percentuale di veicoli immatricolati nello stesso anno.

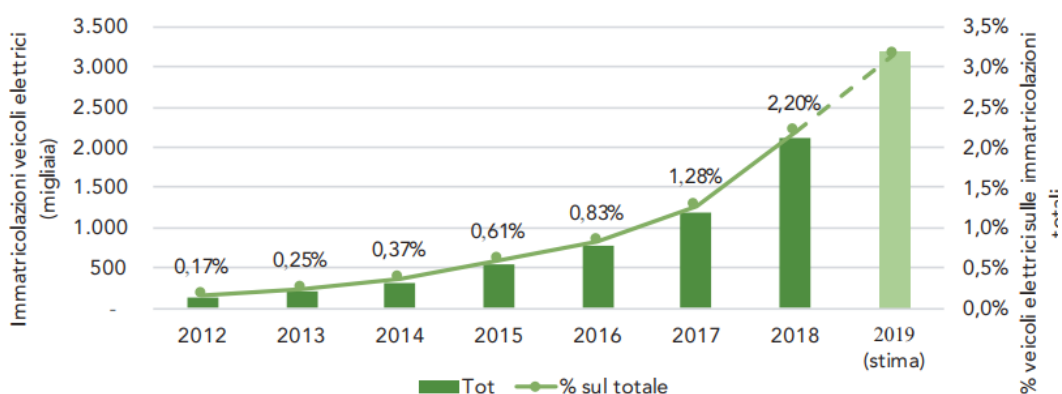


Figura 8. Immatricolazioni globali veicoli elettrici e percentuale sul totale [6].

La Cina è il più grande mercato globale con circa 1,2 milioni di veicoli immatricolati nel 2018. Dal punto di vista della tecnologia on-board, si assiste ad un guadagno dei veicoli BEV rispetto agli ibridi plug-in, +3% rispetto al 2017. Per quanto riguarda il mercato europeo, nel 2018 sono state immatricolate circa 384.000 auto elettriche, in aumento del 33% rispetto all’anno precedente. Fra i paesi con la maggiore diffusione di veicoli elettrici si segnalano la Norvegia (19% delle nuove immatricolazioni europee), Germania (18%) e Regno Unito (16%), Figura 9.

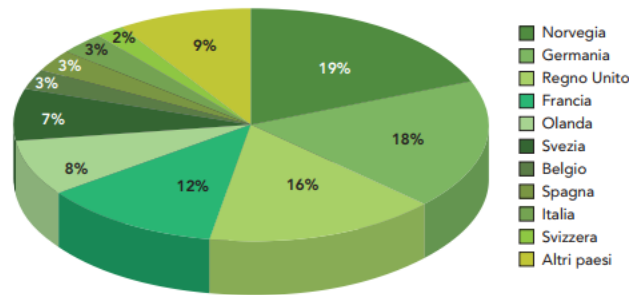


Figura 9. Peso relativo dei Paesi europei rispetto al totale delle immatricolazioni 2018 [6].

1.4 Proiezioni

1.4.1 Lo sviluppo delle FER

Il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019), edito da Terna e SNAM [10] definisce le possibili evoluzioni del sistema energetico italiano: vengono sviluppati tre differenti scenari su un orizzonte temporale al 2040: uno scenario **Business-as-Usual (BAU)**, che proietta inercialmente i trend attuali e che basa lo sviluppo sul merito economico, e due scenari, **Centralized (CEN)** e **Decentralized (DEC)**, che raggiungono i target di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica. In particolare:

- nello scenario CEN gli obiettivi vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi e allo sviluppo di energie rinnovabili programmabili quali i gas verdi;
- nello scenario DEC si ipotizza uno sviluppo massivo di FER non programmabili.

È stato inoltre costruito uno scenario basato integralmente sul Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) con orizzonte temporale al 2030 [11]. Nella costruzione degli scenari sono state prese in considerazione le analoghe attività di predisposizione degli scenari da parte degli enti europei ENTSO-E e ENTSG [12]. In Figura 10 vengono sintetizzati i principali dati di output categorizzati per scenario ed orizzonte temporale, in Tabella 5 gli incrementi in termini percentuali delle installazioni rispetto ai livelli del 2018.

	2025				2030				2040		
	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC
Energia usi finali (Mtep)	115	110	109	109	114	104	103	104	115	93	90
Fabbisogno elettricità (TWh)	330	326	338	325	340	332	356	330	371	352	391
Punta di carico (GW)	55	55	57	54	56	57	62	62	62	60	72
FER totali (GW)	59,5	62,4	72,2	66,1	70,7	70,7	94,3	93,3	92,7	99,0	123,1
Eolico	11,5	13,7	15,2	15,7	13,6	13,6	18,9	18,4	17,6	22,1	25,4
Solare	22,5	23,8	31,7	26,8	30,5	30,5	49,3	50,9	47,5	50,6	69,8
Idroelettrico	20,1	20,1	20,1	19,1	20,8	20,8	20,8	19,2	21,8	21,8	21,8
Altre FER	5,4	4,8	5,2	4,5	5,8	4,8	5,3	4,8	5,8	4,5	6,1
Termoelettrico (GW)	54	50	50	49	50	50	50	50	50	50	50
Accumulo elettrico (GW)	7,4	10,7	10,4	12,7	7,4	12,7	13,4	17,9	7,4	14,3	18,9
Pompaggi	7,4	10,4	8,9	10,4	7,4	11,9	10,4	11,9	7,4	11,9	11,9
Batterie	0	0,3	1,5	2,3	0	0,8	3,0	6,0	0	2,4	7,0

Figura 10. Principali parametri e risultati degli scenari previsionali BAU, CEN, DEC e PNIEC [10].

Tabella 5. Incremento percentuale delle installazioni di FER per scenario rispetto al 2018 [10].

Incrementi rispetto al 2018 [%]	2025				2030				2040		
	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC
FER totali	10.0	15.3	33.5	22.2	30.7	30.7	74.3	72.5	71.3	84.7	127.5
Eolico	11.7	33.0	47.6	52.4	32.0	32.0	83.5	78.6	70.9	114.6	146.6
Solare	11.9	18.4	57.7	33.3	51.7	51.7	145.3	153.2	136.3	151.7	247.3
Idroelettrico	6.9	6.9	6.9	1.6	10.6	10.6	10.6	2.1	16.0	16.0	16.0
Altre FER	1.9	-9.4	-1.9	-15.1	9.4	-9.4	0.0	-9.4	9.4	-15.1	15.1

La generazione da FER cresce in tutti gli scenari ma con delle grandi differenze:

- i maggiori incrementi si registrano nello scenario DEC caratterizzato, come precedentemente specificato, da una politica di decentralizzazione del parco di generazione e dalla conseguente diffusione di FER non programmabili.
- Lo scenario CEN non prevede il raggiungimento degli obiettivi relativi alla potenza generata da FER: il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione viene ottenuto tramite altre soluzioni di tipo centralizzato.
- Lo scenario BAU mostra come l'attuale trend sia largamente insufficiente per il raggiungimento dei target imposti dal PNIEC.
- Gli incrementi maggiormente significativi sono quelli di eolico e fotovoltaico, la fonte idroelettrica rimarrà sostanzialmente invariata (+16%) nei prossimi 20 anni mentre le altre fonti registrano addirittura dei cali.
- Nello scenario DEC al 2030, la fonte eolica registra un aumento dell'83,5% contro il 32% degli scenari BAU e CEN.
- Nello scenario DEC al 2040, la fonte eolica registra un aumento del 146,6% contro il 70,9% e il 114,6% degli scenari BAU e CEN.
- Nello scenario DEC al 2030, la fonte solare registra un aumento del 145,3% contro il 51,7% degli scenari BAU e CEN.
- Nello scenario DEC al 2040, la fonte solare registra un aumento del 247,3% contro il 136,3% e il 151,7% degli scenari BAU e CEN.

Nella peggiore delle ipotesi, quindi, le installazioni di eolico e solare fotovoltaico sono destinate a raddoppiare (nel caso del fotovoltaico quasi a triplicare) nei prossimi venti anni.

Il report evidenzia la necessaria penetrazione di crescenti quantità di gas verde nel mix energetico italiano al fine di raggiungere gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione successivi al 2030, facendo quindi leva su biometano, idrogeno e gas sintetici. Per una decarbonizzazione superiore al 60% al 2040, sia lo scenario CEN che lo scenario DEC prevedono l'impiego di tecniche di cattura della CO₂. L'unico a non raggiungere i target al 2030 è lo scenario BAU, il quale è costruito considerando una moderata crescita economica e investimenti minimi in termini di efficienza energetica e sistemi di accumulo elettrochimico (Tabella 6).

Tabella 6. Target di decarbonizzazione, consumo di energia finale e quota FER [10].

	2017	Target		PNIEC	BAU		CEN		DEC	
		2030	2040	2030	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Riduzione emissioni CO₂ vs 1990 [%]	17,4	40,0	65	40,0	28,4	32,0	42,9	64,1	41,4	63,7
Consumi di energia per usi finali [Mtep]	113,6	103,8	n.d.	103,8	114,3	115,3	103,8	93,4	103,1	90,2
Quota FER sui consumi finali [%]	18,1	30,0	n.d.	30,0	20,0	22,7	30,0	44,3	31,3	50,5

Per quanto riguarda la diffusione a livello internazionale delle fonti, si rimanda al report dell’International Renewable Energy Agency (IRENA) “Global Energy Transformation, a roadmap to 2050” [13]. IRENA, analogamente ad altri enti, sottolinea nel suo report come gli attuali trend di crescita siano insufficienti per il raggiungimento dei target al 2050. In virtù di ciò, sono stati elaborati due differenti casi: un “Reference case”, costruito secondo le attuali politiche di sviluppo, e un “REmap case”, generato in maniera tale da raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e contenimento dell’aumento di temperatura. Come mostrato in Figura 11, le attuali politiche di sviluppo del sistema energetico causerebbero lo sfioramento dei limiti imposti già nel 2037, ben 13 anni prima del target individuato. Nella Tabella 7 vengono mostrati gli indicatori delle energie rinnovabili per lo scenario REmap.

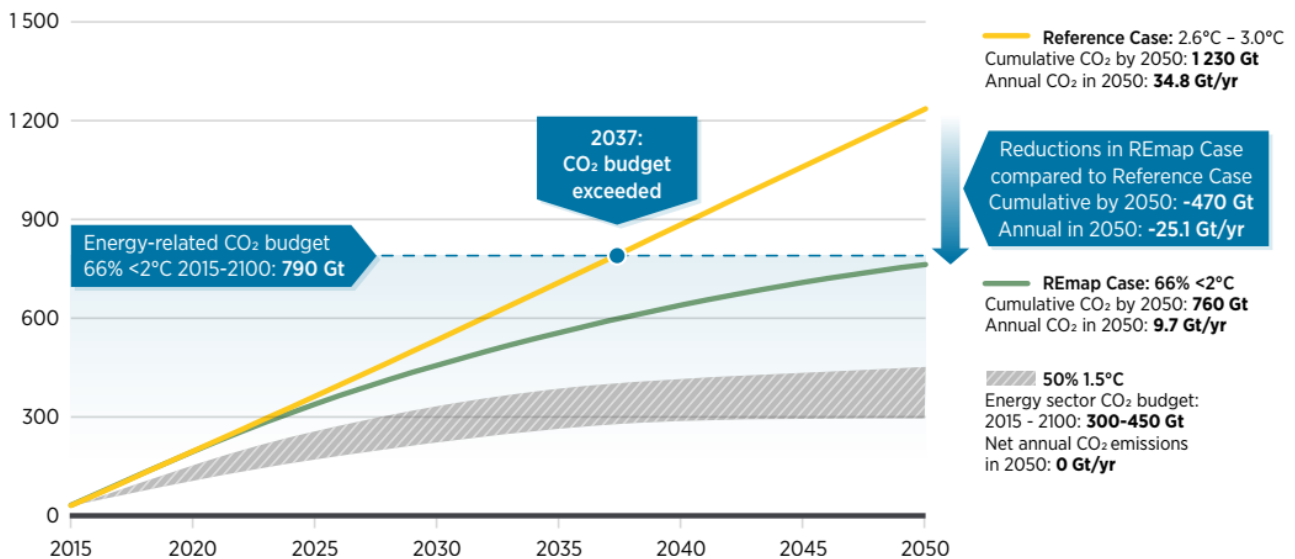


Figura 11. Emissioni cumulative di CO₂ legate al sistema energetico [Gt CO₂] [13].

Tabella 7. Indicatori FER per lo scenario REmap [13].

	2015	REmap case 2050
Consumi da FER	24%	85%
Idroelettrico	1248 GW	1828 GW
Eolico	411 GW	5445 GW
Solare Fotovoltaico	223 GW	7122 GW
CSP	5 GW	633 GW
Biomasse	119 GW	384 GW
Geotermico	10 GW	227 GW
Altre FER (ibride, mareomotrice etc.)	0.3 GW	881 GW

1.4.2 Lo sviluppo dei sistemi di accumulo

Anche le stime per le installazioni di sistemi di accumulo (SdA) nel prossimo decennio, secondo quanto elaborato da IRENA nel report “Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030” [14], prendono in considerazione i due scenari precedentemente definiti come Reference e REmap (Figura 12).

In termini di capacità energetica installata, si stima una crescita fra i 100 e i 167 GWh nello scenario Reference, mentre lo scenario REmap (in Figura 12 indicato con “Doubling”) stima la nuova capacità energetica compresa fra 181 e 421 GWh. Le due “forbici” stimano rispettivamente un incremento di 9-15 volte e di 17-38 volte della capacità installata rispetto ai livelli del 2017. Sempre secondo il report, il mercato che più sarà interessato sarà quello dei BES da accoppiare a nuovi impianti fotovoltaici, con particolare riferimento al mercato europeo in cui le installazioni fotovoltaiche residenziali sono molto diffuse e remunerative. Si stima, inoltre, come le installazioni di storage “behind the meter” costituiranno la componente maggiore della totale capacità installata al 2030 (60 – 64 %).

Una stima più lungimirante e più ottimistica è stata effettuata dal Bloomberg New Energy Finance nel suo “Energy Storage Outlook 2019” [15]. Secondo tale documento, infatti, il costo delle batterie si dimezzerà da oggi al 2030: tale abbattimento dei costi, unito a meccanismi di incentivazione e all’efficientamento del processo di produzione, porterà le installazioni a oltre 1.000 GW di potenza installata per una totale capacità energetica di 2.850 GWh. In Figura 13 viene mostrato l’andamento previsto per la diffusione dei sistemi di accumulo nel mondo nelle diverse zone geografiche.



Figura 12. Capacità SdA per scenario e applicazione, fonte: IRENA [14].

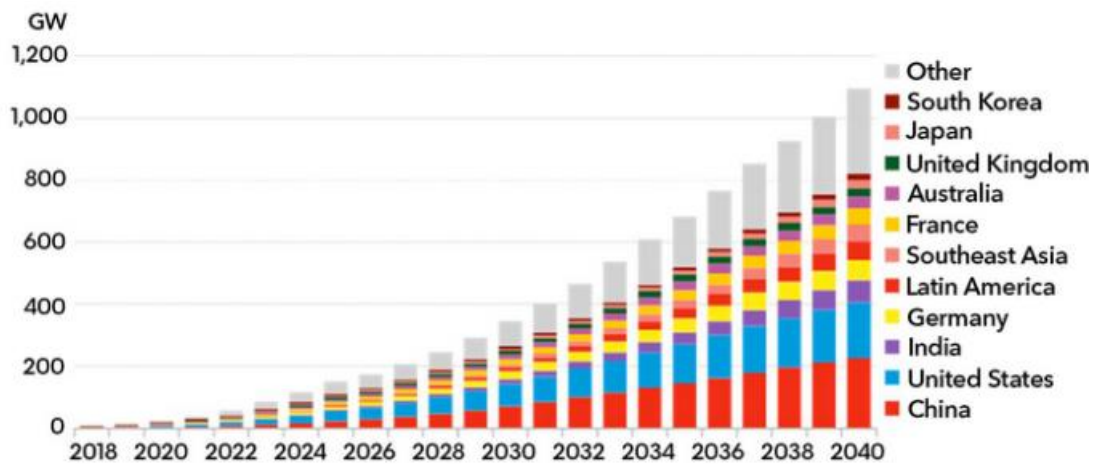


Figura 13. Previsione installazioni SdA per area geografica [15].

1.4.3 Lo sviluppo della mobilità elettrica

Lo Smart Mobility Report [6] ipotizza tre scenari di sviluppo della mobilità elettrica:

- **uno scenario base**, caratterizzato dal mantenimento del trend di crescita degli ultimi due anni senza particolari stravolgimenti nel mercato dell'auto elettrica;
- **uno scenario moderato**, il quale risulta essere in linea con quanto previsto dai piani di sviluppo dei produttori di auto elettriche;
- **uno scenario accelerato**, il quale prevede meccanismi di supporto rilevanti atti a modificare le abitudini di acquisto degli automobilisti.

Nello scenario base, il parco circolante di auto elettriche raggiunge i 2,5 milioni nel 2030 con una quota di immatricolazioni del 30% di cui l'80% BEV. Nello scenario di sviluppo moderato le auto elettriche in Italia raggiungono al 2030 quasi 5,4 milioni di unità, la percentuale sulle nuove immatricolazioni sale al 55% di cui l'80% BEV. Nello scenario di sviluppo accelerato il parco circolante di auto elettriche consta quasi di 7 milioni di unità per il 65% delle nuove immatricolazioni di cui l'85% BEV. In Figura 14 vengono riportati gli andamenti sopra descritti con particolare attenzione alle tappe intermedie costituite dagli anni 2020 e 2025.

Come si evince dagli scenari analizzati, un impatto reale dell'auto elettrica inizierà a vedersi intorno al 2025. Le differenze fra gli scenari vengono giustificate da un mercato odierno ancora acerbo che ne rende complesse le ipotesi di sviluppo. Un'ipotesi sembra essere certa: la quota ibrida dei veicoli elettrici è destinata ad essere accantonata a favore dei BEV che, in tutti gli scenari, occupano una percentuale fra l'80% e l'85%.

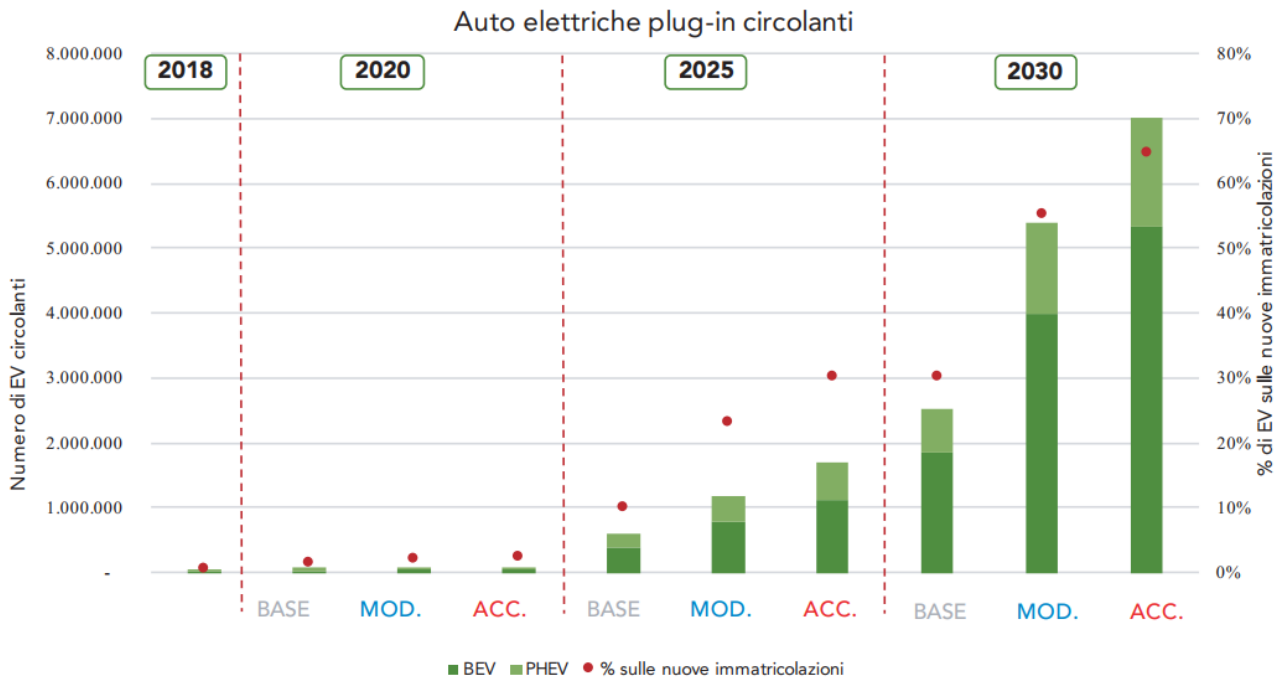


Figura 14 Scenari di diffusione delle auto elettriche, fonte [6].

Per quanto riguarda la diffusione delle auto elettriche nel mondo, una previsione su scala globale è stata effettuata dal Boston Consulting Group [16]. In Figura 15 viene mostrata la previsione su scala globale con orizzonte temporale al 2030 del mercato dell’auto con particolare attenzione alla percentuale di veicoli elettrici rispetto al totale. Ci si aspetta un “sorpasso” dei veicoli elettrici rispetto ai tradizionali motori a combustione interna (Internal Combustion Engine – ICE) a partire dal 2030, anno in cui circa il 25% delle vendite riguarderanno veicoli elettrici plug-in (BEV e Plug-in Hybrid Electric Vehicle - PHEV). L’anno della svolta sembra essere il 2023 per il quale si attende una riduzione del prezzo delle batterie tale per cui il Total Cost of Ownership (TCO) si ripagherà, in media, in cinque anni. Le previsioni cambiano se si restringe l’area d’indagine: in Figura 16 viene mostrato la stessa tipologia di grafico riguardante il solo mercato europeo.

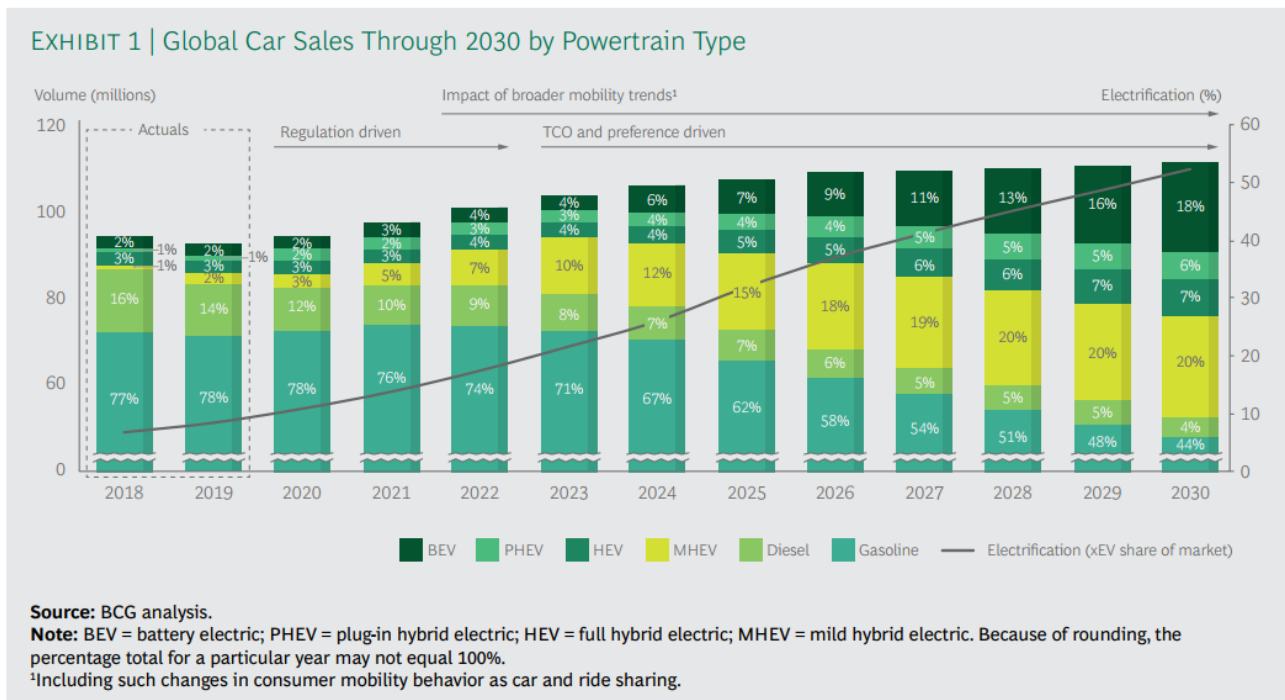
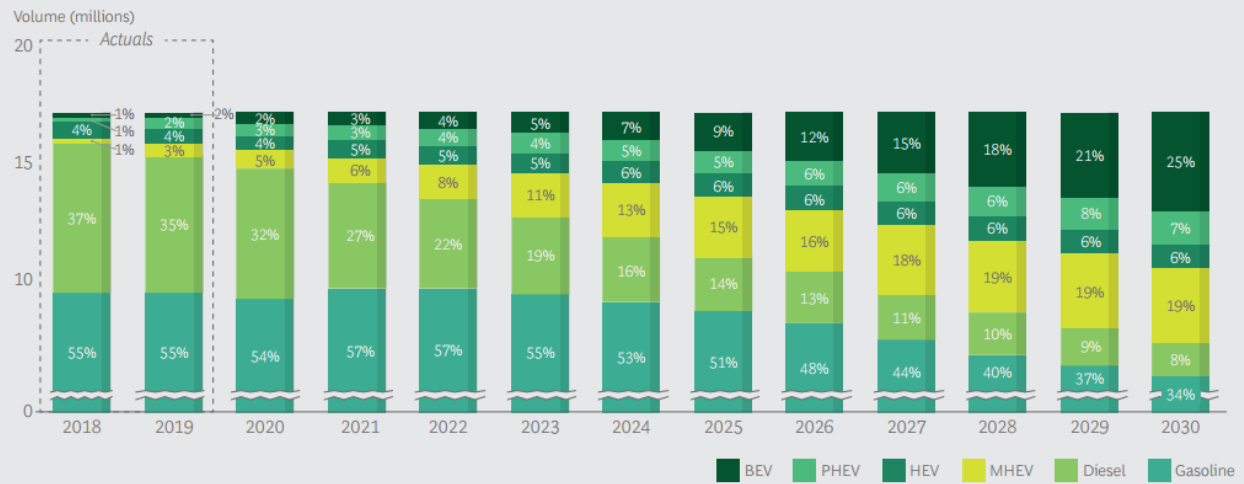


Figura 15. Vendite globali di auto per tipologia di powertrain [16].

Europe Will Experience a Sharp Decline in Gasoline and Diesel



Source: BCG analysis and forecast.

Note: BEV = battery electric; PHEV = plug-in hybrid electric; HEV = full hybrid electric; MHEV = mild hybrid electric. Because of rounding, the percentage total for a particular year may not equal 100%.

Figura 16. Vendite nel mercato europeo di auto per tipologia di powertrain [16].

Per concludere, si riporta la stima della diffusione dei veicoli elettrici elaborata da Cambridge Econometrics [17], secondo il quale un quarto del mercato sarà occupato dai PHEV già al 2030, mentre la totale decarbonizzazione delle nuove immatricolazioni sarà raggiunta al 2040. Lo scenario descrive una totale dominazione dei veicoli BEV al 2050, i quali occuperanno, secondo le stime, il 71% delle nuove immatricolazioni.

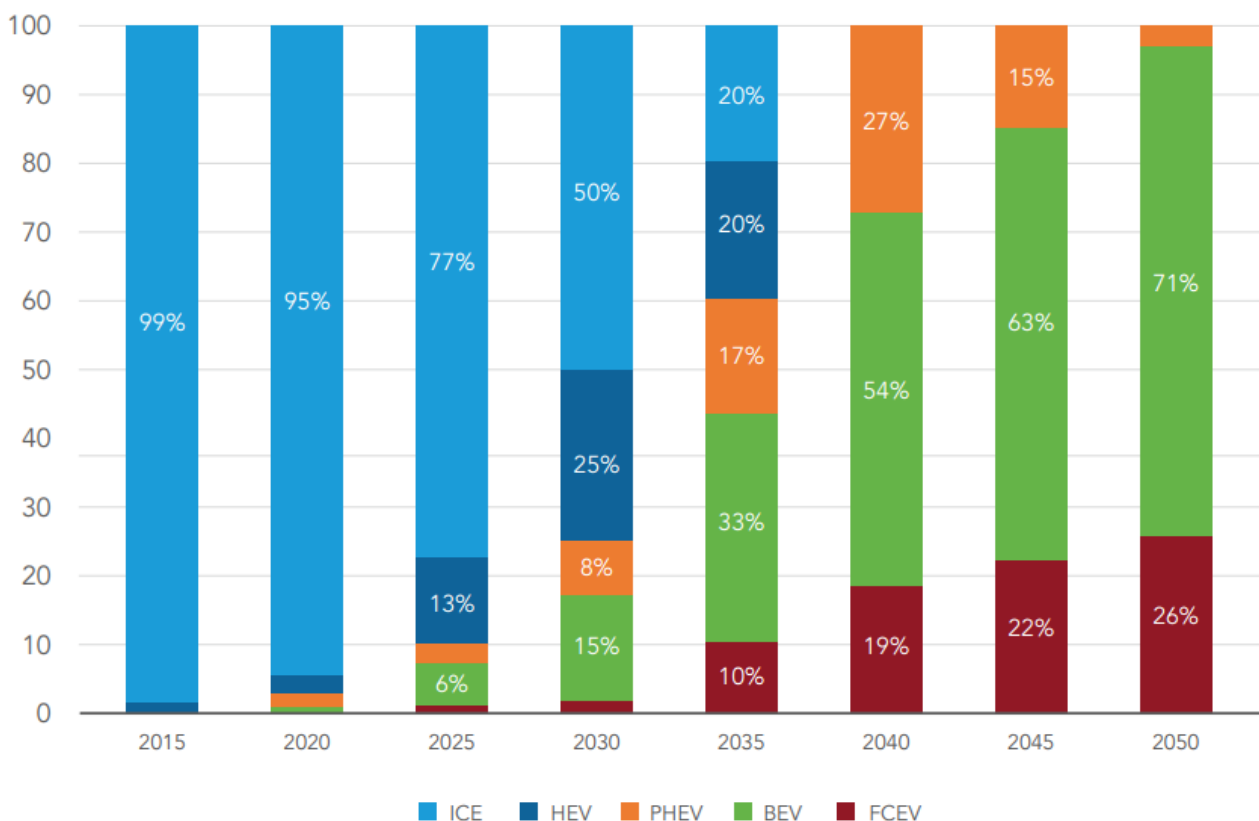


Figura 17. Nuove immatricolazioni per tipologia di alimentazione al 2050 [17].

1.5 Consumi di energia elettrica

I dati relativi al consumo di energia elettrica in Italia sono attualmente disponibili fino all'anno 2018 [3]. La domanda di energia elettrica si è attestata al 2018 intorno al valore di 321,4 TWh, in crescita dello 0,3 % rispetto all'anno precedente (320 TWh). In Figura 18 viene riportata la composizione del fabbisogno di energia elettrica per tipologia di fonte.

Struttura % della domanda elettrica (TWh)

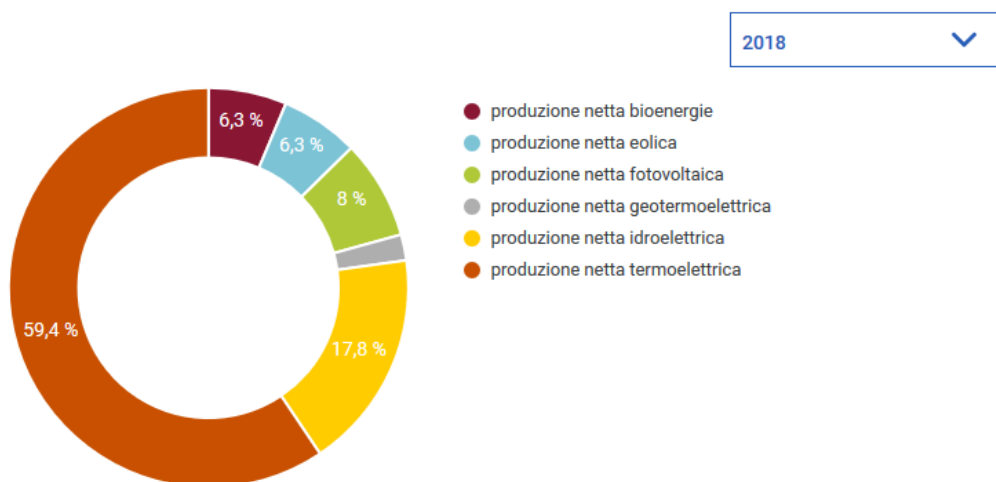


Figura 18. Composizione del fabbisogno di energia elettrica per fonte, 2018 [3].

Per un'analisi della futura richiesta di energia elettrica è possibile riferirsi al DDS 2019 [10] con le medesime modalità impiegate per l'elaborazione degli scenari relativi alle fonti rinnovabili. Anche in questo caso, infatti, ci si riferisce agli scenari PNIEC, BAU, CEN e DEC. In Tabella 8 sono riportati i dati relativi al Consumo Interno

Lordo di energia elettrica (CIL), inteso come consumo per usi elettrici finali inclusivo delle perdite di trasmissione e dei consumi per ausiliari, divisi per anno e scenario.

La maggiore crescita si ha nello scenario DEC grazie al più elevato impiego di tecnologie ad alta efficienza (principalmente elettriche), seguito dallo scenario BAU e infine dallo scenario CEN, il quale risulta più in linea con gli obiettivi del PNIEC.

Tabella 8. Consumo interno lordo di elettricità [10].

CIL [TWh]	Anno 2025	Anno 2030	Anno 2040
PNIEC	332	338	-
BAU	342	351	384
CEN	337	342	364
DEC	349	366	405

1.6 Effetti della pandemia da COVID-19

I report e gli studi citati mostrano una fotografia del paese aggiornata a fine 2019: le proiezioni effettuate, dunque, non tengono conto degli effetti che la pandemia da COVID-19 ha avuto su tutti i settori dell'economia. Come ci si poteva attendere, anche il settore energia è stato duramente colpito da una condizione che risultava inimmaginabile fino pochissimo tempo fa e quindi impossibile da prevedere.

Per l'Osservatorio FER di ANIE Rinnovabili [18], nel mese di aprile il comparto si è completamente fermato: nel quarto mese del 2020 sono entrati in esercizio solamente 7 MW. Nei primi quattro mesi del 2020 sono risultati in calo sia il settore del solare fotovoltaico (-16 %) che quello dell'eolico (-35 %) mentre è cresciuto il settore idroelettrico (+234 %) con +34 MW complessivi. Nasce quindi la necessità di definire uno scenario "tendenziale" che permetta di valutare la capacità installata al 2030 nel caso di inerzia dei trend di crescita attuali anche nel periodo post COVID-19. Tale scenario è stato elaborato nel già citato Renewable Energy Report 2020 [1]; si riportano in Figura 19 e Figura 20 rispettivamente gli andamenti delle installazioni di FER solare ed eolica dello scenario tendenziale confrontati con gli obiettivi del PNIEC.

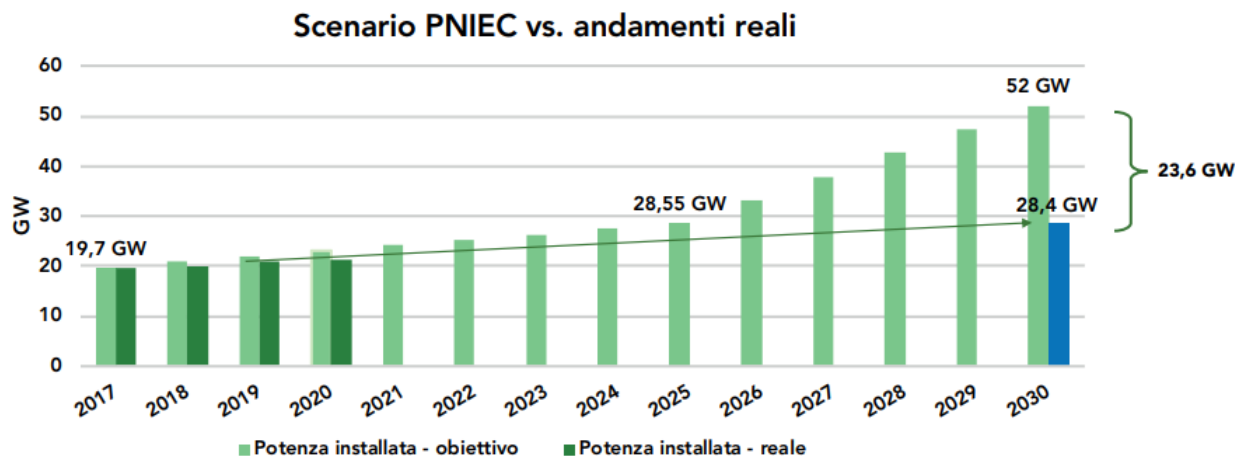


Figura 19. Generazione da fonte solare, scenario tendenziale [1].

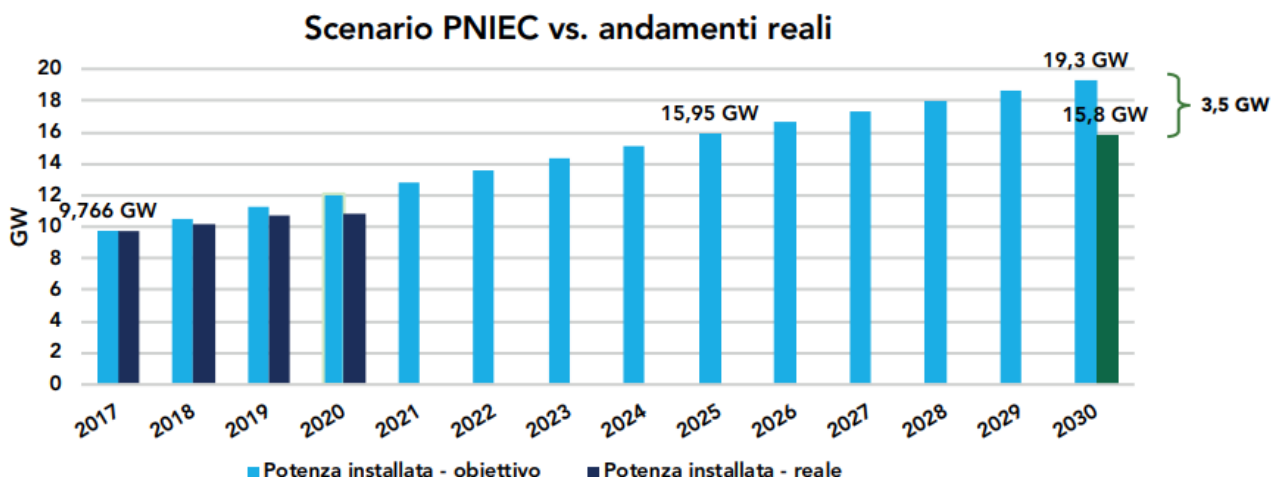


Figura 20. Generazione da fonte eolica, scenario tendenziale [1].

La situazione è preoccupante in relazione al raggiungimento degli obiettivi al 2030 secondo il PNIEC: nell’ipotesi che le installazioni nel 2020 siano inferiori agli anni precedenti, il raggiungimento dei 28,5 GW da fonte solare al 2025 impone un ritmo di nuove installazioni fra 2021 e 2025 di 1,48 GW/anno, ben al di sopra dei valori di crescita di 2018 e 2019. Se, infatti, le installazioni riprendessero al 2021 con un ritmo pari a quello del 2019, al 2030 si avrebbe un divario di 23,6 GW per il fotovoltaico e di 3,5 GW di eolico. In entrambi i casi, dunque, le installazioni al 2030 raggiungono a stento il livello previsto dal PNIEC per il 2025.

1.7 Conclusioni

I dati mostrano trend crescenti in tutti i settori: nuove installazioni di rinnovabili e di SdA elettrochimico, crescita del numero di veicoli elettrici immatricolati. Tali tendenze, tuttavia, non sono sufficienti per il raggiungimento degli scopi legati al PNIEC per il 2030 né degli obiettivi a lungo termine per il 2050. Gli output relativi allo scenario BAU mostrano, di fatto, la necessità di un cambio di marcia in termini non solo di produzione da rinnovabile ma anche in termini di efficientamento energetico ed uso responsabile delle risorse energetiche.

Il quadro delineato nel presente capitolo verrà utilizzato nel quarto capitolo del presente report per la definizione degli scenari energetici utili allo sviluppo del progetto.

2 Servizi ancillari

2.1 Premessa

Per completare la definizione degli scenari energetici è necessario definire quali servizi ancillari potranno essere forniti dalle tecnologie esaminate nel precedente capitolo all'interno delle reti DC e delle reti ibride AC/DC. Pertanto, nel presente capitolo si esamineranno i diversi servizi ancillari che è possibile fornire nelle reti di distribuzione e trasmissione focalizzando l'attenzione sul settore delle microreti e della corrente continua.

2.2 Introduzione

I servizi ancillari (Ancillary Services - AS) possono essere definiti come servizi forniti agli operatori dei sistemi di distribuzione (Distribution System Operator - DSO) e di trasmissione (Transmission System Operator - TSO) per mantenere il funzionamento della rete entro limiti accettabili per la sicurezza della fornitura di energia elettrica. Questi servizi (per esempio, controllo della potenza attiva per il controllo della frequenza, controllo della potenza reattiva per il controllo della tensione e capacità di black-start) possono essere forniti al sistema da terze parti o dagli stessi TSO e DSO.

Esistono dei requisiti specifici per l'ammissibilità dei fornitori di AS: tali requisiti sono indicati nei codici di rete nazionali, con l'obiettivo principale di mantenere frequenza e tensione all'interno di specifiche bande di sicurezza e ripristinare i loro valori entro intervalli di normale funzionamento dopo il verificarsi di un disturbo nel sistema. Le principali categorie di AS si riferiscono al controllo della frequenza, controllo della tensione e capacità di black-start.

A livello internazionale, esistono sostanziali differenze tra le tipologie di fornitura e le modalità di remunerazione dei servizi ancillari.

Tradizionalmente, le caratteristiche intrinseche delle macchine sincrone sono state utilizzate fino a oggi per fornire servizi ausiliari al sistema elettrico, in accordo alle direttive degli operatori di sistema. Le sorgenti di energia rinnovabile (Renewable Energy Sources - RES), tipicamente integrate per la maggior parte a livello di sistema di distribuzione, devono fornire specifiche funzioni di supporto al sistema, ma ricevono una remunerazione soltanto per l'energia immessa in rete e non per le funzioni ausiliari fornite. Questo approccio centralizzato sta tuttavia diventando obsoleto, poiché sorgenti di energia rinnovabile e generazione distribuita (Distributed Generation - DG) sono introdotte all'interno del sistema sia a livello di trasmissione che di distribuzione, causando la graduale dismissione della convenzionale generazione sincrona (Synchronous Generation - SG). Questo processo di trasformazione del sistema elettrico si riflette in una serie di sfide per gli operatori di rete riguardanti la stabilità e l'affidabilità del sistema. I sistemi di generazione da RES sono infatti tipicamente interfacciati alla rete attraverso convertitori di potenza, in alcuni casi con assenza di masse rotanti, e quindi queste sorgenti di generazione non possiedono naturalmente le predisposizioni tecniche per fornire servizi ausiliari alla rete. Inoltre, le RES hanno una natura volatile e intermittente a causa della dipendenza dalle condizioni meteorologiche. Di conseguenza, l'intera filosofia della fornitura di determinati servizi ancillari al sistema necessita di essere rivista.

Le attuali prospettive di evoluzione dei sistemi elettrici suggeriscono quindi l'importanza e l'opportunità di considerare la partecipazione delle RES alla fornitura di servizi ancillari. In questo contesto, le microreti possono ricoprire a livello del sistema di distribuzione un ruolo centrale, in quanto possiedono le potenzialità per la fornitura di servizi ancillari al sistema. Le microreti, infatti, includono tipicamente al loro interno diversi e diversificati elementi e sorgenti di generazione (sorgenti di energia rinnovabili distribuite, sistemi di accumulo, carichi controllabili, etc.) e allo stesso tempo possono essere riguardate dall'esterno come singole entità controllabili. Accanto ai servizi ancillari tradizionali – quali per esempio controllo della frequenza e bilanciamento della potenza, gestione delle congestioni, controllo della tensione, black start e ripristino di rete – sono introdotte nuove tipologie di servizi. Alcune tra le principali tipologie di questi servizi ancillari emergenti sono per esempio risposta inerziale e inerzia sintetica, rampa di potenza attiva, controllo della frequenza, controllo della tensione, reazione ai guasti e mitigazione delle armoniche [19]. L'integrazione di

questi servizi ancillari a livello di sistema di distribuzione con particolare riferimento al concetto di microrete è discussa nelle sezioni che seguono.

2.3 Servizi ancillari nei sistemi di distribuzione e microreti

La crescente penetrazione di RES nelle reti di distribuzione e trasmissione ha creato la necessità di un nuovo tipo di AS simile e complementare a quelli prima definiti. In contrasto con il funzionamento corrente del sistema di alimentazione, dove i grandi generatori convenzionali sono le fonti principali per il mantenimento dell'affidabilità del sistema, i sistemi RES hanno le potenzialità per rappresentare un'alternativa nella fornitura di servizi ancillari alla rete. Un motivo significativo per l'introduzione di nuovi AS nel sistema elettrico è l'emergere di ulteriori sfide collegate all'integrazione di crescenti percentuali di RES nel sistema elettrico, in particolare quelle che incidono su robustezza, stabilità e sicurezza della rete. In questo contesto, nuove tipologie di servizi ancillari sono attualmente già specificate per essere fornite al sistema o proposte per essere introdotte in questa peculiare tipologia di reti, che si trovano in condizioni radicalmente diverse dai sistemi di trasmissione – tipicamente molto estesi, interconnessi e basati su unità di generazione sincrone. La Figura 21 mostra un quadro delle tipologie di servizi ancillari esistenti e di quelle emergenti per sistemi di distribuzione e microreti. L'introduzione di specifici servizi ancillari è riconosciuta inoltre come un driver per lo sviluppo e la realizzazione di microreti, come mostrato in

Tabella 9 [19].

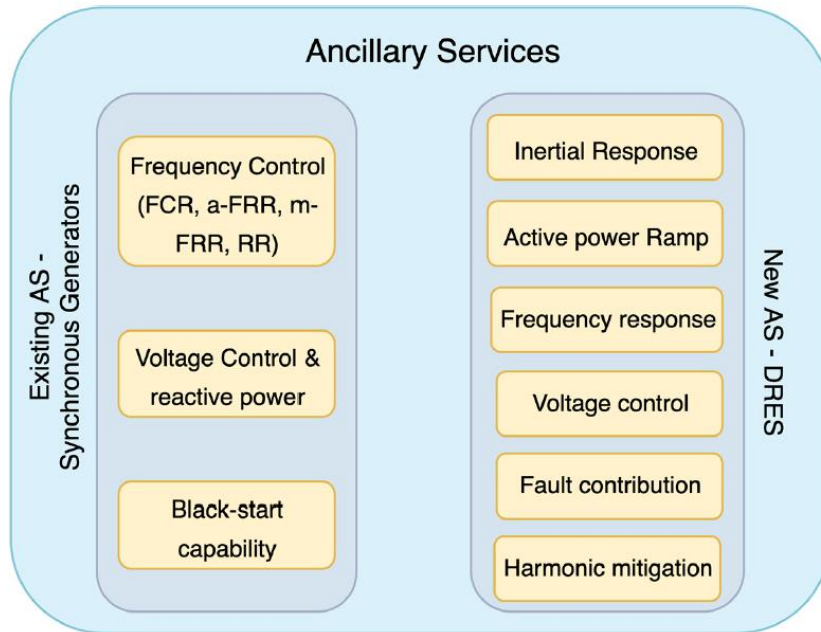


Figura 21. Servizi ancillari esistenti ed emergenti.

Tabella 9. Drivers per lo sviluppo e la realizzazione di microreti.

Categoria	Driver	Descrizione
Sicurezza dell'energia	Maltempo	La crescente preoccupazione che le perturbazioni legate alle condizioni meteorologiche diventeranno più frequenti e più gravi a causa dei cambiamenti climatici conferisce un senso di urgenza al tema della resilienza della rete. Le microreti possono fornire potenza a importanti strutture e comunità che usano il loro asset di generazione distribuita in mancanza della rete principale.
	Successione di guasti	Poiché le reti elettriche vengono operate vicino alla capacità critica, un problema apparentemente innocuo in una piccola parte del sistema può portare a un effetto domino che collassa un intero sistema elettrico. Le microreti alleviano questo rischio in quanto segmentano la rete in unità funzionali più piccole che possono essere isolate e gestite autonomamente quando necessario.
	Attacchi fisici e informatici	Le reti si basano sempre di più su informazioni avanzate e tecnologie di comunicazione, rendendole vulnerabili ad attacchi informatici. La rete centralizzata contiene anche complessi componenti, che sono costosi e lenti da sostituire se danneggiati. Le microreti, attraverso la loro architettura decentralizzata, sono meno vulnerabili agli attacchi ai singoli elementi di generazione chiave o alle infrastrutture di trasmissione.
Benefici economici	Risparmio nel costo delle infrastrutture	Gli investimenti nella rete elettrica in genere difficilmente tengono il passo con la generazione. Di conseguenza, la capacità può risultare limitata in molte aree e i componenti sono piuttosto vecchi: la maggior parte di linee di trasmissione e trasformatori hanno ormai più di 25 anni, mentre l'età media delle centrali di generazione supera i 30 anni. Le microreti potrebbero evitare o differire gli investimenti per l'ammodernamento e l'espansione del sistema elettrico.
	Risparmio di combustibile	Le microreti offrono diversi tipi di miglioramenti dell'efficienza, tra i quali perdite di linea ridotte, combinazione di calore, raffreddamento ed energia, transizione verso sistemi di distribuzione in corrente continua evitando inutili conversioni DC-AC.
	Servizi ancillari	I servizi ancillari tradizionali comprendono la riduzione della congestione, la regolazione della frequenza e l'inseguimento del carico, la funzione di black-start, il controllo di potenza reattiva e di tensione, la fornitura di riserve rotante (legata alla capacità di imitare l'inerzia delle macchine sincrone) e non rotante, e infine la qualità dell'energia in termini di compensazione delle armoniche di corrente e tensione. Nel caso di microreti, è da aggiungere all'elenco dei servizi ancillari anche l'operazione intenzionale di islanding.
Integrazione di energia pulita	Inquadramento di risorse variabili e incontrollabili	Importanti fonti di energia pulita per affrontare i cambiamenti climatici come il solare fotovoltaico e il vento sono variabili e in genere non-controllabili; se distribuite in grandi quantità possono causare specifici problemi alla rete quali surplus di generazione, rampe improvvise di potenza e problemi di controllo della tensione. Le microreti sono progettate per gestire la generazione variabile, utilizzando tecnologie di storage elettrico per bilanciare localmente generazione e carichi.

2.3.1 Risposta inerziale (Inertial response)

La fornitura di risposta inerziale al sistema è definita in diversi modi ed è spesso indicata con i termini inerzia virtuale o inerzia sintetica. Questo tipo di servizio è stato proposto in diversi casi e per diverse tipologie di sorgenti di generazione dell'energia. Per le turbine eoliche, numerosi studi hanno dimostrato che è economicamente e tecnicamente possibile per impianti di produzione eolica fornire il servizio di inerzia sintetica. Per impianti di produzione fotovoltaica, l'utilizzo di batterie e sistemi di accumulo associati o il mantenimento di un margine con funzionamento al di sotto del punto di massima potenza (Maximum Power

Point - MPP) sono dei metodi per abilitare la fornitura di risposta inerziale. Un esempio di fornitura di risposta inerziale da parte di un impianto fotovoltaico è mostrato in Figura 22. Il servizio di risposta inerziale può anche essere fornito specificatamente dai sistemi di accumulo dell'energia (Energy Storage Systems - ESS) presenti nella microrete.

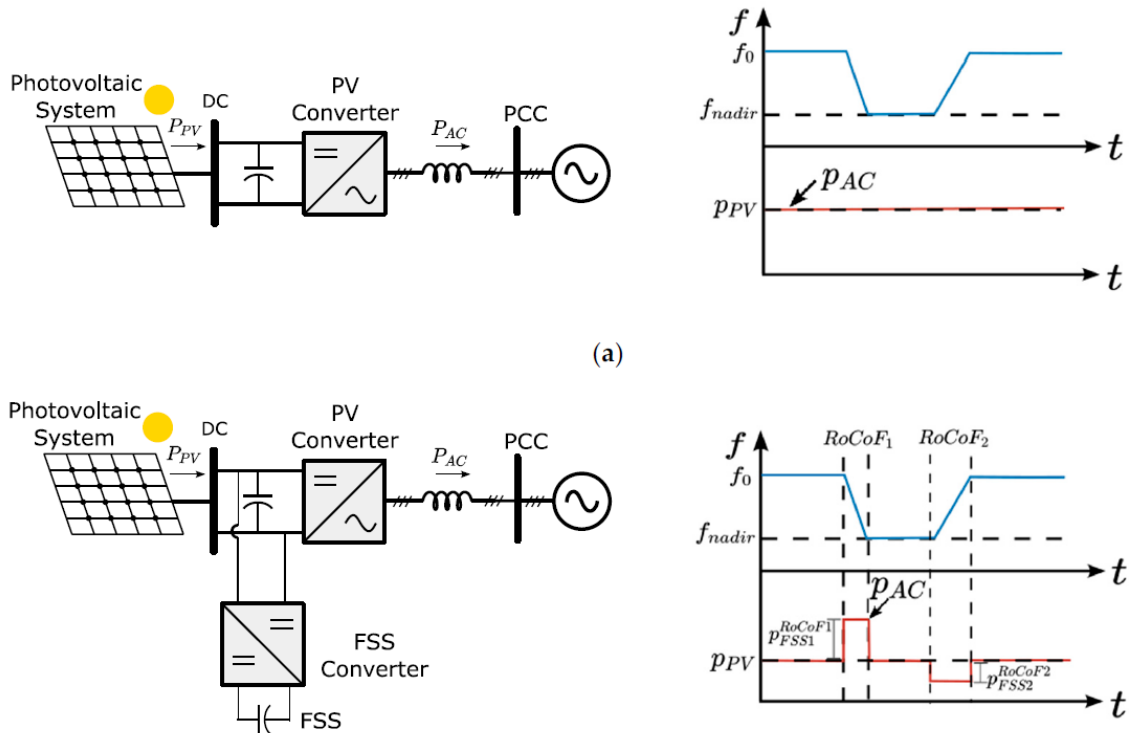


Figura 22. Esempio di fornitura di risposta inerziale da parte di un impianto fotovoltaico.

2.3.2 Rampa di potenza attiva (Active Power Ramp Rate)

La fornitura di una rampa di potenza attiva è un servizio necessario per seguire le variazioni della domanda e compensare l'equilibrio tra carico e generazione nel sistema, specialmente in presenza di sorgenti di energia rinnovabili fluttuanti. Il problema è associato alla nota duck-curve e interessa intervalli temporali che vanno da minuti fino a ore. Questo servizio può essere fornito da diverse tipologie di RES ed è indicato a livello di sistema di distribuzione anche come "power smoothing". La fornitura di questo servizio è generalmente possibile attraverso l'utilizzo dei sistemi di accumulo associati alla sorgente di generazione distribuita. Un numero crescente di codici di rete specifica dei limiti particolari per le pendenze della rampa di potenza nel caso di generazione RES [19], specialmente in reti deboli quali tipicamente sistemi isolati.

2.3.3 Controllo di frequenza (Frequency control)

La partecipazione al controllo di frequenza, tradizionalmente di competenza della generazione sincrona, è un ulteriore servizio emergente che può essere potenzialmente fornito da sistemi basati su RES. Attraverso l'implementazione di specifiche logiche di controllo del convertitore di potenza di interfaccia con la rete, una microrete contenente RES può essere in grado di partecipare al controllo della frequenza del sistema, offrendo velocità di rampa più elevate e maggiore flessibilità di risposta. La potenza attiva fornita dall'unità di generazione può quindi essere modificata transitoriamente in accordo alle variazioni di frequenza che si verificano nel sistema: l'unità viene operata in questo caso in modalità FSM (Frequency Sensitive Mode), sia per sovralfrequenza che per sottofrequenza. Nel caso di transitori di sottofrequenza, similmente al caso del servizio di risposta inerziale, l'unità di generazione deve funzionare mantenendo in ogni istante un determinato margine di disponibilità di potenza, funzionando con potenza ridotta rispetto al proprio punto di massima potenza. Un esempio di questa condizione è mostrato in Figura 23. Per queste ragioni, la fornitura di controllo di frequenza comporta una perdita in termini economici che può anche risultare piuttosto elevata e che quindi deve essere considerata nel quadro del mercato dei servizi ancillari.

È opportuno rimarcare che la fornitura di questo servizio può avere un tempo di esecuzione molto veloce e per questo è spesso indicata come FFR (Fast Frequency Response), e presenta delle caratteristiche diverse rispetto alla fornitura di pura risposta inerziale.

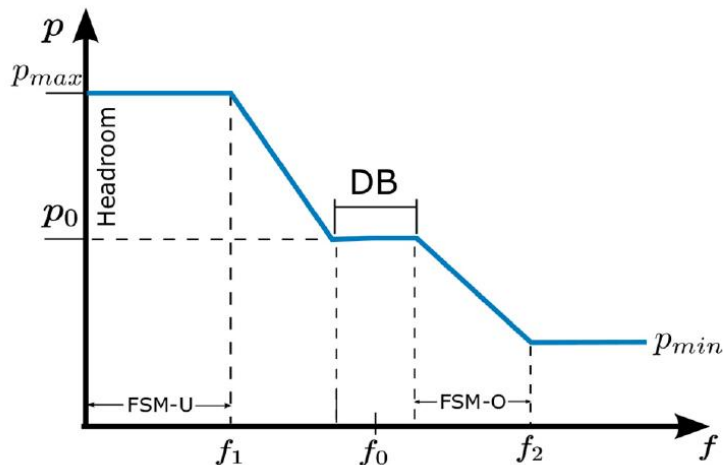


Figura 23. Esempio di curva di partecipazione con droop e banda morta al controllo della frequenza.

2.3.4 Controllo di tensione (Voltage control)

Il problema del controllo della tensione in un sistema di distribuzione con integrazione di livelli crescenti di RES è particolarmente rilevante, specialmente in relazione all'inversione dei flussi di potenza attiva nei feeder di distribuzione e alle logiche tradizionali di esercizio basate su flussi unidirezionali di potenza. A livello di sistema di distribuzione, diverse norme e codici di rete richiedono che le unità di generazione RES possiedano diverse modalità di controllo della potenza reattiva. Queste metodologie di controllo si basano su curve di regolazione di tipo droop e sono ad esempio le curve di potenza reattiva in funzione della tensione $Q(V)$, potenza reattiva in funzione della potenza attiva $Q(P)$, fattore di potenza in funzione della potenza attiva $PF(P)$, fattore di potenza in funzione della tensione $PF(V)$. Queste modalità di controllo sono utilizzate nell'ambito di una logica decentralizzata di regolazione della tensione, consentendo comunque la possibilità di invio da parte del DSO dei setpoint di potenza reattiva o del fattore di potenza. Questo servizio è attualmente considerato dai DSO come una funzione di supporto al sistema e non è compensato economicamente. Considerando i problemi associati alla trasmissione di potenza reattiva su lunghe distanze, è tecnicamente ed economicamente fattibile eseguire il controllo della tensione localmente all'interno di una rete di distribuzione ed esiste quindi un grande potenziale per questo tipo di servizio ancillare, attraverso la partecipazione attiva della generazione distribuita.

2.3.5 Contributo al guasto e capacità di FRT (Fault-Clearing and FRT Capability)

Il contributo fornito alla corrente di guasto e l'abilità da parte dell'unità RES di rimanere connessa alla rete in presenza di un determinato profilo della tensione durante l'intera durata del guasto – indicata con il termine Fault Ride Through (FRT) – rappresentano due aspetti che in un sistema di distribuzione possono essere riguardati come potenziali servizi ancillari forniti al sistema. La capacità di FRT è generalmente fornita dalle turbine eoliche, in quanto hanno tempi di risposta rapidi e possono facilmente ritornare al funzionamento ordinario rilasciando energia alla rete. La capacità FRT è stata recentemente richiesta anche ad altre tipologie di RES interfacciate alla rete attraverso convertitore di potenza come gli impianti fotovoltaici. La capacità di rimanere connesso durante il guasto è specificata sia per il caso di sovratensione che per quello di sottotensione, rispettivamente identificati con i termini High Voltage Ride Through (HVRT) e Low Voltage Ride Through (LVRT). In alcuni codici di rete, questo tipo di servizio viene indicato come "supporto dinamico di potenza reattiva" o anche con "iniezione di corrente reattiva in caso di guasti" [19]. La Figura 24 mostra un esempio di profili di tensione FRT specificati per il caso di sovratensione e per il caso di sottotensione.

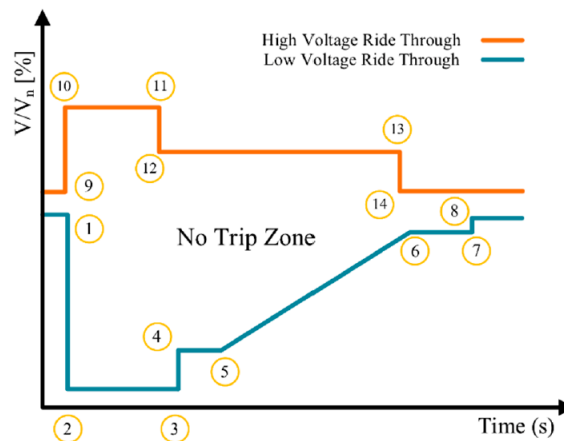


Figura 24. Esempio di profili FRT per il caso di sovratensione e per il caso di sottotensione.

2.3.6 Mitigazione di armoniche (Harmonics Mitigation)

L'elevata proliferazione di carichi non lineari nelle reti e l'aumento di generazione da RES, tipicamente interfacciata alla rete attraverso convertitori di potenza, comporta un aumento significativo dell'inquinamento armonico nelle reti di distribuzione. Per ovviare a questo problema, è possibile ricorrere a metodi basati su filtri passivi e filtri attivi nei feeder di rete. Nell'ambito dei metodi basati sui filtri attivi, le unità RES devono anche limitare adeguatamente il contenuto armonico introdotto in rete. La compensazione delle armoniche potrebbe essere riguardata come un ulteriore servizio fornito dall'unità RES o dalla microrete, e remunerato in modo corrispondente. L'abilitazione di questo servizio richiede che i codici di rete esistenti per i sistemi di distribuzione siano modificati, in modo da permettere una differenziazione tra le diverse correnti di compensazione fornite [19].

2.4 Considerazioni conclusive

Nonostante diversi studi e proposte presenti nella letteratura scientifica, al momento non è disponibile alcun servizio ancillare monetizzabile nel mercato del sistema di distribuzione.

Come detto in precedenza, l'attuale crescente integrazione di RES nei sistemi di distribuzione impone nuove sfide nella risoluzione a livello locale delle problematiche associate. In questo contesto, il ruolo del DSO diviene ancora più centrale, mentre l'evoluzione del sistema di distribuzione verso architetture sempre più autonome e intelligenti implica la creazione di un nuovo ambiente di mercato nell'ambito di una sempre più evoluta e rafforzata interazione tra TSO e DSO. Le recenti norme EN 50549-2019 [20]-[21] relative alla connessione di RES a livello del sistema di distribuzione hanno adottato le stesse specifiche del sistema di trasmissione (regolamento della Commissione europea 2016/631 [22]), per aspetti quali controllo della potenza attiva in risposta a eventi di sovrافrequenza e sottofrequenza, supporto di tensione mediante iniezione di potenza reattiva, requisiti di FRT e contributo alla corrente di corto circuito. In questo senso, è possibile pensare a un approccio di tipo top-down [23], in cui inquadrare i potenziali meccanismi per la fornitura di servizi ancillari nelle future reti intelligenti. L'importanza del ruolo dei DSO nell'ambito del mercato dei servizi ancillari è rimarcata anche in [24], evidenziando il ruolo chiave ricoperto dalle tecnologie di informazione e comunicazione nello sviluppo dell'interazione tra sistemi di trasmissione e sistemi di distribuzione. Nell'ambito delle strutture di sistema multi-agente, il ruolo dell'agente Aggregatore nel mercato dell'energia elettrica può essere quello di incaricarsi per la rappresentazione a livello di mercato delle risorse distribuite di piccole e medie dimensioni, in modo da creare una strategia di offerta competitiva per prodotti energetici e servizi ancillari [25]. Il demand side management e, in particolare, la risposta di carichi interrompibili (demand response) rappresentano ulteriori opportunità in termini di servizi ancillari [26].

Il concetto di microrete è stato inizialmente introdotto per fornire una soluzione affidabile all'integrazione di generazione distribuita, sistemi di accumulo e carichi controllabili, in quanto un tale sistema può essere riguardato dal resto della rete di distribuzione come un'unica entità controllabile [27]-[28]. Le microreti

possono funzionare sia connesse al sistema (modalità grid-connected) supportando il funzionamento della rete, sia in isola (modalità stand-alone) in caso di guasto o di indisponibilità della rete. Le strategie di controllo degli elementi presenti all'interno della microrete possono essere distinte in tre livelli gerarchici: ciascun livello di controllo si riferisce a diversi tempi di azione e modalità di intervento, in modo del tutto analogo al caso dei sistemi convenzionali. Il controllo primario e secondario riguarda il funzionamento interno della microrete, mentre il controllo terziario coinvolge la cooperazione tra le diverse microreti.

In particolare, il controllo primario e quello secondario riguardano la regolazione della tensione e della frequenza all'interno della microrete, e possono essere ottenuti sotto la supervisione di un controllore centrale di microrete (MGCC, MicroGrid Central Controller), il quale invia dei precisi segnali di comando alle risorse distribuite appartenenti alla microrete, oppure in alternativa i due livelli di controllo possono essere realizzati secondo una logica decentralizzata, in cui le risorse distribuite si adeguano autonomamente in base alle condizioni locali. Le microreti includono generalmente anche un terzo livello di controllo, al quale competono le operazioni di ottimizzazione e gestione economica della microrete: tipicamente, il livello di controllo terziario è focalizzato sulla gestione dei sistemi di accumulo elettrico, la programmazione e il dispatch delle risorse di generazione distribuita, e la gestione dell'energia scambiata tra rete principale e microrete. L'architettura di rete permette quindi la possibilità di suddivisione in più microreti, in modo da sfruttare i vantaggi e le potenzialità offerte da un'infrastruttura di rete di tipo distribuito e intelligente [29]. Attraverso la definizione e lo sviluppo di nuove strategie di controllo a tutti i livelli gerarchici, è possibile esplorare le capacità delle microreti per la fornitura di servizi ancillari al sistema. Diversi metodi e approcci sono stati studiati e proposti in letteratura per quanto riguarda microreti e servizi ancillari: la realizzazione di questi servizi può avvenire esclusivamente all'interno della microrete [30]-[33], come interazione tra diverse microreti [34] oppure ancora come scambio tra microrete e rete principale [35]. Questi servizi ancillari sono la regolazione di frequenza, l'inseguimento del carico e la rampa di potenza attiva oraria, il servizio di riserva rapida in termini di flessibilità (fornita da RES dispacciabili), lo scambio rapido e transitorio di potenza reattiva, il controllo di potenza reattiva/tensione, il bilanciamento delle perdite di potenza attiva e il controllo/interruzione del carico.

La definizione di servizi ancillari per microreti e l'estensione della corrispondente normativa e codici di rete sono una delle opportunità associate all'uso di microreti AC, DC o ibride (Tabella 10) [36].

Tabella 10. Confronto tra vantaggi e opportunità di diverse tipologie di microreti.

Vantaggi chiave		Sfide affrontabili	
Microreti DC <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energia in DC prodotta/immagazzinata da sistemi fotovoltaici (PV), celle a combustibile e batterie ▪ Energia in DC usata da un numero crescente di dispositivi elettrici ▪ Minori requisiti di conversione ▪ Conversione AC-DC più semplice ed economica della conversione DC-AC ▪ Riduzione nel numero di componenti richiesti ▪ Risparmio energetico attorno al 5-15% ▪ Miglioramento nell'affidabilità collegato al minor numero di punti di guasto ▪ Adatte per edifici Zero-net Energy ▪ Adatte per centri dati 	Microreti AC <ul style="list-style-type: none"> ▪ Approccio plug-in per tutte le risorse distribuite (Distributed Energy Resources – DER) ▪ Interconnessione, standard di prodotto e codici di rete ben sviluppati ▪ Familiarità con la progettazione di sistemi elettrici AC in bassa tensione 	Microreti DC <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mancanza di applicazioni esistenti per sistemi di distribuzione DC in bassa tensione ▪ Attuali mancanze di standard approvati e codici di rete per apparecchiature DC in bassa tensione, sistemi di distribuzione e microreti ▪ Mancanza di familiarità con la progettazione di sistemi elettrici DC in bassa tensione ▪ Mancanza di architetture di rete DC approvate o riconosciute ▪ Pratiche di sicurezza e protezione differenti da quelle adottate nei sistemi di distribuzione AC in bassa tensione ▪ Necessità di potenziamento delle infrastrutture da sistemi AC a sistemi DC 	Microreti AC <ul style="list-style-type: none"> ▪ Maggiori requisiti di conversione da DC ad AC e di nuovo a DC ▪ Perdite di energia nella conversione ▪ Maggior numero di apparecchiature e dispositivi richiesti
	Microreti ibride <ul style="list-style-type: none"> ▪ Adatte per applicazioni in cui la potenza AC e DC è prodotta e consumata ▪ Vantaggi simili alle microreti DC 		Microreti ibride <ul style="list-style-type: none"> ▪ Il controllo del sistema è una sfida

3 Demand Response, Aggregazione e Comunità energetiche

3.1 Introduzione

Con il termine Demand Response (DR) si individuano le azioni intraprese dai consumatori finali per modificare il loro consumo di energia elettrica sia in risposta alle variazioni del prezzo dell'energia elettrica, sia in risposta alle richieste degli operatori di rete e dei Demand Response Providers (DRP) al verificarsi di problemi tecnici (tra cui quelli di affidabilità) del sistema elettrico. I DRP sono soggetti che permettono alle risorse lato domanda di iscriversi ad un programma di DR e gestiscono per conto di queste tutte le comunicazioni in materia. Essi comunicano, inoltre, alle risorse quando la riduzione di carico è necessaria. Questi soggetti possono coincidere con LSE (Load Service Entity) o con Aggregatori che sono figure terze in grado di aggregare e gestire più risorse lato domanda di piccola entità. In qualche caso l'Aggregatore stipula accordi bilaterali con il distributore o con il grossista per la commercializzazione e la gestione dell'attività di DR. In altri casi queste aziende sono in grado di offrire la domanda aggregata in un mercato di energia all'ingrosso come qualunque altra risorsa di generazione.

Il Demand Response è quindi una risposta attiva della domanda alle variazioni di costo dell'energia o al pagamento di incentivi: il consumatore è indotto a modificare in tempi brevi il proprio consumo di energia elettrica in corrispondenza di alcune ore del giorno in cui la domanda è elevata o in cui i margini di riserva sono bassi, o nelle quali si verificano specifiche condizioni tecniche (congestioni di rete) che necessitano una modifica dei flussi di potenza in alcuni tratti o nodi della rete. Di conseguenza la riduzione del consumo al variare dei prezzi di mercato aiuta ad evitare picchi di prezzo nel mercato elettrico, mentre, le risposte dei consumatori agli incentivi rappresentano un importante strumento per gli operatori di rete al fine di mantenere un equilibrio tra la domanda e l'offerta ed assicurare l'affidabilità del sistema. L'utente finale, allora, può eseguire l'aggiustamento temporaneo della propria richiesta di potenza in risposta o ad un segnale di prezzo (derivante da tariffe o direttamente dal mercato elettrico) o a seguito di accordi presi con alcuni soggetti quali ad esempio Aggregatori, TSO e distributori.

Le azioni classiche di DR vengono divise in tre principali categorie:

- riduzione della domanda nei periodi di picco del sistema;
- spostamento della domanda da periodi di picco a periodi di fuori picco ottenendo un effetto di spianamento delle punte e riempimento delle valli della curva di carico;
- autoproduzione o utilizzo di energia accumulata nello storage elettrico, che non modifica il profilo di assorbimento interno all'impianto dell'utente ma consente di ridurre la richiesta di energia dalla rete.

In generale, le caratteristiche fondamentali che differenziano i diversi programmi di gestione della domanda sono [37]:

- la volontarietà o l'obbligatorietà di adesione al programma;
- la facoltà di scegliere se operare il distacco o meno del carico;
- il tempo di attuazione della riduzione o aumento di prelievo;
- il corrispettivo che viene riconosciuto o il tipo di incentivo;
- il tipo di segnale che determina la riduzione di prelievo, se economico oppure di allarme.

Il DR può diventare un elemento fondamentale per aumentare l'affidabilità delle microreti attraverso variazioni mirate della potenza immessa/assorbita in un dato nodo di rete. Attraverso azioni di DR possono essere risolte congestioni ed equilibrato il bilancio tra produzione e consumo. Per tale motivo, nella definizione degli scenari è bene considerare l'attuale sviluppo del DR sia in Italia che all'estero per avere una stima, seppure non facile, del numero di utenti che in una microrete DC o ibrida AC/DC potrebbero partecipare ad azioni di DR negli scenari attuale e futuri.

3.2 Esperienze internazionali di aggregatori in letteratura

Diversi sono i casi reali di implementazione di aggregatori. La Tabella 11 riporta alcuni degli aggregatori operanti nel mondo e una breve descrizione dei programmi di aggregazione implementati.

Tabella 11. Esperienze internazionali di aggregatori.

Nome dell'aggregatore	Portfolio Utenti	Totale potenza nominale aggregata	Descrizione del servizio di aggregazione	Benefici	Riferimenti
Enel X (ex EnerNOC) (California, New York and New England)	Grandi utenti: commerciali, istituzioni pubbliche, imprese industriali e organizzazioni, negozi, scuole, uffici, hotel, gestori dei servizi idrici. Il portfolio non comprende utenti domestici.	1.000 MW	DR tramite Direct Load Control (DLC). Vengono controllati direttamente gli impianti di illuminazione, gli impianti HVAC, gli impianti di processo, le elettropompe e i generatori di backup degli utenti, dopo aver effettuato studi di audit energetico presso gli utenti.	Riduzione delle emissioni climalteranti. Mantenimento della stabilità della rete grazie alla riduzione istantanea di MW in presenza di elevati picchi della domanda. Differimento delle opere di realizzazione di impianti di generazione per la copertura del picco di potenza Riduzione della volatilità dei prezzi dell'energia sul mercato elettrico	https://www.enelx.com/n-a/en
Comverge, Inc. (USA)	Utenti residenziali e piccoli utenti commerciali e industriali; 4,5 milioni di dispositivi di controllo carichi installati in tutti gli USA.	495 MW sul territorio statunitense	DR attraverso DLC. Installazione di sistemi per il DLC presso gli impianti di condizionamento degli utenti.	Implementazione di programmi "pay-for-performance" con le seguenti finalità: riduzione delle emissioni climalteranti; riduzione delle perdite di energia in rete; aumento della stabilità e dell'affidabilità del sistema; differimento delle opere di realizzazione di nuovi impianti di generazione e di linee di trasmissione.	https://www.itron.com/industries/electricity/distributed-energy-management
CPower (New York, New England, the Mid-Atlantic region, Texas, California, and Ontario)	Utenti industriali, commerciali, delle istituzioni e residenziali: hotel, ospedali, condomini di appartamenti e complessi residenziali, istituzioni finanziarie.	75 milioni di metri quadri di proprietà commerciali, di istituzioni e industriali. Più di 120.000 unità residenziali.	Demand response: CPower aiuta gli utenti commerciali, istituzionali e residenziali a ridurre la richiesta di energia elettrica durante periodi di picco elevato per il Sistema elettrico, utilizzando dati in tempi reali per ottimizzare e gestire i consumi energetici. I clienti non ricevono nessun corrispettivo ma beneficiano semplicemente dei risparmi generati dalla partecipazione al sistema.	Gestione e ottimizzazione del consumo energetico. Miglioramento dell'efficienza energetica.	https://cpowerenergymagement.com/ https://cpowerenergymagement.com/
			Demand Response:		

<p>EnergyConnect (USA)</p>	<p>Utenti industriali, commerciali, governativi e del settore scolastico.</p>		<p>EnergyConnect compra energia da utenti commerciali e industriali qualificati quando i prezzi all'ingrosso nel mercato elettrico sono alti. Riducendo il carico quando i prezzi all'ingrosso sono alti, gli utenti riducono il prezzo che il loro fornitore di energia dovrà pagare e questo, a sua volta, ridurrà il prezzo di vendita dell'elettricità agli utenti. EnergyConnect offre agli utenti l'abilità di contribuire all'affidabilità del sistema. Questi programmi non hanno impatto sul costo dell'elettricità dell'utility. EnergyConnect stabilisce una comunicazione tra il gestore di rete regionale direttamente con gli utenti. I pagamenti per il servizio vengono dal gestore di rete ai consumatori attraverso EnergyConnect.</p>	<p>Servizi di DR economico. Servizi di DR di affidabilità. Servizi di audit energetico di sistemi di automazione intelligenti.</p>	<p>https://www.crunchbase.com/organization/energyconnect</p>
<p>ECS - Energy Curtailment Specialists (USA)</p>	<p>Utenti commerciali, industriali e enti pubblici: scuole, hotel, uffici, impianti di trattamento acque, etc..</p>	<p>Più di 1000 MW di riduzione con DR contrattualizzati. Circa 3000 MW di carico di picco contrattualizzato.</p>	<p>DR volontario. ECS installa uno smart meter del tipo interval meter (con risoluzione di 30 minuti) gratuitamente presso gli utenti. Il misuratore può aiutare gli utenti a gestire in modo più efficiente i propri consumi energetici. L'utente mantiene il controllo sui dispositivi da spegnere e sulla riduzione dei propri consumi (ECS non esercita azioni di DLC). Non ci sono penalità economiche se il carico non viene ridotto quando richiesto. L'utente non deve pagare alcuna quota di partecipazione al programma e guadagna una quota per la partecipazione (capacity payment) e una quota in funzione della reale potenza ridotta (energy payment).</p>	<p>Gestione degli usi dell'energia</p>	<p>http://demandresponse.nrg.com/</p>
<p>North America Power Partners (USA)</p>	<p>Utenti industriali e commerciali.</p>	<p>Almeno 500 MW sotto contratto.</p>	<p>DR volontario. North America Power Partners fornisce incentivi economici e altri benefici ai clienti che partecipano riducendo i propri consumi per un intervallo di tempo che va da pochi minuti fino a 15 minuti per risolvere disservizi non programmati (Synchronized reserves program). Un ulteriore guadagno è disponibile quando i clienti contribuiscono alla riduzione delle sollecitazioni sul sistema elettrico, oppure a livellare i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, oppure a ridurre le emissioni. Ancora, i clienti possono partecipare ad un Regulation Program ricevendo un segnale di controllo di regolazione dinamico al quale devono rispondere riducendo o aumentando il proprio</p>	<p>Riduzione del picco di carico per i clienti al fine di ridurre la sollecitazione per il sistema elettrico.</p>	<p>https://ipkeyspowerpartners.com/2018/12/18/ipkeys-to-provide-energy-demand-response-aggregation-services-completes-acquisition-of-north-america-power-partners-energy-consumers-to-benefit</p>

			carico entro 5 minuti. In questo caso l'offerta minima per partecipare è di 100 kW. I clienti ricevono pagamenti in funzione dei kW che hanno consentito a ridurre indipendentemente dalla riduzione o quando questa avviene. In caso di congestione, l'utente che contribuisce riceve un ulteriore pagamento.		from-proven-openadr-2-0b-technology/
Delaware EV (Delaware, USA)	Essenzialmente tutti i tipi di veicoli elettrici in grado di partecipare a progetti di tipo Vehicle to Grid (V2G).	Potenza totale del parco macchine	Delaware EV agisce come un'impresa intermediaria tra PJM (il TSO locale), e la flotta di veicoli elettrici (EV). L'aggregatore raccoglie informazioni riguardanti la disponibilità degli EV calcolando lo stato di carica e gli itinerari programmati. Inoltre, il regolatore riceve il segnale di regolazione da parte di PJM e può partecipare alla regolazione di frequenza.	Regolazione di frequenza	http://www.nytimes.com/2013/04/26/business/energy-environment/electric-vehicles-begin-to-earn-money-from-the-grid.html
Energy Response Pty (Australia e Nuova Zelanda)	Tutti i tipi di utenti, ma quelli residenziali necessitano dell'installazione di interval meter che non sono ancora disponibili.	125 MW di capacità di riserva per 15 ore al giorno, equivalente a circa il 25% del deficit totale della riserva di capacità dell'area Victoria – South Australia durante i periodi di picco.	Demand Response Energy Response Pty ha sviluppato sistemi dedicati per registrar, aggregare, programmare, dispatchare e regolamentare programmi di DR. Sta attualmente sviluppando capacità di dispatchamento automatiche con DR da remoto. Fornisce riserva di capacità riducendo la domanda durante i periodi di picco. Il DR è richiesto specialmente durante le ore di picco che nel Sistema australiano sono tra le 17:00 e le 20:00 durante l'inverno e tra le 14:00 e le 18:00 durante l'estate. Il processo non è totalmente automatizzato. Un sistema denominato Lynx è usato per programmare il DR. Lynx prende in considerazione i limiti dei clienti come ad esempio: massima durata della riduzione di potenza, periodi della giornata, giorno/i della settimana, disponibilità stagionale. Il tipico periodo di riduzione è 12 ore con un minimo di 1 ora. Il piano dei tagli è comunicato anticipatamente ai fornitori e spetta a loro rispettare. La fatturazione avviene attraverso degli interval meter.	Capacità di riserva riducendo la domanda durante i periodi di picco.	https://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapid=24687279
Evonik New Energies GmbH (Germania)	Impianti di generazione, almeno 1 MW.	400 MW di generazione aggregata.	Piccoli e grandi impianti di produzione vengono connessi a richiesta ogni volta che è necessaria una riserva di capacità. Per poter partecipare è necessario che gli impianti siano disponibili entro sette minuti e rimangano disponibili per almeno 4 ore. La potenza è contrattata via internet, un gran mole di dati dal	Mercato bilanciamento.	http://corporate.evonik.com/en

			settore energetico è raggruppata in secondi, minuti e quarti d'ora e la capacità viene distribuita tra i produttori. L'obiettivo della virtual power plant è fornire energia per la regolazione per il sistema di trasmissione.		
Voltalis (Francia)	Utenti dei settori residenziale, industriale e del terziario connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.	Riduzione totale della Potenza cumulate tra 10 e 100 MW.	Gli utenti di Voltalis ricevono gratuitamente un dispositivo da installare presso l'edificio, denominato Bluepod, che reduce il funzionamento dei loro dispositivi elettrici per il riscaldamento (in particolare per il riscaldamento dell'acqua o degli ambienti o anche condizionatori) per brevi intervalli quando Voltalis riceve un segnale dal TSO. Gli utenti che hanno il dispositivo sono automaticamente arruolati ma possono decidere di non partecipare al programma di DR in qualsiasi momento, premendo un pulsante di esclusione sul dispositivo ed usare quindi i propri carichi liberamente. Voltalis in qualità di aggregatore può vendere la flessibilità aggregate in qualsiasi mercato. Gli utenti non ricevono alcun beneficio economico quando riducono il proprio carico, ma sperimentano una riduzione delle loro bollette dovute all'interruzione dei periodi di consumo da parte dei carichi per riscaldamento.	Mercato di bilanciamento e meccanismi di DR.	www.voltalis.fr
Energy Pool (Francia, ma opera anche in UK e Belgio)	Grandi industrie e, in generale, utenti energivori (e.g.: industrie siderurgiche, data centers, e ospedali), che sono dislocati attraverso il territorio.	1500 MW di capacità flessibile in forma di riduzione di carico.	Energy Pool svolge il ruolo di optimal flexibility manager per gli utenti. Identifica il potenziale di flessibilità, integra il DR nei processi dei propri clienti e offre la flessibilità nei mercati per conto loro. I mercati sono tipicamente quello di bilanciamento (day ahead e intraday markets), quello della riserva di sicurezza (contratti a lungo termine e operazioni di emergenza), mercati della capacità e mercato delle transazioni di energia. I clienti di Energy Pool ricevono specifici pagamenti per la loro partecipazione ai programmi di gestione del carico, che tengono conto sia della capacità di riduzione del carico che della quantità di energia ridotta.	Meccanismo di bilanciamento, riserva di sicurezza, mercati di capacità, transazioni nel mercato dell'energia.	http://www.energy-pool.eu/en/
Direct Energy (Regno Unito)	500 clienti con circa 1500 dispositivi disponibili, principalmente scaldacqua elettrici e aerotermi.	La Potenza cumulate dei suddetti 1500 dispositivi.	Direct-Energy è specializzata nel risparmio economico in bolletta per utenti di dimensioni medio-piccole. Consente la partecipazione al programma di load-shedding di RTE, il TSO francese, con i suoi 500 utenti.	Programmi di Load shedding.	http://direct-energy.co.uk/
Flextricity Limited (UK)	Grandi utenti industriali e commerciali e produttori da piccolo	Oltre 500 kW di potenza cumulata da grandi utenti.	Flextricity è un aggregatore di carico e generazione finalizzato a sviluppare nuove strade per consentire il matching tra produzione e domanda e, di conseguenza, ridurre i costi	Servizio di bilanciamento. Servizio di riserva. Gestione di generatori locali. Gestione del carico.	www.flextricity.com

	idroelettrico e da gruppi elettrogeni.		dell'energia e migliorare le prestazioni ambientali dell'industria energetica. Controlla produzione e consumo utilizzando moderni sistemi di comunicazione per collegarsi direttamente ai dispositivi da gestire presso gli utenti. Flexitricity combina la capacità di dispositivi anche di piccolo taglia per creare aggregate di flessibilità maggiore da utilizzare per fornire servizi al DSO. In genere non prevede alcun costo per i partecipanti dato che è la stessa Flexibility ad installare tutti i dispositivi necessari.	Gestione di piccoli produttori idroelettrici.	
Sonnen (Germania)	Utenti attivi residenziali con immissione superiore al consumo, dotati di dispositivi di accumulo elettrico.	Riduzione del picco di produzione mediante dispositivo di accumulo elettrico.	Gestione in tempo reale delle unità di accumulo elettrico tramite un controller e comunicazione wireless 3G. Sonnen però, oltre ad essere aggregatore è anche utility. Infatti ritira l'energia immessa dai propri clienti e allo stesso tempo la consegna ai clienti che ne stanno prelevando dalla rete, attuando un vero e proprio "Energy Sharing" centrale di impianto. Il cliente domestico ottiene crediti di energia in cambio del servizio di flessibilità offerto. Il principale vantaggio economico è che l'utente paga solo una tariffa flat fissa indipendentemente dai propri consumi.	Servizi di stabilizzazione e DR.	sonnenbatterie.de/it/start

3.3 L'aggregazione della domanda attiva in Italia

Già dal 2015, l'ARERA ha avviato un procedimento di riforma del servizio di dispacciamento in maniera coerente e coordinata con la normativa europea tutt'oggi in corso di definizione. L'obiettivo è quello di rendere abilitate alla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) tutte le unità di produzioni rilevanti incluse quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), le unità di consumo rilevanti e le unità di produzione e consumo non rilevanti in forma aggregata. Per raggiungere lo scopo, l'autorità ha indicato Terna come l'ente per la definizione dei nuovi requisiti di performance tecnica delle unità di produzione rilevanti e delle nuove Unità Virtuali Abilitate (UVA). È evidente come un tale cambiamento nella concezione stessa del dispacciamento scardini il vecchio sistema di priorità non senza rischi per l'affidabilità del sistema elettrico: al fine di raccogliere informazioni utili alla riforma del dispacciamento, con la delibera 300/17/R/EEL vengono indetti dei progetti pilota. L'ipotetico campo di ricerca dei progetti viene elencato nella delibera, il compito di Terna è quello di individuare, avviare e gestire i progetti traendone le dovute conclusioni riguardo l'impatto degli stessi sul sistema.

I risultati ottenuti dai progetti pilota contribuiranno alla stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE): il testo consentirà di identificare i principi su cui dovrà conformarsi il nuovo regime del MSD in accordo con i regolamenti comunitari sull'esercizio e bilanciamento del sistema elettrico. Il testo è ad oggi in fase di redazione, in data 25/07/2019 l'Autorità ha emesso un documento per la consultazione che illustra gli orientamenti riguardo il futuro del dispacciamento elettrico e invita gli addetti ai lavori a formulare le proprie osservazioni al riguardo. Le consultazioni si sono concluse il 14 ottobre 2019.

3.3.1 Progetto pilota UVAC

Il primo progetto pilota ai sensi della delibera 300/17 riguarda le UVAC ed è stato indetto nel maggio 2017. Le UVAC sono Unità Virtuali Abilitate di Consumo e sono caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo. La time-line del progetto assume due fasi distinte: la prima è definita di "Qualificazione al MSD di impianti di consumo per mezzo della costituzione di UVAC abilitate al MSD", mentre la seconda di

“Approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per i soggetti titolari di UVAC per il periodo giugno-settembre 2017”. Il regolamento del progetto [39] definisce le modalità di creazione qualificazione e gestione delle UVAC, le quali devono rispondere a precisi requisiti tecnici minimi quali:

- potenza massima di controllo pari almeno a 10 MW, con successivi aggiornamenti la soglia minima passa prima a 5 MW (13/06/2017) e infine a 1 MW (22/12/2017);
- capacità di modulare in riduzione il prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento di Terna;
- capacità di sostenere la riduzione di prelievo per almeno 4 ore consecutive;
- impianti di consumo nello stesso perimetro di aggregazione definito da Terna.

Anche il punto di prelievo presenta dei requisiti minimi legati alla misura delle grandezze:

- rilevazione della misura in tempo reale con cadenza pari a 4 secondi;
- invio della misura a Terna con metodo diretto o indiretto (invio a un concentratore che invia la misura a Terna).

Da un punto di vista pratico, le UVAC vengono assimilate a unità di produzione: la riduzione del prelievo degli impianti sottostanti la UVAC viene associata ad un equivalente incremento in immissione, Figura 25.

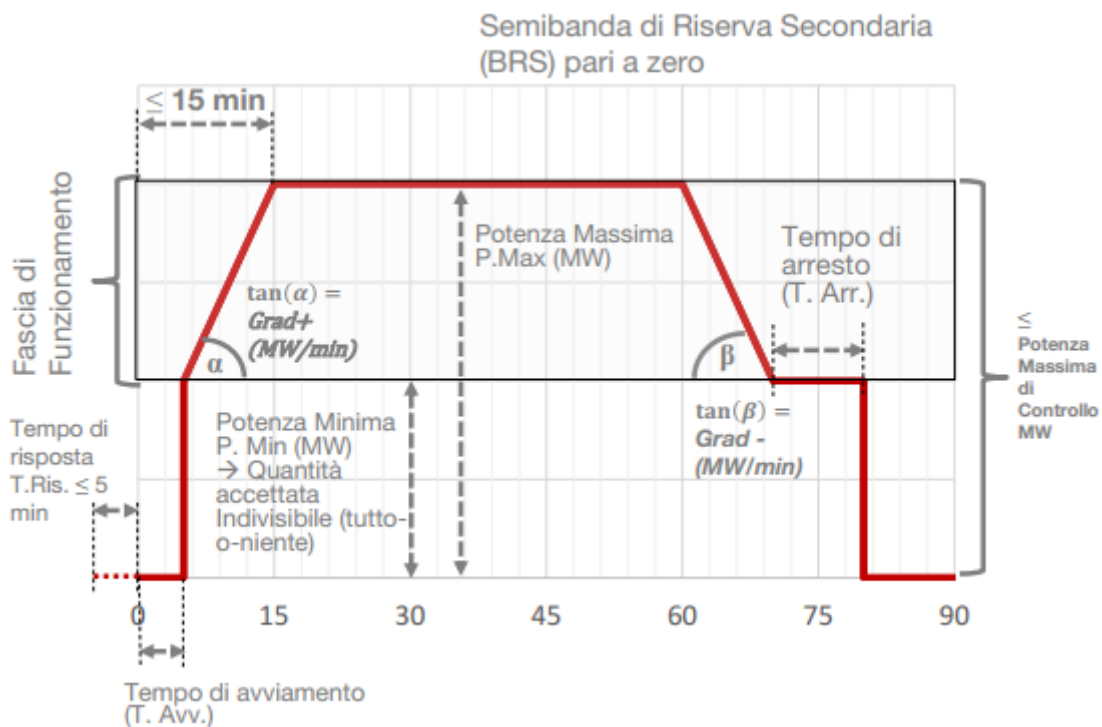


Figura 25 Dichiarazione estesa dati tecnici UVAC [39].

Sono presenti sul sito Terna, nell’area relativa al progetto UVAC, i riepiloghi di capacità assegnata e disponibile per i periodi 19 giugno 2017 – 30 settembre 2017, 15 gennaio 2018 – 31 marzo 2018 e 18 giugno 2018 – 30 settembre 2018. Stando ai dati in essi riportati, il progetto vede una significativa distribuzione della potenza disponibile solo a partire dal 2018. Dall’esame di tali dati si nota che il primo periodo di sperimentazione non ha quasi totalmente impegnato la potenza messa a disposizione delle UVAC, salvo crescere leggermente nel secondo periodo e decisamente nel terzo periodo.

3.3.2 Progetto pilota UVAP

Il progetto pilota UVAP è stato presentato da Terna nel luglio del 2017 e approvato dall’Autorità con successiva delibera del 3 agosto 2017. Le UVAP, Unità Virtuali Abilitate di Produzione, sono caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti, siano esse programmabili o non programmabili, inclusi i sistemi di accumulo. Anche in questo caso, il regolamento [40] fornisce le modalità di creazione e qualificazione dell’UVAP definendone i requisiti tecnici minimi:

- punti in immissione ubicati nello stesso perimetro di aggregazione definiti per le UVAC;
- ogni punto in immissione deve essere dotato di UPMG (Unità Periferica di Monitoraggio Generazione);
- per abilitazione a salire: potenza massima di controllo dell’UVAP pari almeno a 5 MW, con successivo aggiornamento fissato a 1 MW;
- per abilitazione a scendere: potenza minima di controllo dell’UVAP pari almeno a 5 MW in valore assoluto, con successivo aggiornamento fissato a 1 MW;
- capacità di modulare in incremento e/o decremento l’immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento Terna;
- capacità di sostenere la modulazione per almeno 3 ore consecutive.

Le UVAP vengono assimilate a Unità di Produzione. La normale produzione attesa costituisce la “Baseline”: un incremento in immissione rispetto ad essa si configura come un incremento in immissione dell’UVAP, una riduzione, invece, si configura come un incremento in prelievo dell’UVAP. È possibile abilitare l’UVAP solo a salire, solo a scendere o entrambi, Figura 26.

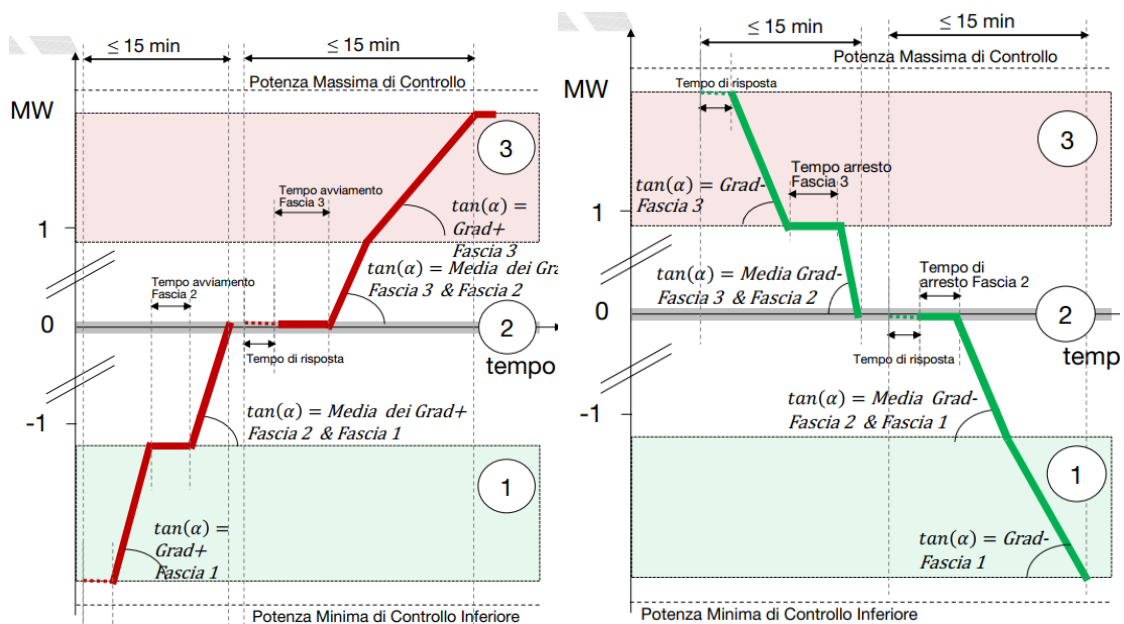


Figura 26: Dati tecnici UVAP per prestazioni a salire (rosso) e a scendere (verde) [40].

3.3.3 Progetto pilota UPR

Con la deliberazione 12 luglio 2018, l’Autorità approva il regolamento predisposto da Terna relativo al progetto pilota per la partecipazione al MSD delle unità di produzione rilevante UPR non oggetto di abilitazione obbligatoria [41]. Rientrano quindi nelle UPR le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e le unità di produzione rilevanti che soddisfino i requisiti tecnici minimi di abilitazione per almeno uno dei servizi di dispacciamenti fra i seguenti:

- risoluzione delle congestioni in fase di programmazione (a salire e a scendere);
- risorse per la riserva terziaria (rotante e di sostituzione, a salire e a scendere);
- risorse per il bilanciamento (a salire e a scendere).

Anche in questo caso, il meccanismo di partecipazione, finalizzato all’approvvigionamento di risorse di dispacciamento nell’ambito del MDS, consiste in due fasi distinte:

1. fase di abilitazione dell’UPR;
2. fase di presentazione delle offerte sul MSD.

Per ognuno dei servizi citati, il regolamento fornisce i requisiti tecnici minimi che le unità devono rispettare e le modalità di esecuzione delle prove di abilitazione. La seconda parte prevede la possibilità da parte di Terna di selezionare le offerte presentate dai soggetti qualificati con riferimento alle UPR abilitate.

3.3.4 Progetto pilota UVAM

Con la deliberazione 12 luglio 2018, l’Autorità approva il regolamento predisposto da Terna relativo al progetto pilota per la partecipazione al MSD di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) [42].

Ciò ha comportato un’evoluzione nel settore della UVA. Infatti, i progetti pilota relativi alle UVAC ed alle UVAP sono rimasti attivi fino ad ottobre 2018, e a partire da novembre 2018 tali aggregati sono confluiti all’interno delle UVAM.

Le UVAM sono unità caratterizzate dalla presenza di unità di produzione (rilevanti e non rilevanti), sistemi di accumulo e unità di consumo. Rientrano nell’ambito del progetto anche i sistemi di accumulo funzionali alla mobilità elettrica, aprendo le porte alla sperimentazione della tecnologia “Vehicle to Grid”. Il regolamento fornisce i requisiti tecnici e le prove per l’abilitazione dell’UVAM e ne indica i possibili servizi, Figura 27:

- risoluzione delle congestioni in fase di programmazione (a salire e a scendere);
- risorse per la riserva terziaria (rotante e di sostituzione, a salire e a scendere);
- risorse per il bilanciamento (a salire e a scendere).

Servizi	Modalità «a salire»	Modalità «a scendere»	Tempo di avvio modulazione dall’ordine di dispacciamento (sia «a salire» che «a scendere»)	Tempo minimo di durata della modulazione (sia «a salire» che «a scendere»)	Requisiti CdR - Tempo minimo di durata della modulazione (sia «a salire» che «a scendere»)
Risoluzione delle congestioni	✓	✓	Entro <u>15 min</u> dalla ricezione ordine dispacciamento	<u>120 min</u>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>240 min</u> (UP idro) ▪ <u>Tempo illimitato</u> per le altre UP
Riserva terziaria rotante	✓	✓	Entro <u>15 min</u> dalla ricezione ordine dispacciamento	<u>120 min</u>	<u>120 min</u>
Riserva terziaria di sostituzione	✓	✓	Entro <u>120 min</u> dalla ricezione ordine dispacciamento	<u>480 min</u>	<u>Tempo illimitato</u>
Bilanciamento	✓	✓	Entro <u>15 min</u> dalla ricezione ordine dispacciamento	<u>120 min</u>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>240 min</u> (UP idro) ▪ <u>Tempo illimitato</u> per le altre UP

Potenze Modulabili in incremento delle UP non programmabili non > 40% della Potenza Massima Abilitata

Figura 27 Servizi erogabili dalle UVAM [42].

Già nel giugno 2019, sono state abilitate ai servizi MSD più di 120 UVAM per una potenza complessiva di 830 MW con più di 25 enti inquadrati come BSP (Balance Service Providers). Per l’intero 2020 sono stati assegnati 991,4 MW sull’intero territorio nazionale, divisi in 800 MW per l’Area A (Nord e Centro-Nord, Tabella 12) e 191,4 MW per l’Area B (Centro e Sud).

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	AXPO ITALIA SPA	12
2	BURGO ENERGIA SRL	92,7
3	C.U.R.A.CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	9,5
4	DOLOMITI ENERGIA TRADING SPA	11,5
5	DUFERCO ENERGIA S.P.A.	15,5
6	DXT COMMODITIES SA	24,9
7	EDELWEISS ENERGIA SPA	55,6
8	EGO ENERGY S.R.L.	140,6
9	ENEL X ITALIA SPA	296,5
10	ENGIE ITALIA S.P.A.	34,6
11	ENIPOWER SPA	2
12	EPQ S.R.L.	76,5
13	FALCK NEXT ENERGY S.R.L.	21,3
14	FREE ENERGIA S.P.A.	3,8
15	VIVIGAS SPA	3
	TOTALE	800

Tabella 12 UVAM: potenza assegnata 2020 area A [43].

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	4ENERGIA SRL	3,5
2	ALEA ENERGIA SPA	4,4
3	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	4,8
4	BURGO ENERGIA SRL	26
5	DUFERCO ENERGIA S.P.A.	13,2
6	DXT COMMODITIES SA	2,8
7	ELECTRADE SPA	2
8	ENEL X ITALIA SPA	52,9
9	ENGIE ITALIA S.P.A.	2,1
10	EPQ S.R.L.	57
11	FALCK NEXT ENERGY S.R.L.	10,7
12	FREE ENERGIA S.P.A.	2
13	VEOS	10
	TOTALE	191,4

Tabella 13 UVAM: potenza assegnata 2020 area B [44].

Secondo gli ultimi dati, ad oggi, nell'ambito del progetto pilota UVAM, risultano abilitate a partecipare al MSD nuove risorse per un totale di 1.156,5 MW [45].

Enel X ha di recente avviato la prima sperimentazione in Italia per l'inserimento dei sistemi di accumulo residenziali in aggregati UVAM. L'obiettivo è quello di permettere la fornitura dei servizi di rete anche ai piccoli utenti privati attraverso l'aggregato misto. Il progetto è stato lanciato nelle province di Brescia, Bergamo e Mantova e i primi accumuli residenziali sono stati inseriti negli aggregati UVAM a fine dicembre 2019. La sperimentazione, che si concluderà alla fine del 2020, contava già a gennaio l'adesione di più di 100 impianti fotovoltaici con accumulo [46].

3.3.5 Progetto pilota UPI

Con la Deliberazione 26 luglio 2018, l'Autorità approva il regolamento predisposto da Terna relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di Unità di Produzione Rilevanti integrate con sistemi di accumulo [47]. Le Unità di Produzione Integrate (UPI) sono aggregati costituiti da unità di produzione rilevanti (UPR) e sistemi di accumulo in grado di garantire la fornitura del servizio di regolazione primaria in qualunque condizione di funzionamento prevista dal Codice Di Rete. Ai fini della costituzione dell'UPI, il sistema di accumulo deve essere monodirezionale (assorbimento

di energia solo dall'UPR (SdA installato fra il misuratore dell'energia prodotta e il misuratore dell'energia scambiata con la rete). Si definisce Potenza Qualificata dell'UPI la potenza scambiabile con la rete dal SdA per la regolazione primaria: tale potenza, entro il limite dei 30 MW complessivi del progetto, non può essere superiore all'1,5% della potenza efficiente dell'UPR e comunque non superiore alla potenza nominale del sistema di accumulo. Ulteriori dettagli sui requisiti tecnici e sulle prove di conformità sono presenti nell'allegato tecnico del progetto.

3.3.6 Progetto pilota Fast Reserve

In data 20/11/2019 è stato pubblicato da Terna un progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza (Fast Reserve). La partecipazione al progetto pilota è subordinata al rispetto di un regolamento specifico ad esso dedicato [48]. Il regolamento è corredato da tre allegati quali:

1. Richiesta di ammissione al progetto pilota;
2. Contratto standard per la fornitura di riserva ultra-rapida;
3. Requisiti tecnici dei dispositivi inclusi in Fast Reserve Unit.

Obiettivo del progetto è quello di creare un nuovo servizio che contribuisca alla risposta dinamica del sistema nei primi istanti durante il transitorio di frequenza, esercito in maniera coordinata rispetto al tradizionale servizio di regolazione primaria e non in sostituzione di questo. Viene definito "Fast Reserve" in relazione ai tempi di attivazione: è, infatti, richiesto un tempo di risposta a piena potenza non superiore a 1 secondo. Ciò comporta che il SdA, singolo o costituito da aggregati di dispositivi, sia progettato ad hoc per tale applicazione che, data la rapidità, si configura come power intensive. La definizione di Fast Reserve Unit viene fornita dall'Articolo 2.1 del regolamento che viene qui riportato testualmente: "Per Fast Reserve Unit si intendono i singoli dispositivi connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica oppure aggregati di dispositivi che soddisfano i requisiti tecnici di cui al successivo Articolo 3 del presente regolamento. Tali dispositivi possono essere:

- unità di produzione (UP) "stand alone";
- UP che condividono il punto di connessione alla rete pubblica con una o più unità di consumo diverse dai servizi ausiliari e/o impianti di accumulo (UP "behind the meter");
- unità di consumo, fatta esclusione per quelle unità che prestano il servizio di interrompibilità;
- impianto di accumulo, come definiti ai sensi della delibera 574/2014 di ARERA, sia "stand alone" sia abbinati a UP e/o a unità di consumo."

3.4 Programmi di Demand Response

La partecipazione di un prosumer a programmi di DR comporta, da parte sua, l'individuazione o la creazione di una quota flessibile del profilo di potenza giornaliero. Tale quota flessibile, ottenibile grazie ad azioni di controllo di alcuni carichi, generatori o dei sistemi di accumulo, fa sì che l'utente sia in grado di modificare il proprio scambio di potenza con la rete seguendo precise logiche di gestione con diverse finalità.

In generale, dall'esame dei più diffusi programmi di DR in letteratura, si può affermare che l'utente prosumer provvisto di EMS (Energy Management System) per la gestione dei propri dispositivi, opererà un controllo volto a raggiungere uno dei seguenti obiettivi:

- **Peak shaving:** riduzione dei picchi di consumo giornaliero al fine di evitare il superamento della soglia contrattuale di prelievo di potenza dalla rete, oltre la quale l'impianto di utente viene distaccato dal limitatore del misuratore (utenti con limitatore) oppure è richiesto il pagamento di una penale o, in generale, un sovrapprezzo (utenti senza limitatore);
- **Load shifting in presenza di tariffe basate sul tempo in cui l'energia è consumata (Time of Use - TOU):** spostamento dei consumi in una diversa fascia oraria caratterizzata da un prezzo minore dell'energia elettrica in modo da ridurre la spesa energetica complessiva;
- **Massimizzazione dell'autoconsumo:** spostamento dei consumi in una diversa fascia oraria caratterizzata da una maggiore autoproduzione in presenza di incentivi quali lo scambio sul posto

(SSP), per massimizzare il beneficio economico per l'utente. Allo stesso modo, in presenza di generatori controllabili o di sistemi di accumulo, rientra nella stessa logica la gestione di sistemi di accumulo o di generatori per massimizzare la produzione nei periodi di maggior richiesta di potenza da parte dei carichi;

- **Massimizzazione dell'incentivo:** gestione combinata di carichi, generatori e sistemi di accumulo al fine di massimizzare il beneficio economico dovuto ad incentivi quali Feed'in Tariffs (FIT), tariffe omnicomprensive (TO), certificati verdi, etc.
- **Energy saving:** gestione dei carichi elettrici in modo da minimizzare il consumo giornaliero mantenendolo sotto una soglia preimpostata e preservando comunque il confort degli utenti;
- **Emergency service:** gestione combinata di carichi, generatori e sistemi di accumulo al fine di massimizzare la continuità del servizio e ridurre il numero di dispositivi disalimentati in caso di mancanza della rete.

Altre logiche di DR possono basarsi su obiettivi differenti:

- **Minimizzazione del costo complessivo dell'energia:** gestione combinata, in presenza di diversi vettori energetici, di carichi, generatori, sistemi di accumulo elettrico, sistemi di accumulo termico, apparecchiature alimentate a gas, apparecchiature alimentate da combustibile liquido o solido, al fine di minimizzare il costo complessivo di acquisto di energia (costo mensile per l'acquisto di energia elettrica, gas, combustibile, etc.).
- **Ottimizzazione dei processi di produzione:** gestione dei carichi elettrici in modo che le macchine lavorino al massimo rendimento per le condizioni ottimali di funzionamento legate a: temperatura ambiente, tensione di rete, velocità di processo, temperatura di lavoro dei macchinari, tempi di interruzione per operazioni di manutenzione.

Con riferimento all'utilizzo dell'aggregazione delle risorse flessibili della domanda distribuita per il miglioramento dell'affidabilità delle reti (AC, DC o ibride), la Tabella 14 riporta un elenco di possibili contingenze sulla rete elettrica che potrebbero essere affrontate da aggregati di prosumer grazie al DR. Si fa notare che tali logiche di DR sono simili a quelle attuabili dal singolo utente per ottenere dei benefici individuali quali riduzione di consumi o delle perdite nel proprio impianto, un risparmio economico o energetico, una maggiore continuità di servizio. Tuttavia, l'implementazione di tali logiche guarda alla risoluzione di specifiche problematiche di rete e non al beneficio del singolo prosumer, il quale potrebbe anche dover accettare un determinato livello di discomfort in cambio di una ricompensa economica. È inoltre da sottolineare che soltanto attraverso l'aggregazione e il coordinamento dei prosumer dell'aggregato le logiche di controllo sotto elencate possono avere un effetto risolutivo della specifica problematica.

Tabella 14. Logiche di Demand Response adottabili in funzione dei problemi sulla rete.

Problematica	Logica di DR	Azioni possibili
Sovraccarico di uno o più sezioni di una linea MT o BT in AC o in DC in determinati orari della giornata.	Azione di peak shaving o load shifting per ridurre il carico totale nelle ore in cui si ha il rischio di sovraccarico. Sono interessati tutti i prosumer alimentati dalla linea.	Azioni su carichi interrompibili per spostare i consumi in orari della giornata in cui non si ha rischio di sovraccarico.
Sovraccarico di un trasformatore MT/BT o AT/BT o di un convertitore DC/AC o AC/DC in determinati orari della giornata.	Azione di peak shaving o load shifting per ridurre il carico totale nelle ore in cui si ha il rischio di sovraccarico. Sono interessati tutti i prosumer alimentati dalla cabina contenente il trasformatore.	Azioni su carichi modulabili per ridurre l'assorbimento di potenza. Azioni su UPS e gruppi elettrogeni per disconnettere parte del carico dalla rete.

<p>Fornitura di capacità di riserva nel MSD (riserva secondaria o terziaria, servizio di bilanciamento, risoluzione di congestione in fase di programmazione)</p>	<p>Azione di peak shaving o load shifting per ridurre il carico totale nelle ore in cui è richiesta la fornitura del servizio. Sono interessati tutti i prosumer dell'area.</p>	<p>Azioni sui sistemi di accumulo per alimentare il carico locale con le batterie.</p> <p>Azioni sui generatori controllabili per incrementare la produzione durante le ore di massimo carico.</p>
<p>Inversione del flusso di potenza dalla rete di distribuzione BT a quella MT (power reverse flow).</p>	<p>Azione di peak shaving o load shifting per ridurre la produzione totale nelle ore in cui si verifica il fenomeno di power reverse flow. Sono interessati tutti i prosumer alimentati dal nodo in cui si verifica il fenomeno.</p>	<p>Azioni sui carichi interrompibili per spostare i consumi nelle fasce orarie in cui si ha un eccesso di produzione da parte dei generatori.</p> <p>Azioni sui carichi modulabili per aumentare l'assorbimento di potenza sfruttando eventualmente l'accumulo termico.</p> <p>Azioni su sistemi di accumulo per aumentare l'assorbimento di potenza dalla rete o dai generatori locali.</p> <p>Azioni sui generatori controllabili per ridurre la produzione nelle ore critiche.</p>
<p>Eccessive cadute/sopraelevazioni di tensione in una linea MT o BT.</p>	<p>Azione di peak shaving o load shifting per ridurre il modulo della corrente che fluisce nella linea nelle ore in cui si verificano cadute/sopraelevazioni di tensione oltre un limite prestabilito.</p>	<p>Azioni su carichi interrompibili per spostare i consumi in orari della giornata di basso carico (per contrastare le cadute di tensione).</p> <p>Azioni su carichi interrompibili per spostare i consumi in orari della giornata caratterizzate da elevata produzione (per contrastare le sopraelevazioni di tensione).</p> <p>Azioni su carichi modulabili per ridurre l'assorbimento di potenza (per contrastare le cadute di tensione).</p> <p>Azioni sui carichi modulabili per aumentare l'assorbimento di potenza sfruttando eventualmente l'accumulo termico (per contrastare le sopraelevazioni di tensione).</p> <p>Azioni su UPS e gruppi elettrogeni per disconnettere parte del carico dalla rete (per contrastare le cadute di tensione).</p> <p>Azione sui sistemi di accumulo per alimentare il carico locale con le</p>

		<p>batterie (per contrastare le cadute di tensione).</p> <p>Azioni su sistemi di accumulo per aumentare l'assorbimento di potenza dalla rete o dai generatori locali (per contrastare le cadute di tensione).</p>
Riduzione/minimizzazione delle perdite di energia giornaliere in una linea DC o AC.	Azione di ottimizzazione dei flussi di potenza nella rete in modo da minimizzare le perdite di energia nelle 24 ore.	<p>Azioni su carichi interrompibili e modulabili.</p> <p>Azioni su UPS e gruppi elettrogeni per disconnettere parte del carico dalla rete.</p>
Riduzione/minimizzazione delle perdite di energia giornaliere di un nodo di trasformazione o di conversione.	Azione di ottimizzazione dei flussi di potenza attraverso i trasformatori in modo da minimizzare le perdite di energia nelle 24 ore.	<p>Azione sui sistemi di accumulo per modificare i flussi di potenza immessi e prelevati dalla rete.</p> <p>Azioni su sistemi di accumulo per aumentare l'assorbimento di potenza dalla rete o dai generatori locali (per contrastare le cadute di tensione).</p> <p>Azioni sui generatori controllabili locali.</p>
Minimizzazione del carico elettrico in un nodo della rete per migliorare la stabilità di una sezione del sistema elettrico.	Azione di peak shaving o load shifting per ridurre il valore della potenza che fluisce nel nodo nelle ore in cui si hanno i maggiori rischi per la stabilità del sistema.	<p>Azioni su carichi interrompibili e modulabili.</p> <p>Azioni su UPS e gruppi elettrogeni per disconnettere parte del carico dalla rete.</p> <p>Azione sui sistemi di accumulo per modificare i flussi di potenza prelevati dalla rete.</p> <p>Azioni su sistemi di accumulo per ridurre l'assorbimento di potenza dalla rete.</p> <p>Azioni sui generatori controllabili locali.</p>
Differimento di opere di potenziamento.	Azione di peak shaving e load shifting per mantenere la potenza massima che fluisce sulla rete in un senso o nell'altro al di sotto di una data soglia.	Qualsiasi azione su carichi, generatori e sistemi di accumulo.
Servizio di regolazione della tensione nella rete AC	Azione sui convertitori.	Azioni sui convertitori statici o sui generatori locali per la produzione di potenza reattiva capacitiva o induttiva.
Servizio di regolazione della frequenza	Peak shaving, load shifting, azione sui convertitori.	Azioni sui convertitori statici o sui generatori locali per

		<p>aumento/riduzione di potenza attiva.</p> <p>Azione sui carichi per aumento domanda o per distacco in caso di sottofrequenza.</p>
--	--	---

4 Definizione degli scenari operativi

4.1 Introduzione

La definizione degli scenari operativi è uno step fondamentale dell’analisi di affidabilità che verrà condotta nelle LA successive. Infatti, la presenza di rinnovabili, carichi flessibili, sistemi di accumulo controllabili in carica e scarica, nonché di dispositivi in grado di implementare azioni di DR e di fornire servizi ancillari ha grande influenza su parametri quali:

- continuità del servizio;
- resistenza ai disturbi;
- qualità della tensione e della frequenza;
- Fault Ride Through;
- capacità di effettuare il black start.

Tutti questi aspetti, oltre ad essere dipendenti da parametri di natura elettrica, sono fortemente legati alla quota percentuale dei suddetti sistemi all’interno delle reti elettriche.

Per tale motivo, il presente capitolo è dedicato alla definizione di scenari operativi che verranno implementati nelle reti elettriche in definizione nella LA1.5, a partire dagli scenari di sviluppo del settore elettroenergetico presentati nei precedenti capitoli.

4.2 Scenari operativi

In Tabella 15 vengono sinteticamente riassunti i principali dati raccolti nel report, per una trattazione più dettagliata si rimanda ai paragrafi di riferimento.

Dall’analisi della tabella è possibile affermare che non vi è grande differenza tra lo scenario BAU e lo scenario CEN in termini di potenza generata da FER e di consumo interno lordo (CIL) di energia elettrica, mentre lo scenario DEC presenta dei valori più elevati dei due parametri sia nelle previsioni al 2030 che in quelle al 2040.

Per tale ragione, nella definizione degli scenari operativi, lo scenario BAU e il CEN verranno considerati come un unico scenario indicato come BC.

Fatta tale premessa, a partire dalla tabella precedente, si definiscono gli scenari operativi, in per unit (p.u.) rispetto allo scenario base al 2020, in modo da poter essere adattati a una qualsiasi rete test (

Tabella 16):

- SCENARIO 2020: scenario base che servirà alla definizione delle configurazioni che descrivono la situazione corrente. Lo scenario è stato valutato sulla base delle informazioni più recenti disponibili durante la scrittura del presente report e relative agli anni 2018-2020;
- SCENARIO 2030.BC: scenario basato sulla media dei dati degli scenari BAU e CEN al 2030;
- SCENARIO 2030.DEC: scenario basato sullo scenario DEC al 2030;
- SCENARIO 2040.BC: scenario basato sulla media dei dati degli scenari BAU e CEN al 2040;
- SCENARIO 2030.DEC: scenario basato sullo scenario DEC al 2040.

Per una più agevole lettura della tabella, si riportano di seguito i numeri assunti come base:

- base per i consumi di energia: consumi finali nel 2020 321,4 TWh = 1 p.u.
- base per la potenza: totale potenza delle centrali tradizionali e da FER nel 2020 117,8 GW = 1 p.u.
- base per il numero di EV: Totale EV al 2020 30.000 = 1 p.u.

Nella creazione degli scenari si è assunto che la quota di carico coperta da rinnovabili crescesse proporzionalmente con la potenza installata, assunta come base lo stesso valore al 2020.

Inoltre, non avendo trovato dati relativi alla capacità energetica associata allo storage al 2030 e al 2040, si è fatto ricorso ad un coefficiente pari a 2,5 h per determinare tale grandezza a partire dalla potenza totale di storage stimata al 2030 e al 2040 (dato ricavabile dai database ENTSO-E [49]). Tale coefficiente è stato determinato come valore medio del rapporto tra la capacità dello storage e la potenza installata, calcolato tenendo conto dei dati al 2020 e al 2050 in Tabella 15.

Per quanto riguarda il DR, la

Tabella 16 è stata integrata ipotizzando la percentuale di utenti che si prevede parteciperanno ad azioni di DR nel 2030 e nel 2040. Tale stima è stata effettuata sulla base dei dati più recenti relativi alla partecipazione di utenti di varia natura (residenziali, del terziario e industriali) a programmi di DR, alcuni dei quali sono riportati in Tabella 11. Per il DR si è ipotizzato un tasso di partecipazione attuale ai programmi di DR pari a 1/10.000. La stima è estremamente ottimistica.

Gli scenari descritti nella

Tabella 16 sono da considerarsi una base di partenza per la definizione delle configurazioni che verranno effettuate nelle LA1.5 e LA1.6. Con riferimento ai sistemi di accumulo, tuttavia, nelle successive fasi dello studio sarà possibile introdurre delle variazioni rispetto alle proporzioni individuate in tabella, al fine di migliorare l'affidabilità del sistema consentendo il funzionamento in isola di reti o porzioni di rete per prefissati intervalli di tempo.

Tabella 15. Riepilogo scenari elettroenergetici italiani.

Centrali termoelettriche tradizionali					
Capacità installata centrali termoelettriche tradizionali [GW]	62,4				
Fonti Rinnovabili					
Capacità installata (05/2020) [GW]	23 Hydro	20,90 PV	10,70 Wind	4,8 Geo+Bio	TOT: 59,4
Quota sui consumi finali (2018)	17,8 %				
FER Totali 2030 (BAU)	70,7 GW				
FER Totali 2030 (CEN)	70,7 GW				
FER Totali 2030 (DEC)	94,3 GW				
FER Totali 2040 (BAU)	92,7 GW				
FER Totali 2040 (CEN)	99,0 GW				
FER Totali 2040 (DEC)	123,1 GW				
Storage					
Potenza installata in Italia (2019)	102,9 MW				
Capacità Energetica associata	221 MWh				
Potenza installata in Italia (2030)	1,56 GW				
Potenza installata in Italia (2040)	12,02 GW				
Potenza installata nel mondo al 2050	1.000 GW				
Capacità energetica associata	2.850 GWh				
E-mobility in Italia					
EV circolanti (2019)	≈ 30.000 unità				
Percentuale rispetto al totale (2019)	0,5 %				
Scenario base, EV al 2030	2,5 milioni di unità				
Scenario moderato, EV al 2030	5,4 milioni di unità				
Scenario accelerato, EV al 2030	7 milioni di unità				
Consumi di energia elettrica					
Domanda 2018	321,4 TWh				
CIL 2030 (BAU)	351 TWh				
CIL 2030 (CEN)	342 TWh				
CIL 2030 (DEC)	366 TWh				
CIL 2040 (BAU)	384 TWh				
CIL 2040 (CEN)	364 TWh				
CIL 2040 (DEC)	405 TWh				

Tabella 16. Scenari operativi.

SCENARIO 2020 (scenario base)	
Consumi finali	1 p.u.
Quota FER sui consumi finali	0,178 p.u.
Potenza installata da FER su totale	0,47 p.u.
Potenza installata da storage su totale produzione	8,7e-4 p.u.
Capacità totale storage su carico	1e-6 p.u.
Numero di EV	1 p.u.
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	1 p.u.
SCENARIO 2030.BC	
Consumi finali	1,08 p.u.
Quota FER sui consumi finali	0,212 p.u.
Potenza installata da FER su totale	0,56 p.u.
Potenza installata da storage su totale produzione	1,23e-2 p.u.
Capacità totale storage su carico	1,12e-5 p.u.
Numero di EV	83 p.u.
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	1.000 p.u.
SCENARIO 2030.DEC	
Consumi finali	1,14 p.u.
Quota FER sui consumi finali	0,283 p.u.
Potenza installata da FER su totale	0,70 p.u.
Potenza installata da storage su totale produzione	1,16e-2 p.u.
Capacità totale storage su carico	1,07e-5 p.u.
Numero di EV	180 p.u.
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	1.000 p.u.
SCENARIO 2040.BC	
Consumi finali	1,16 p.u.
Quota FER sui consumi finali	0,287 p.u.
Potenza installata da FER su totale	0,70 p.u.
Potenza installata da storage su totale produzione	8,70e-2 p.u.
Capacità totale storage su carico	8,03e-5 p.u.
Numero di EV	180 p.u.
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	2.500 p.u.
SCENARIO 2040.DEC	
Consumi finali	1,26 p.u.
Quota FER sui consumi finali	0,369 p.u.
Potenza installata da FER su totale	0,83 p.u.
Potenza installata da storage su totale produzione	8,10e-2 p.u.
Capacità totale storage su carico	7,42e-5 p.u.
Numero di EV	233 p.u.
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	2.500 p.u.

4.3 Indicatori per la caratterizzazione degli scenari

La precedente Tabella 16 riporta alcuni parametri di interesse per la caratterizzazione degli scenari. Tali parametri possono essere considerati degli indicatori da valutare nelle diverse configurazioni per avere informazioni su come la presenza di generazione rinnovabile, di sistemi di accumulo e di carico flessibile abbia influenza sull'affidabilità del sistema.

Pertanto, si definiscono i seguenti indicatori per la caratterizzazione degli scenari:

- (i) Indicatore $R\dot{E}S$: valuta la percentuale di generazione da fonte rinnovabile rispetto alla generazione complessiva della rete (rete AC o rete ibrida AC/DC). L'indicatore può essere definito in steady-state facendo riferimento ad una specifica configurazione per la quale si eseguono i calcoli di load flow oppure in un preciso intervallo temporale di osservazione T (ad esempio l'intervallo di tempo in cui una porzione di rete funziona in isola oppure un periodo di riferimento quale un giorno, un mese, etc.). Nel primo caso l'indicatore viene definito come segue:

$$R\dot{E}S = \frac{P_{RES}}{P_{CPP} + P_{RES}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

mentre, nel secondo caso l'indicatore viene definito con riferimento all'energia prodotta dagli impianti di generazione convenzionale e da rinnovabile nell'intervallo di osservazione T :

$$R\dot{E}S = \frac{E_{RES}(T)}{E_{CPP}(T) + E_{RES}(T)} \cdot 100 \quad (4.2)$$

Nelle precedenti espressioni è:

- P_{RES} : potenza totale generata da tutti gli impianti di generazione da FER presenti nella porzione di rete in esame;
- P_{CPP} : potenza totale generata da tutti gli impianti di generazione convenzionali (Conventional Power Plant CPP) nella porzione di rete in esame. Se la porzione di rete è collegata alla rete elettrica principale, la potenza prelevata dal punto di connessione (Point of Common Coupling PCC) viene computata all'interno di P_{CPP} ;
- E_{RES} : energia totale generata da tutti gli impianti di generazione da FER presenti nella porzione di rete in esame nell'intervallo di tempo T ;
- E_{CPP} : energia totale generata da tutti gli impianti CPP nella porzione di rete in esame. Se la porzione di rete è collegata alla rete elettrica principale, la quota di energia prelevata dal PCC viene computata all'interno di E_{CPP} .

- (ii) Indicatore $FLEX$: valuta la flessibilità del carico definita come l'energia che può essere spostata nell'intervallo temporale di riferimento agendo sui soli carichi flessibili $E_{LOAD,FLEX}(T)$ in rapporto all'energia totale richiesta dai carichi nello stesso intervallo $E_{LOAD}(T)$:

$$FLEX = \frac{E_{LOAD,FLEX}(T)}{E_{LOAD}(T)} \quad (4.3)$$

Lo stesso indicatore può essere definito anche in steady-state facendo riferimento alle potenze:

$$FLEX = \frac{P_{LOAD,FLEX}}{P_{LOAD}} \quad (4.4)$$

essendo:

- $P_{LOAD,FLEX}$ la potenza totale dei carichi flessibili;
- P_{LOAD} la potenza totale dei carichi.

- (iii) Indicatore $B\dot{E}SS$: valuta il rapporto tra la potenza fornita dai sistemi di accumulo e la totale potenza dei sistemi di generazione nella microrete. Come l'indicatore $R\dot{E}S$, può essere definito in steady-state facendo riferimento ad una specifica configurazione per la quale si eseguono i calcoli di load flow oppure in un preciso intervallo temporale di osservazione T (ad esempio l'intervallo di tempo in cui una porzione di rete funziona in isola oppure un periodo di riferimento quale un giorno, un mese, etc.). Nel primo caso l'indicatore viene definito come segue:

$$B\dot{E}SS = \frac{P_{BESS}}{P_{CPP} + P_{RES}} \cdot 100 \quad (4.5)$$

mentre, nel secondo caso l'indicatore viene definito con riferimento all'energia fornita o prelevata dai sistemi di accumulo e quella abile nell'intervallo di osservazione T:

$$B\dot{E}SS = \frac{E_{BESS}(T)}{E_{CPP}(T) + E_{RES}(T)} \cdot 100 \quad (4.2)$$

Nelle precedenti espressioni è:

- P_{RES} : potenza totale fornita da tutti i sistemi di accumulo;
- $E_{BESS}(T)$: energia totale erogata nel periodo T dai sistemi di accumulo.

A valle dell'analisi di affidabilità delle diverse configurazioni, tali indicatori saranno esaminati in relazione ai risultati ottenuti dalle simulazioni.

5 Conclusioni

L'attività di ricerca è stata condotta, in accordo al capitolato di progetto, definendo gli scenari operativi e gli indicatori per la caratterizzazione degli scenari.

Gli scenari sono stati definiti sulla base della trasformazione energetica attesa per l'Italia. Nel fare ciò, nella definizione degli scenari al 2030 e al 2040, si è tenuto conto dei più recenti documenti pubblicati durante il 2020 che hanno rivisto al ribasso alcune stime, alla luce dei rallentamenti nelle installazioni da rinnovabili causati dall'emergenza sanitaria per la pandemia da COVID-19 [1], [49].

Oltre a studiare gli scenari energetici ci si è soffermati sull'individuazione dei servizi ancillari che potrebbero essere erogati nelle reti DC o nelle microreti AC/DC.

Gli scenari sono stati definiti in p.u. in modo da poter essere utilizzati per implementare l'evoluzione di reti benchmark da utilizzare nelle future simulazioni.

Bibliografia

- [1] School of management - Politecnico di Milano, Energy & Strategy Group, «Renewable Energy Report,» Energy Strategy Group & Politecnico di Milano, Milano, 06/2020.
- [2] Unione Geotermica Italiana - UGI, Notiziario UGI, Pisa: Unione Geotermica Italiana, 03/2018.
- [3] Terna, «Download Center Terna Spa,» 05 2020. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>.
- [4] Gestore dei Servizi Energetici, «Fonti rinnovabili in Italia e in Europa», GSE, 02/2020.
- [5] ANIE Rinnovabili, «OSSERVATORIO Sistemi di accumulo,» ANIE, 03/2019.
- [6] School of management - Politecnico di Milano, Energy & Strategy Group, «Smart Mobility Report,» Energy Strategy Group & Politecnico di Milano, Milano, 05/2019.
- [7] Eurostat, «Energy, transport and environment statistic», 2019.
- [8] REN 21, «Renewables 2019 Global Status Report», REN 21, 2019.
- [9] World Energy Council, «Energy Storage Monitor, latest trends on Energy Storage», WEC, 2019.
- [10] Terna SpA, SNAM, «Documento di Descrizione degli scenari 2019», 2019.
- [11] Ministero dello sviluppo economico, Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Ministero dei trasporti, «Piano Nazionale Integrato pre l'Energia e il Clima,» Roma, 12/2019.
- [12] ENTSO-E, ENTSOE, «TYNDP 2020, Scenario Report» 2020.
- [13] IRENA, «Global Energy Transformation, a roadmap to 2050,» IRENA, 2018.
- [14] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030,» IRENA, 2017.
- [15] Redazione QualEnergia.it, «Costi più che dimezzati e boom di nuovi impianti: gli accumuli con batterie non si fermano più,» QualEnergia, 08/2019.
- [16] X. Mosquet, A. Aakash, A. Xie e M. Renner, «Who Will Drive Electric Cars to the Tipping Point?,» Boston Consulting Group, 2020.
- [17] Cambridge Econometrics, «Fuelling Europe's Future,» Cambridge Econometrics, 2018. K. Oureilidis, K.-N. Malamaki, K. Gallos, A. Tsitsimelis, C. Dikaiakos, S. Gkavanoudis, M. Cvetkovic, J. M. Mauricio, J. M. Maza Ortega, J. L. Martinez Ramos, G. Papaioannou, C. Demoulias, «Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers», *Energies* 2020, 13 (4), 917, February 2020.
- [18] E-gazette.it, «Osservatorio, meno 16% per il fotovoltaico nei primi quattro mesi del 2020», e-gazette, 06/2020.
- [19] A. Hirscha, Y. Paraga, J. Guerrero, «Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 402-411, July 2018.
- [20] EN50549-1:2019 Requirements for Generating Plants to be Connected in Parallel with Distribution Networks-Part 1: Connection to a LV Distribution Network- Generating Plants up to and Including Type B; European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC): Brussels, Belgium, 2019.
- [21] EN50549-2:2019 Requirements for Generating Plants to Be Connected in Parallel with Distribution Networks-Part 2: Connection to a MV Distribution Network-Generating Plants Up to and Including Type B; European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC): Brussels, Belgium, 2019.
- [22] Regulation (EU). Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 Establishing a Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators; Commission. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN> (last access on April 2020).
- [23] G.D. Zotti, S.A. Pourmousavi, H. Madsen, N. k. Poulsen, «Ancillary Services 4.0: A Top-to-Bottom Control-Based Approach for Solving Ancillary Services Problems in Smart Grids». *IEEE Access* 2018, 6, 11694–11706.
- [24] Alkandari, A.; Sami, A.A.; Sami, A. Proposed DSO ancillary service processes considering smart grid requirements. *CIREN-Open Access Proc. J.* 2017, 2017, 2846–2847.
- [25] Soares, T.; Morais, H.; Faria, P.; Vale, Z. Smart grid market using joint energy and ancillary services bids. In *Proceedings of the 2013 IEEE Grenoble Conference, Grenoble, France, 16–20 June 2013*; pp. 1–6.

- [26] Ju, G.; Shasha, L.; Chen, C. Research on ancillary service management mechanism in the smart grid. In Proceedings of the 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, Wuhan, China, 8–9 September 2011; pp. 429–432.
- [27] Olivares, D.E.; Mehrizi-Sani, A.; Etemadi, A.H.; Cañizares, C.A.; Iravani, R.; Kazerani, M.; Hajimiragha, A.H.; Gomis-Bellmunt, O.; Saeedifard, M.; Palma-Behnke, R.; et al. Trends in Microgrid Control. IEEE Trans. Smart Grid 2014, 5, 1905–1919.
- [28] Vandoorn, T.L.; Vasquez, J.C.; Kooning, J.D.; Guerrero, J.M.; Vandevelde, L. Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies. IEEE Ind. Electron. vol 7, pp. 42–55, May 2013.
- [29] Worighi, I.; Maach, A.; Hafid, A.; Hegazy, O.; Van Mierlo, J. Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis. Sustain. Energy Grids Netw. 2019, 18, 100226.
- [30] Majzoobi, A.; Khodaei, A. Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid. Energy 2017, 123, 555–563.
- [31] Asano, H.; Bando, S. Optimization of a microgrid investment and operation: Energy saving effects and feasibility of ancillary service provision. In Proceedings of the 2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Seoul, Korea, 26–30 October 2009; pp. 1–4.
- [32] Y. Huo, G. Grusso, “Hardware-in-the-Loop Framework for Validation of Ancillary Service in Microgrids: Feasibility, Problems and Improvement”. IEEE Access 2019, 7, 58104–58112.
- [33] A. Majzoobi, A. Khodaei, “Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid”, Energy, vol. 123 (15), pp. 555-563, March 2017.
- [34] Gomes, M.H.; Saraiva, J.T. Allocation of reactive power support, active loss balancing and demand interruption ancillary services in MicroGrids. Electr. Power Syst. Res. 2010, 80, 1267–1276.
- [35] Y. Huo, S. Barcellona, G. Grusso, L. Piegari, “Definition and Analysis of an Innovative Ancillary Service for Microgrid Stability Improvement”. In Proceedings of the 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Amalfi, Italy, 20-22 June 2018; pp. 990–995.
- [36] ARUP, “Five minute guide: Microgrids (μ G)”, online [link].
- [37] C. Chernelli, W. Grattieri: “Analisi delle risorse per la modulazione della domanda”, Rapporto CESI A4506017, Giugno 2004
- [38] ARERA, “Deliberazione 300/17/R/EEL”, 05/05/2017
- [39] Terna, «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali di Consumo Abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento», 2017.
- [40] Terna, «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali di produzione abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento - Regolamento MSD UVAP», 2017.
- [41] Terna, «Regolamento recante le modalità di abilitazione di Unità di Produzione Rilevanti non già obbligatoriamente abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento», 2018
- [42] Terna, «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento», 2018.
- [43] Terna, «Approvvigionamento a termine UVAM Area di assegnazione A», 2020
- [44] Terna, «Approvvigionamento a termine UVAM Area di assegnazione B», 2020.
- [45] Energy & Strategy Group, «Report sul Mercato Elettrico», 2018.
- [46] Enel X, *Enel X avvia il primo progetto in Italia di aggregazione di unità di accumulo residenziali per offrire servizi di bilanciamento alla rete*, 01/2020
- [47] Terna, «Regolamento per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di Unità di Produzione Rilevanti integrate con sistemi di accumulo», 2018.
- [48] Terna, «Regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultrarapida di frequenza - Regolamento Fast Reserve», 2019.
- [49] ENTSO-E, Visualization Platform: Electricity Data, 2020, <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/visualisation-platform-electricity-data/>.