

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

L'aggregazione energetica e
l'analisi dei modelli di business degli aggregatori emergenti in Italia

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Studente: Brando Galetto 1184996

Anno Accademico 2019/2020

ABSTRACT

Negli ultimi anni la rete elettrica italiana è in cambiamento, in un modello energetico sempre più aperto al supporto di imprese e di piccoli produttori privati. Un'evoluzione significativa che modifica del tutto la rete elettrica, ora e in futuro maggiormente "distribuita" e "digitalizzata". Questo è quanto successo dopo l'introduzione della delibera 300/2017, che ha concesso agli impianti di produzione non rilevanti, minori di 10 MVA, di fornire servizi di dispacciamento attraverso un "soggetto aggregatore" e tramite la sua partecipazione ai progetti pilota delle Unità Virtuali Abilitate (UVA).

Questo lavoro di tesi ha lo scopo di rappresentare il ruolo dell'aggregatore e la sua integrazione all'interno dei mercati italiani, definendone la sua utilità e i metodi attraverso cui le utility energetiche innovative puntano a creare valore dal suo impiego. Il focus principale sarà sul progetto pilota UVAM e nei suoi risultati dopo un anno dall'avviamento, per determinarne caratteristiche, elementi di barriera e infine le richieste e i cambiamenti adottati ai modelli di business delle aziende energetiche per superarne i limiti.

In particolare, l'analisi dei modelli di business riportata sarà centrata su alcune delle 29 utility energetiche, società di trading o venditori di energia, tutte con aggregatore, presenti oggi in Italia e per le quali saranno riportate le evoluzioni del loro Valore proposto attraverso l'analisi qualitativa con software Nvivo dei comunicati stampa e degli articoli forniti dagli stessi aggregatori. L'obiettivo finale sarà poi anche quello di valutare le loro innovazioni e i cambiamenti aziendali in base alle contingenti necessità di decarbonizzazione e transizione energetica in corso.

SOMMARIO

Capitolo 1: Introduzione	5
Par. 1.1: Il riscaldamento globale e gli accordi internazionali sul clima	5
Capitolo 2: I cambiamenti della produzione energetica, dal contesto mondiale a quello italiano	7
Par. 2.1: Quadro energetico internazionale: i consumi d'energia nel mondo	7
2.1.1: Petrolio	7
2.1.2: Gas naturale	7
2.1.3: Carbone	8
2.1.1: Nucleare	8
2.1.1: Fonti rinnovabili.....	8
Par. 2.2: Quadro energetico europeo: produzione ed evoluzione del mix energetico	10
Par. 2.3: Situazione energetica in Italia	11
Capitolo 3: Le politiche ambientali odierne e gli obiettivi futuri	13
Par. 3.1: Gli accordi di Parigi e l'Unione dell'energia Europea	13
Par. 3.2: Il Clean energy package e il nuovo ruolo del consumatore	15
Par. 3.3: Il Piano Nazionale Integrato (PNIEC30) per l'energia e il clima.....	16
3.3.1: Minime azioni necessarie per la decarbonizzazione della generazione elettrica	17
Par. 3.4: Scenari energetici e ambientali di riferimento per l'Europa	17
3.4.1: Scenari energetici di riferimento per l'Italia.....	18
Capitolo 4: Il mercato elettrico italiano	21
Par. 4.1: Il sistema elettrico italiano	21
Par. 4.2: Introduzione al mercato elettrico	21
4.2.1: Le zone di mercato	22
4.2.2: Il prezzo unico nazionale PUN	23
Par. 4.3: Il mercato elettrico a termine MTE	24
Par. 4.4: Il mercato elettrico a pronti MPE.....	25
4.4.1: MGP: Mercato del giorno prima	25
4.4.2: MI: Mercato infragiornaliero.....	27
4.4.3: MPEG: Mercato dei prodotti giornalieri.....	28
Capitolo 5: Il mercato dei servizi di dispacciamento	29
Par. 5.1: Ruolo del mercato dei servizi di dispacciamento	29
Par. 5.2: Requisiti di partecipazione e potenza abilitata sul MSD	30
Par. 5.3: Organizzazione del MSD.....	31
Par. 5.4: Servizi di rete scambiabili sul MSD.....	33
5.4.1: Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione	34

5.4.2: Risorse per la riserva secondaria di potenza.....	34
5.4.3: Risorse per la riserva terziaria di potenza	34
5.4.4: Risorse di bilanciamento	35
Par. 5.5: Risorse con obbligo di fornitura	36
5.5.1: Risorse per la riserva primaria.....	36
5.5.2: Risorse per la regolazione primaria e secondaria di tensione	38
5.5.3: Risorse per gli eventi rari.....	38
Capitolo 6: Le rinnovabili nel sistema elettrico	39
Par. 6.1: Cambiamenti e criticità portate dalle FER.....	39
Capitolo 7: L'aggregazione delle risorse energetiche	43
Par. 7.1: La riforma del MSD in Italia e l'apertura agli aggregatori	43
7.1.1: DCO 354/2013/R/eel	43
7.1.2: DCO 557/2013/R/eel	44
7.1.3: Delibera 393/2015/R/eel.....	44
7.1.4: DCO 298/2016/R/eel	44
7.1.5: Delibera 300/17/R/eel (agg. 372/2017 e 422/2018).....	45
Par. 7.2: L'aggregatore delle risorse distribuite	46
7.2.1: Soggetti coinvolti nell'aggregazione.....	47
7.2.2: Flessibilità energetica e ruolo degli aggregatori nella rete	49
Par. 7.3: La flexibility value chain e il business degli aggregatori	50
7.3.1: Servizi di flessibilità implicita.....	51
7.3.2: Servizi di flessibilità esplicita	52
7.3.3: Remunerazione degli aggregatori	53
Par. 7.4: Integrazione degli aggregatori	54
Capitolo 8: Le UVAM nel dispacciamento	60
Par. 8.1: Il progetto pilota UVAM	60
Par. 8.2: Capacità assegnata agli aggregatori.....	62
Par. 8.3: Elementi di barriera evidenziati dal progetto UVAM.....	66
8.3.1: Primi risultati del progetto	66
8.3.2: Costi di installazione e limiti tecnologici	66
8.3.3: Limiti dell'incentivazione e della penetrazione dell'accumulo FV	67
Par. 8.4: Considerazioni	68
Capitolo 9: Il business model per l'aggregatore	69
Par. 9.1: Il business model canvas	69
Par. 9.2: Il business model canvas per un aggregatore generalizzato.....	73
Par. 9.3: Il business model canvas per l'aggregatore di batterie d'accumulo da fotovoltaico.....	76

Par. 9.4: Il business model canvas di un aggregatore con virtual power plant.....	77
Par. 9.5: Il business model canvas di un aggregatore come fornitore di asset per la generazione rinnovabile	78
Par. 9.6: Considerazioni	79
Capitolo 10: Analisi dei modelli di business di aziende con aggregatore partecipanti all’UVAM in Italia ...	80
Par. 10.1: I modelli teorici di business per l’aggregazione	80
10.1.1: Aggregatore-fornitore combinati	81
10.1.2: Aggregatore-BRP combinati	81
10.1.3: Aggregatore indipendente come fornitori di servizi flessibili	82
10.1.4: Aggregatore indipendente a modello broker.....	83
10.1.5: Prosumer come aggregatore.....	83
10.1.6: DSO come aggregatore.....	84
Par. 10.2: Metodologia per l’analisi dei business model.....	85
Par. 10.3: Evoluzione del Valore proposto dagli enti italiani a modello aggregatore-fornitore combinati.....	87
10.3.1: Caso Enel X spa	87
10.3.2: Caso A2A spa	93
10.3.3: Caso Duferco Energia spa.....	97
10.3.4: Caso Engie Italia spa	100
10.3.5: Caso Alperia spa	103
10.3.6: Caso Falck Renewables spa	106
10.3.7: Caso Eni spa.....	109
10.3.8: Caso Hera spa	114
Par. 10.4: Evoluzione del Valore proposto dall’aggregatore indipendente a modello broker EGO Trade spa.....	116
Par. 10.5: Evoluzioni convergenti dei modelli di business.....	119
10.5.1: Evoluzione portata nell’aggregazione energetica	119
10.5.2: Evoluzione portata nella fornitura elettrica.....	123
10.5.3: Evoluzione portata nella mobilità elettrica	126
10.5.4: Evoluzione portata nell’efficienza energetica	128
Conclusione	131
Bibliografia.....	133

CAPITOLO 1

INTRODUZIONE

I capitoli iniziali serviranno da introduzione all'aggregazione evidenziando le esigenze di rinnovo del parco di produzione elettrica verso la generazione rinnovabile, cioè verso la generazione da impianti non rilevanti o non abilitati al dispacciamento. Queste esigenze nascono in base ai provvedimenti climatici presi sia in passato sia attivi per il futuro.

1.1 IL RISCALDAMENTO GLOBALE E GLI ACCORDI INTERNAZIONALI SUL CLIMA

Nelle ultime decadi il riscaldamento globale è divenuto una delle maggiori problematiche ad attrarre le attenzioni del mondo. Con questo termine si intende il cambiamento del clima terrestre verso un aumento delle temperature medie, con conseguente incremento di fenomeni estremi quali alluvioni alternate a periodi di siccità, o lo scioglimento dei ghiacciai. Ovvero di fenomeni legati al ciclo dell'acqua dell'ecosistema in cui avvengono i mutamenti. È una situazione dannosa per il pianeta ed è strettamente correlata all'attività dell'uomo, in particolare alle emissioni di gas ad effetto serra.

Uno dei gas serra primari che alimenta questo ciclo è l'anidride carbonica, che è rilasciata dalla produzione industriale ed energetica per l'uso di combustibili fossili. Il carbone è infatti responsabile dell'80% delle emissioni di CO₂ nel settore energetico e sarà perciò necessario ridurre il suo impiego, o quantomeno provvedere in investimenti sui sistemi di cattura della CO₂. [1]

Per questo a partire dagli anni '80 e '90 il panorama energetico mondiale ha attraversato una fase di forti cambiamenti, soprattutto nel settore della generazione elettrica, con nuove dinamiche nei consumi e nella domanda di energia che porteranno a previsioni future di crescita molto disomogenee e concentrate ad aree geografiche specifiche. [2]

I leader mondiali con gli accordi ambientali di Rio e di Kyoto, rispettivamente nel 1992 e nel 1997, hanno introdotto nuove politiche sullo "sviluppo sostenibile" rivolte al rispetto ambientale e al contrasto del riscaldamento climatico.

In particolare, con 172 governi partecipanti, la Conferenza sull'ambiente di Rio de Janeiro è stata la prima tappa importante per la promozione di tre documenti principali costituenti le linee guida da seguire per gli Stati membri:

- La Convenzione quadro delle Nazioni Unite per il cambiamento climatico (UNFCCC). Un trattato collaborativo che riconosce il sistema climatico come bene pubblico a rischio con l'obbligo per tutti di preservarlo con la riduzione delle emissioni di gas serra e le attività che lo danneggiano.
- La Convenzione sulla diversità biologica. Per la conservazione delle biodiversità negli ecosistemi.
- L'Agenda 21. Ovvero una serie di azioni da intraprendere per la preparazione alle sfide del nuovo millennio in termini ambientali e di sviluppo. Cioè sia con azioni rivolte alla protezione degli ecosistemi, con attenzione alla prevenzione della deforestazione, cambiando le logiche produttive e di consumo per gestire le risorse naturali, sia con azioni che mirino al benessere economico e alla qualità sociale. [3]

Si è così favorita l'apertura agli accordi del protocollo di Kyoto dell'11 dicembre 1997, in cui si entra nel merito del riscaldamento globale e si impegnano i 180 Paesi partecipanti ad una specifica riduzione delle quantità di gas serra emesse rispetto i valori base del 1990. A livello europeo si era previsto un target medio di riduzione dell'8% al 2012 per l'EU-15 dell'epoca.

Già nel 2010 si è ottenuto un calo del 9,3%, rispetto la Baseline, con 5'045 milioni di tonnellate di CO₂ emessa, rispetto le 5'564 milioni di tonnellate del 1990.

Per la sola Italia il target di riduzione previsto fu del 6,5% nel periodo 2008-2012 e, nonostante gli scetticismi e i ritardi, l'obiettivo è riuscito con 470 milioni di tonnellate di CO₂ emesse al 2011 rispetto le oltre 510 del 1990. [1]

Questi impegni passati puntano alla riduzione delle quote di anidride carbonica, con conseguente necessità di rinnovare il mix di produzione energetico verso una maggiore apertura alle fonti rinnovabili e ai sistemi d'accumulo.

CAPITOLO 2

I CAMBIAMENTI DELLA PRODUZIONE ENERGETICA, DAL CONTESTO MONDIALE A QUELLO ITALIANO

2.1 QUADRO ENERGETICO INTERNAZIONALE: CONSUMI D'ENERGIA NEL MONDO

Viene ora presentato un quadro generale mondiale sulle principali energie adoperate, il loro ruolo all'interno del mix energetico e i limiti di essi a fronte dei nuovi provvedimenti ambientali, evidenziando le evoluzioni rispetto ai primi anni '90.

Lo scopo è mostrare con i dati quali sono quelle risorse ancora irrinunciabili, visto il loro trend di consumo costante o in crescita, e quali invece possono lasciare maggiore quota alle fonti green in un futuro prossimo. [4]

2.1.1 Petrolio

Secondo i report la quota di consumo da petrolio nel mondo si assesta al 32% sul totale nel 2017, portandolo a 53'752 TWh (35% sul totale) d'energia primaria consumata da petrolio grezzo, mentre si trovava 37'736 TWh al 1990, con un incremento sempre pressoché lineare. [5]

Il petrolio resta quindi una delle risorse principali dell'umanità con un trend dei consumi in crescita da cent'anni a questa parte e con un previsto incremento futuro dei consumi a 101 milioni di barili al giorno (mb/d) al 2020 e 111 mb/d al 2040, trainato dal settore della petrolchimica e dell'aviazione, piuttosto che da quello dei trasporti tradizionali nei quali la transizione all'elettrico è sempre più significativa. [6] [7]

2.1.2 Gas naturale

Il gas naturale è una risorsa fossile che ricopre un ruolo significativo del mix di produzione energetica globale, anche grazie alla sua economicità e facilità nel trasporto, con un aumento dei consumi registrato prevalentemente dalle richieste degli Stati Uniti e Cina.

Il consumo d'energia primaria nel mondo da gas naturale si assestava a 19'486 TWh nel 1990, crescendo linearmente fino ai 36'703 TWh del 2017 (il 23% sul totale consumato). [7]

Si prospetta che i consumi del gas naturale siano destinati ad aumentare sempre ed a raggiungere nel 2035 quelli del carbone, divenendo una principale fonte energetica nel mondo, seconda solo al petrolio. Questo anche grazie al miglioramento del costo relativo del gas, per la buona efficienza della filiera del gas naturale liquefatto (GNL) e per lo switch da carbone a gas in alcune economie. [4]

2.1.3 Carbone

Al 1990 la quota d'energia primaria consumata da carbone fu di 25'845 TWh mantenendo un trend di crescita costante fino ai primi anni 2000 e incrementando poi fino ai 43'3997 TWh consumati nel 2017 (28% sul totale).

Il carbone ha sempre mantenuto, a livello mondiale, un ruolo determinante nella produzione di energia elettrica con una quota pari al 40% della produzione elettrica totale. Si prospetta una continua accelerazione dei suoi consumi negli anni futuri, e non un decremento come desiderato dalle politiche climatiche, anche a fronte delle riprese di paesi emergenti come l'India. [4] [7]

2.1.4 Nucleare

La produzione elettrica da nucleare è iniziata nei primi anni '60, con forte crescita negli anni '70 ed una più ridotta negli anni '80 e '90 soprattutto per via di un calo dei prezzi delle fonti fossili e per gli incidenti di Three Mile Island e Chernobyl. Dagli anni 2000 la produzione è ripresa nonostante alcuni paesi abbiano rinunciato, per questioni di sicurezza, ad avere centrali nucleari nel loro suolo.

I dati d'energia consumata globale sono di 2'000 TWh al 1990 e cresciuti a 2'635 TWh al 2017 (2% sul totale). [7]

2.1.5 Fonti rinnovabili

A livello globale la crescita della capacità e della generazione di energia da fonti elettriche rinnovabili moderne (FER) è iniziata nel nuovo millennio e incrementata prevalentemente nell'ultimo decennio, coprendo al 2017 circa un quinto dei consumi energetici finali complessivi. Ad eccezione della produzione da idroelettrico, attiva già da inizio '900. [4]

Gli investimenti in energia rinnovabile sono sempre più condizionati da decisioni di mercato e gli Stati membri sostengono sempre di più le rinnovabili attraverso gare d'appalto e garantendo che gli impianti di energia rinnovabile siano integrati nel mercato dell'energia

elettrica. Ciò ha comportato una notevole riduzione dei costi per la diffusione delle rinnovabili.

Nella Figura 1 è stata riportata la quota d'energia primaria consumata prodotta da fonti rinnovabili, focalizzandosi sul periodo a partire dal 1992, anno della conferenza di Rio e di prima seria presa in considerazione della generazione rinnovabile, fino al 2017.

In particolare, nel 1992 la quota consumata da solare era molto limitata e complessivamente non pesava niente, con 0,47 TWh consumati, mentre quella da eolico fu di 4,73 TWh. La quota più significativa veniva da idroelettrico con 2'211 TWh consumati e dalle altre fonti (soprattutto geotermico) con 130 TWh complessivi. Di qui, le prime due fonti mostrate hanno avuto un'impennata continua ritrovandosi 10 anni dopo, nel 2002, con 1,83 TWh e 52,33 TWh consumati da solare e eolico rispettivamente. [5] [7]

L'incremento significativo del fotovoltaico ha trovato maggiore sviluppo solo negli ultimi anni, grazie agli sviluppi tecnologici e gli incrementi nel rendimento, trovandosi a 100 TWh consumati nel mondo nel 2012 (nel 2010 era a 34 TWh).

Al 2017 ci troviamo in una situazione molto diversa tra queste due tecnologie con 442,6 TWh consumati da fonte solare (0,4% sul totale) e 1122,8 TWh da fonte eolica (0,8% sul totale consumato), mentre l'idroelettrico è cresciuto anch'esso dal '92 raddoppiando a 4 GWh (2,6% sul totale), mentre le altre fonti rinnovabili si sostengono con 580 TWh consumati (0,4%). [7]

Secondo la IEA (International Energy Agency, organizzazione per le politiche energetiche dei paesi OCSE) nel 2017 la produzione globale di elettricità da FER ha raggiunto 6'200 TWh (+3% rispetto all'anno precedente), un valore pari al 26,5% della generazione elettrica globale. [8]

Tali quote sono ancora secondarie rispetto quelle derivanti da fonti tradizionali, ma il trend di crescita è continuo e destinato a ritagliarsi ruoli più importanti.

Oltre l'elettrico, nel settore trasporti il funzionamento procede per la maggioranza a fonti tradizionali, ma nel futuro ci si assicurerà una maggiore quota elettrica e da biocarburanti, visto l'aumento significativo della quota di consumi di energia elettrica prevista nei veicoli.

Nel settore termico la generazione di calore deriva dalla biomassa solida, con 5'560 TWh d'energia fornita (10% della domanda totale mondiale) tramite le moderne bioenergie, come i sistemi di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento o le caldaie a biomassa e immissione in rete di biometano per un 70% del totale, ovvero 3'757 TWh (dati IEA). La restante parte della quota deriva dal solare termodinamico e dal geotermico.

Parlando di capacità installata per le FER quella complessiva installata nel 2018 era di 2'351 GW, con novità derivanti dall'installazione di nuovo fotovoltaico (94,3 GW) ed eolici (49,1 GW). Più contenuto è l'incremento da impianti geotermici e da bioenergie. [4] [5] [7]



Figura 1: Differenza nelle quote di consumo d'energia primaria globale FER al 1992 (sinistra) e al 2017 (destra). [elaborato da dati Energy Production & Changing Energy Sources OurWorldInData]

2.2 QUADRO ENERGETICO EUROPEO: PRODUZIONE ED EVOLUZIONE DEL MIX ENERGETICO

In Europa, a supporto delle politiche ambientali adottate, si nota il differente consumo di energia primaria al 2016 rispetto i valori del 1990:

- 5'637 TWh consumati da prodotti petroliferi, contro i 6'394 TWh nel 1990;
- 4'296 TWh consumati da gas naturale, superiori ai 3'284 TWh nel 1990;
- 2'520 TWh consumati da energia nucleare, valore molto vicino ai consumi nel 1990;
- 2'519 TWh consumati da energia rinnovabile, incremento radicale rispetto agli 830 TWh consumati nel 1990, con una quota al 2017 del 17,5% dei consumi totali europei. [9]

L'Europa è sulla via del cambiamento della generazione, garantendo oggi importanti investimenti in energia rinnovabile. Al 2010 sono stati investiti 113 miliardi di dollari sulle tecnologie rinnovabili, nel complessivo più di ogni altra nazione nel decennio scorso, e gli stati membri sostengono tali investimenti garantendo appalti che permettano l'integrazione della risorsa rinnovabile all'interno del mercato elettrico.

Ciò favorisce l'impiego di queste fonti attraverso un calo graduale dei costi, ma con una diffusione per esse molto settoriale: un 30,8% prodotto va nel settore d'energia elettrica, un 19,5% nel settore riscaldamento e climatizzazione e solo il 7,6% nel settore trasporti. [5] [7] Ai livelli 2017 l'Europa risulta contributrice di 536 GW di potenza, con Germania, Gran Bretagna e Francia come nazioni traino (con +7,3 GW, +3,1 GW e +2,5 GW rispettivamente dal 2016 al 2017). In particolare, la Germania risulta al 2017 consumare circa 400 TWh energetici da FER (17,2% dei suoi consumi finali lordi). [2]

2.3 SITUAZIONE ENERGETICA IN ITALIA

Si mostra ora il quadro energetico italiano, dove nell'ultimo ventennio la domanda di energia primaria è incrementata ma si è assestata, nei recenti periodi di difficoltà economica, ad un valore di Consumi Finali Lordi (CFL) del Paese di 140 TWh nel 2017. Di questi circa il 70% è stato coperto con produzione termoelettrica tramite carbone e gas combustibile, mentre la quota dei CFL ricoperta da fonti rinnovabili è stata del 18,3%. Il rimanente 12% circa è affidato alle importazioni estere da Francia, Svizzera o Slovenia.

Le FER hanno quindi la quota minore ma seguono il trend di crescita mondiale trovando partecipazione in tutti i settori (Elettrico, Termico e Trasporti) e divenendo un elemento determinante per lo sviluppo sostenibile del Paese.

Per il fine della tesi è importante il settore Elettrico dove, secondo i report del GSE (Gestore Servizi Energetici, l'organo ministeriale per incentivare le fonti rinnovabili italiane), si ha il 35% della produzione lorda proveniente da FER, con oltre 53 GW di potenza complessiva installata. [10] Nonché un trend crescente dell'elettrificazione dei consumi, ovvero quote sempre maggiori di energia elettrica consumata, anche per la diffusione rapida della mobilità elettrica e dei consumi legati al riscaldamento e condizionamento.

Prendendo come margine il 2005-2017 siamo passati da una generazione effettiva di circa 56 TWh d'elettricità prodotta ad oltre 103 TWh al 2017, con una quota del 23% sul totale derivante da solare, del 17% da eolico, del 6% da geotermico, del 19% da bioenergie e del 35% da fonte idraulica. Differente dal mix al 2005 con il 78% prodotto da idroelettrico, con la restante parte legata alle bioenergie al geotermico, mentre la fonte solare si trovava ancora agli albori e l'eolico era sfruttato per un 5%. [11]

Nel settore termico invece la quota consumi da FER è del 19,8%, con 130 TWh coperti sia in modo diretto (con caldaie e stufe a biomassa, pannelli solari, pompe di calore) che in modo derivato, con sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomassa.

Nel settore trasporti invece, nel 2017, sono stati consumati oltre 11 TWh da biocarburanti come il biodiesel, ma la crescita in questo settore è piuttosto statica perché il petrolio ha ancora un ruolo troppo importante nel settore trasporti italiano del giorno d'oggi.

Nel miglioramento dell'efficienza energetica si è verificato un decremento dell'intensità energetica del PIL per il 4,3% rispetto i valori al 2012, grazie anche alle politiche di detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. Rispetto i dati al 2005 si è stimato un risparmio di oltre 110 TWh l'anno, e per 3 miliardi d'euro di risparmio sulle importazioni. [10] [11]

La tecnologia più importante da sfruttare per i trend green è il fotovoltaico. Nel 2019 in Italia sono stati installati 431,4 MW, le taglie tra i 6-10 kWp sono incrementate del 78% rispetto il 2018. Così come interessante è l'attenzione ai sistemi d'accumulo, raggiungendo l'anno scorso i 102,6 MW di potenza cumulata, con crescita per diffondere sistemi di accumulo abbinati a impianti fotovoltaici residenziali.

In conclusione, si osservi come in Europa e nel mondo si stia investendo per promuovere la transizione energetica verso sistemi produttivi rinnovabili non inquinanti ma, nonostante un trend di crescita importante, i dati mostrano come sia ad oggi impossibile staccarsi dai combustibili tradizionali. Significativa è anche la tendenza all'"elettrificazione" dei consumi, cioè un uso maggiore nell'elettrico nei trasporti e nel riscaldamento, con l'introduzione di nuovi attori all'interno del sistema, come i veicoli elettrici.

CAPITOLO 3

LE POLITICHE AMBIENTALI ODIERNE E GLI OBIETTIVI FUTURI

Dopo il protocollo di Kyoto sono state sostenute nuove politiche climatiche basate sull'ottenimento di obiettivi al 2030 e al 2050 che rafforzino i risultati energetici e climatici già ottenuti. Nel capitolo si mostreranno provvedimenti europei e nazionali d'oggi, nonché alcuni possibili scenari futuri a previsione dei risultati.

3.1 GLI ACCORDI DI PARIGI E L'UNIONE DELL'ENERGIA EUROPEA

Dalle politiche che hanno favorito il nuovo mix di produzione d'energia si è poi passati agli accordi recenti sul perseguimento degli obiettivi nel lungo termine, in ottica futura. L'Europa punta ad essere la figura chiave per la lotta al cambiamento climatico e il ripristino della qualità dell'aria, ed ogni stato membro dovrà collaborare allo sviluppo di politiche e considerare investimenti infrastrutturali necessari per conseguire gli obiettivi energetici in termini di decarbonizzazione e rinnovabili.

Di importante considerazione è l'Accordo di Parigi del 2015 per le emissioni di gas serra, con effetti fino al 2020 e come proseguo del Protocollo di Kyoto. Con esso si intende contenere l'aumento di temperatura sotto i 2°C e proseguire gli impegni di riduzione delle emissioni di gas serra dai paesi industrializzati, sempre con progressi delle fonti rinnovabili e nell'efficienza energetica per la riduzione dei consumi. L'obiettivo è una quota del 20% in termini di produzione rinnovabile e d'efficienza da garantire al 2020 per ogni Stato membro (anche detto Piano climatico 20-20-20). [2]

Di seguito è stato approvato l'importante Pacchetto per Clima ed Energia con orizzonte al 2030 e gli obiettivi specifici di riduzione del 40% delle emissioni di gas serra nell'UE rispetto i livelli del 1990, soprattutto nel settore trasporti, un aumento al 32% dell'uso di fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali e al miglioramento del 32,5% dell'efficienza energetica rispetto alcuni scenari di riferimento stabiliti nel decennio scorso. Per questo si vuole contemporaneamente potenziare le interconnessioni elettriche a beneficio della sicurezza dell'approvvigionamento. [14]

A questi provvedimenti si è accompagnata, nel 2014, la creazione dell'Unione dell'energia, che si pone l'obiettivo di riformare la politica europea in termini climatici, energetici e di mercato elettrico, che verifichino il rispetto degli accordi firmati grazie ad investimenti per la fornitura di energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili.

In questo contesto preso in esame viene data importanza proprio al consumatore finale, che viene considerato come protagonista nella partecipazione al servizio elettrico, e non più solo come utente finale fruitore di un servizio. [12] [14]

Sono passati oltre cinque anni da allora e l'Unione dell'energia è realtà; l'UE è sulla giusta via per conseguire il suo obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissato per il 2020, ossia precisamente un calo del 20% entro il 2020 dai livelli riportati nel 1990. Secondo i dati preliminari tra il 1990 e il 2017 l'economia dell'UE è aumentata del 53% mentre le emissioni sono calate del 22%, notando quindi un disaccoppiamento tra produzione industriale ed emissioni, ovvero minore dipendenza della crescita economica con il consumo d'energia.

Sempre basandoci sui dati dal 1990 le emissioni europee nei vari settori sono diminuite, soprattutto nell'approvvigionamento energetico, mentre ancora si arretra nel settore trasporti, a causa del sempre costante impiego di autovetture a combustibili fossili. [2]

Questo approccio globale all'Unione dell'energia ha fornito una solida base per definire obiettivi chiari e realizzabili per il 2030 in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica. Le politiche più ambiziose alle quali si lavora sono appunto nei termini del pacchetto per la mobilità pulita, in relazione alle emissioni dei mezzi di trasporto, per cui si sta investendo per diffondere infrastrutture per combustibili alternativi, biologici ed elettrici, e per incentivare quindi i veicoli a basse o a zero emissioni a partire dal 2020 fino al 2030. [12]

Con questo quadro normativo aggiornato e con le nuove politiche che guarderanno al 2050 si riuscirà ad attrarre investimenti innovativi di alta qualità per modernizzare l'economia dell'UE, nonché a creare posti di lavoro locali. Nell'ultimo anno in Europa si sono infatti registrati più di 4 milioni di posti di lavoro "green" e la transizione energetica consente opportunità per crearne altri nei settori di progettazione, installazione e creazione degli impianti: cioè sia nel settore direttamente interessato che in quelli indiretti e indotti ad esso connesso. [2] [4] [13]

3.2 IL CLEAN ENERGY PACKAGE E IL NUOVO RUOLO DEL CONSUMATORE

A conseguire le missioni ambientali si è proposto il 30 novembre 2016 il già menzionato “Clean Energy for all Europeans Package”, uno dei più recenti ed importanti documenti con misure d’interesse per rendere l’Europa ed i paesi membri energeticamente competitivi sulle rinnovabili, interessando anche il settore dell’efficientamento energetico.

Gli obiettivi definitivi elencati nel Package sono:

- porre l’efficienza energetica al primo posto nell’ordine delle priorità di intervento per tutti gli Stati membri;
- garantire sicurezza nell’approvvigionamento a prescindere da luogo ed ora;
- creare competitività nell’energia, con prezzi nel mercato elettrico competitivi per industrie e famiglie;
- rendere l’Europa leader nel settore delle rinnovabili, superando gli altri stati mondiali quali Cina o Stati Uniti;
- introdurre una percezione diversa del consumatore finale e contemporaneamente di garantire tutele tramite la stipulazione di contratti equi.

Significativo è quest’ultimo, ovvero si rimarca un ruolo d’importanza per il consumatore moderno.

I consumatori europei potranno avere larga scelta di fonti di rifornimento e saranno aiutati sulla possibilità di produrre, utilizzare, accumulare o vendere direttamente la propria energia sotto le tutele del mercato. [14]

La Commissione propone di riformare il mercato energetico per centrare la posizione dei consumatori e consentirgli di controllare meglio le loro scelte in ambito energetico. Ciò significa per i cittadini maggiore informazione, partecipazione e maggiore controllo delle proprie spese, mentre per le attività aziendali una maggiore competitività generale.

Questo significa mettere il consumatore come soggetto primario dell’Unione dell’energia, fornendogli le migliori informazioni sul suo consumo energetico e sui suoi costi connessi: fatture chiare, contatori intelligenti e fornitori burocraticamente più agevoli sono proposte che aiutano il consumatore.

Un nuovo sistema per gestire la domanda energetica consiste proprio negli *aggregatori energetici*. Solo i grandi impianti industriali possono vendere la propria flessibilità mentre i piccoli clienti residenziali resterebbero esclusi per i costi elevati di partecipazione al mercato. Con l’aggregatore invece tali soggetti minori possono unirsi insieme come un’unica entità (sia produttori che consumatori) e riuscire ad operare nei mercati elettrici per l’acquisto o la vendita d’energia. Si potranno ora fornire servizi ancillari (ovvero servizi per la sicurezza del

sistema elettrico) richiesti dagli operatori della rete di trasmissione e distribuzione (TSO e DSO rispettivamente) in base alle loro dimensioni. Tuttavia solo con l'aggregazione questo tipo di generazione sarà in grado di apportare capacità e flessibilità comparabile agli impianti di potenza tradizionali. [15]

3.3 IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L' ENERGIA E IL CLIMA

Definito anche PNEC 2030, il Piano Nazionale rappresenta, dal 2017, un provvedimento di rinnovo della politica energetica ed ecologica italiana, con il raggiungimento degli obiettivi EU al 2030 sull'efficienza, sulla riduzione dei consumi, sulla sicurezza energetica e sull'uso delle fonti rinnovabili, così come di un mercato unico dell'energia in cui cittadini e imprese siano centrali nella transizione energetica. Con misure che permettano il raggiungimento degli accordi di Parigi e un'economia ad impatto climatico nullo.

L'Italia punta ad una diminuzione del 56% di emissioni nella grande industria, un -35% nel terziario e trasporti, e portando al 30% la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi energetici. L'obiettivo è l'abbandono delle centrali termoelettriche a carbone entro il 2025, per la transizione alla produzione a favore della generazione elettrica da FER, con una quota coperta da questi impianti per il 55% dei consumi (stimati 337 TWh al 2030).

Si dovranno realizzare impianti solari per 52 GW con due target di crescita:

- Dal 2017-2025 l'obiettivo è un tasso medio annuo di crescita solare pari a 1,5 TWh/anno, accompagnato da 900 MW di nuove installazioni l'anno;
- Dal 2025-2030 l'obiettivo è un tasso di crescita delle installazioni di 4,8 GW, mentre la generazione dovrà crescere mediamente di 7,6 TWh/anno.

Si dovrà raddoppiare la produzione da eolico, con un target di crescita della generazione media di 1,7 TWh/anno e circa 600 MW di nuova potenza installata fino al 2030.

Saranno inoltre favoriti gli interventi di revamping e repowering degli stessi impianti FER.

Investimenti saranno inoltre finalizzati a fornire premi sull'autoconsumo per impianti fino a 100 kW ed a ristrutturare il sistema elettrico anche per gli impianti di potenza aggregata, al quale potranno accedere se di potenza complessiva inferiore a 1 MW. [16]

L'analisi dei comunicati stampa (Capitolo 10) permetterà di capire come alcune delle società energetiche italiane stiano cambiando il loro modello di business a favore di questi obiettivi previsti.

3.3.1 Minime azioni necessarie per la decarbonizzazione nella generazione elettrica

Per raggiungere gli obiettivi previsti dal PNIEC di phase-out carbonica si dovranno assicurare nuove azioni per assicurare l'adeguatezza del sistema. Esse si possono riassumere:

- Nuovi investimenti verso la rete, come la realizzazione del nuovo collegamento in cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente da 1000 MW per magliare il crescente sistema FER delle isole con la rete attraverso una connessione aggiornata, o l'installazione di nuovi compensatori sincroni in Sardegna;
- Investimenti per la digitalizzazione del sistema elettrico con un'infrastruttura di raccolta dati distribuita sulla rete e nuovi sensori di monitoraggio, a supporto gestionale degli asset;
- Realizzazione di nuovi progetti per impianti ad alta programmabilità a gas (peakers);
- Realizzazione di nuova capacità rinnovabile per 12 GW e nuovi meccanismi di mercato per la fornitura dei segnali di prezzo di lungo termine;
- Realizzazione di nuova capacità d'accumulo per 3 GW in siti idonei, con capacità dalle 4 alle 8 ore o più;
- Sviluppo di 1 GW di demand response (DR), ovvero della modulazione del consumo d'energia flessibile da parte dell'utente finale per aiutare i bilanciamenti domanda/offerta.

[17]

Di conseguenza gli obiettivi PNIEC, per quanto necessari, si rivelano particolarmente ambiziosi, specie se visti alla luce delle dinamiche di mercato attuali. Il raggiungimento di questi valori richiederà provvedimenti normativi che risolvano le due criticità principali che si possono cogliere dalla teoria:

la sostenibilità economica degli investimenti necessari, considerando anche il rischio d'andamento dei prezzi del mercato, e la disponibilità di suolo richiesta per l'installazione della potenza prevista.

3.4 SCENARI ENERGETICI E AMBIENTALI DI RIFERIMENTO PER L'EUROPA

Nello specifico, per il raggiungimento degli obiettivi previsti al 2030 e al 2050 è utile per l'Europa effettuare alcune previsioni, ossia analisi di scenario che mostrino possibili evoluzioni del sistema energetico odierno, in riferimento alle strategie messe in pratica.

Si deve partire definendo uno scenario di riferimento che consideri nel lungo termine le azioni e politiche che sono state già definite ed implementate e che quindi serva come

confronto ad uno scenario ideale futuro caratterizzato da politiche aggiuntive finalizzate al raggiungimento di altri obiettivi.

Un primo scenario previsto, detto “EUref2016” (2016), ha il 2050 come orizzonte temporale e fornisce risultati di dettaglio per gli Stati europei, considerando gli obiettivi per il 2020 come riusciti e che tutte le politiche concordate dall’Unione Europea saranno implementate.

Lo scenario aiuta gli stakeholder a capire dove le politiche energetiche attualmente adottate potrebbero portare l’UE rispetto al percorso di decarbonizzazione definito e se sia necessario o meno intervenire con nuove misure.

Lo scenario prende in considerazione il fatto che, per gli obiettivi al 2030, saranno necessarie nuove politiche e misure extra rispetto quelle già definite. [18]

Si è poi concentrata l’attenzione su due scenari precisi di policy detti EUCO27 e EUCO30.

- EUCO27: Considerando la situazione rispetto al 2005, tale scenario consentirebbe di avere un calo delle emissioni di GHG (gas ad effetto serra) di almeno il 43% entro il 2030 con la ripartizione dell’obiettivo nel settore ETS (Emission Trading System, ossia tra tutte quelle industrie con emissioni controllate su cui è attivo un mercato per le quote delle stesse emissioni); mentre una riduzione del 30% per le industrie non interessate nell’ETS.

È prevista poi una quota del 27% di energie rinnovabili sui consumi finali lordi e un target di efficienza energetica del 27%.

- EUCO30: È lo scenario uguale al precedente ma che impone un target d’efficienza energetica del 30%. [19]

3.4.1 Scenari energetici di riferimento per l’Italia

Anche l’Italia ha avviato progetti di riferimento. Nel 2016 si è realizzato lo scenario di riferimento “BASE” costruito su richiamo dell’ “EUref2016” e divulgato ad ottobre 2017 nell’ambito del “Tavolo Decarbonizzazione dell’Economia” coordinato dalla Presidenza del Consiglio. La quota dei consumi finali lordi soddisfatta da rinnovabili viene stimata al 21,3% al 2030, con potenza elettrica alimentata da tali fonti a 60 GW (52 GW al 2015).

Con focus preciso del BASE agli obiettivi indirizzati all’Italia di limitare i GHG del settore non-ETS del 33% rispetto al 2005 (si vuole un -40% e un -51% nei settori industriali e dei rifiuti rispettivamente) e del 57% nel settore ETS, grazie alla graduale eliminazione del carbone nella generazione elettrica. [18]

Il lavoro è poi proseguito con nuovi scenari di policy a supporto della revisione della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017).

Gli obiettivi previsti dal SEN, dal dicembre 2017, si dividono in obiettivi a breve termine ed a lungo termine:

- In quelli a breve termine si considera l'obiettivo della piena qualifica delle rinnovabili alla partecipazione ai mercati e alla valorizzazione dei soggetti attivi e di altre risorse flessibili (come i sistemi di stoccaggio) alla domanda, nonché del potenziale derivante dai nuovi sistemi aggregatori.
- In quelli a lungo termine si punta a raffinare i nuovi strumenti contrattuali per le transazioni di prodotti energetici (come il mercato delle capacità) e di un diverso modello di mercato, con nuovi strumenti adeguati a fornire i segnali di prezzo complessi. Si punta al forte coinvolgimento del gestore delle reti di trasmissione DSO e di risorse *DER (Distributed Energy Resources)*.

Rispetto lo scenario precedente, il SEN considera attuate al 2030 le politiche di potenziamento delle infrastrutture del settore trasporti, con rinnovo dei mezzi pubblici, tramite l'impiego di combustibili alternativi.

In particolare, si prevede:

- Riduzione, rispetto al BASE, dei consumi primari di 174 TWh nel tempo tra 2015-2030, con traino nella riduzione dell'uso di fonti fossili e gas naturale;
- riduzione dei consumi finali di 116 TWh, trainata da risparmi nel settore terziario e residenziale;
- incremento delle fonti solari fotovoltaiche per la generazione elettrica (184 TWh al 2030), con calo dei prezzi e ampliamento dei settori accumulo e repowering nell'eolico. Fotovoltaico ed eolico insieme dovranno sostenere il 60% della generazione da FER. Ciò porta la necessità di un programma di potenziamento della rete.
- efficienza energetica primaria del 31% al 2020 e del 42% al 2030 e calo della dipendenza energetica al 63,8% (76,5% nel 2015).

Si deve sottolineare come nel SEN 2017 venga mostrato un certo ottimismo sulle possibilità di miglioramento che l'economia italiana può trarre dall'armonizzazione di procedure, modelli di mercato e mix di generazione. [18] [19]

Una ragione di questo ottimismo si riscontra nelle dinamiche di calo dei prezzi del solare e degli accumuli, che fanno ritenere plausibili scenari di forte crescita nei prossimi dieci anni anche senza bisogno di incentivi. Il coinvolgimento del solare con sistemi d'accumulo sarà indispensabile per la gestione di un'offerta elettrica che potrebbe arrivare in certe ore a superare la domanda.

La crescita sarà evidenziata soprattutto nelle installazioni sugli edifici, attraverso il ruolo dei *prosumer*, ossia utenti consumatori e produttori allo stesso tempo che possono favorire lo sviluppo di Comunità Energetiche Locali e consentire lo scambio energetico tra gli stessi utenti.

CAPITOLO 4

IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

In questo capitolo si centra l'attenzione sulla struttura del mercato elettrico italiano e sul meccanismo ad asta implicita che porta alla formazione del prezzo di vendita dell'energia.

4.1 IL SISTEMA ELETTRICO

Il sistema elettrico nazionale è definito dalle attività di produzione, trasmissione e distribuzione all'utenza dell'energia elettrica attraverso un'organizzazione a rete. Ovvero l'energia prodotta dalle centrali fluisce alle zone di consumo tramite un sistema ramificato di linee, stazioni elettriche e di trasformazione.

Nel quadro generale, gli enti principali che concorrono al funzionamento del sistema elettrico sono:

- Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE): traccia le linee programmatiche ed operative al fine di garantire sicurezza al sistema elettrico italiano;
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA): regola e controlla il rispetto dei principi concorrenziali nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- Terna s.p.a.: ente centrale del sistema elettrico, è il soggetto che garantisce il bilancio dei flussi di energia istante per istante e provvede alla sicurezza della rete in termini di qualità e continuità;
- GSE: Gestore Servizi Energetici, è una s.p.a. italiana che promuove lo sviluppo e la diffusione di fonti di energia rinnovabili con l'erogazione di incentivi;
- GME: Gestore Mercati Energetici, società utile ad organizzare i Mercati dell'energia e del dispacciamento, rappresenta la "borsa elettrica italiana" per gli acquisti d'energia elettrica. [20]

4.2 INTRODUZIONE AL MERCATO ELETTRICO

Il mercato elettrico italiano nasce dopo l'approvazione del Decreto marzo 1999, n. 79, detto decreto Bersani. Il decreto introduce la liberalizzazione del settore elettrico italiano,

nell'ambito di realizzare un mercato interno dell'energia che promuova la competizione e l'efficienza.

Il responsabile della gestione del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas Naturale e dei Mercati per l'Ambiente è il GME. Esso è diretto dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) che, a sua volta, è controllato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Il mercato elettrico è il luogo fisico di determinazione dei programmi di immissione e di prelievo, cioè dove prezzo e quantità dell'energia scambiata all'ingrosso vengono definiti. Il prezzo dell'energia è dato dall'incontro fra la quantità di energia domandata e offerta all'interno della Borsa Elettrica, oppure al di fuori di piattaforme di mercato organizzato secondo modalità di contratti bilaterali OTC (mercato Over The Counter, tramite trader d'energia elettrica).

Durante le sessioni del mercato elettrico gli operatori presentano offerte circa la disponibilità a comprare (o vendere) una certa quantità d'energia non oltre i valori di quantità e prezzo predeterminati. Cioè ogni giorno si avranno 24 offerte indipendenti per ogni fascia oraria, ognuna formulata da coppie di quantità (MWh) e prezzo (€/MWh). [20]

4.2.1 Le zone di mercato

Per effettuare verifiche tecniche ed evitare congestioni nei programmi d'immissione e prelievo dalla rete, Terna pone semplificazioni alla rete facendo riferimento alla suddivisione del sistema elettrico in "zone" determinate considerando i limiti di transito più rilevanti della rete nazionale. Esse possono riferire ad aree geografiche fisiche, ad aree virtuali senza un corrispettivo fisico, o a poli produttivi limitati, cioè zone soggette a dei vincoli tecnici per la gestione sicura del sistema.

A questo si aggiungono vantaggi in termini di riduzione dei costi di produzione ed aumento d'efficienza sulla rete, in quanto il mercato sceglierà i migliori impianti disponibili, nel rispetto dei limiti esistenti. [21] Ognuna di queste zone è caratterizzata da un diverso prezzo zonale P_z di vendita dell'energia elettrica, calcolato dall'intersezione della curva di domanda e offerta e dai limiti fisici di transito tra le zone confinanti. Le offerte d'acquisto vengono invece valorizzate ad un unico prezzo nazionale di acquisto detto Prezzo Unico Nazionale PUN che rappresenta la media dei prezzi zonal di vendita, ponderati per i consumi zonal. [20]

Nel 2019 la geografia italiana si riassume in:

- 6 zone geografiche della rete nazionale (Centro-Nord, Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna);

- 9 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, BSP, Corsica, Corsica, Grecia, Montenegro), ossia i punti di interconnessione con l'estero;
- 1 zona virtuale nazionale (Rossano) come polo di produzione limitato senza punti di prelievo. [22]

4.2.2 Il Prezzo Unico Nazionale

Il prezzo tariffario dell'energia elettrica rilevato dalla borsa elettrica italiana è detto Prezzo Unico Nazionale PUN, dato dalla media dei prezzi zionali P_z ponderati sui consumi zionali.

$$PUN = (\sum_{k,i} P_z^k \cdot Q_i^k) / (\sum_{k,i} Q_i^k)$$

Il suo valore determina il prezzo di bolletta e dipende da tutti quei fattori che incidono sul prezzo finale, come l'andamento dei consumi elettrici, il costo di produzione delle centrali, le spese di trasporto o le imposte. È variabile ora per ora e sarà elevato nelle ore di punta con maggiori difficoltà produttive, e minore negli orari più agevolati. L'incremento della produzione FER ha portato variazioni nel suo profilo di prezzo con valori più alti negli orari preserali, cioè dove la produzione solare s'interrompe. Dai dati GME è riportato il PUN medio mensile (Figura 1): a settembre 2019 il PUN medio è stato di 51,18 €/MWh, contro i 76,32 €/MWh rilevati a settembre 2018 o i 48,6€/MWh di settembre 2017. L'aumento 2018, per esempio, è stato per la chiusura delle centrali nucleari francesi e quindi un calo nelle importazioni e un conseguente aumento dei prezzi. L'oscillazione di prezzo del PUN è quindi continua ma negli ultimi anni ha subito cali generali di valore a causa del doppio effetto di crescita rinnovabile e d'efficienza energetica, che portano meno oneri e quindi meno costi complessivi. [23]

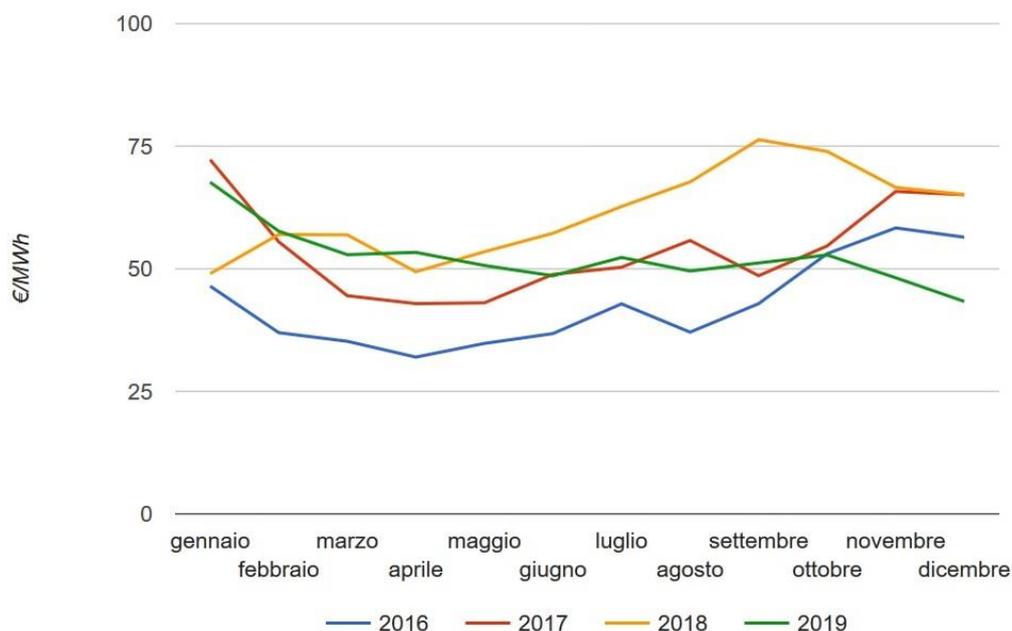


Figura 1: Andamento del PUN medio mensile. [dati GME]

Nel dettaglio, il Mercato Elettrico è organizzato in categorie mediante programmazione di immissione e prelievi:

- Mercato Elettrico a Termine (MTE), con obbligo di consegna e ritiro fisico dell'energia;
- Consegna Derivati Energia (CDE). La piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (Italian Derivatives Energy Exchange), un segmento della Borsa Italiana preposto allo scambio di derivati regolamentati sull'energia;
- Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE). Essa consente di poter stipulare contratti di compravendita al di fuori del Mercato Elettrico gestito dal GME, con programmi di immissione e prelievo e prezzo di valorizzazione dell'energia che sono liberamente concordati fra operatori. Il GME è il soggetto responsabile della gestione del PCE;
- Mercato Elettrico a Pronti (MPE). [20] [22]

4.3 MERCATO ELETTRICO A TERMINE (MTE)

Il Mercato elettrico a termine è la sede dove avvengono i negoziati di contratti a termine dell'energia elettrica, con obbligo di ritiro.

Le negoziazioni eseguite sul Mercato a Termine sono organizzate in sessioni continue dalle ore 9.00 alle 17.30 dei giorni di mercato (ad eccezione per il penultimo giorno di mercato del mese nel quale l'orario di chiusura è anticipato alle ore 14) e sono aperte a tutti gli operatori ammessi al Mercato Elettrico.

Le tipologie di contratto legate alle negoziazioni nell'MTE sono:

- **Baseload**: si riferisce all'energia elettrica da consegnare a tutti i periodi rilevanti richiesti nel giorno appartenente alla negoziazione;
- **Peak Load**: per quanto riguarda l'energia elettrica da consegnare fra il nono ed il ventesimo giorno del periodo di consegna, ad eccezione di sabato e domenica.

La lunghezza dei periodi di consegna di questi contratti fa riferimento al mese, trimestre o anno.

Gli operatori che avanzano offerte su MTE indicano i tipi e i periodi di contratto scelti per le offerte e le informazioni usate dal GME per l'organizzazione in un book di tutte le offerte. Esse saranno in ordine di prezzo decrescente per le offerte di acquisto e crescente per le offerte di vendita. Solo per i contratti aventi durata superiore al mese l'erogazione avviene secondo il meccanismo della cascata, ovvero le posizioni del contratto annuale vengono

divise in posizioni equivalenti sui contratti con scadenza trimestrale e mensile; quelle del contratto trimestrale invece su contratti con scadenza mensile. [18] [22]

4.4 MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE)

L'attività di questo mercato è costituita da sessioni interne (sedute) in cui vengono avanzate le offerte. Alla fine di ogni seduta vengono pubblicati i risultati del mercato.

Esso è diviso in Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).

4.4.1 MGP: Mercato del Giorno Prima

Il Mercato del Giorno Prima è il mercato che ospita le transazioni di compravendita d'energia all'ingrosso sulla rete elettrica nazionale, con offerte a comprare e a vendere relative a programmi di immissione e prelievo per il giorno successivo. A questo mercato possono accedere tutti gli operatori che abbiano la qualifica di "operatore del mercato elettrico" e la controparte centrale per le operazioni svolte è assunta dal GME. Prima di ogni sessione iniziale il GME e gli operatori ricevono informazioni preliminari da Terna circa i limiti massimi di transito geografici e la stima della domanda oraria e zonale.

L'apertura delle sedute del MGP è alle 8:00 del nono giorno precedente l'effettiva consegna fisica e si chiude alle 12 del giorno prima della consegna. Gli esiti provvisori vengono pubblicati dal GME e comunicati ai singoli operatori entro le ore 12:55 del giorno di chiusura della seduta. In ogni seduta vengono presentate offerte dove vengono indicate quantità e prezzo al quale gli operatori sono disposti ad acquistare o vendere. Ogni offerta deve rispettare vincoli di immissione e prelievo del punto al quale questa si riferisce e impone all'operatore stesso di rispettare l'impegno in termini di immissione e prelievo.

Alla fine delle sessioni l'algoritmo del GME è programmato per accettare le offerte che rendono massime le transazioni, nel rispetto dei limiti di transito tra zone, e poi le organizza secondo lo schema di accettazione presentato in Figura 2. [18]

La curva dell'offerta si presenta come una curva aggregata in cui le offerte di vendita valide vengono ordinate per prezzo crescente. Mentre la curva di domanda è una curva delle offerte di domanda accettate e ordinate per prezzo di acquisto decrescente. Il punto di incontro di queste due curve aggregate fornirà prezzo e quantità di equilibrio del mercato; gli operatori vengono remunerati al prezzo marginale dell'ultima offerta selezionata, a

prescindere dal prezzo offerto in precedenza dal singolo operatore. In questo modo si premia l'efficienza degli impianti e chi abbatta i costi con nuovi investimenti.

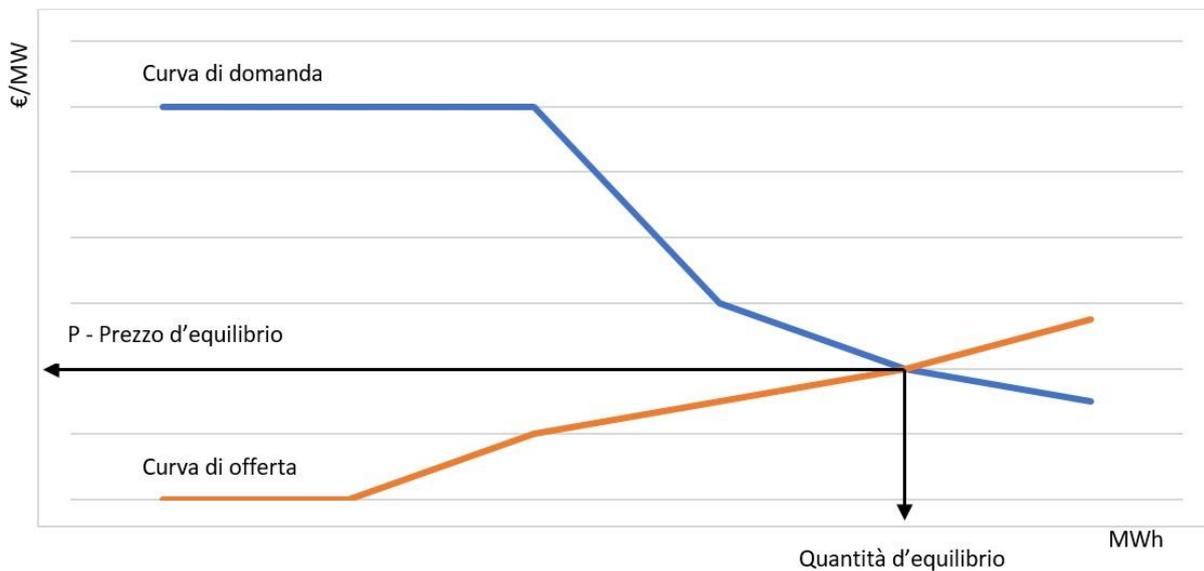


Figura 2: Determinazione del prezzo di equilibrio.

Dopo aver individuato il punto d'incontro saranno accettate solo le offerte con prezzo di vendita minore del prezzo di equilibrio e le domande con prezzo di acquisto non inferiore al prezzo di equilibrio. Il prezzo di equilibrio sarà, a meno di violazione di limiti di transito, l'unico prezzo per tutte le zone di mercato ed è pari a P. Le offerte accettate avranno prezzo di vendita non superiore a P e prezzo d'acquisto non inferiore a P.

Se invece tali limiti non risultassero rispettati si verifica lo *split* del mercato, cioè il mercato viene suddiviso in molteplici zone di mercato, ognuna con un suo Prezzo zonale P_z . Si avrà la divisione in una zona in esportazione e una in importazione e si ripete l'incontro delle curve per la sola zona, determinando un prezzo P_z differente nelle due zone di mercato. Il P_z è maggiore nella zona di mercato importatrice ed è minore in quella esportatrice.

Se i vincoli non sono rispettati nuovamente si ripeterà la suddivisione di *split* fino all'ottenimento di un esito compatibile con i vincoli di rete. [18]

Dalla media dei prezzi P_z e ai punti di offerta in prelievo si ha il PUN come prezzo d'acquisto nazionale dell'energia; ai punti di offerta in immissione, misti e in prelievo alle zone virtuali estere si applica P_z sia in acquisto che in vendita. [20] [24]

Si tratta quindi di un meccanismo di determinazione del prezzo sul MGP ad asta implicita, con pagamento di un corrispettivo per l'uso della rete. Se si raggiungono i limiti di transito il

corrispettivo da pagare a Terna per l'uso della rete è la differenza tra i prezzi zonali di esportazione e importazione; se non si è raggiunto nessun limite tale corrispettivo sarà nullo.

4.4.2 MI: Mercato Infragiornaliero

Il Mercato Infragiornaliero consente di aggiornare le offerte d'acquisto e vendita sul MGP, e permette di sostenere la volatilità delle FER non programmabili e quindi di potere seguire come cambiano le informazioni sulle quantità di energie consumate e sullo stato degli impianti di produzione, permettendo di correggere i risultati del MGP e sistemando le curve di immissione delle centrali con la presentazione di nuove offerte. In base ai cambiamenti gli operatori possono aggiornare le offerte di vendita e di acquisto sempre con asta implicita. Le modalità di generazione dei prezzi è pertanto simile a quella del MGP, con la differenza che tutte le transazioni sono valorizzate direttamente al Prezzo zonale e non al PUN.

Questo porta scostamenti dalle offerte accettate al PUN durante MGP perciò il GME applica un corrispettivo di non arbitraggio a tutte le offerte accettate ai punti di prelievo. Tale corrispettivo è pari al prodotto tra quantità accettata e la differenza tra PUN e Prezzo zonale.

[25]

Il MI è articolato in sette sessioni:

- MI1: si svolge dopo la chiusura del MGP, apre alle ore 12.55 del giorno prima del giorno di consegna e chiude alle ore 15.00 dello stesso giorno;
- MI2: apre alle ore 12.55 del giorno prima del giorno di consegna e chiude alle ore 16.30 dello stesso giorno;
- MI3: apre alle ore 17.30 del giorno prima del giorno di consegna e chiude alle ore 23.45 dello stesso giorno;
- MI4: apre alle ore 17.30 del giorno prima il giorno di consegna e chiude alle ore 3.45 del giorno di consegna.
- MI5: apre alle ore 17.30 del giorno prima il giorno di consegna e chiude alle ore 7.45 del giorno di consegna;
- MI6: apre alle ore 17.30 del giorno prima il giorno di consegna e chiude alle ore 11.15 del giorno di consegna;
- MI7: apre alle ore 17.30 del giorno prima il giorno di consegna e chiude alle ore 15.45 del giorno di consegna.

4.4.3 MPEG: Mercato dei Prodotti Giornalieri

Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG) è la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia, in cui il GME agisce come controparte centrale.

All'interno del MPEG sono ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico, i quali partecipano con modalità continua alle negoziazioni della compravendita di energia.

I prodotti quotati nel MPEG sono di due tipologie:

- Il "differenziale unitario di prezzo": il prezzo formato nella formulazione delle offerte, e quindi in esito alla fase di negoziazione, è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;
- Il "prezzo unitario pieno": il prezzo indicato nella formulazione delle offerte, e quindi il in esito alla fase di negoziazione, è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto di contrattazione.

Per le due tipologie di prodotto i profili di consegna previsti sono ancora basati sul Peak Load e sul Baseload.

Le sessioni del MPEG si svolgono nei giorni feriali, secondo le seguenti modalità:

- dalle ore 8.00 alle ore 17.00 di D-2, o nello stesso orario del giorno feriale precedente nel caso in cui tale giorno fosse festivo;
- dalle ore 8.00 alle ore 9.00 di D-1, se non si tratta di un giorno festivo, se lo è si svolgerà dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del primo giorno feriale disponibile prima del giorno D. [25]

CAPITOLO 5

IL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

La gestione dei flussi di energia è essenziale per mantenere in equilibrio il sistema elettrico di un paese: l'offerta e la domanda di energia elettrica devono essere sempre bilanciate ed è quindi necessario produrre istante per istante la quantità di energia richiesta dai consumatori e gestirne la trasmissione sulla rete elettrica nazionale. Tale attività è il dispacciamento ed in Italia è affidata a Terna spa.

Il suo è un ruolo fondamentale per gestire un sistema sempre più complesso, necessario per portare a termine gli obiettivi di decarbonizzazione e di transizione energetica. Dispacciare l'energia elettrica significa infatti coordinare la produzione dalle centrali, la trasmissione e la completa integrazione delle nuove fonti rinnovabili garantendo sempre alti standard qualitativi e di sicurezza. [26]

5.1 RUOLO DEL MERCATO DEI SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) deve assicurare l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico nazionale e, in esso, vengono presentate le offerte relative all'energia immessa in rete in forma di margini di riserva. È nel MSD che Terna si approvvigiona delle risorse indispensabili per l'esercizio corretto della rete, al fine di risolvere congestioni, di costituire una adeguata riserva di energia e di bilanciare in tempo reale i flussi all'interno della rete stessa. In base alla sicurezza di funzionamento della rete, Terna accetterà o rifiuterà le offerte, nel vincolo dei limiti di transito zonali.

Sul MSD è, dunque, Terna l'unica controparte e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato, cioè in un mercato di tipo *pay as bid*, dove ogni azione è correlata con ricavi ed esborsi dei soggetti attivi nel mercato. Le offerte di vendita saranno remunerate all'operatore dal Gestore in base al MWh venduto e riferiscono alla disponibilità dell'operatore di aumentare la propria produzione creando dei ricavi propri (tali offerte saranno dette offerte a salire). D'altra parte, le offerte di acquisto sono date dalla disponibilità degli operatori ad abbassare la propria produzione per l'acquisto di MWh da Terna (dette offerte a scendere), con esborsi dagli operatori e guadagni dal Gestore.

Analizzare le offerte pubbliche su MSD è quindi utile per capire il fabbisogno di flessibilità del sistema, in base alla domanda e alle disponibilità del mix di rete per la copertura. [20] Oltre al Gestore Terna, tra i soggetti attivi nel MSD, coinvolti a stipulare contratti per il dispacciamento con il Gestore della rete, abbiamo gli Utenti del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (UdD), divisi in:

- Titolari di Unità di Consumo UC, attive nel MGP, e titolari di Unità di Produzione UP. Le UP sono Rilevanti se hanno potenza non minore di 10 MVA, devono essere iscritte al Registro delle Unità (RUP) e in grado di variare la propria produzione entro tempi e quantitativi determinati.

Le UP sono dette virtuali se sono Non Rilevanti, appartenenti ad un'unica UdD, della stessa tipologia e zona e se unità d'importazione ed esportazione localizzate in zone virtuali estere. Le UP virtuali sono attive solo sul MGP.

Tutte le UC sono da considerare Non Rilevanti.

- Acquirente Unico per le unità di consumo di maggior tutela su MGP;
- Titolari di reti interne di utenza.

Esistono poi impianti definibili "essenziali" per la sicurezza della rete e sono necessari per il suo corretto funzionamento. Gli impianti fornitori di servizi essenziali forniscono:

- servizi di riserva, intendendo la riserva secondaria e terziaria;
- servizi per la risoluzione delle congestioni. [27]

5.2 REQUISITI DI PARTECIPAZIONE E POTENZA ABILITATA SUL MSD

Per essere abilitati alla fornitura per il dispacciamento è necessario soddisfare alcuni requisiti in termini di prestazioni, come specificato da Terna.

Come detto, ogni UP deve avere almeno 10 MVA e, inoltre, la fonte primaria va inizialmente escludendo gli impianti che usano le fonti d'energia solare, eolica, geotermica, da moto ondoso, idroelettrico, unitamente alla generazione distribuita delle unità di consumo. Cioè sono da escludere le fonti rinnovabili non programmabili come partecipanti al MSD. Solo con la delibera 300/2017 sarà aperta la partecipazione a queste unità, come trattato nel Capitolo 7.

Sono poi richiesti requisiti sul gradiente minimo e di tempo massimo per il cambio di assetto.

Di qui, la potenza massima abilitata al MSD, si è portata nel 2014 a 70 GW, con la componente termoelettrica a 56 GW, ridotta rispetto gli anni precedenti per la dismissione di alcune centrali, dove la quota maggiore (circa 35 GW) è derivante da cicli combinati. La capacità idroelettrica risulta invece al valore di 13 GW, di cui 4 GW da impianti di puro pompaggio. [28] In più l'aumento progressivo della quota di FER sul Consumo Interno Lordo nazionale (CIL) determina un aumento del fabbisogno di risorse di regolazione (come mostrato in Figura 1, per la riserva secondaria e terziaria). Segue un calo di capacità da termoelettrico convenzionale disponibile sul MSD per fornire tali risorse, contribuendo all'aumento della spesa di approvvigionamento delle risorse stesse sul MSD.

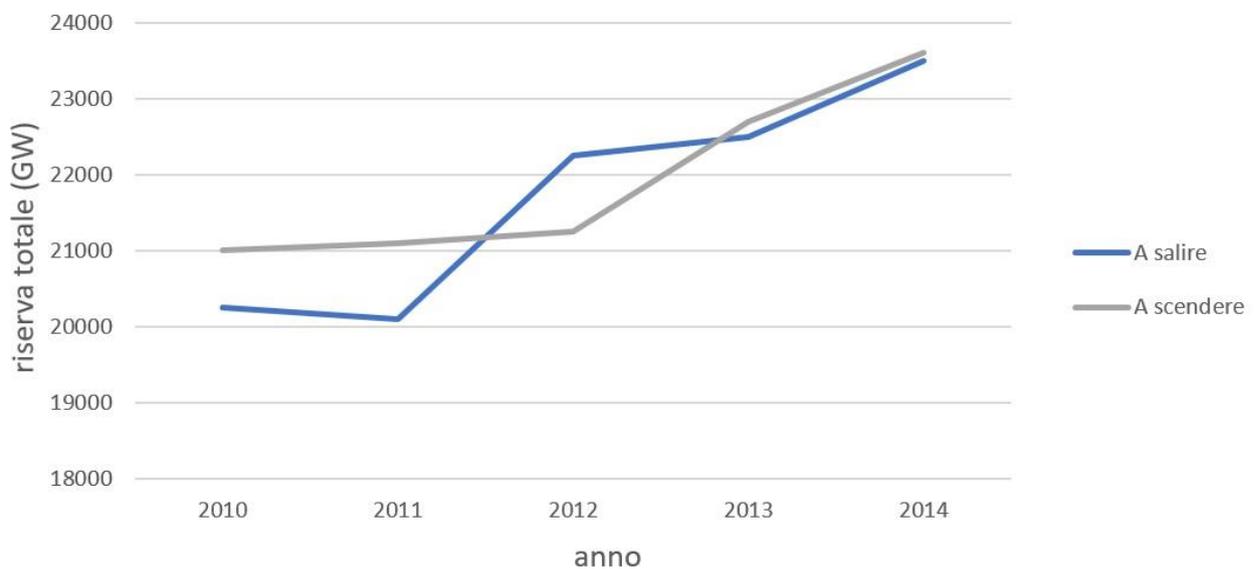


Figura 1: Andamento fabbisogno di riserva totale a salire e scendere (secondaria e terziaria), in un periodo di forte incremento di FER fotovoltaica. [elaborazione dati ARERA]

5.3 ORGANIZZAZIONE DEL MSD

Il MSD è organizzato in una fase di programmazione, costituita dal MSD ex-ante, e nel Mercato del Bilanciamento in tempo reale (MB); i quali si svolgono in più sessioni.

Sul MSD ex-ante Terna accetta le offerte per la soluzione di congestioni e per costituire i margini di riserva, ed esso opera a correzione degli esiti del mercato dell'energia.

Questa prima fase programmata si svolge in un'unica seduta che si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 dello stesso giorno.

Ci sono sei sotto fasi in cui vengono dati gli esiti per le negoziazioni (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 e MSD6, per evitare possibili cali e oscillazioni), in un intervallo temporale che va dalle 21:15 del giorno precedente il giorno di consegna alle 18:15 del giorno di consegna. Il GME qui svolge il ruolo di comunicatore degli esiti delle varie sessioni agli operatori. Il MSD ex-ante porta offerte di riserva di potenza a risposta dei risultati del trading MGP e MI e, per ognuna, ne dispone un prezzo. Qui vengono consegnate le offerte per i prezzi di potenza e preparate le riserve per eventuali richieste sul MB. Le offerte formulate saranno ordinate per merito, dall'offerta a prezzo minore a quella a prezzo maggiore (Figura 2). [25]

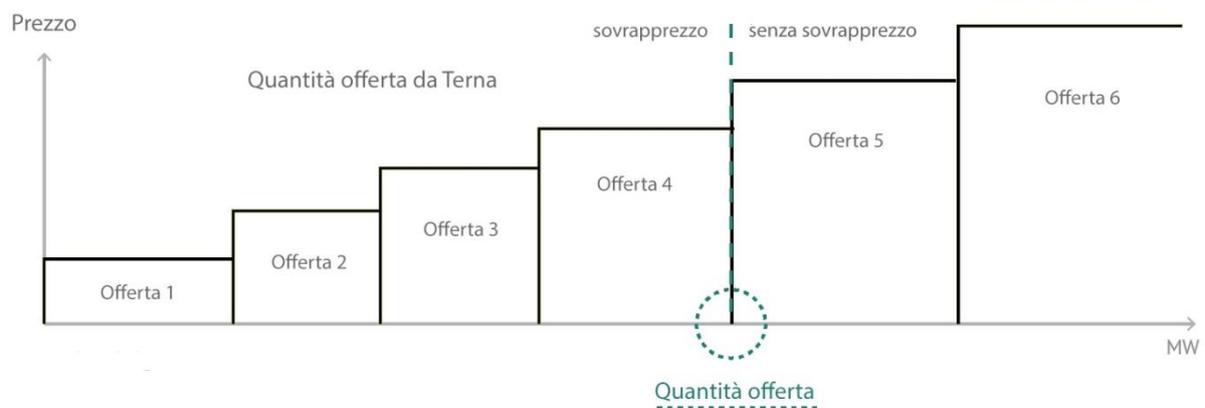


Figura 2: Schema di merito delle offerte sul MSD. Ordinazione per prezzo.

Le offerte più basse avranno alte possibilità di accettazione, ma minori profitti; le offerte alte avranno minori possibilità di accettazione ma elevati profitti possibili. Le offerte accettate vengono ora ordinate per merito sul Mercato del Bilanciamento per l'attivazione il giorno dopo. [29]

Il Mercato del Bilanciamento si svolge invece in cinque sessioni dentro le quali vengono selezionate le offerte relative a gruppi di ore riferite allo stesso giorno in cui si svolge la seduta. Nella prima sessione vengono prese le offerte della sessione precedente del MSD ex-ante, per le altre sessioni le sedute aprono alle 22.30 del giorno prima della consegna (o quando sono stati riferiti gli esiti della sessione precedente del MSD ex-ante) e chiudono un ora precedente alla prima che può essere negoziata nella relativa seduta.

Per ogni area geografica e per ogni ora il GME comunica, ad ogni operatore che ha presentato offerte, quali sono state accettate, in che quantità e gli orari d'immissione o

prelievo. Le offerte accettate da Terna su questo mercato sono finalizzate allo svolgimento di servizi di regolazione secondaria e al mantenimento del bilanciamento fra prelievi e immissione di energia sulla rete. [20]

In Figura 3 si ha la schematizzazione generale delle offerte sul MSD: in MSD ex ante Terna verifica gli esiti del Mercato dell'energia e procede alle modifiche per tutelare l'affidabilità del sistema. I servizi di riserva secondaria, terziari e di risoluzione alle congestioni vengono qui approvvigionati. [30]

Nel MB in tempo reale Terna usa le quantità riservate a risultato del MSD ex ante e le adatta ripetutamente al funzionamento in tempo reale per il bilanciamento elettrico nazionale. Gli utenti del dispacciamento avranno possibilità di riproporre le offerte nelle sessioni MB.

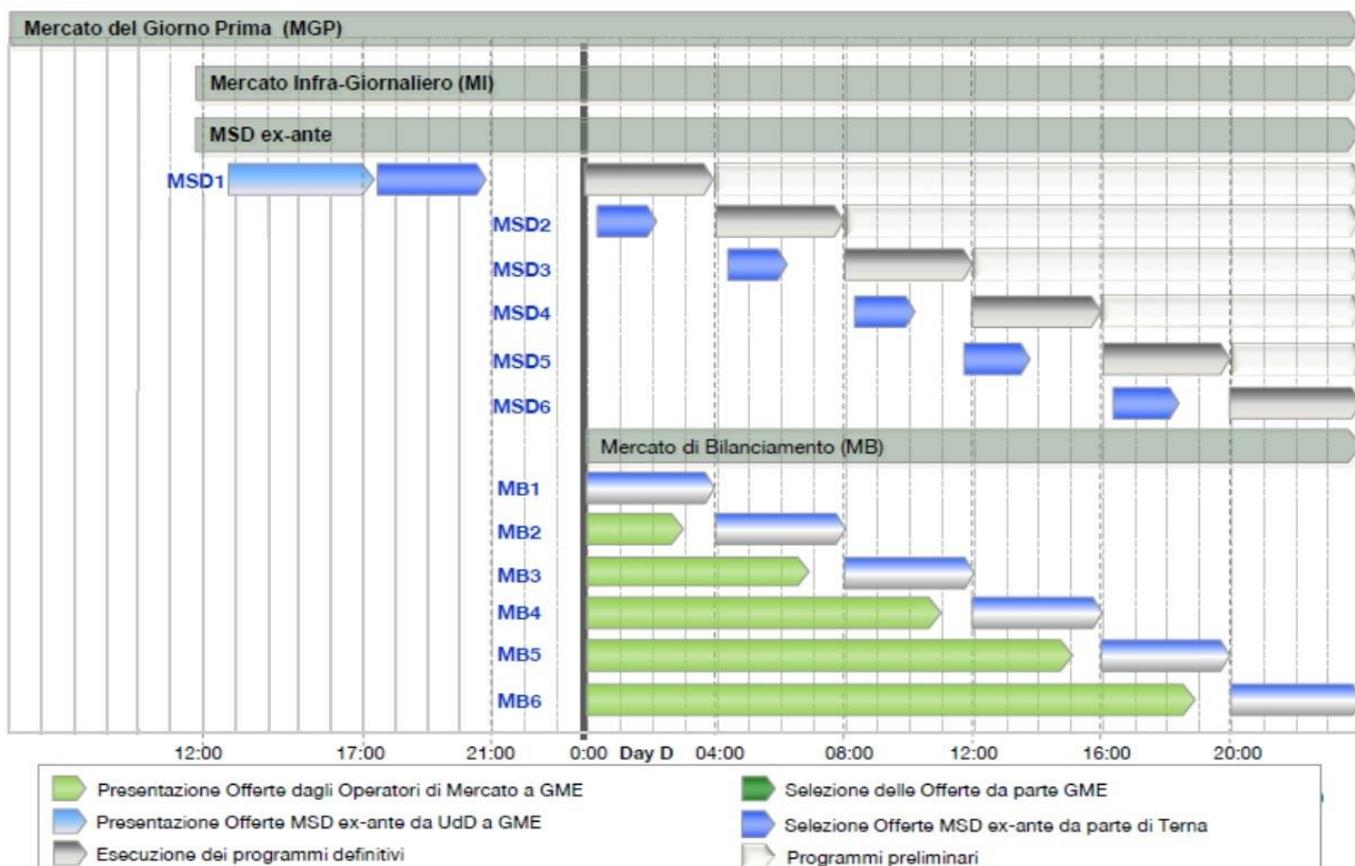


Figura 3: Fasi programmazione MSD.

5.4 SERVIZI DI RETE SCAMBIALI SUL MSD

La gestione della fornitura elettrica deve svolgersi in condizioni di efficienza e affidabilità tali da garantire la continuità del servizio, anche in condizioni di perturbazione. Il Gestore Terna si approvvigionerà dal MSD delle opportune risorse necessarie.

5.4.1 Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Il Gestore della rete utilizza queste risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione e se ne approvvigiona dalle UP rilevanti connesse alla rete di trasmissione e in grado di modificare i propri programmi di produzione. Esse possono variare, in aumento o decremento, la propria immissione di 10 MW entro 15 minuti dall'inizio delle variazioni, affinché il contributo dell'UP per la risoluzione sia significativo e compatibile. [31]

Il Gestore di rete deve sostenere dei limiti di transito sulla rete, e le offerte di acquisto e vendita che vengono accettate sul MGP e sul MI devono essere compatibili con tali limiti. Qualora ci siano violazioni dei limiti di transito il Gestore richiederà agli impianti abilitati di modificare i loro programmi d'immissione. [18] [31]

5.4.2 Risorse per la riserva secondaria di potenza

Quando si hanno disequilibri di potenza attiva il sistema elettrico è soggetto a variazione di frequenza dai valore standard europei di 50 Hz, comportando un rischio per la stabilità di funzionamento del sistema elettrico. In Italia il limite ammesso è di $\pm 2\%$ in alta tensione. Per contrastare l'effetto intervengono i sistemi di regolazione secondaria a ripristino del valore predefinito, attraverso una banda di riserva secondaria sul mercato ex-ante che ogni unità abilitata deve rendere disponibile. Le UP abilitate al servizio sono sempre tenute all'erogazione del margine di potenza richiesto e in tempi immediati o, in caso contrario, comunicare a Terna le loro eventuali indisponibilità.

Gli UdD rendono disponibile, ad un prezzo offerto sul MSD, la semibanda di riserva secondaria di potenza del $\pm 15\%$ rispetto la potenza massima per le unità idroelettriche, oppure al maggiore tra il ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche. [32]

Il fabbisogno di riserva secondaria è calcolato come:

$$RS = -150 + \sqrt{150^2 + 10C} . \text{ Con } C = \text{carico in MW. [31]}$$

5.4.3 Risorse per la riserva terziaria di potenza

In ogni momento il sistema elettrico deve gestire le variazioni nella generazione e nel carico, con rischio di non riuscire a far fronte agli squilibri in quanto ci può essere una parte di risorse già impegnata. Si può cioè avere insufficiente capacità di regolazione dal sistema. Tramite l'invio di ordini di dispacciamento il Gestore chiede in anticipo alle UP di effettuare il servizio mettendo a disposizione dei margini di riserva rispetto la potenza minima o massima dei programmi aggiornati cumulati.

La riserva terziaria sul mercato MSD può avere margine ad aumentare l'immissione di energia elettrica da parte di una UP abilitata, cioè riserva terziaria a salire.

A seconda dei tempi di risposta la riserva terziaria a salire è suddivisa in:

- Riserva terziaria pronta: *“ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (es. durante le ore di rampa del carico) con requisiti di velocità e continuità”*. La sua risposta avviene entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore. [27]
- Riserva terziaria di sostituzione: *“ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili e di avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora”*. Viene quindi dimensionata per far fronte a errori nella previsione della domanda d'energia attraverso incrementi o decrementi della produzione sostenuti senza limiti temporali. [27]
- Riserva terziaria rotante: utilizzata per la ricostruzione della banda di riserva secondaria di potenza e la riserva terziaria pronta. È equivalente all'incremento di immissione (o al decremento di prelievo) che si realizza entro 15 minuti dalla richiesta di Terna e che può essere sostenuto per almeno 120 minuti. [Art. 4.4 Cdr Terna]

Se si intende diminuire l'immissione di energia elettrica nella rete da parte dell'UP abilitata si parla di riserva terziaria a scendere. Quest'ultima è usata per far fronte alle indisponibilità dell'unità idroelettrica, e gli errori di previsione della domanda da fonti rinnovabili non programmabili, che sono spesso di difficile previsione effettiva.

Sono abilitate alla riserva terziaria le UP connesse in rete che riescano a variare l'immissione propria almeno entro 5 minuti, e di 10 MW entro i 15 minuti rispetto l'invio degli ordini di dispacciamento. Per le UP idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'UP è almeno pari a 4 ore. [31]

5.4.4 Risorse di bilanciamento

Data la difficoltà di immagazzinare un vettore energetico come l'elettricità, si rende necessario bilanciare, istante per istante, le immissioni e i prelievi dalla rete di trasmissione. Il Gestore quindi modificherà in tempo reale il livello di immissione delle unità di produzione selezionate sul mercato MSD ex-ante per la riserva terziaria, o quelle selezionate sul Mercato di Bilanciamento MB. Questi tipi di risorse permettono di fronteggiare la criticità

delle congestioni di rete, del disequilibrio immissione/prelievi e per ripristinare i margini di riserva secondaria.

Le UP sono abilitate alla fornitura di risorse per il bilanciamento devono poter essere in grado di:

- avere variazione, in aumento o in decremento, della propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un ordine di dispacciamento, qualora già sincronizzate con la rete;
- avere variazione, in aumento o decremento, della propria immissione di almeno 3 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un ordine di dispacciamento.

Il punto di controllo fisico dell'UP è presidiato ed in grado di eseguire ordini di dispacciamento 365 giorni l'anno. [31]

5.5 RISORSE CON OBBLIGO DI FORNITURA

Con risorse con obbligo di fornitura si intendono quelle risorse rese sempre disponibili dall'impianto all'atto di connessione alla rete, per ragioni tecniche e di sicurezza, e quindi utilizzabili durante le normali ore di funzionamento. [18] [31]

Tra queste figurano:

- 1) Risorse che prevedono uno scambio continuativo di energia con la rete:
 - risorse per la riserva primaria di frequenza;
 - risorse per la regolazione primaria di tensione;
 - risorse per la regolazione secondaria di tensione.
- 2) Risorse riconducibili principalmente ad eventi rari di perturbazione:
 - risorse per l'utilizzo del telescatto;
 - risorse per il rifiuto del carico;
 - risorse per la partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico;
 - risorse per il servizio di interrompibilità del carico.

5.5.1 Risorse per la riserva primaria

Per il corretto funzionamento della rete di trasmissione e distribuzione, uno degli aspetti fondamentali è il mantenimento della frequenza vicina al suo valore nominale di 50 Hz. Come detto, ogni volta che si verificano sbilanci rilevanti di potenza la frequenza va a discostarsi da tale valore, compromettendo la stabilità di sistema.

Il Gestore di Rete allora chiede agli impianti, che si rendono disponibili ad effettuare la regolazione primaria di frequenza, un margine di variazione della potenza attiva da utilizzare come “risorsa per la riserva primaria”. Con l’intervento dei regolatori di velocità per le turbine è possibile correggere gli squilibri di produzione ripristinando le variazioni di frequenza.

Le UP partecipanti alla regolazione primaria della frequenza devono garantire una riserva di potenza attiva non inferiore a 1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP (Registro Unità Produzione), quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile

Dunque, l’UP avrà campo di funzionamento ammissibile tra P_{MAX} e P_{MIN} , definite di seguito:

- $P_{MIN} = P_{MT} + 1,5\% P_{eff}$
- $P_{MAX} = P_{max\ erogabile} - 1,5\% P_{eff}$

dove P_{MT} è la potenza di minimo tecnico; P_{eff} è la potenza efficiente, la potenza attiva massima che l’UP può produrre con continuità (per gli impianti termoelettrici) o per un certo numero di ore (per gli impianti idroelettrici). [32]

In queste normali condizioni d’esercizio ogni UP erogherà una certa quota di banda di riserva primaria ΔP_e in base alla variazione di frequenza in atto Δf e al grado di statismo¹ permanente del regolatore σ_p .

Tale quota sarà: $\Delta P_e = -\frac{\Delta f P_{eff}}{50 \sigma_p} * 100$.

I contributori alla regolazione devono essere in grado di erogare tutta la ΔP_e richiesta entro 30 secondi dall’inizio delle variazioni di frequenza.

Attualmente in Italia sono escluse le negoziazioni della risorsa per la riserva primaria tramite i mercati, anche se, con già con la delibera n. 231/2013/R/eel si è introdotto un meccanismo commerciale per tale regolazione primaria, definito regolazione di frequenza “a consuntivo” e dove è consentita la partecipazione facoltativa alle UP abilitate.

Il valore della remunerazione è calcolato sia sulla base dei livelli di prezzo che si sono realizzati nell’ultimo anno consuntivato sul MGP che su quelli dei prezzi accettati e non revocati che si sono realizzati sul MB nel medesimo periodo per il servizio di riserva secondaria.

¹ Il grado di statismo si definisce come il rapporto tra la variazione di frequenza Δf rapportata con il suo valore nominale di 50 Hz e la rispettiva variazione di potenza elettrica ΔP_e rapportata con la potenza efficiente: $\sigma_p = -(\Delta f / 50) / (\Delta P_e / P_{eff}) * 100$.

Deve essere considerato del 4% per le unità idroelettriche e al 5% per quelle termoelettriche. [32]

Inoltre, alla fornitura della risorsa per la riserva primaria potrebbero partecipare anche gli impianti non rilevanti, ossia la generazione distribuita e quella da fonte rinnovabile non programmabile (rilevante e non) [33].

Questa apertura sarà trattata nel Capitolo 7.

5.5.2 Risorse per la regolazione primaria e secondaria di tensione

Il dispacciamento viene messo a rischio anche da variazioni di tensione di rete dai valori nominali e ciò dipende dagli scambi di potenza reattiva fra carico e generazione. I carichi contribuiscono ad assorbire potenza reattiva, mentre le unità di generazione possono generare o assorbire potenza reattiva.

Si necessita di impianti di produzione che diano la possibilità di essere usati come riserva di potenza reattiva.

In particolare, il Gestore di rete richiede necessariamente, alle unità di generazione rilevanti, di fornire margine di potenza reattiva da utilizzare come riserva reattiva per la regolazione della tensione a livello locale (regolazione primaria) e regionale (regolazione secondaria). [32]

5.5.3 Risorse per gli eventi rari

Risorse per il rifiuto del carico: servizio che permette alla rete di mantenersi in condizioni di funzionamento stabili nonostante la disconnessione di un gruppo generatore, con l'alimentazione dei propri servizi ausiliari.

Le UP termoelettriche e i loro gruppi di generazione con più di 100 MW di potenza, hanno l'obbligo di essere disponibili a fornire il servizio con impianti predisposti e personale preparato.

- Risorse per il telescatto: consiste in un dispositivo da installare ad una UP, abilitata al servizio di bilanciamento, e in grado di disconnettere tale unità nel momento in cui si verificano eventi previsti dal Gestore.
- Risorse per la partecipazione alla rialimentazione: ovvero la disponibilità ad effettuare la rimessa in funzione della rete dopo un evento estremo di blackout.
- Risorse per il servizio di interrompibilità: ovvero la disponibilità a ridurre il proprio prelievo su comando del Gestore per la soluzione di situazioni di sbilanciamento della potenza attiva.

[32]

CAPITOLO 6

LE RINNOVABILI NEL SISTEMA ELETTRICO

Nel contesto energetico rinnovabile delineato nei primi capitoli e compreso il ruolo del mercato elettrico e del dispacciamento, vengono ora presentate le difficoltà e le nuove necessità per il sistema che richiederanno il cambiamento della normativa del dispacciamento.

6.1 CAMBIAMENTI E CRITICITA' PORTATE DALLE FER

L'aumento di capacità da fonti rinnovabili, soprattutto eoliche e fotovoltaiche non programmate, ha portato aumenti dei volumi scambiati sul MSD e sul MB, per la costituzione di riserva e di bilanciamento in tempo reale, fino ad arrivare a 32 TWh nel 2016. [34]

Ciò porta effetti sulla sicurezza del sistema elettrico, catalogabili nel modo seguente:

- incremento del fabbisogno di riserva: l'imprevedibilità di tali fonti comporta errori nella previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e un incremento dei fabbisogni di frequenza/potenza sia in aumento che in diminuzione (riserva a salire; riserva a scendere);
- incremento degli avviamenti: la produzione dalle rinnovabili porta margini di riserva di bilanciamento più complessi ed onerosi da costituirsi, a causa della riduzione di carico da fonti tradizionali e con capacità di regolazione. Il Gestore deve quindi permettere che vengano attivati quegli impianti convenzionali che altrimenti sarebbero spenti;
- maggiore uso di riserva rapida (secondaria e pronta): nel caso del fotovoltaico, la cui produzione è limitata alle ore di sole, l'aumento di tale produzione accentua la distanza tra minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale.

Servirà un bilanciamento dagli impianti convenzionali con alta capacità di modulazione e tempi di risposta rapidi.

In questo panorama Terna deve saper gestire un mercato con livelli di disponibilità di riserva in linea molto bassi, con importante necessità di re-dispacciamento. Per avere i margini di riserva necessari il Gestore procura margini di riserva a salire in MSD ex-ante chiamando gli impianti tradizionali, per poi ribilanciare chiamandoli a scendere in MB. È un

atteggiamento cautelativo per proteggersi da errori d'eccesso nelle aspettative di produzione fotovoltaica e eolica, con margini di riserva a salire per fronteggiare possibili produzioni inferiori alle previsioni.

Il nuovo parco energetico nazionale ed europeo ha comunque introdotto nuove criticità di funzionamento del sistema elettrico. Questo perché viene ridotta la quota di potenza prodotta da impianti convenzionali e, con essa, una riduzione della potenza in rete disponibile per la regolazione.

Elemento fortemente limitante per le fonti rinnovabili resta la loro aleatorietà e difficoltà di previsione, a cui segue che esse sono in grado di fornire servizio solo nei momenti di disponibilità reale della fonte. Inoltre, esercitando sempre alla potenza massima non possiedono margine per effettuare servizi a salire (ovvero d'incremento della generazione e della quantità di energia immessa in rete).

Ad esempio, per quanto riguarda il servizio di regolazione secondaria e terziaria di frequenza, il punto più complesso da superare resta la disponibilità effettiva della riserva. Infatti, tra la creazione della banda e l'eventuale fornitura del servizio, potrebbero passare alcune/molte ore e, data la variabilità della fonte primaria, potrebbe diventare impossibile fornire il servizio poiché la banda di riserva, seppur approvvigionata, non esiste più.

Segue che per garantire il dispacciamento sarà necessario disporre di sufficiente margine di potenza in ogni momento, reperibile se non dalle rinnovabili allora dagli impianti convenzionali abilitati. Dunque, per queste caratteristiche proprie delle FER, mantenere in esercizio impianti termoelettrici sarà fondamentale per la maggiore penetrazione rinnovabile proposta dal PNIEC.

Secondo un Rapporto di Adeguatezza 2019 [17] per raggiungere i 50 GW di capacità installata e il phase-out del carbone si dovranno installare 5,4 GW di nuova capacità termica extra entro il 2025, pena un LOLE² di oltre 30 ore e 11 GWh di energia non fornita. [17]

Per garantire la copertura del carico il sistema elettrico deve quindi sempre disporre di una sufficiente capacità programmabile (soprattutto termoelettrica), che può restare inutilizzata se l'energia da rinnovabile riuscisse a coprire le richieste, con incremento dei costi di produzione complessivi. Questo anche perché gli impianti termoelettrici funzionando a carico parziale, cioè a rendimenti di conversione minori, sono costretti a sostenere maggiori costi di produzione per soddisfare il più ampio margine di riserva rotante, e con essi anche

² Loss Of Load Expectation: Ore attese di durata dell'energia non fornita.

maggiori emissioni di CO₂ e seguente annullamento dei benefici derivati dallo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

La compensazione di questi costi aggiuntivi si traduce in un aumento del prezzo della corrente elettrica nelle ore di produzione di queste unità, riflettendosi infine sul consumatore finale. [35]

A livello di rete di distribuzione, invece, l'impatto della penetrazione rinnovabile si traduce nel fenomeno di inversione dei flussi di energia verso la rete di trasmissione portando così, ad esempio, problemi di limitata hosting capacity (ovvero di limiti circa la potenza da generazione accettata in rete) e di congestione su direttrici deboli, oltre a problemi legati ad una variazione dei profili di tensione, che richiedono in situazioni estreme, anche l'interruzione del servizio (curtailment di generazione e/o carico).

Si dovrà richiedere l'impiego di risorse flessibili direttamente sulla rete di distribuzione, provenienti sia da impianti di produzione distribuita, che da impianti di carico o da dispositivi di accumulatori, portando a vantaggi circa i costi di funzionamento dell'intero sistema. Esse contribuiranno nella riduzione (peak shaving) o spostamento nel tempo della domanda (load shifting), di aumento della capacità di trasporto, di ottimizzazione sulla ripartizione dei flussi di potenza e di miglioramento dell'affidabilità della fornitura, potendo ridurre l'entità degli investimenti richiesti sulla rete.

Introdurre il concetto di flessibilità e di risorse flessibili rende necessario revisionare le regole del dispacciamento e gli attori coinvolti e, inoltre, venendo sempre meno gli impianti programmabili è necessario trovare delle linee di intervento per rendere l'attività di dispacciamento idonea alla sicurezza del sistema.

Per rendere possibile ciò, si sono presi provvedimenti per riformare le regole del servizio di dispacciamento, fino a pervenire al TIDE (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico), in coerenza con la normativa europea. Il TIDE ha come obiettivi:

- il cambiamento della normativa con l'aggiunta delle unità di consumo e produzione escluse nel dispacciamento (fonti rinnovabili non programmabili e a generazione distribuita), insieme agli accumuli e ai veicoli elettrici, attraverso nuove forme di aggregazione e nuovi modelli di business delle utility necessari per l'integrazione di queste risorse.
- capire i nuovi ruoli dei distributori di energia elettrica, nel momento in cui si avrà largo impiego delle risorse distribuite di produzione ed accumulo, per una gestione più "attiva" delle reti.

In questa ottica, a causa del necessario maggiore approvvigionamento a programma di margini di riserva (secondaria, terziaria) e dell'aumentato ricorso a risorse con attivazione rapida (riserva terziaria pronta), il sistema evidenzia una incrementata necessità di “servizi flessibili” per il suo mantenimento in sicurezza: si tratta dei servizi di riserva (sia a scendere che a salire) erogabili da impianti caratterizzati da elevata flessibilità di funzionamento (come alta rapidità alla risposta e di capacità di modulazione), a prescindere dal fatto che siano erogati obbligatoriamente per effetto di prescrizioni del gestore di rete oppure siano erogati in regime di mercato. L'impiego di tali risorse flessibili supporta la capacità del sistema elettrico di rispondere agli squilibri tra immissione e prelievo in ogni momento. Alla fornitura dei servizi flessibili devono essere integrate diverse risorse presenti sulla rete finora escluse, quali la generazione rinnovabile non programmabile (rilevante e non), la generazione distribuita, i sistemi di accumulo e le unità di carico. [36]

Un'intensa attività normativa è stata quindi eseguita negli ultimi anni per consentire la partecipazione a MSD alle unità precedentemente escluse, garantendo così una migliore integrazione del nuovo panorama energetico con il mercato. L'apertura agli aggregatori e alle *Unità Virtuali* è la chiave per tale integrazione, di cui in seguito sarà trattata l'evoluzione normativa nel dettaglio.

Il loro fine sarà quello di consentire la partecipazione delle risorse distribuite alla fornitura dei servizi di flessibilità alla rete.

CAPITOLO 7

L'AGGREGAZIONE DELLE RISORSE ENERGETICHE

L'aggregazione delle risorse ha l'obiettivo di valorizzare sul mercato elettrico l'energia prodotta simultaneamente da più utenti, con la possibilità di usare parte di questa energia per fornire servizi alla rete. Nel capitolo viene introdotta la normativa che ha portato alla loro distribuzione, il loro funzionamento e la loro implementazione e i servizi utili portati.

Fondamentale per il loro sviluppo è la delibera 300/2017/R/eel dell'ARERA [37], essa segna un percorso che, dati i target europei di diffusione delle fonti rinnovabili al 2030 mostra i primi passi concreti verso una riforma organica necessaria del sistema elettrico, con l'abilitazione al MSD di nuove unità virtuali aggregate e d'accumulo.

Nel capitolo è ripreso il concetto di flessibilità e la descrizione di tutti i soggetti coinvolti all'aggregazione delle risorse, nonché i loro servizi offerti, il coordinamento contrattuale tra di loro e i modi in cui ricevono profitto dall'operato.

7.1 LA RIFORMA DEL MSD IN ITALIA E L'APERTURA AGLI AGGREGATORI

Nel seguito vengono cronologicamente descritti i contenuti di documenti di consultazione (DCO) e delle delibere dell'Autorità per l'energia alla base della riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento.

7.1.1 DCO 354/2013/R/eel

Tale DCO si esprime con l'intento d'avviare una riforma sulle modalità d'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, con attenzione agli impianti rinnovabili aleatori e di generazione distribuita.

Con lo sviluppo degli impianti rinnovabili programmabili e della generazione distribuita l'Autorità pone l'obiettivo della loro integrazione nel sistema elettrico attraverso l'innovazione degli strumenti di gestione delle reti e degli impianti produttivi, nonché un potenziamento delle infrastrutture di rete. Nel Documento sono analizzati modelli di dispacciamento che individuino le modalità di reperimento ed uso delle risorse necessarie, che potrebbero essere fornite dalle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e dalla Generazione Distribuita (GD). I modelli sono teorici e riportati per la definizione di possibili scenari futuri.

Nel DCO sono presentate tre soluzioni per il dispacciamento degli impianti da FRNP e GD:

- l'utente (da FRNP e anche da unità di produzione convenzionale) è direttamente responsabile della presentazione di offerte sul MSD (o tramite trader), e tutte le unità sono gestite a livello centrale in responsabilità del TSO;
- un dispacciamento locale del DSO ed a sua volta responsabile verso il TSO della presentazione di offerte sul MSD, le GD (FRNP o non) sono responsabili della presentazione diretta di offerte verso il DSO;
- il dispacciamento è centralizzato ed effettuato dal TSO coinvolgendo solo le unità connesse alla rete di trasmissione, mentre il DSO gestisce le sue risorse distribuite sulla propria rete ed è responsabile del mantenimento di un profilo di scambio predefinito all'interfaccia AT/MT programmato. [18]

7.1.2 DCO 557/2013/R/eel

L'Autorità ritiene riformare le modalità di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento aprendo alle FRNP. Nel dettaglio propone di:

- consentire la partecipazione su base volontaria di tutte le UP con potenza compresa tra 1MVA e 10 MVA che rispettano i requisiti del Codice di rete (ovvero il codice che disciplina le attività generali di gestione, sviluppo e dispacciamento della rete) per l'MSD;
- consentire agli operatori di aggregare più UP con queste caratteristiche considerate per presentare offerte al MSD.

7.1.3 Delibera 393/2015/R/eel

Con la delibera 393/2015/R/eel venne, per la prima volta nella storia italiana, definita la figura dell'Aggregatore e il concetto di aggregazione dell'energia, con la possibilità quindi di replicare le performance di potenza delle grandi centrali elettriche unendo insieme più forme di produzione d'entità minore. Ciò dà loro la possibilità di essere remunerati come gruppo all'interno del mercato elettrico, cosa non fattibile se prese singolarmente. Questi aggregati energetici vengono definiti come *UVA (Unità Virtuali Abilitate)*. [38]

7.1.4 DCO 298/2016/R/eel

Nel DCO 298/2016/R/eel l'Autorità avvia la prima fase di riforma del mercato per il servizio di dispacciamento, aprendo alle rinnovabili e alla generazione distribuita, con un'abilitazione al MSD a partecipazione obbligatoria o volontaria.

Ovvero a regime obbligatorio per tutte le unità rilevanti già abilitate e dunque tenute a presentare offerte al MSD, a regime volontario per quelle UP rilevanti funzionanti a fonti rinnovabili non programmabili ed alle unità non rilevanti di produzione o consumo.

Nel documento si richiede a Terna di far partecipare a MSD anche gli insiemi di unità di produzione non rilevanti, anche provenienti da rinnovabili non programmabili o di consumo, purché rispettanti i criteri di localizzazione geografica.

Si apre alle UVA. [18]

L'abilitazione delle nuove risorse è consentita fornendo anche solo uno dei servizi previsti dal Codice di rete, con possibilità di dichiararsi disponibili al fornire un servizio "asimmetrico", cioè che preveda anche solamente incremento (o decremento) del proprio profilo di immissione (o prelievo). [39]

7.1.5 Delibera 300/17/R/eel (aggiornata con 372/2017/R/eel e 422/2018/R/eel)

La Delibera 300/17/R/eel dell'ARERA ha definito l'avvio di progetti pilota per abilitare al MSD il soddisfacimento della domanda elettrica da unità di produzione UP da fonte rinnovabile non abilitata e da sistemi d'accumulo.

La delibera venne integrata ed aggiornata con la 372/2017/R/eel per aprire possibilità a maggiori soggetti di intervenire sul mercato elettrico, al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento.

Tra i nuovi soggetti abilitati al MSD troviamo le unità di produzione rilevanti da fonti rinnovabili e da FRNP, le unità di produzione non rilevanti, cioè aventi taglia inferiore ai 10 MVA, le unità di consumo e di accumulo. Si introduce l'aggregazione per consentire a tali nuove unità abilitate e di piccola taglia di partecipare insieme al MSD, attraverso criteri di localizzazione geografica, detti "perimetri di aggregazione", e costituendo punti di dispacciamento per UVA. [37]

Le UVA connesse ai nuovi punti di dispacciamento si possono classificare in:

- UVAP, con la sola presenza delle unità di produzione non rilevanti (programmabili o no), compresi sistemi d'accumulo. Ad oggi i servizi richiesti sono di riserva terziaria rotante e in sostituzione, di bilanciamento e di risoluzione di congestioni.
- UVAC, con la sola presenza delle unità di consumo a fornire servizi di bilanciamento e riserva terziaria a salire.
- UVAM, con la presenza di unità di consumo e di produzione non rilevanti, siano esse programmabili o non programmabili. Per esse si prevede la costituzione di un nuovo

punto di dispacciamento da utilizzare sia per la partecipazione ai mercati dell'energia sia per la partecipazione a MSD. Rientrano anche i sistemi di accumulo.

Nel dettaglio:

- Le unità di produzione rilevanti che rispettano i requisiti del Codice di rete restano obbligatoriamente abilitate al MSD, mentre risulta volontaria per le altre unità di produzione rilevanti a fonti rinnovabili non programmabili e per le unità di produzione e consumo non rilevanti.
- Le unità di consumo e produzione devono essere trattate almeno su base oraria, altrimenti non è permessa l'abilitazione al MSD (per potenza disponibile minore o uguale a 55 kW), in quanto la partecipazione di utenze non misurate è di più difficile gestione da parte dei relativi utenti del dispacciamento.
- Non partecipano al MSD le unità di consumo in regime di servizio di interrompibilità, poiché servizio negoziato fuori MSD.
- È sufficiente fornire uno solo dei servizi previsti dal Codice di rete per ottenere l'abilitazione a MSD e anche per una sola delle modalità "a scendere" o "a salire".
- Necessario che le imprese distributrici siano a conoscenza delle nuove abilitazioni per la comunicazione a Terna e alle utenze interessate sulla presenza di criticità nelle proprie reti.

Quando si parla di UVA la controparte di Terna per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il *BSP (Balance Service Provider)*, distinto dall'utente del dispacciamento. Talvolta queste due figure possono coincidere, come nel caso di UP rilevanti con abilitazione obbligatoria e volontaria. [37]

A partire da novembre 2018 le UVAP e le UVAM sono confluite entrambe nelle UVAM, in questo senso sono ad oggi le uniche da considerare.

7.2 L'AGGREGATORE DELLE RISORSE DISTRIBUITE

Così come definito dal team di BestRES, l'aggregatore è un insieme di "*entità legali che aggregano i consumi o le produzioni di vari utenti e mirano ad ottimizzare la fornitura ed il consumo d'energia, sia tecnicamente che economicamente*". [40] Cioè le piccole unità potranno creare valore e fornire servizi solo se è presente l'aggregatore. Esso risulta essere il soggetto titolare delle UVAM, responsabile del loro funzionamento nei confronti di Terna che, a fronte delle chiamate, ripartisce la potenza richiesta tra gli impianti dell'UVAM.

L'aggregatore può essere implementato secondo modelli che richiedono il coordinamento di molteplici soggetti. Sarà necessario delineare le figure, i compiti e i ruoli degli operatori e dei clienti coinvolti nell'aggregazione. [41] [42]

Nel seguito si fornisce una descrizione dei soggetti coinvolti.

7.2.1 Soggetti coinvolti nell'aggregazione

TSO, Transmission System Operator. Già definito come il soggetto responsabile del controllo e del funzionamento della rete di trasmissione (di solito comprendente i livelli di tensione di 220 kV e 380 kV in Europa). Include il monitoraggio e il controllo della tensione in tutte le parti della rete di trasmissione.

La principale attività di interesse per l'analisi è la stipulazione di contratti con fornitori di servizi ausiliari determinando la capacità di riserva di controllo richiesta, amministrando il processo di asta e attivando le riserve in caso di necessità. Per i servizi ancillari essi vengono pagati dagli utenti della rete tramite le tariffe di utilizzo della rete applicate dal TSO. Il TSO dovrà coordinarsi con gli altri soggetti (es. DSO e aggregatore) per fare ricorso alle risorse connesse alla rete di distribuzione, incluse le più piccole, con esercizio del sistema vicino al tempo reale per fare fronte alla variabilità delle FRNP e per consentire alle nuove risorse di partecipare al MSD.

DSO, Distribution System Operator. Il DSO è il responsabile della gestione e della manutenzione del sistema di distribuzione della corrente in una specifica area e rappresenta un'evoluzione della figura del Gestore della Rete distributiva.

Con la partecipazione della generazione distribuita ai mercati, il DSO deve verificare che i limiti di transito in fase programmazione e tempo reale siano compatibili con la capacità della rete locale e con i relativi servizi. Servirà garantire l'assenza di problemi locali per permettere l'erogazione di servizi verso la rete di trasmissione. Il DSO coopererà con il TSO per assicurare l'uso migliore delle risorse e il funzionamento in sicurezza del sistema.

Prosumer. Rappresenta l'utente finale (privato residenziale, commerciale o industriale) che consuma e produce energia e in grado di fornire flessibilità attraverso un controllo di risorse, variando immissione/prelievi in base alle richieste dell'aggregatore. Cioè il prosumer fornisce servizi di flessibilità agli altri soggetti tramite l'aggregatore.

SUP, Supplier. È il soggetto fornitore addetto al commercio d'energia con i prosumer, ovvero dell'acquisto/vendita dell'energia da essi prodotta/consumata. Svolge anche mansioni di corretto bilanciamento del portafoglio di prosumer posseduto.

ADS, Active Demand & Supply. Rappresenta tutti i tipi di sistemi controllabili che domandano o forniscono energia. I dispositivi dell'ADS possono rispondere al prezzo e agli altri segnali provenienti dall'aggregatore e, tramite esso, fornire flessibilità ai mercati.

Il prosumer è proprietario degli ADS e ne gestisce il controllo.

BRP, Balance Responsible Party. È l'operatore commerciale con responsabilità sul rispetto del programma di immissione o prelievo del proprio portafoglio clienti. Esso dichiara la quantità di energia che deve essere prelevata o immessa in ciascun intervallo rilevante (es. ora, quarto d'ora) del periodo (es. giorno) cui il programma si riferisce, da parte del proprio portafoglio di clienti.

Deve mediare tra prosumer e produttori o fornitori e gli aggregatori stessi.

Nel caso di sbilanciamenti e di scompensi con la fornitura e consumo di energia del proprio portafoglio, il BRP è soggetto al pagamento di oneri di sbilanciamento.

Tali oneri potranno essere ridotti con una corretta capacità previsionale dei consumi elettrici.

Si riportano due tipi di BRP:

- BRP dell'aggregatore (BRP_{agr}): delegato da un aggregatore e con a carico gli sbilanciamenti che riguardano l'attivazione delle risorse flessibili. L'attivazione comporta sbilanciamenti nel portafoglio del BRP_{sup} che deve essere corretto mediante un "trasferimento di energia" tra il BRP_{agr} e il BRP_{sup}.
- BRP del fornitore (BRP_{sup}): delegata dal fornitore con responsabilità sui bilanciamenti del portafoglio di propri prosumer.

BSP, Balancing Service Provider. È il soggetto che si propone come il responsabile della fornitura di servizi di bilanciamento al TSO e per l'attivazione di flessibilità dall'aggregatore. Ogni offerta di servizi di bilanciamento presentata da un BSP al TSO è assegnata ad uno o più BRP. BRP e BSP possono coincidere.

ESCo, Energy Service Company. Enti che offrono servizi ausiliari relativi all'energia ai clienti prosumer. Questi servizi includono l'ottimizzazione energetica e servizi di manutenzione remota degli asset. Se il fornitore o DSO sta applicando la risposta alla domanda implicita attraverso ad esempio le tariffe del kWmax, l'ESCo può fornire servizi di ottimizzazione

energetica basati su tali tariffe. A differenza dell'aggregatore, l'ESCO non è attivo (né esposto) sui mercati all'ingrosso o di bilanciamento.

MDC, Meter data company. Soggetto responsabile dell'acquisizione e della validazione dei dati di misura dell'energia, necessari per il saldo delle transazioni relative sia all'energia da fornire a programma che alla flessibilità attivata. In molti paesi, tra cui l'Italia, questo ruolo è svolto dal DSO.

7.2.2 Flessibilità energetica e ruolo degli aggregatori nella rete

Fondamentale per il panorama energetico è la possibilità di avere flessibilità, ovvero la capacità da parte di un prosumer di variare a piacere la produzione degli ADS per rispondere alle esigenze di domanda energetica, attraverso carichi flessibili, la capacità di generazione controllabile e la possibilità di immagazzinare energia.

L'aggregatore è il soggetto gestore e responsabile della flessibilità fornita dai prosumer, unendoli in un portafoglio e fornendo servizi basati sulla possibilità di sommare le singole flessibilità e offrirle ai soggetti del mercato elettrico, ovvero fornitori, BRP, DSO e TSO.

Tali servizi generano un valore al mercato che remunererà i prosumer come incentivo alla flessibilità, pertanto è essenziale la presenza di infrastrutture che diano piena coordinazione tra questi soggetti del mercato. [41]

Si consideri che l'apertura della generazione distribuita alla rete porta vantaggi in termini di flessibilità ma introduce la difficoltà al gestore di rete di amministrare molte micro-unità di carico e di generazione, anche per ciò che riguarda gli aspetti di misurazione e verifica dei servizi forniti. Fondamentale è che il TSO faccia affidamento sulla fornitura di tali servizi, erogati in modo corretto ed in tempo, pena il rischio di sicurezza del sistema intero e di penalità per l'aggregatore. Analogamente per il DSO, che deve garantire l'erogazione dei servizi da parte della generazione distribuita e dei carichi entro certi limiti di funzionamento della rete di distribuzione (limiti di corrente o di tensione, ad esempio).

L'aggregatore svolgerà quindi un ruolo d'interfaccia verso TSO e DSO per la fornitura di servizi da parte di minori unità produttive o di carico connesse con la rete ed avrà visibilità su tutte le risorse, con possibilità di modulazione d'immissioni e prelievi per tutti i clienti. [18]

L'aggregazione dovrà essere realizzata con opportuni apparati concentratori di flussi di informazioni e di comandi, in modo da scambiare i dati necessari e attuare gli ordini in coerenza con quanto richiesto dal TSO e DSO e tenendo conto dei vincoli della rete locale.

All'aggregazione seguono complessivamente benefici in termini di innovazione, di sicurezza della fornitura, di integrazione dei mercati, di riduzione delle emissioni e di gestione del sistema, rendendo più efficiente la misura delle risorse fornite.

I principali benefici dati dall'aggregazione che si possono rilevare sono:

- Riduzione della complessità del sistema data dalla gestione di un aggregato di unità UC/UP minori rispetto la loro gestione singola;
- Aumentata sicurezza nella fornitura attraverso la fornitura di servizi ancillari alla rete;
- Aumentata integrazione di mercato, l'intero sistema elettrico coprirà le esigenze energetiche con minore capacità installata in quanto le risorse presenti saranno adoperate più efficientemente;
- Controllo del funzionamento degli impianti con riduzione delle emissioni di CO₂ e proseguimento degli obiettivi PNIEC di decarbonizzazione;
- Prosumer e quindi i consumatori diventano soggetti attivi ed informati nel mercato competitivo con possibilità di ottenere valore economico dal proprio impianto;
- Spinta verso maggiore innovazione tecnologica;
- Economie di scala e di scopo per ottenere valore, tramite la spartizione dei costi fissi a tutti i soggetti partecipanti e per l'utilizzo di un know-how comune a tutti;
- Creazione di nuovi modelli di business per le aziende che includono l'aggregazione;
- Controllo dei prezzi, con risparmio per i clienti aggregati;
- Servizi di controllo congestioni e di bilanciamento;
- Supporto all'integrazione delle FER e loro partecipazione come fornitori di servizi di flessibilità. [43]

I servizi di flessibilità offerti dall'aggregatore saranno trattati nei paragrafi seguenti.

7.3 LA FLEXIBILITY VALUE CHAIN E IL BUSINESS DELL'AGGREGATORE

La *USEF* (Universal Smart Energy Framework) è la fondazione che si pone lo scopo di accelerare la creazione di un sistema energetico unificato e intelligente di cui possa beneficiare ogni consumatore, con l'intento di rendere massimo il valore della flessibilità e la promozione delle energie rinnovabili.

La *Flexibility Value Chain* della USEF da una visione d'insieme di tutti i servizi di flessibilità che un aggregatore può dare, distinti in due categorie a seconda del beneficiario. [42]

7.3.1 Servizi di flessibilità implicita

Tali servizi sono detti di flessibilità implicita perché i beneficiari sono i prosumer, esposti alle tariffe del mercato. Questi sono forniti da una ESCo al prosumer e sono finanziariamente convenienti se ci sono incentivi finanziari a loro vantaggio.

La principale creazione di valore implicita deriva dall'autoconsumo dell'energia generata, poiché i costi variabili dell'elettricità autoprodotta da fonti rinnovabili sono molto più bassi del costo di mercato a cui l'energia verrebbe comprata, a causa dell'influenza del costo dei materiali per la produzione da fonti fossili, della tassazione e delle perdite causate dalla trasmissione della corrente.

L'aggregatore permette di variare il consumo da momenti in cui i prezzi dell'energia sono più alti ad altri in cui sono minori (il contrario nel caso di energia prodotta), a tutto vantaggio dei prosumer.

Sarà dunque necessario riuscire a prevedere correttamente nel tempo i prezzi di mercato.

Con servizi d'ottimizzazione della flessibilità implicita offerti dalla ESCo si esaminano servizi di ottimizzazione sul tempo di utilizzo (tariffe ToU), controllo del picco massimo di carico (controllo del kW_{max}), servizi di bilanciamento e servizi d'emergenza.

Nel dettaglio:

- *L'ottimizzazione Time of Use (ToU)*: basata, come detto, sullo spostamento della curva di consumo da intervalli a costo energetico alto verso intervalli a costo basso (viceversa nel caso della generazione), abbassando i costi all'utenza. Si richiede la conoscenza anticipata delle tariffe del mercato.
- *Il bilanciamento in-home*: per i prosumer che generano autonomamente energia elettrica (es. tramite fotovoltaico) ed hanno anche accesso ad un'alternativa energetica. Il valore sta nella differenza tra l'acquisto e la generazione con vendita dell'energia prodotta, tasse incluse.
- *Servizi di riduzione del carico massimo*: servizio per i prosumer, con riduzione del loro consumo in uno specifico periodo (ad esempio l'anno o un mese) e quindi riduzione delle tariffe di costo basate sul kW_{max} .
- *Servizi d'emergenza*: applicati durante le interruzioni di rete, usando la flessibilità per attivare servizi d'alimentazione extra durante guasti o interruzioni della rete. [42]

7.3.2 Servizi di flessibilità esplicita

La flessibilità è definita esplicita quando a beneficiarne sono diversi attori del mercato elettrico, ossia il TSO, il DSO e le BRP.

L'aggregazione può offrire al TSO diversi servizi, i principali sono:

- *Congestion Management CM*: la gestione di eventuali situazioni di sovraccarico delle componenti del sistema che possono portare a interruzioni nella rete, attraverso la riduzione del peak load (definito come il più alto livello di carico raggiunto in un sistema elettrico in un determinato intervallo di tempo).
- *Riduzione di perdite nella rete*: è un servizio legato al mantenimento corretto della rete per i TSO e i DSO, esso permette di ridurre la perdita di energia durante i trasporti, essendo essa fisicamente proporzionale al quadrato dell'energia trasportata. Le perdite totali potranno diminuire riducendo i picchi massimi.
- *Controllo del voltaggio*: è possibile controllare e limitare il voltaggio della rete tramite la flessibilità di produzione o carico, riducendo gli investimenti richiesti in rete.

Per esempio, può infatti succedere che dei pannelli fotovoltaici generino un quantitativo significativo di energia che aumenti la tensione locale di rete. Servirà quindi un calo della generazione complessiva per ristabilire i valori di tensione.

Il servizio è fornito al DSO e al TSO.

- *Controllo della frequenza*: con l'aggregazione si può lavorare sul controllo della frequenza, riportandola ai valori predefiniti attraverso le riserve accumulate.

I servizi di ripristino della frequenza (FRR³) sono distinti in aFRR, se avvengono tramite un dispositivo di regolazione automatico, o mFRR se avvengono manualmente. Tale servizio è fornito in accordo con i 50 Hz nominali di frequenza da mantenere e al solo TSO.

I servizi che possono essere offerti al BRP sono:

- *L'ottimizzazione del portafoglio per ridurre gli sbilanciamenti*: ottenuto dal BRP, in combinazione con gli impianti di produzione, con la possibilità di diminuire o aumentare le infrastrutture di pannelli fotovoltaici o pale eoliche a riduzione dei costi di sbilanciamento.
- *L'ottimizzazione del mercato del giorno corrente e del giorno dopo*: scegliendo di comprare energia negli intervalli di tempo in cui il costo è minore.

³ Frequency Restoration Reserve

- *Ottimizzazione nella produzione*: l'ottimizzazione del comportamento delle unità di produzione mentre si preparano per il loro prossimo ciclo orario pianificato di generazione. Poiché la velocità di controllo delle unità di potenza convenzionali è limitata, la variazione viene iniziata minuti prima rispetto i programmi, portando oscillazioni nel profilo di velocità che si traducono in spese superflue di combustibile che possono essere evitate con l'attivazione della flessibilità degli aggregati. [42]

7.3.3 Remunerazione degli aggregatori

Gli aggregatori, vendendo sul mercato l'energia o i servizi che producono, ottengono una remunerazione.

Nella Figura 1 viene riassunta la catena del valore per la fornitura di servizi di flessibilità esplicita a partire dai prosumer. Essi rendono disponibili servizi di flessibilità dalle proprie risorse distribuite possedute agli aggregatori. Gli aggregatori, dall'acquisto di questa flessibilità acquisita, creano un portafoglio di risorse unito da mettere a disposizione dei soggetti del mercato e dai quali ottiene un ritorno economico per il loro impiego.

La remunerazione sarà poi spartita con il prosumer come incentivo alla partecipazione al servizio. [42]

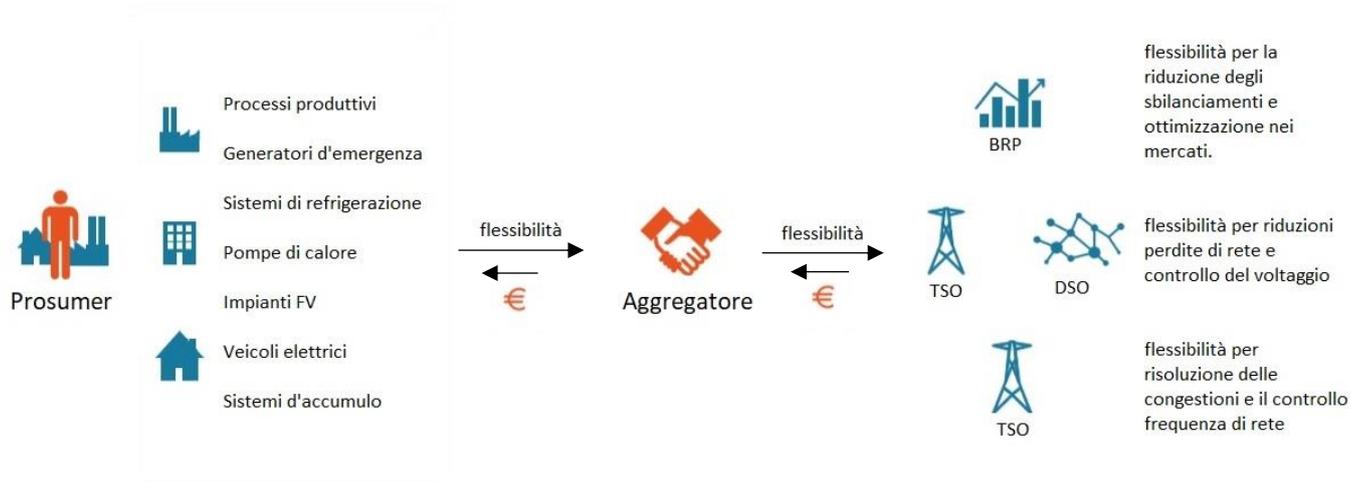


Figura 1: Schema remunerativo per la resa dei servizi aggregati [42]

BRP, DSO e TSO, ovvero le parti richiedenti flessibilità, possono remunerare l'aggregatore in vari modi, in base alle prestazioni dell'aggregatore e ai servizi creati durante il periodo di disponibilità o attivazione.

Ovvero:

- *Retribuzione del volume di energia (capacità)*: la remunerazione del volume di energia riguarda qualsiasi elemento della remunerazione che dipenda dal volume richiesto o dal volume attivato (valore Baseline meno le misurazioni) in kWh. Quindi è la remunerazione in attivazione per la disponibilità a ridurre o ad incrementare (servizio a salire o a scendere, rispettivamente) il carico dell'utenza per un determinato valore di potenza, a vantaggio della stabilità di rete e di risparmio del prosumer.
- *Retribuzione per la vendita d'energia sui mercati*: L'energia aggregata dai prosumer può essere venduta nei mercati.
- *Remunerazione per la fornitura di servizi ancillari*: la remunerazione fornita all'aggregatore per l'attivazione delle risorse di flessibilità esplicita o implicita ai soggetti del mercato.

DSO e TSO possono effettuare attivazioni di test per valutare la qualità del servizio di disponibilità. Prima di ottenere guadagno sono necessarie valutazioni sulla conformità ai requisiti di consegna, come l'analisi della velocità di rampa, del $kW_{\max/\min}$, del tempo di risposta o della durata. Il mancato rispetto da parte dell'aggregatore dei requisiti di consegna o una qualità sufficiente della linea di base può comportare sanzioni o squalifica della prestazione del servizio.

Il business dell'aggregatore dipende non solo dagli elementi di remunerazione sopra menzionati, ma anche dai costi relativi alla consegna della flessibilità, ad es. il costo della prenotazione della disponibilità, il costo dell'attivazione della flessibilità e i costi delle opportunità, vale a dire i vantaggi mancanti nella scelta dell'erogazione del servizio specifico rispetto ad altri servizi alternativi.

I costi relativi all'attivazione sono a carico del prosumer e sono generalmente remunerati dall'aggregatore. Come descritto nel Capitolo 8, la partecipazione ai progetti pilota UVA introdurrà una remunerazione fissa (€/MW/anno) per incentivare l'abilitazione e superare questi costi d'attivazione. [42]

7.4 INTEGRAZIONE DEGLI AGGREGATORI

Nel paragrafo sono introdotti i meccanismi di coordinamento tra aggregatore e gli attori del mercato definiti, attraverso le fasi di:

- 1) Contrattazione
- 2) Pianificazione/validazione

- 3) Fase operativa
- 4) Saldo

Nel dettaglio:

Contrattazione

La fase di Contrattazione è descritta in Figura 2.

In questa prima fase viene descritto come l'aggregatore (AGR) crei contratti con due soggetti per l'acquisizione della flessibilità: da una parte con i prosumer in modo da controllare le loro risorse, dall'altra con i BSP (nel caso in cui aggregatore e BSP siano soggetti distinti) per la vendita dei servizi di flessibilità offerti al TSO. Ne è esempio il servizio aFRR di ripristino della frequenza. L'aggregatore aggiorna poi il DSO sullo stato del proprio portafoglio di flessibilità in modo che da permettere la gestione gli impatti sulla sua rete per l'attivazione di queste risorse. Per il ricevimento dei dati di misura sulle attivazioni l'aggregatore dovrà registrarsi presso la MDC.

Si vede dalla Figura 2 come poi l'aggregatore stipuli un contratto con il BRP_{agr}, responsabile degli sbilanciamenti dall'attivazione di flessibilità e, in certi modelli, anche con il fornitore (SUP) per saldare i trasferimenti energetici venduti da esso e non consumati dai prosumer dopo l'attivazione.

Anche il BRP_{agr} e BRP_{sup} sono legati da contratto per la "correzione il perimetro" di quest'ultimo ovvero la compensazione dello sbilanciamento causato al BRP_{sup} dall'attivazione della flessibilità dei prosumer del suo portafoglio, da parte dell'aggregatore.

[44]

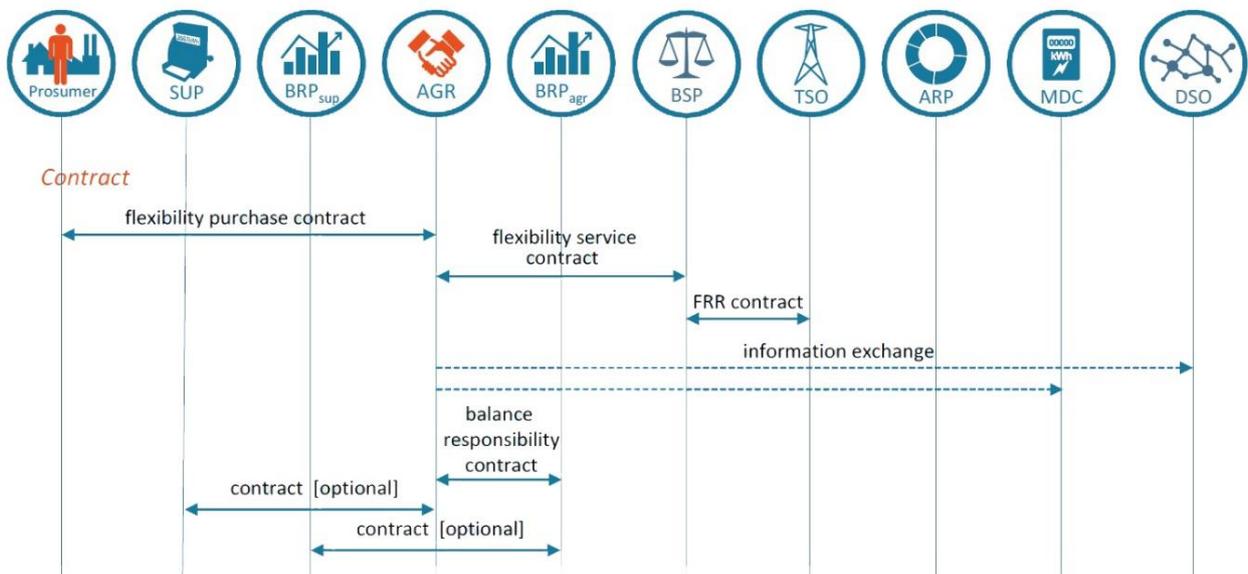


Figura 2: Fase di Contrattazione [Schemi presi sa USEF: Workstream on aggregators implementation]

Pianificazione/Validazione

In questa fase l'aggregatore determina lo stato del suo portafoglio di risorse flessibili in funzione dei piani di gestione delle risorse e delle previsioni fornitegli dai prosumer

In presenza di vincoli sulla rete di distribuzione, il DSO può ordinare limitazioni all'uso delle risorse flessibili, o a sua volta richiederne l'uso per risolvere questi vincoli.

Noto lo stato previsto del suo portafoglio risorse, l'aggregatore può offrirle al BSP, che a sua volta le offrirà al TSO per la fornitura dei servizi da esso richiesti. BRP_{agr} e BRP_{sup} comunicano i loro programmi al TSO, comprese le informazioni sulle offerte di flessibilità presentate dall'aggregatore al BSP. [18] [44]

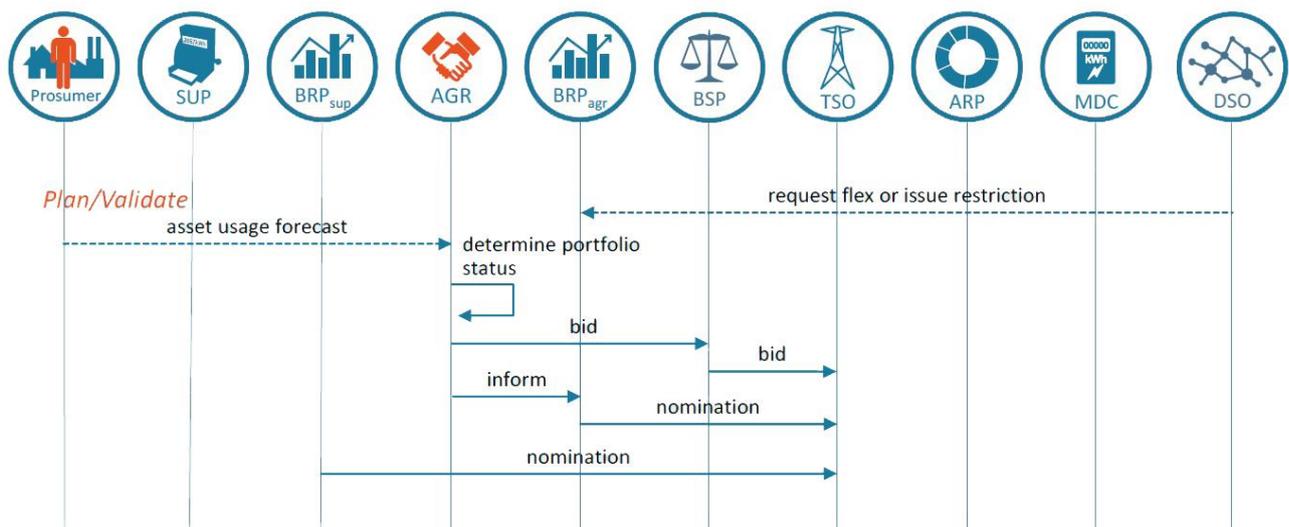


Figura 3: Fase di Pianificazione/Validazione

Fase Operativa

Durante la fase Operativa si ha il monitoraggio delle risorse flessibili dei prosumer e, tramite aggregatore e BSP, si inviano le misurazioni al TSO per definire una Baseline prima dell'attivazione, e per la verifica della fornitura del servizio. Non appena viene ricevuto uno sbilanciamento nel sistema dal TSO, esso richiede al BSP il servizio per la sua eliminazione. Il BSP rivolgerà all'aggregatore per la richiesta d'attivazione di una quantità di risorse flessibili ed esso procede all'attivazione in base alle disponibilità dei prosumer.

Per evitare azioni di "controbilanciamento" da parte del BRP_{sup} che possiede misure in tempo reale delle immissioni/prelievi del suo portafoglio, l'aggregatore lo informa delle risorse flessibili dei prosumer attivate nel suo portafoglio.

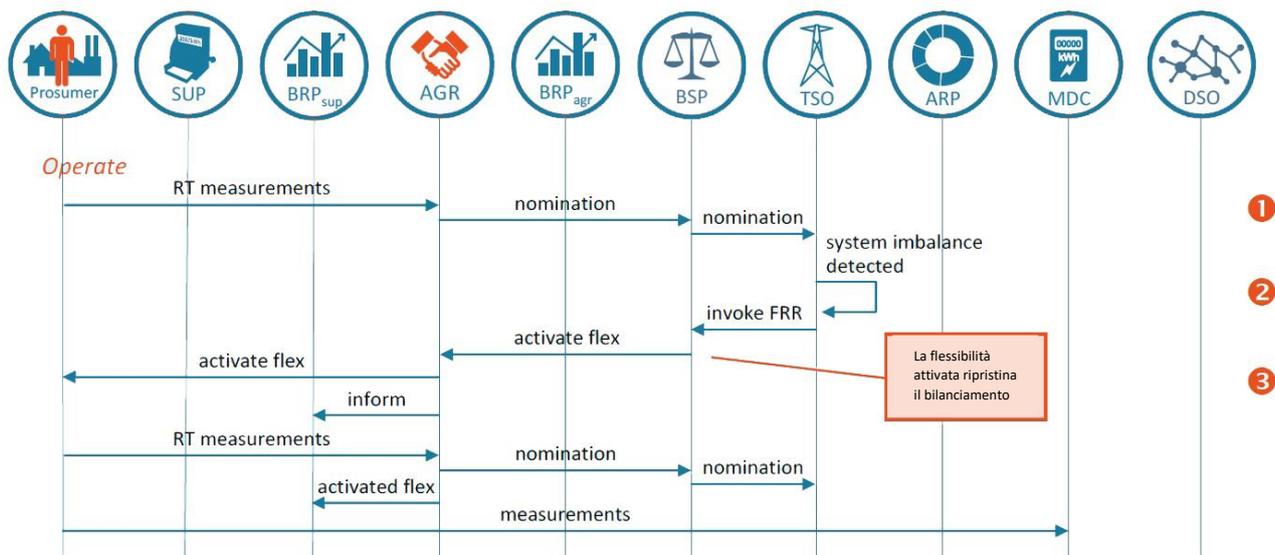


Figura 4: Fase Operativa

La MDC raccoglierà tutte le misure utili per la fase successiva di Saldo.

Attivando le risorse flessibili il fornitore si ritrova a dare meno energia rispetto il programma, visto che è stata attivata una riduzione della domanda dai prosumer, con sbilanciamento nel portafoglio del BRP_{sup}. [44]

Fase di Saldo

La fase di Saldo è rappresentata in Figura 5, nella quale le frecce verdi corrispondono a flussi finanziari tra i soggetti.

La MDC distribuisce a tutti i soggetti i dati misurati, permettendo la quantificazione della flessibilità attivata. Si realizza il trasferimento di energia tra BRP_{sup} e il BRP_{agr} per la "correzione del perimetro". Il fornitore viene compensato visto che, dopo aver attivato i servizi dei propri prosumer, avrà fornito meno energia rispetto quanto da programma.

Dopo questo trasferimento di energia, il BSP viene remunerato per il servizio concesso e, di qui, si genera profitto anche all'aggregatore e ai prosumer per l'attivazione della flessibilità. In Figura 6 sono descritti i flussi energetici e gli sbilanciamenti dei BRP durante la fase Operativa.

Abbiamo un esempio di 100 unità energetiche dal BRP_{sup} al fornitore e poi fornite ai prosumer. Un terzo BRP_{ext} crea uno sbilanciamento di -20 sul suo portafoglio, e anche nel sistema che ora si trova in carenza di 20 unità. Ora il TSO richiede al BSP di intervenire.

La parte di destra mostra come il BSP richiede all'aggregatore di attivare le risorse dei prosumer, riducendo di 20 il consumo (da 100 si passa ad 80), così al BRP_{sup} si ha sbilanciamento positivo di 20 unità. Dal BRP_{agr} vengono trasferite al TSO le 20 unità necessarie al ribilanciamento del BRP_{ext} e del sistema, rimanendo però in carenza di -20 unità. Questo sbilanciamento negativo del BRP_{agr} andrà a "correggere il perimetro" del BRP_{sup} azzerando lo sbilanciamento positivo +20. Sulle 20 unità energetiche fornitegli dal TSO, il BRP_{ext} pagherà i rispettivi oneri. [18] [44]

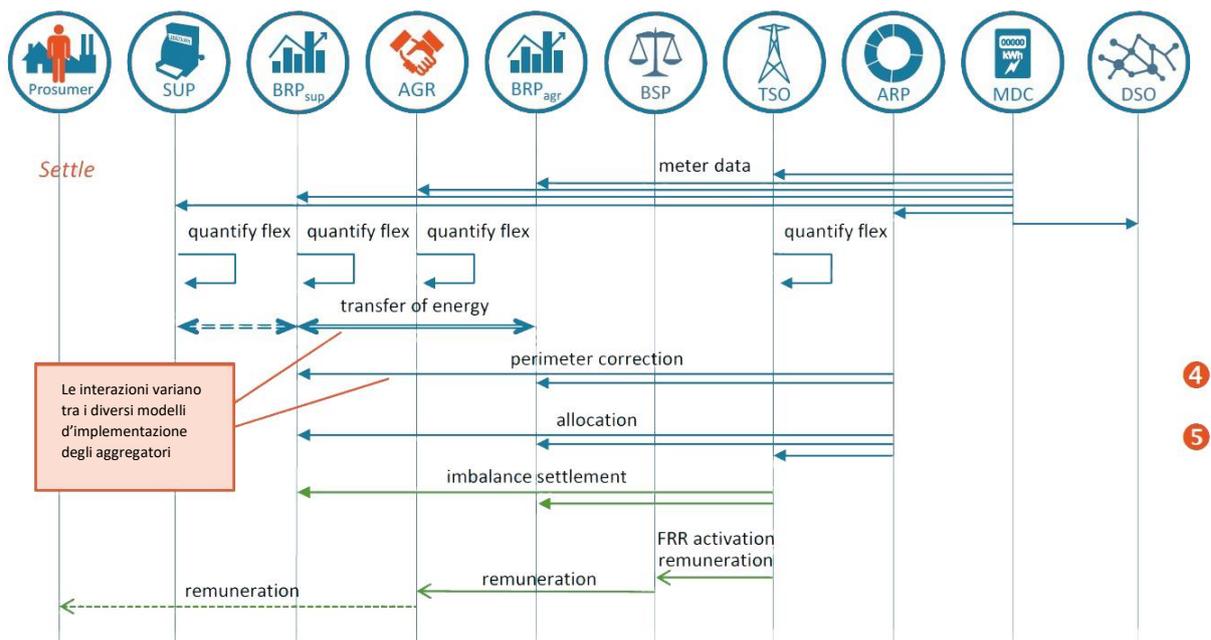


Figura 5: Fase di Saldo

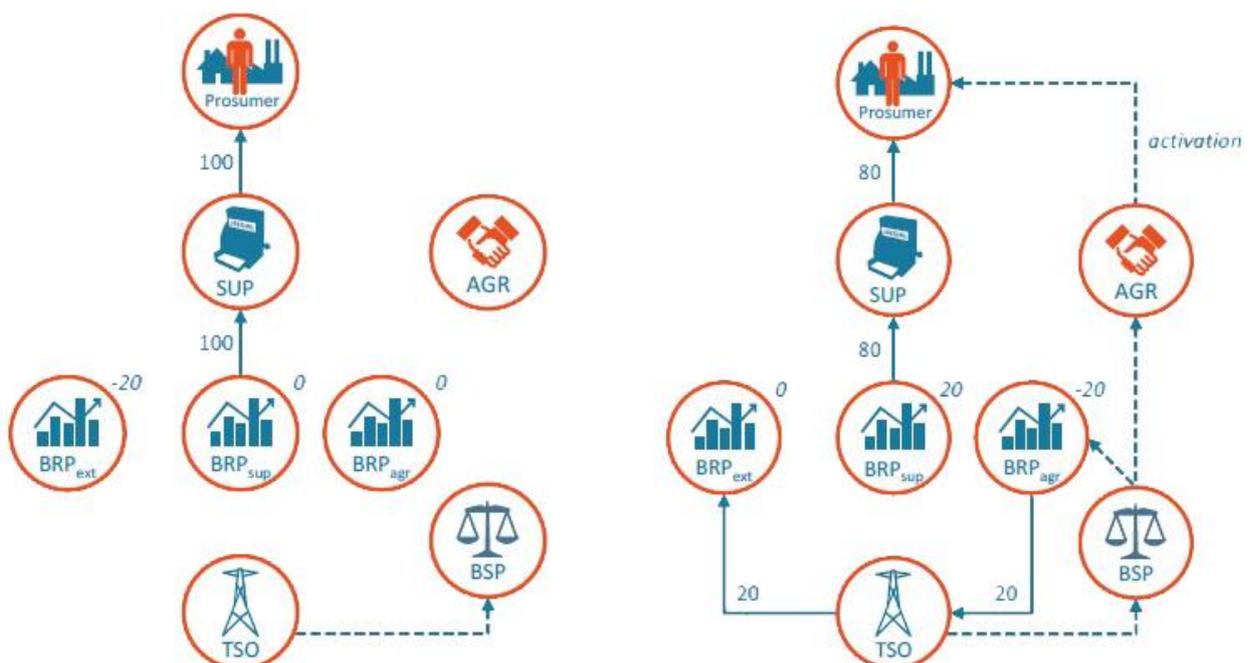


Figura 6: Flussi energetici e bilanciamenti dei BRP in fase Operativa. [44]

In questo framework generale descritto, si evidenzieranno dei modelli per l'implementazione del business dell'aggregatore in funzione del fatto che, oltre al BRP_{sup} , vi sia il BRP_{agr} o che vi sia o meno un contratto tra aggregatore e BRP_{sup} .

I modelli di business ottenibili per l'implementazione di un aggregatore saranno descritti nel Capitolo 10.

Con la delibera 300/2017 si è introdotta la possibilità alle unità non rilevanti e da FER di partecipare attivamente ai mercati attraverso un soggetto aggregatore che permette ai prosumer possessori di impianti DER di ottenere remunerazioni per i servizi flessibili offerti agli altri attori di mercato. Nella delibera il contributo ai servizi di rete è consentito attraverso la partecipazione al progetto pilota delle UVA, di cui l'aggregatore il soggetto titolare.

Nel prossimo capitolo si vedrà nel dettaglio i meccanismi di partecipazione all'UVAM e le capacità assegnate da Terna alle utility energetiche con aggregatore presenti in Italia per la fornitura di servizi di dispacciamento, nonché la remunerazione prevista per i partecipanti e i limiti riscontrati dopo un anno dall'avviamento del progetto.

CAPITOLO 8

LE UVAM NEL DISPACCIAMENTO

Gli aggregatori, titolari delle UVAM, forniscono servizi di flessibilità a Terna per il dispacciamento. Nel capitolo sarà trattato il progetto pilota UVAM e il meccanismo di accettazione e partecipazione al dispacciamento dell'energia. Vengono identificati gli aggregatori partecipanti al progetto pilota nel suolo italiano e le loro quote di potenza risultanti dalle aste.

8.1 IL PROGETTO PILOTA UVAM

Nel novembre 2018 i progetti pilota UVAC e UVAP convergono nelle UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste). Questo terzo e ultimo progetto punta, come detto, all'aggregazione delle unità di produzione non rilevanti di consumo, di produzione e dei sistemi d'accumulo al fine di massimizzare il coinvolgimento di queste risorse nel dispacciamento. [45]

Le UVAM hanno taglia minima di 1 MVA e si distinguono in due categorie:

- UVAM-A, composte da una o più delle forme seguenti:
 - 1) unità di generazione rilevanti che non partecipano obbligatoriamente all'MSD e che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo in cui l'energia immessa nel punto di connessione non supera i 10 MVA;
 - 2) unità di generazione non rilevanti;
 - 3) unità di consumo;
 - 4) Impianti di accumulo "stand alone" o abbinati a unità di produzione non rilevanti e/o a unità di consumo;
- UVAM-B, composte da una o più unità di produzione rilevanti che non partecipano obbligatoriamente al MSD e condividono un punto di connessione con la rete con una o più unità di consumo in cui l'energia immessa nel punto di connessione supera i 10 MVA.

Rientrano nel progetto pilota UVAM anche i sistemi d'accumulo funzionali alla mobilità elettrica, con l'abilitazione della tecnologia *Vehicle to grid* al MSD [46].

L'aggregatore (BSP) è il soggetto titolare delle UVAM, ma chiunque ne richieda l'abilitazione può farlo in riferimento esclusivo ai servizi di dispacciamento di:

- risoluzione delle congestioni, nella modalità a salire e/o a scendere;
- riserva terziaria rotante, nella modalità a salire e/o a scendere;
- riserva terziaria di sostituzione, nella modalità a salire e/o a scendere;
- bilanciamento, nella modalità a salire e/o a scendere,

e solo se in grado di modulare l'immissione o il prelievo entro 15 minuti dall'ordine di dispacciamento di Terna, o entro 120 minuti nel caso dell'entrata in servizio della riserva terziaria di sostituzione. Tali modulazioni devono essere sostenute per un minimo di 120 minuti, o di 480 per il suddetto servizio di riserva terziaria. [47]

Ogni aggregatore titolare dell'UVAM deve definire un punto di controllo che possa ricevere gli ordini di dispacciamento inviati da Terna e dal quale tali ordini siano attuabili; e installare in esso gli strumenti e apparati necessari alla corretta ricezione degli ordini di dispacciamento. Ciascun punto incluso all'interno dell'UVAM deve essere dotato di una apparecchiatura detta Unità Periferica di Monitoraggio (UPM) in grado di effettuare la misura dell'energia immessa/prelevata e di inviare il dato di misura al concentratore, ossia al dispositivo di interfaccia con i sistemi Terna che invia la misura/stima aggregata ogni 4 secondi.

Operativamente sono dunque i BSP a gestire la risorsa. Su di esso ricadono responsabilità sul mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto al valore Baseline, ovvero il programma di potenza complessivamente atteso, da comunicare entro le ore 17:00 del giorno D-1.

Alla gestione è chiamato anche il BRP, come responsabile dei disequilibri, con rispetto al suo programma di scambio di energia presentato nella corrispondente area del mercato energetico. Tali due servizi possono o meno coincidere.

I BSP, una volta costituita l'UVAM, hanno:

- l'obbligo di inserire una offerta predefinita nei sistemi di Terna;
- la facoltà di rettificare quotidianamente le offerte predefinite, con le tempistiche di MSD ex-ante in D-1;
- la facoltà di rettificare le offerte precedenti per l'utilizzo in tempo reale, utilizzando le sessioni MB nel giorno D;
- la possibilità di inserire almeno una e fino a tre (quattro) coppie [quantità, prezzo] in vendita e altrettante in acquisto. [45]

Le UVAM sono distinte in contrattuali o non contrattuali. L'UVAM senza contratto è ammissibile solo per il meccanismo di remunerazione pay as bid (ciascuna offerta sul MSD è valorizzata al proprio prezzo di offerta) e gli operatori sono liberi di inserire tutte le offerte che desiderano sull'MSD.

D'altra parte, gli UVAM contrattuali possono beneficiare anche di un secondo meccanismo di remunerazione addizionale, ma hanno vincoli più rigorosi in termini di impegni da offrire. In questo caso gli operatori possono comunque effettuare tutte le offerte che desiderano, ma le offerte per il bilanciamento a salire sono obbligatorie per almeno 2 ore consecutive nell'intervallo tra le 14:00 e le 20:00 tutti i giorni dal lunedì al venerdì. [43] [44]

I pagamenti risultano essere:

- Variabili e coincidenti con il prezzo offerto dall'operatore dell'UVAM nel MSD (con prezzo limite 400 €/MWh) riconosciuti solo dopo l'attivazione delle risorse sul MSD.
- Un premio fisso, come risultato dalla vendita all'asta e con un massimo fissato a 15,000 €/MW/anno nel caso di due offerte consecutive o di 30,000 €/MW/anno in caso di 4 offerte consecutive. Questa remunerazione per la sola disponibilità servirà da supporto per gli investimenti necessari alle utility che vogliono integrare l'aggregazione nel loro modello di business.

8.2 CAPACITÀ ASSEGNATA AGLI AGGREGATORI

In Tabella 1 sono mostrati gli aggregatori attivi in Italia con le relative capacità assegnate. Infatti, a partire dal gennaio 2019 per le UVAM sono state predisposte delle aste di approvvigionamento a termine delle risorse, con cui Terna si assicura una determinata capacità disponibile a fornire servizi di dispacciamento.

L'ampliamento dei soggetti al mercato MSD ha portato, ad oggi, al coinvolgimento di 29 operatori all'approvvigionamento BSP, partendo dai 12 attivi nelle aste di gennaio fino ai 29 di dicembre 2019, sebbene circa 15 abbiano meno di 10 MW complessivi, la concentrazione del mercato indicata dall'indice Herfindahl-Hirschman è diminuita. [48]

Sono cinque i maggiori BSP nel mercato ed insieme possiedono più di tre quarti della capacità complessiva UVAM contrattata, con Enel X, una sussidiaria della multinazionale Enel, come possedente delle quote maggiori, oltre i 300 MW, a cui segue una importante partecipazione alle aste da parte di EGO Trade spa e EPQ srl.

Per l'anno 2019 si è individuato un contingente di 1'000 MW distinto in due aree: 800 MW per l'Area d'assegnazione A (ovvero Nord Italia e Centro-Nord) e 200 MW per l'Area d'assegnazione B (Sud, Centro-Sud, Sicilia e Sardegna).

Circa 350 MW sono stati appaltati durante l'asta annuale iniziale per l'intero anno, la prima asta plurimensile ha contratto circa 165 MW per il periodo da aprile a dicembre e la seconda asta plurimensile altri 285 MW per il periodo da luglio a dicembre. Oltre a queste aste a lungo termine, le aste mensili hanno fornito tra 45 e 185 MW aggiuntivi. [49]

Tabella 1: Aggregatori presenti in Italia e relativa capacità assegnata in MW negli ultimi sei mesi del 2019 [Elaborato da risultati aste Terna spa]

Aggregatori - Totale 2019	Capacità assegnata [MW]					
	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
4Energia Srl	3	3	3	3	8,3	7,6
A2A Spa	6	6	6	7,2	1,2	1,2
Acea Energia Spa	4	13	13	9	0	0
Actility Sa	6	6	7	10	10	10
Alea Energia Spa	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Alperia Trading Srl	0	0	0	0	1,4	1,4
Alpiq Energia Italia Spa	8,5	8,5	8,5	9,5	9,5	9,5
Axpo Italia Spa	10	10	12	13	13	13
Burgo Energia Srl	98	98	104	104	98	98
Consorzio Toscana Energia Spa	5	5	5	5	5	5
C.U.R.A. Consorzio Utilities Ravenna Scrl	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Dolomiti Energia Trading Spa	36,4	36,2	35,9	33,9	34	34
Duferco Energia Spa	14	14	14	45,2	47,7	47,7
DXT Commodities Sa	6,9	8,6	0	3,9	0	0
Edelweiss Energia Spa	42,8	67,8	68,8	72,8	71	75,3
EGO Trade Spa	91,4	91,4	94,7	102,3	102,3	102,3
Electrade Spa	2	2	2	2	2	2
Enel X Italia Spa	335,1	347,7	353,8	373,1	387,4	394,7
Engie Italia Spa	23,7	25,2	36,7	36,7	36,7	36,7
Eni Gas e Luce	2	2	2	2	2	2
Enipower Spa	2	2	4	4	4	4
EPQ Srl	102,9	102,9	105,2	113,6	113,6	113,6
Falck Renewables Energy Srl (Falck Next E	9,3	5,6	10	10	15	19,8
Free Energia Spa	2	2	2	2	4	4
Hera Trading Srl	14	13,5	14,5	15,5	10,5	11
Iren Energia Spa	0	0	0	1	1	2,2
Next Kraftwerke Gmbh	0	0	0	0	4,6	4,6
Veos	10	10	10	10	10	10
Vivigas Spa	2	5,4	3	3	3	8,4

Come accennato in precedenza, oltre a queste UVAM a contratto esistono anche gli UVAM senza contratto, la cui capacità complessiva è variata tra 100 e 150 MW durante i primi sei mesi del 2019.

Proseguendo con questa linea, per l'anno in corso 1° gennaio - 31 dicembre 2020, sono stati assegnati complessivamente 991,4 MW durante la procedura di approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento fornite dalle UVAM: 800 MW assegnati nell'Area A e 191,4 MW nell'Area B.

Per l'area di assegnazione A il prezzo medio ponderato è di 26.122,2 €/MW/anno, la quota maggiore va ad Enel X con 296,5 MW, seguita da EGO con 140,6 MW e Burgo Energia con 92,7 MW (Tabella 2).

Per l'area di assegnazione B il prezzo medio ponderato è di 8.744,7 €/MW/anno, con quota maggiore a EPQ srl con 57 MW, segue Enel X con 52,9 MW (Tabella 3).

Enel X si conferma protagonista con 349,4 MW complessivi tra area di assegnazione A e B. [50]

Dal punto di vista geografico, la polarizzazione degli operatori è nell'Area A (90%) e solo una quota minore opera esclusivamente nell'Area B o in entrambe.

Dal punto di vista economico, il corrispettivo fisso nei primi mesi dell'anno non si è significativamente discostato dalla base d'asta, pari a 30.000 €/MW/anno, mentre nelle aste tenutesi a ottobre, con l'avvicinarsi della saturazione del contingente, il corrispettivo fisso è sceso nell'Area A su valori di poco superiori a 28.000 €/MW/anno. Questo potrebbe essere a causa dell'entrata di nuovi partecipanti che si impegnano solo per due ore di offerte consecutive e quindi sono ammissibili solo a quelli con limite di prezzo di 15.000 €/MW/anno. A dicembre il prezzo si è riportato a 29.006,9 €/MW/anno. [48]

Per quanto riguarda le caratteristiche costitutive e di performance delle UVAM, 233 sono gli impianti di generazione risultati partecipanti alle UVAM alla fine del 2019, di cui circa due terzi sono termoelettrici, a cui seguono subito gli idroelettrici.

L'utilizzo di queste risorse di potenza da parte di Terna appare limitato, nella misura in cui, dopo gli ordini di dispacciamento, sono stati movimentati dalle UVAM "solo" 556,5 MWh a salire nei primi sette mesi di sperimentazione, divisi in 76 diverse attivazioni. A queste si aggiungono due chiamate a scendere per un totale di 36,5 MWh, entrambe relative allo stesso aggregato. Le chiamate a salire hanno interessato 25 UVAM di titolarità di 10 diversi BSP, senza mostrare una chiara "polarizzazione" su una specifica classe dimensionale di UVAM; d'altro canto, l'85% delle quantità accettate è associato ad offerte aventi prezzo inferiore a 100 €/MWh. [49]

Quindi, con oltre 900 MW di nuova capacità partecipante e considerato che siamo ancora in una fase sperimentale, i risultati possono ritenersi soddisfacenti, posto che in circa due terzi dei casi è stata fornito almeno il 70% della quantità di energia accettata.

Tabella 2: Esiti approvvigionamento 2020 Terna per Area di assegnazione A.
Prezzo medio ponderato di 26.122 €/MW/anno [dati Terna spa]

Company	Potenza assegnata [MW]
Axpo Italia Spa	12
Burgo Energia Srl	92,7
C.U.R.A. Consorzio Utilities Ravenna Scrl	9,5
Dolomiti Energia Trading Spa	11,5
Duferco Energia Spa	15,5
DXT Commodities Sa	24,9
Edelweiss Energia Spa	55,6
EGO Trade Spa	140,6
Enel X Italia Spa	296,5
Engie Italia Spa	34,6
Enipower Spa	2
EPQ Srl	76,5
Falck Next Energy Srl	21,3
Free Energia Spa	3,8
Vivigas Spa	3
TOTALE	800

Tabella 3: Esiti approvvigionamento 2020 Terna per Area di assegnazione B.
Prezzo medio ponderato di 8.744 €/MW/anno [dati Terna spa]

Company	Potenza assegnata [MW]
4Energia Srl	3,5
Alea Energia Spa	4,4
Alpiq Energia Italia Spa	4,8
Burgo Energia Srl	26
Duferco Energia Spa	13,2
DXT Commodities Sa	2,8
Electrade Spa	2
Enel X Italia Spa	52,9
Engie Italia Spa	2,1
EPQ Srl	57
Falck Next Energy Srl	10,7
Free Energia Spa	2
Veos	10
TOTALE	191,4

Leadership del fornitore energetico Enel X anche per il 2020 con oltre 290 MW approvvigionati, seguita dall'aggregatore indipendente EGO Trade con 140 MW. Un'analisi

dell'evoluzione del loro modello di business a supporto dei risultati e degli obiettivi dei gruppi sarà fornita nel Capitolo 10.

8.3 ELEMENTI DI BARRIERA EVIDENZIATI AL PROGETTO UVAM

Considerando i risultati del progetto pilota registrati dopo oltre un anno dall'attivazione si devono necessariamente riportare gli elementi evidenziati di contrasto alla progressione del progetto pilota.

8.3.1 I primi risultati del progetto

Come è possibile osservare dai risultati d'asta riportati nel TIDE [36, pag.67], è importante considerare gli esiti d'asta nel periodo dal 1° novembre 2018 al 30 aprile 2019.

Le offerte per il servizio a salire presentate dai BSP sono caratterizzate da prezzi molto elevati e posti prossimi al prezzo strike, il che riduce la probabilità che le offerte siano selezionate da Terna. La tendenza può essere ascrivibile, da un lato, agli elevati costi di modulazione associati alle unità all'interno delle UVAM e, dall'altro lato, al tentativo di ridurre la probabilità di ricevere un ordine di dispacciamento (sempre per ragioni economiche o tecniche), vanificando parzialmente la finalità della sperimentazione.

In questo senso il sistema UVAM funziona solo sulla carta ma non sta raggiungendo gli scopi per cui è previsto.

Precisamente, secondo i dati del TIDE riportati, le offerte per il servizio a salire sono state pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, per poi aumentare fino a circa 324 €/MWh per il periodo 1° gennaio – 30 aprile 2019.

Ci si chiede se gli operatori BSP stiano partecipando all'UVAM solo per incassare il premio fisso vista l'impossibilità dell'accettazione di offerte così alte. [48] [51]

8.3.2 Costi di installazione e limiti tecnologici

Una delle maggiori preoccupazioni riguarda il tipo di risorse coinvolte nel progetto UVAM: la primaria fonte di flessibilità derivava fino ad oggi da unità produttive cogenerative e idroelettriche, cioè dagli impianti programmabili. Dato che il numero di tali impianti medio-grandi coinvolti nell'aggregazione è ridotto, non è necessario che i rispettivi aggregatori utilizzino piattaforme di smistamento del comando di dispacciamento tra queste unità sottostanti. D'altra parte invece, un aggregatore delegato alla gestione di tante unità su piccola scala deve sviluppare algoritmi avanzati per il monitoraggio prestazionale delle

singole unità e sulla massimizzazione delle entrate per l'aggregatore e le unità controllate. Sviluppare tali software è costoso e richiede l'acquisizione di competenza tecnica.

Secondo le dichiarazioni dei partecipanti al mercato la tariffa fissa fornita per la partecipazione all'UVAM è considerata troppo bassa e una commissione più equa e inclusiva dovrebbe essere collocata a 50.000 €/MW/anno, invece degli attuali 30.000 €/MW/anno [48]. In questo modo sarebbe possibile coinvolgere più unità distribuite come utenti residenziali, PMI ed imprese nel settore terziario. La tariffa deve potere coprire l'installazione di un hardware all'utente per la fornitura delle misurazioni richieste dal TSO ogni 15 minuti per la partecipazione al mercato ancillare. I contatori BT di prima generazione (SM1G) in possesso degli utenti non forniscono queste letture quartorarie utili al TSO per la verifica dell'attuazione del comando di dispacciamento; per averle serve il contatore di seconda generazione (SM2G).

Di conseguenza, data una ridotta remunerazione attuale e un hardware complesso da installare, gli operatori UVAM possono trovare difficile giustificare al cliente finale la sua partecipazione al mercato ancillare. [52] [53]

8.3.3 Limiti dell'incentivazione e della penetrazione dell'accumulo FV

A seguire si consideri che la maggioranza di potenziali clienti nell'aggregazione sono residenziali e possessori di un impianto fotovoltaico incentivato il cui unico modo per favorire la loro partecipazione è attraverso l'installazione di sistemi d'accumulo. Infatti, per garantire a Terna l'energia richiesta è necessario aumentare la programmabilità degli impianti solari, e questo è possibile farlo solo attraverso i sistemi di accumulo. I sistemi di storage sono però limitati in termini di unità installate, soprattutto per i costi ancora elevati delle batterie, rendendo al momento complessa la partecipazione piena del fotovoltaico al dispacciamento. [52]

Un limite si pone anche dal sistema di incentivazione del fotovoltaico, di cui favorisce la quasi totalità degli impianti. In base alle esigenze di rete i sistemi FV possono offrire servizi a scendere, con richieste da Terna di riduzione dell'immissione di energia in rete. Nella fornitura specifica di questi servizi si dovrebbe però richiedere al proprietario di fermare la produzione perdendo in tutto o in parte l'incentivo.

La richiesta ad ARERA, come anche proposto nel TIDE, sarà di garantire comunque l'incentivo percepito nel caso di chiamate dell'impianto in MSD. [49]

Inoltre, aggregare un minimo di 1 MW in ambito residenziale significa raggruppare un numero molto alto di piccole installazioni, a meno che nell'aggregato non vi siano utenze

anche di grande taglia, con ulteriori sfide tecnologiche da superare per permettere la comunicazione e il monitoraggio di un vasto aggregato di utenti domestici. [52] [53]

A fronte di questi limiti le utility energetiche aggregatrici di Tabella 1 dovranno aggiornarsi ed integrare adeguate evoluzioni ai loro business model per permettere il superamento di questi limiti e proseguire in funzione degli sviluppi obbligatori delle riforme energetiche/ambientali.

8.4 CONSIDERAZIONI

La partecipazione di una platea maggiore di soggetti al MSD è una delle strategie adottate per lo sviluppo del sistema elettrico al 2030 sviluppato dal PNIEC. Gli operatori BSP hanno quindi abilitato risorse per la partecipazione ai servizi di dispacciamento per 1000 MW complessivi tramite il progetto UVAM trattato: 800 MW per l'Area A; 200 MW per l'Area B. Seppure i risultati sembrano ottimali ci sono molti elementi che ostacolano il progetto UVAM e la fornitura di servizi ancillari da FER dei piccoli impianti. L'obiettivo di sfida per le utility è di andare oltre i progetti pilota e far diventare queste risorse una componente strutturale per la gestione del sistema elettrico, con una maggiore penetrazione dei sistemi d'accumulo, nuovi incentivi e un rapido aggiornamento verso contatori intelligenti per tutti gli utenti in bassa tensione.

Per questo nei capitoli successivi saranno trattati i modelli di business degli enti energetici in Italia e analizzati attraverso i comunicati stampa da loro forniti al fine di evidenziare i cambiamenti alla loro attività di business e le innovazioni sia in risposta alle esigenze climatiche con nuove forniture da FER, sia per comprendere le politiche in atto nel favorire la partecipazione al dispacciamento.

CAPITOLO 9

IL BUSINESS MODEL PER L' AGGREGATORE

In questo capitolo sarà trattato il concetto di modello di business secondo la definizione di Osterwalder [43] e la sua applicazione a dei modelli pratici di aggregazione.

9.1 IL BUSINESS MODEL CANVAS

Un business model è un concetto usato per descrivere razionalmente come un'organizzazione aziendale crea, scambia e ottiene un valore in termini lavorativi, attraverso uno schema semplice e intuibile. Questo concetto può diventare una lingua comune che permetta di avere chiari i meccanismi dell'organizzazione e che porti cambiamenti, strategie alternative e attrattiva commerciale al business.

Il business model definito da Osterwalder si descrive con nove blocchi rappresentanti la logica di come la compagnia intenda produrre profitto, coprendo cioè le quattro aree principali di un business: i clienti, l'offerta, l'infrastruttura e la redditività.

Tali blocchi sono: il segmento della clientela, la proposta di valore, i canali, le relazioni con la clientela, i flussi di entrate, le risorse chiave, le attività chiave, i partner chiave e la struttura dei costi. [54]

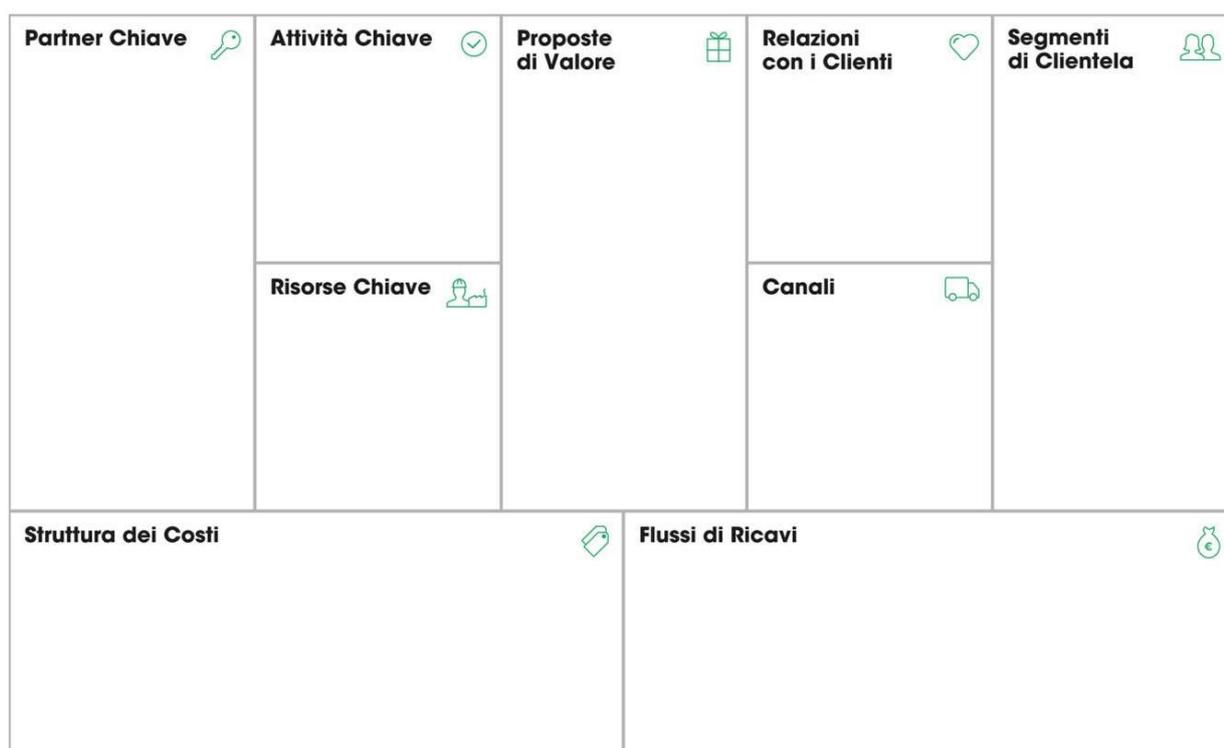


Figura 1: Schema a blocchi del Business Model Canvas secondo schema Osterwalder [43]

1) Segmento della clientela

I clienti sono il cuore di ogni business, senza di essi non è ovviamente possibile fare impresa e senza la loro soddisfazione non si continuerà la propria attività a lungo.

Un'azienda raggrupperà essi in un insieme con stessi bisogni, comportamenti e attributi e deciderà quali soddisfare attentamente e quali invece mettere in secondo piano, a seconda del loro tipo di business. È sul segmento della clientela che si impostano le strategie di mercato e su cui si genera un profitto, domandandosi per chi si sta effettuando la produzione e chi sono i nostri migliori clienti su cui puntare.

Quindi per poter meglio rispondere ai bisogni dei clienti un'impresa cerca di dividerli e raggrupparli in base al comportamento, alle necessità e ad altri indicatori, per poter poi valutare tipologia e ampiezza del gruppo da servire.

2) Proposta di valore

In cui si costruisce un'offerta di prodotti e servizi che rappresentino la proposta di valore per il segmento della clientela specifico, e di cui essi andranno a beneficiare e per cui l'azienda potenzialmente sarà remunerata.

Ci si deve qui chiedere come e in quale modo si sta aiutando il cliente e quali tipi di prodotti possiamo offrire ad un preciso segmento di clienti.

Questa offerta, posta al centro nella raffigurazione grafica, è quindi il motivo per cui un cliente dovrebbe rivolgersi ad una certa impresa piuttosto che ad un'altra e rappresenta la risposta ad un problema o ad un bisogno.

Ogni proposta valore si differenzia per vari elementi, la creazione di valore può essere data da parametri quantitativi come il prezzo conveniente, le performance o la velocità del servizio, oppure da parametri qualitativi dove hanno una notevole importanza il design del prodotto, il marchio o l'esperienza generale che viene vissuta dal cliente.

Ogni azienda sarà scelta dal cliente per una qualunque di queste proposte valore e tale azienda dovrà basare il suo business su ciò.

3) Canali

Descrive come una compagnia effettua le comunicazioni con i per raggiungere il segmento della clientela e fornire la propria Proposta di valore. È quindi utile per guidare i clienti all'acquisto e fornire supporto generale incrementando nei clienti la consapevolezza circa le proposte valore offerte.

Trovare il metodo con il quale il cliente vuole essere contattato è cruciale per portare la propria proposta valore al mercato, meglio se fatto con una spesa minima.

4) *Relazioni Cliente*

Il blocco descrive i tipi di relazione che l'azienda stabilisce con i clienti per il fornire informazioni e rispondere alle richieste. Ci sono varie categorie di questo blocco, ad esempio attraverso assistenza personale dedicata dove i clienti possono comunicare con gli operatori tramite call center, e-mail o nei punti vendita.

5) *Flussi di entrate*

Qui sono rappresentate le entrate che una compagnia genera da ogni segmento della clientela, a cui saranno poi sottratti i costi.

Una compagnia si deve chiedere quale prezzo i nostri clienti sono realmente disposti a spendere per avere i nostri prodotti, come preferiscono pagare e quanto ogni singolo flusso contribuisce sulle entrate totali.

A seconda del tipo di bene venduto i flussi d'entrate potranno essere:

- derivanti da pagamenti eseguiti subito dal cliente per il totale chiesto per avere quel prodotto;
- derivanti da entrate ricorrenti da pagamenti che richiedono abbonamenti periodici, di noleggio o per l'assistenza fornita al cliente dopo l'acquisto.

Ogni flusso d'entrate può avere diversi meccanismi di prezzo che farà la differenza sui guadagni che arrivano, cioè con meccanismi a prezzo fisso o dinamico.

Quelli a prezzo fisso sono basati su variabili statiche tipo il prezzo fisso del prodotto individuale, dalla quantità acquistata o dalle caratteristiche del segmento della clientela.

Quelli a prezzo dinamico invece sono più imprevedibili perché si basano sulle condizioni del mercato cioè sul prezzo formulato dall'intersezione domanda/offerta, dal prezzo generato dalle negoziazioni o da una vendita all'asta.

6) *Risorse chiave*

Tale blocco descrive le risorse primarie per il funzionamento del business model e di tutti i precedenti blocchi. Cioè queste attività saranno necessarie per creare la Proposte valore, raggiungere il mercato, ottenere i ricavi e mantenere relazioni con il segmento della clientela.

Le Risorse chiave potranno essere fisiche, finanziarie, intellettuali o umane, e saranno alle dipendenze dirette dell'azienda oppure in leasing da altre.

Le risorse fisiche includeranno tutti i capitali fisici per fare impresa ovvero i macchinari, gli edifici, le reti di distribuzione ecc.

Le risorse intellettuali sono i marchi, le licenze copyright o le proprietà intellettuali. Più il marchio è famoso più l'impresa sarà forte.

Le risorse umane riferiscono appunto sul personale a loro disposizione: aziende di ricerca (farmaceutiche, energetiche, ...) punteranno molto sull'esperienza del personale.

Le risorse finanziarie, fondamentali, riferiscono alla facilità con cui l'impresa può raggiungere capitali finanziari da utilizzare per la propria attività.

7) Attività chiave

Qui, analogamente alle risorse chiave, ci si riferisce alle attività che l'azienda deve fare per il funzionamento del business model, siano esse legate alla produzione del bene (sviluppo o distribuzione del bene), legate al problem solving (ospedali, aziende finanziarie o ingegneristiche), o legate al proprio network (aziende basate sul funzionamento del loro sito web dovranno avere adeguate attività chiave legate al corretto funzionamento di tale sito).

8) Partner chiave

Il blocco descrive tutti i fornitori e partner dell'azienda necessari al business model. Le aziende infatti sono a contatto con altre per ottimizzare la propria attività, ridurre i rischi o acquisire risorse utili.

Le partnership potranno essere tra aziende in competizione tra loro o meno, per una cooperazione reciproca. Si potrà dare luogo ad economie di scala in maniera da ridurre i costi tramite la condivisione delle infrastrutture, si ridurranno i rischi dati dalla minore presenza di competitor in uno stesso campo.

9) Struttura dei costi

Qui si descrivono i costi che incorrono nel business model e nel mantenere tutti gli altri blocchi: ogni singola attività presente nell'organizzazione avrà infatti un preciso costo, l'obiettivo sarà di ridurli il più possibile.

Ci saranno business model focalizzati sul mantenere bassa la proposta valore con conseguenti bassi costi, o altri che invece si preoccupano meno del risparmio e puntano su servizi di lusso, pagati ma con una struttura costi dispendiosa. [54]

9.2 IL BUSINESS MODEL CANVAS PER UN AGGREGATORE GENERALIZZATO

Per riassumere e generalizzare l'attività dell'aggregatore si è utilizzato il Business Model Canvas proposto da Osterwalder, basandosi sullo studio degli aggregatori energetici europei e sui progetti del team di BestRES. [40]

Si sono quindi costruiti, in questi paragrafi seguenti, i BM Canvas per un aggregatore generalizzato, nonché per altre tre configurazioni di carattere pratico.

Gli aggregatori forniranno servizi ai seguenti Clienti del mercato:

- BRPs: I BRP possono ottimizzare il loro portafoglio e ridurre gli squilibri. Per fare ciò, i BRP dovranno spesso ridurre o aumentare la produzione delle installazioni eoliche e fotovoltaiche in combinazione con altre unità di generazione e/o fornitura. Sarà inoltre richiesto il trading per ottimizzare ulteriormente il portafoglio.
- TSOs: I TSO, ovvero i responsabili delle congestioni e dell'equilibrio del sistema elettrico, dovranno utilizzare vari tipi di riserve per rispondere agli squilibri e ogni tipo di riserva ha un tempo di attivazione diverso.

Dall'aggregazione si ricava per i TSO il seguente valore:

- a) Gestione della congestione. Gli operatori di rete possono evitare investimenti nella rete e il valore della flessibilità sarà quindi pari ai costi d'investimento e operativi (CAPEX e OPEX) risparmiati.
 - b) Riduzione delle perdite di rete. Il valore della flessibilità corrisponde alla quantità di elettricità che non è stata persa.
 - c) Controllo della tensione con potenza attiva e reattiva. Il valore di flessibilità è uguale al CAPEX e OPEX del rinforzo e del controllo di tensione risparmiato.
 - d) Controllo della frequenza attraverso le riserve menzionate nel Capitolo 7.
- DSOs: I DSO richiederanno flessibilità per gestire la congestione ed evitare aumenti di tensione nella rete, generando valore in modo equivalente ai TSO.
 - Vendita diretta al mercato elettrico. Gli aggregatori possono scegliere di vendere la propria elettricità sui mercati dell'energia. I proprietari di asset per la generazione distribuita FER riceveranno:
 - a) una remunerazione fissa in Euro/MWh nel caso di tariffe *feed-in* (o "omnicomprensive"), comprendente sia la quota incentivante che di valorizzazione dell'energia immessa;
 - b) una remunerazione fissa incentivante e costante per un certo periodo di tempo a prescindere dall'uso che ne viene fatto (immessa in rete o autoconsumo) a cui si

somma il valore dell'energia immessa in rete, ovvero il prezzo di vendita dell'energia alla rete. Attraverso le tariffe *feed-in premium*.

- c) certificati verdi, ovvero titoli negoziabili e vendibili ad altre aziende maggiormente inquinanti e per cui è previsto l'acquisto delle quote di emissioni attraverso tali titoli.
- Prosumers. I prosumers dai settori aziendali si concentrano principalmente sulla riduzione dei costi energetici. In questa situazione, le ESCo offriranno soluzioni tecniche per imporre aumenti dell'efficienza e quindi guadagni dal risparmio generato, nonché la possibilità di essere indipendenti dalle fonti fossili tradizionali. I prosumers saranno quindi industriali, commerciali o residenziali. [40] [55]

Per la connessione tra tali clienti e il valore a loro offerto nel Canvas si passa attraverso i Canali. I clienti saranno informati direttamente in centri locali, dai siti web degli aggregatori o attraverso le piattaforme di mercato. Questi Canali contribuiranno anche all'assistenza clienti attraverso call center, mail o l'informazione diretta.

I ricavi generati dagli aggregatori sono associati a costi specifici e possono essere molto diversi. Un'attività di aggregazione potrebbe essere sviluppata esclusivamente per motivi finanziari da investitori privati e ottenere ricavo dalla flessibilità o, ad esempio, da un fornitore di software o tecnologie che può utilizzare tale attività anche come leva per far conoscere e vendere le sue tecnologie. [40]

Nel Flusso di ricavi, da una parte il mercato dell'aggregazione può essere personalizzato in base al cliente, con un modello di entrate volume dipendente in base ad esempio al risparmio ottenuto da un prosumer connesso ad una ESCo o dall'uso di risorse flessibili da parte di un BRP. D'altra parte i ricavi saranno generati attraverso una disponibilità predefinita e/o una quota di attivazione, con entrate a capacità dipendente. Se poi un aggregatore vende direttamente sui mercati dell'elettricità, guadagnerà denaro quando esiste uno spread tra il costo di generazione del portafoglio aggregato e i prezzi del mercato all'ingrosso dell'elettricità.

A queste entrate corrisponde poi una Struttura costi definita, di cui una parte importante sarà la remunerazione che gli aggregatori pagano ai fornitori delle risorse distribuite. Inoltre, gli aggregatori devono sviluppare una piattaforma software e sviluppare altre tecnologie, anche se si può decidere di utilizzare una piattaforma esistente. Se nessuna piattaforma esistente è adatta per l'attività di aggregazione questa quota di costi può essere molto elevata. Ai costi complessivi partecipano anche le quote fisse spese per pagare il personale.

Per potere svolgere l'attività l'aggregatore necessita di Risorse Chiave quali le risorse dette ICT (Information and Communication Technologies), ovvero tecnologie di controllo della generazione, della flessibilità dei consumi, della demand response e dello stoccaggio. Per bilanciare queste risorse, anche un algoritmo intelligente che permetta di avere previsioni sulla generazione eolica e solare è una Risorsa chiave. Non saranno invece considerati risorse i proprietari dei DER, in quanto operano come soggetti terzi. Alle Attività chiave corrispondono le risorse per il funzionamento del network della Virtual Power Plant (VPP). I Partner chiave per questo modello di business sono i fornitori di tecnologia e software per il monitoraggio della generazione e l'attivazione della risposta alla domanda, partner di servizi locali sul campo presso le unità di generazione distribuite e stakeholder finanziari come gli azionisti. [55]

<p>Partner Chiave </p> <p>Fornitori tecnologici e di software</p> <p>Fornitori locali di servizi</p> <p>Stakeholder finanziari</p> <p>Interest (lobbying) groups</p>	<p>Attività Chiave </p> <p>Funzionamento della piattaforma VPP</p> <p>Previsione delle generazioni e dei consumi e vendita/acquisto delle energie in eccesso/difetto</p> <hr/> <p>Risorse Chiave </p> <p>Hardware: ICT connesso alle DERs (generazione distribuita, demand response, accumulo)</p> <p>Software: Algoritmi per il controllo delle VPP</p>	<p>Proposte di Valore </p> <p>Riduzione dei costi dell'energia e flussi d'energia aggiuntiva</p> <p>Indipendenza dai fornitori energetici tradizionali e dai combustibili fossili</p> <p>Servizi ancillari distribuiti a servizio della stabilità di rete</p> <p>Ottimizzazione portafoglio energetico e riduzione degli sbilanciamenti</p>	<p>Relazioni con i Clienti </p> <p>Assistenza diretta tramite call-center o servizi locali affiliati</p> <p>Servizi automatizzati tramite piattaforme di mercato</p> <hr/> <p>Canali </p> <p>Diretti: servizi online (website e/o app) + visite guidate ed eventi</p> <p>Indiretti: centri servizi & piattaforme di mercato</p>	<p>Segmenti di Clientela </p> <p>Prosumers (Residenziali, commerciali, industriali)</p> <p>Operatori di rete</p> <p>BRPs e fornitori energetici</p>
<p>Struttura dei Costi </p> <p>Costi fissi degli operatori e degli impiegati</p> <p>Costi variabili per la remunerazione dei proprietari DER + Energy sourcing</p> <p>Costi extra per R&D e sviluppo business</p>		<p>Flussi di Ricavi </p> <p>Remunerazione su servizi a volume d'energia o servizi</p> <p>Remunerazione sull'attivazione di capacità</p> <p>Tasse mensili d'iscrizione</p>		

Fig. 2: Business Model Canvas per un aggregatore generico. [Elaborato da teoria precedente]

9.3 BUSINESS MODEL CANVAS PER AGGREGATORE DI BATTERIE D'ACCUMULO DA FOTOVOLTAICO

Prima di essere aggregatore, il business dell'azienda nasce dalla produzione di batterie per applicazioni fotovoltaiche. Il suo Segmento di clientela è costituito da prosumers residenziali e piccole/medie imprese dotate di batterie fotovoltaiche installate nelle loro proprietà. I principali Valori proposti sono per i prosumers l'ottenimento dell'indipendenza elettrica e l'autoconsumo, con loro possibilità di accedere a forniture elettriche scontate come rimborso per la flessibilità offerta, nei momenti di esaurimento della batteria e di non produzione fotovoltaica. Parallelamente, offre agli operatori di rete servizi in forma di riserva primaria per la regolazione di frequenza e di re-dispacciamento cooperato dall'aggregato di batterie. Il suo business chiave è quindi il funzionamento (e la produzione) delle batterie, lavorando per le esigenze di autoconsumo dei prosumers e per i servizi alla rete elettrica. Il Flusso di ricavi si basa sulle remunerazioni dai servizi alla rete, sulle vendite di batterie e sugli scambi di energia nei mercati elettrici. [56]

<p>Partner Chiave </p> <p>Fornitori tecnologici per batterie d'accumulo FV e di software</p> <p>Stakeholder finanziari</p> <p>TSO & DSO</p> <p> Mercati elettrici</p>	<p>Attività Chiave </p> <p>Gare d'appalto per i servizi di rete</p> <p>Gestione e controllo dell'aggregato</p> <p>Previsione delle generazioni e dei consumi e vendita/acquisto delle energie in eccesso/difetto</p> <hr/> <p>Risorse Chiave </p> <p>Hardware: Sistemi ICT connesso alle batterie d'accumulo aggregate</p> <p>Software di controllo aggregato</p> <p>Umane: know how operativo</p> <p>Finanziarie: contratti con i prosumer e i fornitori FV</p>	<p>Proposte di Valore </p> <p>Riduzione delle dipendenze dalla fornitura elettrica dalla rete con aumento dell'autoconsumo</p> <p>Servizi di flessibilità esplicita agli operatori di rete</p> <p>Servizi di commercializzazione energetica ai mercati.</p>	<p>Relazioni con i Clienti </p> <p>Assistenza diretta tramite call-center e servizi locali affiliati</p> <hr/> <p>Canali </p> <p>Diretti: Servizi online</p> <p>Indiretti: Centri locali di servizi vendita e installazione accumulo</p>	<p>Segmenti di Clientela </p> <p>Prosumers (residenziali, commerciali e industriali) possessori di FV</p>
<p>Struttura dei Costi </p> <p>Investimenti (CAPEX)</p> <p>Costi operativi (OPEX)</p> <p>Costi fissi operatori, impiegati e software</p>		<p>Flussi di Ricavi </p> <p>Remunerazione per la vendita e l'installazione di batterie</p> <p>Remunerazione per fornitura di servizi ancillari</p> <p>Remunerazione per il trading sui mercati elettrici</p>		

Fig. 3: Business Model Canvas per un aggregatore di batterie per l'accumulo fotovoltaico. [Elaborato personale da [56]]

9.4 BUSINESS MODEL CANVAS DI UN AGGREGATORE CON VIRTUAL POWER PLANT

Aggregatore avviato direttamente come operatore VPP per aggregare più impianti DER nel territorio e partecipare al progetto UVAM. Quindi, il suo Segmento di clientela è costituito da prosumers commerciali e industriali dotati di più tipologie di DER disponibili, come fotovoltaico, eolico, biogas, idroelettrico, cogeneratori o accumulo. I suoi principali Valori proposti sono la possibilità di avere per i prosumers flussi di entrate supplementari, costi energetici ridotti e la gestione del loro impianto. Per fare ciò, sfrutta la flessibilità di un portafoglio di generazione per l'ottimizzazione degli acquisti d'energia sui mercati negli intervalli in cui il costo è minore, offrendo inoltre l'intera gamma di servizi di riserva (primaria, secondaria e terziaria), attraverso tutti i principali mercati di bilanciamento e capacità, per la regolazione della frequenza di rete. La principale Risorsa chiave è il suo software VPP, che include le previsioni per tutti i diversi tipi di DER e la gestione delle rispettive ICT. I Flussi di ricavi si basano principalmente sui ricavi derivanti dal trading energetico e dalla remunerazione per i servizi di rete. I fornitori di flessibilità sono remunerati attraverso contratti individuali di partecipazione agli utili, tenendo conto delle capacità tecniche specifiche di ciascun generatore. [56]

<p>Partner Chiave </p> <p>Fornitori tecnologici e di software per telecomunicazioni</p> <p>Fornitori locali di servizi</p> <p>Stakeholder finanziari</p> <p>TSO & DSO (Terna spa)</p> <p>Operatori mercato elettrico</p>	<p>Attività Chiave </p> <p>Gare d'appalto per i servizi di rete</p> <p>Funzionamento della piattaforma VPP</p> <p>Previsione delle generazioni e dei consumi</p> <hr/> <p>Risorse Chiave </p> <p>Hardware: ICT connesso alle DERs</p> <p>Software: Algoritmi per il controllo delle VPP</p> <p>Umane: con competenza ed esperienza operativa</p> <p>Finanziarie: contratti con i DER</p>	<p>Proposte di Valore </p> <p>Servizi di flessibilità implicita al prosumer per l'ottimizzazione ToU o di riduzione del carico massimo</p> <p>Servizi di flessibilità esplicita agli operatori di rete, con incremento di riserva primaria, secondaria e terziaria di potenza per la stabilità della rete</p> <p>Servizi di commercializzazione energia sui mercati</p>	<p>Relazioni con i Clienti </p> <p>Contratti diretti con i proprietari degli asset di produzione</p> <hr/> <p>Canali </p> <p>Piattaforme del mercato elettrico</p>	<p>Segmenti di Clientela </p> <p>Prosumers (commerciali, industriali) possessori di impianti DER di varia tipologia</p>
<p>Struttura dei Costi </p> <p>Investimenti (CAPEX)</p> <p>Costi operativi (OPEX)</p> <p>Costi fissi operatori, impiegati e tecnologie</p>		<p>Flussi di Ricavi </p> <p>Remunerazione per fornitura di servizi ancillari</p> <p>Remunerazione per il trading sui mercati</p> <p>Remunerazione su servizi a volume d'energia</p>		

Fig. 4: Business Model Canvas per Aggregatore possessore di Virtual Power Plant. [Elaborato personale da [56]]

9.5 AGGREGATORE COME FORNITORE DI ASSET PER LA GENERAZIONE RINNOVABILE

In questo caso l'aggregatore è nato come fornitore di energie rinnovabili prima di entrare nel business dell'aggregazione. Il suo Segmento di clienti è composto sia da prosumers che da semplici consumatori del settore residenziale, commerciale e industriale. Il suo maggiore Valore proposto è la fornitura di energia al 100% rinnovabile ed equivale alla sua tipica attività di vendita al dettaglio, alla quale si integrano ora riduzioni dei costi dell'elettricità e quindi valore aggiuntivo per i clienti. Nel dettaglio, può offrire soluzioni di sistemi d'accumulo "chiavi in mano" per l'autoconsumo, con risparmi annuali fissi garantiti sulle bollette energetiche e una gamma di contratti quali i Power Purchase Agreement (PPA), ovvero di contratti pluriannuali per l'acquisto dell'energia prodotta dai generatori aggregati e con possibilità di una remunerazione fissa o variabile. Le Risorse e le Attività chiave sono soprattutto a livello software, con il controllo delle rispettive ICT per la VPP.

Tuttavia, questo aggregatore possiede anche asset di generazione propria, con acquisizione di flessibilità solo per auto bilanciare il proprio portafoglio di DER senza vendita a terzi come operatori di rete o altri BRP. La redditività finanziaria è specifica sul commercio e sulla fornitura di elettricità attraverso il mercato all'ingrosso e la vendita al dettaglio diretta.

[55]

<p>Partner Chiave </p> <p>Fornitori tecnologici di asset rinnovabili e di software</p> <p>Fornitori locali di servizi d'installazione</p> <p>Stakeholder finanziari</p> <p>TSO & DSO (Terna spa)</p> <p> Mercati elettrici</p>	<p>Attività Chiave </p> <p>Installazione e manutenzione di asset rinnovabili</p> <p>Gare d'appalto per i servizi di rete e la vendita d'energia</p> <p>Funzionamento della piattaforma VPP</p> <p>Previsione delle generazioni e dei consumi</p>	<p>Proposte di Valore </p> <p>Vendita al dettaglio di asset per la produzione rinnovabile certificati GO</p> <p>Vendita contratti PPA per gestione e vendita delle produzioni energetiche dei prosumer sui mercati.</p> <p>Servizi di flessibilità implicita al prosumer per l'ottimizzazione ToU o di riduzione del carico massimo</p> <p>Vendita energia ai mercati</p>	<p>Relazioni con i Clienti </p> <p>Contratti diretti con i proprietari degli asset di produzione</p>	<p>Segmenti di Clientela </p> <p>Prosumers (residenziali, commerciali, industriali)</p>
	<p>Risorse Chiave </p> <p>Hardware: ICT connesso alle DERs</p> <p>Software: Algoritmi per il controllo delle VPP</p> <p>Umane: con competenza ed esperienza operativa</p> <p>Finanziarie: contratti con i DER</p>		<p>Canali </p> <p>Diretti: Sito online e punti vendita locali</p> <p>Piattaforme del mercato elettrico</p>	
<p>Struttura dei Costi </p> <p>Investimenti (CAPEX)</p> <p>Costi operativi (OPEX)</p> <p>Pagamento contratti ai prosumer</p> <p>Costi fissi operatori, impiegati e tecnologie</p>			<p>Flussi di Ricavi </p> <p>Remunerazione per la vendita degli asset</p> <p>Remunerazione per il trading sui mercati</p>	

Fig. 5: Business Model Canvas per Aggregatore e fornitore di energie per la produzione rinnovabile [Elaborato personale da [55]]

9.6 CONSIDERAZIONI

In conclusione, seppure il loro business iniziale fosse comune, questi modelli hanno portato tre forme differenti d'aggregatore, sia per target di clientela, con possessori di impianti DER diversificati, sia per valore che propongono ai prosumer e ai mercati. Ad es. nel Paragrafo 9.3 il business primario risiede nella fornitura di asset proprietari ai propri clienti rendendoli prosumer e permettendo poi anche la valorizzazione della flessibilità. L'aggregatore che non approvvigiona anche servizi di fornitura risulta essere l'aggregatore nato originariamente come VPP (Paragrafo 9.4), il cui relativo modello di business ha lo scopo esclusivo di aggregare le risorse DER già appartenenti ai prosumer in un portafoglio, per l'ottenimento di remunerazioni nel caso della fornitura di servizi di flessibilità e/o vendita energia in rete. Tuttavia, questo business model si apre agilmente alla possibilità d'integrare la fornitura energetica all'aggregazione delle relative risorse distribuite, in un modello di business generale che si identifica come Modello di business aggregatore/fornitore integrati, ad equivalenza con i modelli di business degli altri due esempi d'aggregazione portati.

I report BestRES [40] hanno portato all'identificazione di 6 modelli di business principali per gli aggregatori, ciascuno con differenze strutturali e di ruolo nel mercato. Il Capitolo 10 tratterà nel dettaglio ogni tipologia di business model e, con un'analisi mirata dei comunicati stampa forniti da aziende aggregatrici e partecipanti al progetto UVAM, saranno analizzate caratteristiche ed evoluzioni contingenti previste.

CAPITOLO 10

ANALISI DEI BUSINESS MODEL DI AZIENDE CON AGGREGATORE PARTECIPANTI ALL'UVAM IN ITALIA

Questo capitolo si concentra sull'estendere il concetto di business model di aggregatore mostrando gli archetipi esistenti in Europa. Si è poi effettuata un'analisi per evidenziare le diversificazioni in atto nei modelli di business di alcune aziende energetiche aggregatrici, a fronte degli obiettivi comuni di decarbonizzazione previsti dal PNIEC. Il report è stato effettuato basandomi su un'analisi qualitativa con software Nvivo dei comunicati stampa forniti e degli articoli online degli aggregatori nel territorio italiano e partecipanti al progetto UVAM.

10.1 I MODELLI DI BUSINESS PER L'AGGREGAZIONE

Un modello di business per gli aggregatori è un modello per l'implementazione degli aggregatori nel mercato e aiuta a descrivere le loro relazioni con il fornitore e il BRP del prosumer, mostrando come sono organizzati il bilanciamento, il trasferimento energetico e lo scambio d'informazioni. Come già evidenziato nel framework generale del Paragrafo 7.4. Tuttavia qui l'obiettivo è di identificare i modelli di business per l'aggregazione che possono teoricamente essere implementati.

Secondo le analisi del team di *BestRES* sono sei i modelli di business che si possono identificare per gli aggregatori Europei, la cui distinzione fondamentale è negli aggregatori con ruolo indipendente e con ruolo combinato. [40] [57]

Gli aggregatori combinati sono operatori già esistenti sul mercato che hanno aperto all'aggregazione in unione con le loro attività principali, per esempio un fornitore energetico che svolge l'attività di aggregatore. È la tipologia maggiormente messa in pratica.

Gli aggregatori detti indipendenti invece agiscono indipendentemente dal fornitore e dal suo BRP. Un vantaggio importante dell'aggregatore indipendente è che la sua presenza può creare più concorrenza sul mercato.

Tra essi tre tipologie rappresentano l'aggregatore con un ruolo combinato: il modello aggregatore/fornitore, aggregatore/BRP e aggregatore/DSO.

E altri tre tipi sono aggregatori indipendenti: l'aggregatore come diretto fornitore di servizi flessibili, il modello broker e il prosumer come aggregatore.

Le seguenti sezioni descrivono i diversi tipi di aggregatore e introducono gli aspetti principali di ciascun tipo. Viene presentato un diagramma schematico per ciascun tipo di aggregatore per evidenziare gli attori importanti e gli accordi, questi rappresentati da frecce negli schemi.

10.1.1 Aggregatore-Fornitore integrati

Il primo modello di business di aggregatore considera l'aggregatore e il fornitore come coincidenti. In questo modello, l'aggregatore fornisce proposte al prosumer per includere la sua valorizzazione della flessibilità e per la sua fornitura energetica. Quindi fornitura energetica e commercializzazione dell'aggregazione sono offerte insieme.

L'aggregatore svolge entrambi i ruoli di BRP e fornitore, quindi ci sarà un solo BRP (BRP_{sup}) per punto di connessione essendo BRP e aggregatore lo stesso soggetto. I principali vantaggi sono la ridotta complessità e l'assenza di accordi finanziari tra fornitori e aggregatori. [40]

È la tipologia di BM più rappresentata in Italia, con multiutility che hanno aperto all'aggregazione data la loro capacità di coinvolgere il cliente già nell'attività di fornitura.

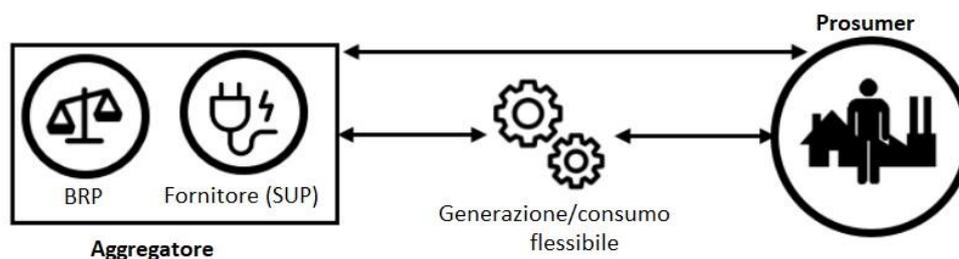


Figura 1: Schema per un aggregatore e fornitore integrati.

10.1.2 Aggregatore-BRP combinati

In questo secondo caso, l'aggregatore combina ancora il suo ruolo con quello di un BRP. Il prosumer avrà un contratto con un fornitore per l'approvvigionamento di energia e un contratto separato con l'aggregatore per lo sblocco e commercializzazione della sua flessibilità.

L'aggregatore vende la flessibilità a proprio rischio per conto del prosumer.

Quindi un BRP_{agr} e un BRP_{sup} sono presenti per uno stesso punto di connessione. [40]

Sono richiesti eventuali accordi tra l'aggregatore e il fornitore, poiché l'aggregatore può utilizzare l'elettricità prodotta dal fornitore e l'aggregatore potrebbe influenzare la posizione di squilibrio del BRP_{sup}. [57]

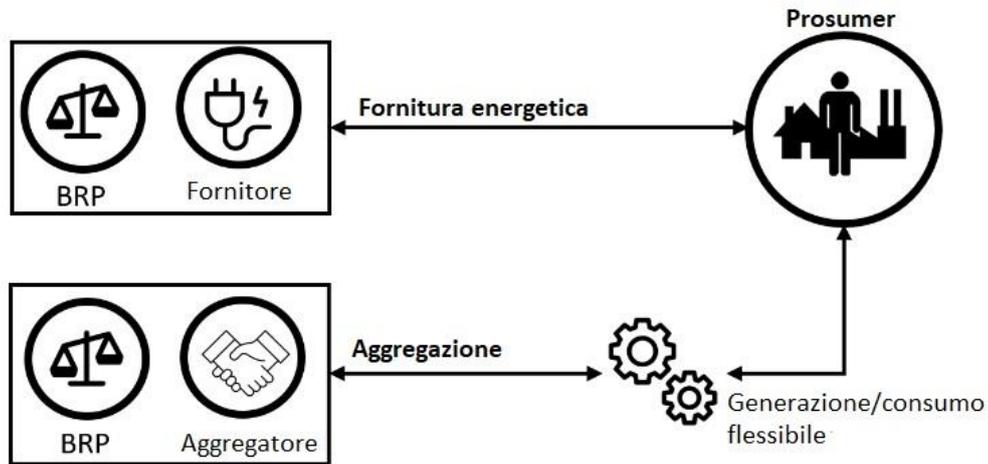


Figura 2: Schema aggregatore-BRP integrati.

10.1.3 Aggregatore indipendente come fornitore di servizi per la flessibilità

Un aggregatore può anche fare esclusivamente da fornitore di servizi, fornendo solo i mezzi per accedere alla flessibilità e non venderla a proprio rischio. Quindi il business model non è sulla vendita di flessibilità ma nella creazione di un servizio che consenta ad altre parti del mercato di utilizzare la flessibilità presso i prosumers. [40]

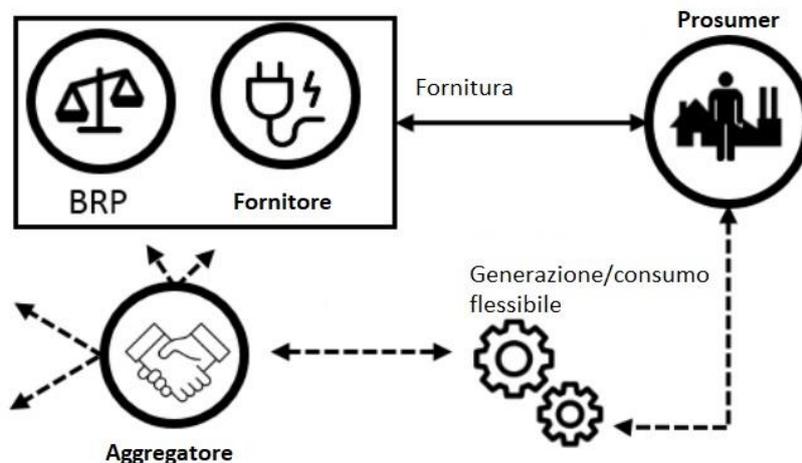


Figura 3: Schema di un aggregatore indipendente fornitore di servizi flessibili

Tale servizio coincide solitamente con l'accesso a una piattaforma hardware/software in grado di controllare le risorse decentralizzate. L'aggregatore non assume il ruolo di BRP o fornitore. Esempio di questo modello si riscontra in Energy Team, operatore fornitore di sistemi hardware e software di monitoraggio, ed acquisito dal gruppo Falk, operante nella fornitura da rinnovabili.

10.1.4 Aggregatore indipendente a modello broker

L'aggregatore broker acquisisce flessibilità dai prosumers e la vende a proprio rischio ad altri attori del mercato o ai mercati elettrici. Questo tipo di aggregatore non assume il ruolo di BRP o fornitore ed esiste un solo BRP, che è il BRP_{sup} in collegamento al prosumer. Quindi non è presente il BRP_{agr} e la responsabilità per gli sbilanciamenti dell'attivazione dei servizi flessibili del prosumer è trasferita al BRP_{sup}.

Poiché l'aggregatore non è un BRP, deve avere un accordo con esso alla connessione del prosumer. [40] [57]

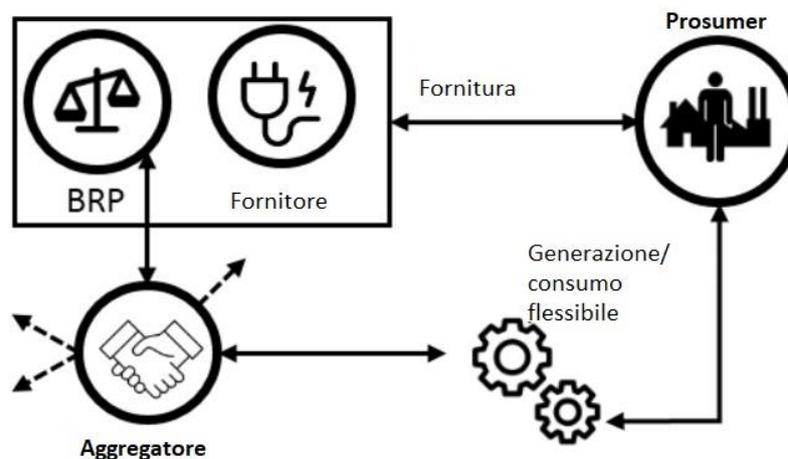


Figura 4: Schema di un aggregatore indipendente a modello broker

Un esempio di questo modello si riscontra nell'operatore Next Kraftwerke, gestore di una VPP per l'accesso a MSD, o in EGO Trade spa, entrambi partecipanti all'UVAM (Tabella 1 Par. 8.3).

10.1.5 Prosumer come aggregatore

I prosumers possono scegliere di adottare il ruolo di aggregatore attraverso un portafoglio di asset di loro proprietà. La propria flessibilità può quindi essere negoziato con altri attori del mercato o nei mercati.

Il prosumer/aggregatore non è coinvolto nel ruolo di fornitore o BRP, ma aggrega solo la flessibilità dalle proprie risorse. Per i prosumers industriali è più semplice adottare questo modello di business per la loro larga scala, per i prosumer domestici è opportuno riferirsi ad un aggregatore per l'unione di più unità ridotte. [40]

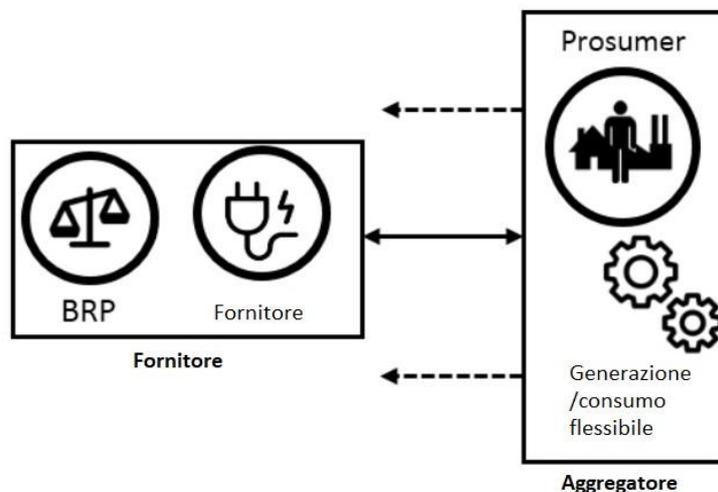


Figura 5: Schema di un aggregatore indipendente prosumer

10.1.6 Il DSO come aggregatore

Il DSO può anche fungere da aggregatore in un modello molto simile al modello Broker. Quindi, l'aggregatore coincide con il DSO e utilizza la flessibilità ai fini della gestione delle congestioni. Non ha attività di BRP o fornitore.

È necessario un accordo tra il DSO/aggregatore e il fornitore/BRP. L'attivazione della flessibilità da parte del DSO come aggregatore influenzerà il fornitore/BRP e procedure dovranno essere messe in atto per far fronte ai risultati di questa attivazione. [40]

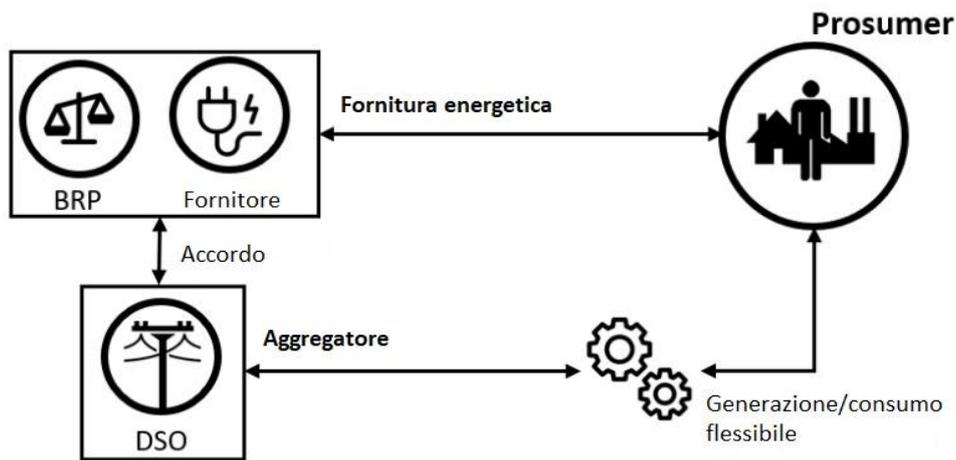


Figura 6: Schema aggregatore-DSO integrati

Questi sei modelli definiscono gli archetipi di aggregatori presenti in Europa e in Italia. Tre tipologie rappresentano aggregatori con un business model integrato con un altro ruolo primario, quale quello di fornitore energetico. Le altre tre tipologie sono d'aggregatori indipendenti con focus primario del modello verso la flessibilità. Nei paragrafi seguenti si è svolta l'analisi delle utility con il ruolo di aggregatore in Italia con lo scopo di evidenziare le evoluzioni al loro modello di business in relazione alle nuove esigenze di decarbonizzazione e dispacciamento. L'analisi è portata analizzando qualitativamente le informazioni ottenute tramite *software Nvivo*.

10.2 METODOLOGIA PER L'ANALISI DEI MODELLI DI BUSINESS

Per indagare l'evoluzione dei modelli di business si sono considerati i soggetti aggregatori partecipanti al progetto pilota UVAM nel panorama italiano (Paragrafo 8.2) nel periodo dal 2018 ad inizio 2020. Si è fatta un'analisi dei contenuti dai comunicati stampa tecnici ed economici forniti dagli stessi aggregatori, pubblicati nel rispettivo sito o presenti come articolo sulle riviste tecniche online QualEnergia e Solareb2b, oltre che dal sito IISole24Ore per informazioni legate all'attività economica aziendale. Questi contenuti forniscono una ricca descrizione delle tecnologie e politiche associate all'azienda nel periodo considerato, e permettono di capire le evoluzioni contingenti alle quali stanno puntando.

La ricerca ha portato più di 200 comunicati e articoli totali utili (2018-primi 2020) per i 29 operatori italiani di Tabella 1 (Paragrafo 8.2), ma si sono analizzate solo le utility che portavano un'informazione sufficiente da poterne fare un'analisi completa.

Il risultato è stato quindi creato per 9 BSP: 8 con modello aggregatore/fornitore e 1 con modello indipendente broker. Questi 9 BSP hanno fornito i tre quarti dei comunicati complessivi pertanto si è deciso di tracciare le evoluzioni solo di questi aggregatori. I comunicati stampa e gli articoli sono stati poi analizzati qualitativamente attraverso l'uso del software d'analisi Nvivo.

Le informazioni ricavate sono servite per evidenziare i progressi del Valore proposto attraverso i cambiamenti portati a tre aree d'analisi del business model Canvas:

- i comunicati tecnici contenenti informazioni per la crescita delle proprie Risorse e Attività chiave tecnologiche e riportati nella colonna Tecnica e innovazione della matrice;
- i comunicati di business contenenti informazioni per la crescita del loro Valore, attraverso nuovi accordi di partnership aziendale e di investimenti effettuati o finanziamenti ottenuti, e riportati nella colonna Comunicazione aziendale.

L'analisi stampa è stata compresa in queste categorie per mantenere una certa semplicità utile per tracciare i cambiamenti e le interazioni nel tempo.

Queste informazioni sono state riassunte appunto in una matrice e si è costituito un report che evidenzia il cambiamento del loro modello di business in base alle variazioni del loro Valore proposto registrato dai comunicati.

Dall'analisi dei modelli di business degli aggregatori si sono riconosciuti sei modelli di business che ogni azienda può adottare. Da una parte la distinzione primaria è se oltre all'aggregazione l'ente offre un servizio di fornitura di energia elettrica, la seconda è se la responsabilità per la fornitura di servizi flessibili siano a carico di uno stesso BRP oppure di due BRP distinti.

Nel modello di mercato italiano il servizio di dispacciamento è erogato da Terna sulla base di un contratto con un singolo BRP ai fini delle esecuzioni dei programmi di immissione e prelievo e di regolazione delle parti fisiche ed economiche riferite agli sbilanciamenti effettivi. Il BM adottato in prevalenza è quindi a singolo BRP e, nello specifico, quello dell'aggregatore integrato con l'attività di fornitura energetica. Ciò poiché le utility hanno un business orientato alla fornitura e alla gestione di impianti di generazione elettrica, con know how tecnico e obiettivi green tali da riconoscere l'aggregazione come elemento d'interesse per l'evoluzione naturale del loro modello di business.

Per questo l'analisi specifica dei comunicati è stata approfondita a questo business model preciso, in particolare ad Enel X, azienda della multinazionale Enel con ruoli d'innovazione del settore energetico, che si mostra come l'azienda leader dell'aggregazione sia per partecipazione d'asta, sia per effettivo progresso tecnico portato.

Tra i BSP partecipanti all'UVAM considerati nel Capitolo 8 si riscontra anche un aggregatore con modello indipendente broker, EGO Trade spa, il quale ha un ruolo primario nell'aggregazione e nel trading, con la modulazione permessa per oltre 100 MW di potenza, circa il 15% del mercato, ed inoltre propone una comunicazione sufficiente a permetterne l'analisi.

10.3 EVOLUZIONE DEL VALORE PROPOSTO DAGLI ENTI ITALIANI A MODELLO AGGREGATORE - FORNITORE INTEGRATI

L'analisi dei comunicati ha riportato il business model dell'aggregatore fornitore come il modello maggiormente supportato nel mercato elettrico italiano, con un singolo BRP. Il Valore proposto da questo modello integra la fornitura energetica per il cliente finale con la possibilità di valorizzare le risorse distribuite acquisite attraverso la sua secondaria attività d'aggregatore. L'analisi dei comunicati aziendali è stata effettuata per 8 utility o trader con aggregatore partecipanti all'UVAM anche per il loro ruolo attivo nel raggiungimento degli obiettivi green di decarbonizzazione e transizione energetica. Lo scopo sarà di comprendere le attività in atto per favorire questi risultati e comprendere lo stato dell'arte dell'aggregazione e l'interesse effettivo delle aziende nell'aggregazione e nel superamento dei limiti evidenziati nel Paragrafo 8.3.

10.3.1 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

Enel X spa

Enel X è una multiutility nata dalla multinazionale Enel spa per lo sviluppo di soluzioni nuove e digitali in ambito energetico nelle aree di maggior potenziale di trasformazione: città, abitazioni, industria e mobilità elettrica.

Rientra nel business model dell'aggregatore/fornitore combinati, quindi ricava valore operando contemporaneamente nell'aggregazione della flessibilità, gestione degli ADS e vendita di energia ai prosumer. È infatti fornitore e gestore esperto di impianti di generazione

energia elettrica, termica e frigorifera da gas naturale e rinnovabile con installazione “chiavi in mano”, nonché di sistemi d’accumulo per stoccare l’elettricità e aumentare i risparmi.

Alla fine del 2019 registra un Ebitda di 17,7 miliardi di euro, in crescita di oltre 8 punti rispetto al 2018 e presenta un andamento positivo. [58]

Tab.1: Tabella sulle attività di business di Enel X comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Aggregatore con VPP partecipante all’UVAM, anche per impianti d’accumulo residenziali.</p> <p>-ESCo per diagnosi energetiche e riduzione dei consumi</p> <p>-Fornitore e gestore d’impianti energetici “end to end”. Con modalità di finanziamento diverse a seconda delle volontà del cliente</p> <p>-Gestore d’infrastrutture per la ricarica elettrica.</p> <p>SEG. CLIENTELA</p> <p>-clienti residenziali, commerciali, industriali.</p>	<p>COMUNICATI SULL’EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA’ CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la mobilità elettrica</i></p> <p>-Progetto EVA+ per l’installazione di punti ricarica per veicoli elettrici nelle urbane e extraurbane. Con colonnine Quick da 22 kW, e Fast e Ultrafast da 50 kW e 150-350 kW. [59]</p> <p>-Piattaforma cloud JuiceNet per la gestione ottimizzata dei periodi di ricarica dei veicoli. [60]</p> <p>-“Intelligent charging solutions” per la ricarica elettrica. [60] [61]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l’attività di aggregatore</i></p> <p>-Sperimentazione della tecnologia Vehicle to Grid (V2G) per la stabilizzazione la rete. Ovvero di un sistema d’accumulo domestico per servizi ancillari e con remunerazione per i servizi forniti. [62][46]</p> <p>-Progetti per l’introduzione in Lombardia di unità d’accumulo residenziali ai servizi di dispacciamento. [63]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l’attività di ESCo</i></p> <p>-Algoritmi di intelligenza artificiale per la valutazione dei consumi energetici e l’individuazione delle aree di miglioramento necessario. [64]</p> <p>-Sistema Homix domestico per supporto al risparmio energetico di luci e riscaldamento. [65]</p>	<p>COMUNICATI SULL’EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>-Acquisizione di Yousave, ESCo per l’efficientamento energetico industriale [70]</p> <p>-Accordo con Assoporti per l’installazione di 300 punti ricarica nei principali porti italiani. [71]</p> <p>-Joint venture per la cessione di 11 impianti CHP a Infracapital in cambio della crescita del portafoglio clienti. [72]</p> <p>-Partnership con Honda per la condivisione della piattaforma di ricarica proprietaria JuiceNet. [60]</p> <p>-Accordi per l’interoperabilità delle infrastrutture di ricarica con case automobilistiche internazionali. [73]</p> <p>-Accordo con Unieuro per l’aggregazione e la demand response di 9 punti vendita. [74]</p> <p>-Partnership con Gruppo Gabetti per l’efficienza e sicurezza degli edifici. [75]</p> <p>-Accordo con Panasonic per la commercializzazione di impianti fotovoltaici ad alta efficienza. [76]</p> <p>-Accordi con Regione Lombardia per storage residenziale. [63]</p> <p>-Accordi con Unicredit per gli interventi di riqualificazione energetica. [77]</p>

	<p><i>Evoluzione tecnica per la fornitura</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -Moduli fotovoltaici bifacciali con a eterogiunzione a 400 W di potenza nominale [66] -Sviluppo di strumenti per la previsione dei guasti e la modellizzazione del deterioramento delle batterie agli ioni di litio. [67] -Risultati su esperimenti di celle fotovoltaiche a 24,63% d'efficienza. [68] - Assegnatario per oltre 12 GW nell'asta madre al mercato capacità Terna 2023. [69] 	<ul style="list-style-type: none"> -Accordi con Federlegno per la riqualifica condominiale. [78] -Riconversione tecnica della fabbrica 3SUN per la produzione di pannelli FV 24 ore al giorno. [66] -Joint venture con Hsubject per la ricarica elettrica globale. [79] <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <ul style="list-style-type: none"> -Investimenti per quasi 115 milioni per la posa di 14mila colonnine nel 2022 con supporto della Banca europea per gli investimenti (BEI). [80] -Progetto EVA+ co-finanziato dalla Commissione Europea. [59] -Investimenti per 260 milioni a sostegno della riqualificazione dei condomini. [81] -Partecipa al progetto paneuropeo di erogazione di finanziamenti per 3 miliardi nella ricerca per le batterie agli ioni di litio. [67]
--	--	--

Evoluzione del Valore Proposto da Enel X nel 2018-2020:

- ***Aggregatore con partecipazione al MSD tramite UVAM:*** Enel X è il principale partecipante ai servizi MSD tramite UVAM, con quasi 400 MW aggiudicati a fine 2019, e il principale assegnatario Terna per il Mercato della capacità⁴ Terna 2023, con oltre 12 GW assegnati [69]. Il Valore proposto di valorizzazione della flessibilità deriva prima dalla vendita ai clienti di asset per la generazione distribuita, rendendoli prosumer che possono poi ottenere remunerazione partecipando alla demand response. Ad esempio, si menziona nel 2018 la modulazione di 9 punti vendita Unieuro per la demand response, con Enel X come BSP e gestore degli ordini di bilanciamento. [74]

Inoltre, ad inizio 2020 si è sperimentato il primo progetto per l'aggregazione alla VPP di 100 unità fotovoltaiche residenziali con accumulo per servizi MSD. L'innovazione risiede nella partecipazione anche ad utenti privati d'accumulo ai programmi di bilanciamento di rete, al

⁴ Mercato della capacità: meccanismo con cui Terna, come controparte centrale, approvvigiona la capacità produttiva tramite contratti di lungo termine al fine di consentire l'adeguatezza del Sistema elettrico. L'asta di riferimento è al 2023, con 43,4 GW assegnati. Enel, A2a e Eni sono le tre utility con le maggiori quote.

pari delle grandi centrali tradizionali, con basso impatto sullo stato di carica delle batterie. L'obiettivo, oltre il 2020, è di estendere l'adesione a maggiori unità. [82]

Altra Attività chiave in prova dal 2020 è la tecnologia Vehicle to Grid per l'immagazzinamento e restituzione dell'energia per stabilizzare la rete attraverso i veicoli elettrici, che saranno impiegati come dei sistemi d'accumulo, con benefici ambientali ed economici. Per i prosumer privati proprietari dei veicoli è prevista quindi remunerazione per i servizi resi. [71]

- *Enel X come fornitore energetico*: Trend primario del business model di Enel X è nella fornitura energetica. Nei comunicati 2018-2020, la fornitura fotovoltaica risulta centrale con la vendita e la gestione "end to end" di impianti di produzione elettrica di ogni taglia e per ogni clientela (residenziale, commerciale, industriale), con progetti tecnici nel 2019 legati allo sviluppo dei nuovi moduli bifacciali 3SUN con tecnologia a eterogiunzione (giunzione di due tipi diversi di silicio, amorfo e cristallino) da 400 W di potenza nominale e 20% d'efficienza, con maggiore durata di vita dell'impianto [66]. Compresa la partnership con Panasonic Solar per la commercializzazione di pacchetti di moduli ad alta efficienza in base alle necessità dei clienti [76].

Comunicato di febbraio 2020 riporta anche il risultato di una collaborazione di ricerca con il centro ricerca Ines sul raggiungimento di una cella solare bifacciale a eterogiunzione con efficienza 24,63% con una tecnologia che non impiega i busbar nella conduzione degli elettroni, ma tramite celle FV direttamente sovrapposte in connessione elettrica tra loro. La ricerca per la produzione della cella richiede inoltre minore impiego d'argento, quindi maggiore economicità al modulo stesso [66] [68].

Nel settore accumulo, Enel X è una delle 17 aziende nel progetto paneuropeo per l'ottenimento di finanziamenti fino a 3 miliardi di euro per la crescita della ricerca nella filiera delle batterie. Il progetto di Enel X prevede software di previsione dei guasti e di modellizzazione del deterioramento di batterie agli ioni di litio per aumentarne la vita utile e la sicurezza. L'innovazione in questo ambito è essenziale per supportare la fornitura di impianti d'accumulo elettrico. [67]

- *Enel X come gestore di infrastrutture per la ricarica elettrica*: lo spazio maggiore all'evoluzione del business model di Enel X 2018-2020 tramite comunicati è dato alla mobilità elettrica. Nel 2018 i progetti dell'utility sono tali da portare una previsione di posa per 7mila colonnine entro il 2020 e 14mila nel 2022, a fronte di un finanziamento decennale

di 115 milioni di euro dalla Banca europea per gli investimenti [83], e attraverso partnership collaborative con case automobilistiche mondiali (Honda, Nissan, Hyundai) e altre utility energetiche (Hera, Alperia) per ottenere l'interoperabilità delle infrastrutture di ricarica e la condivisione della piattaforma cloud JuiceNet per la ricarica intelligente. Questa permette di allineare le ricariche nei momenti in cui la produzione di energia da rinnovabile è più abbondante. [60] [73]

L'obiettivo di sviluppo complessivo è partito dal progetto denominato *EVA+* (Electric Vehicles Arteries) e comprende, nello specifico, l'installazione di punti di ricarica fast charge lungo le strade urbane ed extraurbane [59]. Per questo sono state brevettate infrastrutture dette "*intelligent charging solutions*" studiate per privati e aziende e comprendono colonnine JuicePole 22 kW urbane e JuicePump da 50 kW e da 150-350 kW con ricarica di due veicoli contemporaneamente e in 30 minuti nelle stazioni di servizio autostradali. Mentre JuiceBox in ambito privato con monitoraggio direttamente da telefono. [61]

A questo progresso tecnico corrisponde una ricerca di "Recharge Partner" pubblici per proporre accordi d'installazione di ricariche elettriche (es. supermercati, ristoranti...) è centrale nel mercato evolutivo di questa linea di business. Come l'acquisizione di una partecipazione per il 12,5% in Hsubject, ovvero una rete di ricarica EV a livello globale che permette ad Enel X un'interoperabilità verso 8mila nuovi punti di ricarica pubblici in Europa. [79]

- *Formula ESCo di Enel X*: Enel X svolge attività di ESCo con diagnosi energetiche mirate per la riduzione dei consumi con l'impiego di algoritmi di intelligenza artificiale per la valutazione dei consumi e l'individuazione delle aree strutturali che necessitano miglioramento [64]. L'attività di efficientamento energetico è un punto centrale dell'evoluzione prossima del business Enel X, in quanto da maggio 2019 sono stati portati avanti investimenti per 260 milioni a sostegno della riqualificazione energetica dei condomini, con sostituzione della caldaia condominiale, l'installazione di cappotti termici isolanti e l'installazione d'infissi e finestre a bassa emissione [81]. Partner chiave del finanziamento è con banca Unicredit [77]. Partner chiave per l'attività coincidono invece con Ferdelegno, per la fornitura materiali innovativi e know how tecnico a disposizione [78], e con Gruppo Gabetti per lo sviluppo di progetti che favoriscano il miglioramento dell'impatto ambientale degli edifici e la loro messa in sicurezza grazie al sistema d'incentivi Ecobonus e Sismabonus per la riqualificazione. [75]

Nel 2018 è stato anche portato a termine il piano d'acquisizione della startup Yousave, ESCo con competenza tecnologica nell'efficientamento energetico, evolvendo il business model di Enel X verso un tecnologico, che diventa ora proprietario e sviluppatore di infrastrutture tecniche necessarie [70]. È di Enel X lo sviluppo del controllo domestico Homix per la gestione combinata da remoto del riscaldamento, dell'illuminazione e della sicurezza [65].

Significativo è l'accordo con il fondo Infracapital per la creazione di una piattaforma dedicata a progetti d'efficienza energetica per clienti aziendali. L'accordo prevede la cessione di 11 impianti cogenerativi e trigenerativi del portafoglio di Enel X al fondo in cambio del finanziamento sulla crescita del portafoglio di clienti italiani ed esteri verso cui realizzare soluzioni d'efficientamento. Enel X manterrà la gestione degli impianti. [72]

L'obiettivo è estendere questo modello di business a livello mondiale con soluzioni d'efficienza personalizzate.

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM di Enel X:* Quello adottato da Enel X è un modello di business sostenibile che mira l'azienda a posizionarsi come leader globale nella produzione di energia da fonti rinnovabili. Questa linea di azione è rinforzata dal recente Piano industriale al 2022 presentato dal Enel, nel quale si prevedono sviluppi per 14 GW al 2022 di nuova capacità FER; a fronte di investimenti organici totali nel triennio a oltre 28 mld di euro (di cui 14,4 mld per lo sviluppo FER), che porteranno un Ebitda previsto a 20 mld di euro al 2022. [84]

In accordo con i comunicati il focus primario è la decarbonizzazione dei trasporti, supportata sia tramite un'espansione dell'infrastruttura di ricarica elettrica, sia con la sperimentazione della tecnologia d'aggregazione Vehicle to Grid. Inoltre, la leadership ai servizi di dispacciamento MSD tramite UVAM sarà portata avanti anche con progetti d'aggregazione di sistemi storage FV residenziali.

10.3.2 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore A2a spa

A2a spa è una delle maggiori multiutility energetiche in Italia ed è operante nella produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica, nel gas e nei servizi d'efficientamento energetico. Dal 2018 per il "Progetto aggregazione" coopera con utilities di Como, Monza, Lecco, Sondrio e Varese a servizio di 900 mila cittadini, per un business model bastato su transizione energetica, efficientamento e mobilità attraverso importanti investimenti e accordi tra parti.

Presenta alla fine del 2019 un Ebitda pari a 1,23 miliardi d'euro, in linea rispetto il 2018, e un andamento positivo anche grazie ai nuovi consolidamenti di partnership territoriale.

Gli indicatori di redditività vedono un incremento del ROI di 1,87 punti al 8,98% e una crescita del ROE di 2,74 punti al 10,05%. [85]

Tab.2: Tabella sulle attività di business di A2a spa comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Produttore con distribuzione e vendita d'energia elettrica e gas</p> <p>-ESCo per diagnosi energetiche e interventi tramite EPC, con Energy management e predisposizione all'ottenimento di TEE. Con attività di riqualificazione degli impianti climatizzatori o di teleriscaldamento.</p> <p>-Progettazione e gestione di punti ricarica per veicoli elettrici a Milano e altri comuni, o specifica per i target clientelari.</p> <p>-Progettazione, realizzazione e gestione di impianti per l'illuminazione pubblica.</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la mobilità elettrica</i></p> <p>-Sviluppo di un network di stazione di ricarica elettrica esclusiva da FER per cittadini o società e aziende pubbliche/private. [86]</p> <p>-App e-moving a pagamento, informativa delle colonnine di ricarica A2a presenti.</p> <p>-Installazione di colonnine Quick a 22 kW in AC per auto e furgoni e 3,7 kW per veicoli leggeri.</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l'attività d'efficientamento energetico</i></p> <p>-Contatori smart 2G per l'autolettura dei consumi, anche in tempo reale e di</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>-"Progetto di Aggregazione" tra A2A spa e 7 altre utility lombarde per partnership industriale e societaria. [89]</p> <p>-Accordo A2A e Fondazione Milano per la realizzazione di infrastrutture di ricarica e di stoccaggio energetico e per un impianto da 10 MWp su tetto con formula PPA. [90]</p> <p>-Rinuncia dell'acquisto di 334 MW fotovoltaici per 134 impianti e 1,2 miliardi di valore. [91]</p> <p>-Accordo A2A e TS Energy per una joint venture di sviluppo fotovoltaico fino a 300 MWp. [92]</p> <p>-Acquisizione di SunCity Energy per l'efficientamento energetico mirato verso le PMI. [88]</p> <p>-Acquisizione di Electrometal, azienda specialista del trattamento di rifiuti industriali. [93]</p> <p>-Piano A2a-Unareti per la sostituzione con contatori 2G dei vecchi dispositivi. [87]</p>

<p>-Gestore nel settore di gestione rifiuti e recupero energetico con termovalorizzazione.</p> <p>-Gestore del ciclo idrico di distribuzione e depurazione.</p>	<p>diagnosi su anomalie riscontrate. [87]</p> <p>-Piattaforma digitale da Suncity per interventi d'efficientamento consumi. [88]</p>	<p>-Accordo con Intesa Sanpaolo per la promozione di interventi per l'efficientamento energetico nei condomini. [94]</p> <p>-Accordo Talesun per l'acquisizione e sviluppo di impianti rinnovabili per 1 GW in Italia. [95]</p>
<p>SEGMENTO CLIENTELA</p> <p>-clienti residenziali, commerciali, industriali; pubblici o privati.</p>	<p><i>Evoluzione tecnica per la fornitura elettrica</i></p> <p>-Avviamento di progetti FV in partnership con Talesun, come in partenza il progetto a Foggia per un impianto da 10 MW con accumuli e operante senza incentivi verdi.</p> <p>-Assegnatario per 5 GW nell'asta madre al mercato capacità Terna 2023. [69]</p>	<p>-A2a-Unareti, si aggiudica l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale a Milano e comuni adiacenti. [96]</p> <p>-Acquisizione di azioni Ascopiave per il 4,16% per l'espansione in Veneto. [97]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-Finanziamenti fino a 70 milioni per startup che operino in business strategici per il Gruppo. [98]</p> <p>-Collocazione del primo green bond, con successo e ordini per 3,2 miliardi d'euro da investitori europei. [99]</p> <p>-500 milioni di euro d'investimenti in possibili progetti solari in Italia con Talesun. [95]</p> <p>-Finanziamenti per 150 milioni d'euro dalla BEI per la transizione energetica e le reti smart. [100]</p>

Evoluzione del Valore proposto da A2a nel 2018-2020:

- *A2a come aggregatore-fornitore di risorse FER:* A2a è aperta all'aggregazione degli impianti gestiti verso l'UVAM da aprile 2019, con una capacità gestita a dicembre 2019 di 1,2 MW, risultato marginale rispetto altri BSP.

I comunicati stampa mostrano invece un modello di business orientato verso il Mercato della capacità, in cui A2a si è aggiudicata la consegna di 5 GW totali di capacità al 2023, di cui 0,2 GW relativi a capacità di nuova generazione. Il prezzo di aggiudicazione è stato pari a 33.000 €/MW per la capacità esistente e 75.000 €/MW per 15 anni per la capacità da realizzare. [69] [101]

A supporto del business rinnovabile vi è l'accordo con la società cinese Talesun per l'acquisizione di un programma di sviluppo di progetti fotovoltaici sul territorio italiano per 1 GW di potenza complessiva con investimenti, se la realizzazione sarà sul totale progettato, di circa 500 milioni di euro. [95] In questa chiave va visto anche il *Green bond*⁵ emesso da

⁵ Obbligazione i cui proventi sono utilizzati solo per finanziare nuovi progetti esistenti per la tutela ambientale, come l'impiego di nuovi progetti FER e azioni d'efficientamento energetico.

A2a a giugno 2019 per 400 milioni di euro e durata decennale. Il bond ha ricevuto offerte per oltre 3 miliardi di euro dei cui proventi netti andranno a finanziare progetti di sviluppo rinnovabile e d'efficienza. [99]

- *Partner e Attività chiave costituiti 2018-2020*: Oltre a Telesun, altri accordi per la crescita rinnovabile fotovoltaica sono stati presi. A fine 2018, grazie ad una joint venture il gruppo A2a e la Fondazione che controlla la Fiera di Milano sono in accordo per l'installazione su tetto di un impianto fotovoltaico di 10 MWp, con formula PPA, per l'alimentazione della Fiera e delle zone limitrofe. Si tratterebbe di uno dei maggiori impianti solari su tetto in Europa. L'accordo prevede anche lo sviluppo di soluzioni di ricarica dei veicoli elettrici e di stoccaggio dell'energia all'interno dell'area del polo fieristico. [90]

Joint venture accordata, nello stesso periodo, anche con TS Energy Europe per l'acquisto del portafoglio fotovoltaico italiano di Telesun di 43 MWp e, successivamente all'acquisizione, la costituzione di una joint venture con obiettivi di sviluppo congiunto fino a 300 MWp di impianti FV in market parity. [92]

Nell'ultimo decennio A2a è aperta all'attività anche dei sistemi di ricarica elettrica, con la gestione al 2020 di 500 punti di ricarica nei comuni lombardi e con prospettive al 2023 di installazione di oltre 1660 colonnine, gestibili dal cliente con app proprietaria E-moving. Le colonnine saranno certificate con marchio green che ne riconosca la provenienza 100% rinnovabile. [86]

A favorire l'attività di ESCo vi è l'accordo con Intesa Sanpaolo per promuovere interventi di efficientamento energetico per condomini, con la concessione di finanziamenti ai clienti fino all'80% dell'investimento. E con Suncity per lo sviluppo proprio di piattaforme digitali e servizi verso cui adottare il modello di efficienza distribuita, anche personalizzato per l'efficienza energetica verso le aziende PMI con consumi tra i 100 e i 1000 MWh. [88]

Operazione in corso nel 2020 è la fusione di due utility venete attive nella vendita energetica e nel ciclo dei rifiuti, ovvero agsm e aim, con A2a, in una nuova multiutility per la crescita congiunta e per cui A2a darà in concessione un termovalorizzatore e rinnovabili idroelettriche in cambio del 30% della quota. [89]

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM*: Un'intensa attività di partnership è stata portata avanti da A2a con un modello di business che cresce ed evolve nella gestione e nel trading di energia da fotovoltaico e nel suo impiego anche come alimentazione delle colonnine di ricarica elettrica 100% green. L'accelerazione del rinnovo della capacità di generazione è

portato avanti in particolare dagli accordi con Talesun per l'acquisizione di una pipeline di progetti per una capacità di circa 1 GW.

Nel modello l'attività di aggregazione con UVAM è molto limitata, superata dagli impegni nella fornitura FV e nel supporto al Mercato della capacità.

10.3.3 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

Duferco Energia

Duferco Energia è un'azienda del Gruppo Duferco attiva dalla produzione, al trading, sino alla fornitura all'utente finale d'energia elettrica e di gas, nonché relativa all'efficientamento energetico degli edifici. Nel 2019 è detentore del 3,6% delle quote di vendita nel mercato libero con 6.560 GWh d'energia, in particolare ai clienti in alta o altissima tensione.

Tab.3: Tabella sulle attività di business di Duferco Energia comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Produttore e fornitore di energia elettrica, anche da FER e con trading contratti PPA.</p> <p>-Bilanciamento domanda offerta con partecipazione UVAM tramite asta.</p> <p>-Trader d'energia elettrica e gas nel mercato libero e analisi di mercato, con previsioni sul consumo e sui prezzi di power e gas e console proprietaria di gestione portafoglio clienti.</p> <p>-Ottimizzazione del portafoglio clienti alle tariffe ToU.</p> <p>-Efficienza Energetica con proposte di riqualificazione dell'impianto luci, monitoraggio dei consumi, recupero del calore, refitting degli impianti di servizi ausiliari e nuove soluzioni di green logistic.</p> <p>-Gestore di infrastrutture di ricarica elettrica.</p> <p>SEGMENTO CLIENTELA</p> <p>-Utenti commerciali o industriali, pubblici o privati. Attivo specialmente per clienti in alta o altissima tensione.</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la fornitura di servizi ancillari</i></p> <p>-Progetto "peaker" per il bilanciamento della rete elettrica alimentato a gas naturale. [102]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la mobilità elettrica</i></p> <p>-Progetto Unit-e per l'installazione di nuove strutture di ricarica per la mobilità elettrica in Europa e Italia. [103] [104]</p> <p>-Installazione di colonnine Fast e Quick Charge e del primo parcheggio EV-ready italiano. [105]</p> <p>-App D-Mobility e sistemi di power management, a sistemi di parking, fast charge a 96 kW con ricarica in 30 minuti. [104]</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>-Accordi con la società RINA per la sua fornitura energetica in garanzia certificata GO. [106]</p> <p>-Partnership con COOP e regione Liguria per l'installazione di ricarica in luoghi pubblici. [107]</p> <p>-Accordo in PPA corporate per la fornitura da eolico al trader DXT Commodities. [108]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-Progetto Unit-e cofinanziato con fondi europei. [103]</p> <p>-60 milioni investiti nel mercato delle capacità al progetto "peaker". [102]</p> <p>-Nuove infrastrutture di ricarica promosse dal Ministero con fondi PNire 2015. [109]</p>

Evoluzione del Valore proposto da Duferco Energia nel 2018-2020:

- *Aggregatore con partecipazione al MSD tramite UVAM e trader energetico:* Dal 2019 Duferco spa è partecipe al progetto pilota UVA con 47 MW assegnati a dicembre 2019, e circa 30 MW dall'asta Terna 2020.

Nel settore dispacciamento i comunicati trattano un progetto “*peaker*”, a Brescia con 60 milioni d'investimento, per il bilanciamento della rete elettrica attraverso alimentazione a gas naturale e per fare fronte alla variabilità del sistema elettrico portata dalle rinnovabili.

I *peakers* vengono infatti realizzati per garantire rapide risposte adattabili alle richieste di Terna nel momento in cui si ha elevato carico e bassa produzione FER.

In particolare, si tratta di un impianto OCGT (Open Cycle Gas Turbine) da 130 MW che produrrà energia elettrica tramite una turbina a gas naturale aeroderivata ad alta efficienza e basse emissioni. L'impianto è previsto in funzione a partire da giugno 2020 e sarà a gestione diretta di Terna e chiamato al servizio per 800 ore l'anno. [102]

A maggio 2019 si è costituito il primo PPA corporate (con coinvolgimento di un cliente finale) per la fornitura di energia a lungo termine esclusivamente da fonti eoliche, con un totale di 200 GWh che saranno generati da un nuovo parco in realizzazione nel nord Italia dal gruppo Fera (Fabbrica Energie Rinnovabili Ambiente) e venduta a prezzo fisso al trader DXT Commodities per un periodo di 7 anni. A loro volta l'energia sarà venduta agli energivori delle acciaierie, che porteranno fino 15.000 ton/anno di emissioni in meno. [108]

Altra partnership significativa è avvenuta nel 2018 con RINA, società italiana energivora per oltre 7.200 MWh l'anno, la quale ha scelto Duferco per la propria fornitura, esclusivamente da fonti rinnovabili certificate con Garanzia GO 100% rinnovabile. [106]

- *Duferco come fornitore di strutture per la ricarica elettrica:* Secondo i comunicati l'elemento centrale del business model di Duferco 2018-2020 viene dall'installazione di infrastrutture per la mobilità elettrica nel territorio ligure. Ad oggi Duferco è gestore di 2.500 punti di ricarica in Italia e oltre 18.000 in Europa. Gli interventi nella mobilità sono promossi dai finanziamenti dal Ministero delle Infrastrutture tramite fondi dal PNire 2015 (Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica). [109]

L'evoluzione è portata con il progetto Unit-e per l'ampliamento del servizio di roaming internazionale e l'operabilità su 6.400 nuovi punti di ricarica in Europa e l'installazione dell'infrastruttura Oulx per la ricarica Fast in 30 minuti con 96 MW di potenza complessiva. [104]

Nel territorio, i comunicati evidenziano partnership con Coop Liguria e accordi regionali per l'installazione di colonnine di ricarica in luoghi pubblici d'interesse della tipologia Quick Charge da 22 kW e da 3,7 kW (auto e moto), con possibilità di ricarica da due a quattro veicoli insieme attraverso l'app di monitoraggio proprietaria D-mobility. [107]

Nel 2019 a Genova è arrivato il primo parcheggio EV-ready con un'area di ricarica con 33 wallbox per 150 stalli integrata con il prezzo e il tempo della sosta e 60 nuovi punti di ricarica per veicoli leggeri con presa di tipo 3A. [105]

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM:* I comunicati permettono di riportare un modello di business per Duferco che evolve al dispacciamento grazie ad importanti investimenti e nella crescita nel settore della fornitura elettrica.

L'investimento per il peaker per il bilanciamento della rete elettrica è uno strumento necessario per garantire la transizione verso le rinnovabili. L'impegno del nuovo business è anche verso soluzioni di ricarica per veicoli elettrici, in ambito privato e pubblico, per utenti privati o commerciali affinché la mobilità elettrica possa essere un'opzione concreta per un'utenza sempre più ampia.

10.3.4 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

Engie Italia

Engie è un'azienda energetica francese, operante anche in Italia nel settore della produzione e distribuzione di energia elettrica, nel gas naturale, nell'energia rinnovabile e nell'efficientamento di privati, città e imprese. L'impegno del suo modello di business va nella fornitura elettrica a zero emissioni, attraverso nuove partnership con utenti industriali.

Tab.4: Tabella sulle attività di business di Engie Italia comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Fornitore energetico (gas ed elettrico) con consulenza sulla riduzione dei costi di bolletta. Fornitore di impianti DER rinnovabile e CHP per aziende.</p> <p>-Gestore di 11 reti per il teleriscaldamento.</p> <p>-Servizi di efficienza energetica di riduzione dei costi di produzione aziendali.</p> <p>-Servizi di riqualificazione energetica degli edifici a livello edile e impiantistico.</p> <p>-Partecipazione al progetto UVAM con offerte di demand response al cliente.</p> <p>-Servizi nella mobilità elettrica, vetture e infrastrutture.</p> <p>SEG. CLIENTELA</p> <p>-Clienti industriali e commerciali, condomini e comuni cittadini.</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la fornitura</i></p> <p>-Partnership con Feralpi e L'Oreal per la progettazione di un sistema di teleriscaldamento dalle acque di scarto. [110]</p> <p>-Progetti di costruzione per 1,5 GW d'eolico offshore e per 4 GW in sviluppo. [111]</p> <p>-Accordo con FCA e sviluppo di wallbox domestica plug-and-play pronta all'uso. [112]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l'attività d'efficientamento energetico</i></p> <p>-Caldaia "peso zero" a riduzione delle emissioni. [113]</p> <p>-LED a basso wattaggio con 65% di consumo elettrico in meno. [114]</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>-Accordo con Wienerberger per la sua fornitura elettrica green con PPA. [115]</p> <p>-Accordi con il comune di Ercolano e Monterotondo per l'illuminazione a LED efficiente. [114] [116]</p> <p>-Acquisto della rete del teleriscaldamento di Cinisello (Milano) per la fornitura di condomini. [117]</p> <p>-Partnership tecnica con Sungevity per il gruppo d'acquisto CasaRinnovabile. [118]</p> <p>-Vendita di 2,3 GW di centrali a carbone ad aprile 2019. [119]</p> <p>-Partnership con Alcantara per il suo risparmio energetico. [120]</p> <p>-Partnership con Arval per la progettazione di punti di ricarica elettrica green. [121]</p> <p>-Accordi con Marcegaglia spa, azienda del settore acciaio, per la costruzione di due centrali a gas cogenerative da 50 MW per il suo fabbisogno. [122]</p> <p>-Nuovi accordi con i comuni per la riqualificazione dell'illuminazione pubblica. [114]</p> <p>-Accordi con L'Oreal per l'integrazione dell'acqua di scarto nella rete di teleriscaldamento di Engie. [110]</p> <p>-Joint venture con la società spagnola EDP per l'eolico offshore per oltre 10 GW di progetti al 2025. [111]</p>

		<p>-Accordo d'acquisto di parchi eolici per 142 MW in Italia da Macquarie Infrastructure. [123]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-Investimenti per l'obiettivo di 3 GW di capacità FER al 2021. [123]</p> <p>-5 milioni di euro investiti con Brianza Energia per il teleriscaldamento. [124]</p> <p>-Investimenti per la sostituzione con LED dell'illuminazione pubblica. [116]</p> <p>-50 milioni d'investimento per due centrali a gas per produzione CHP a Marcegaglia spa. [122]</p>
--	--	--

Evoluzione del Valore proposto da Engie IT nel 2018-2020:

- *Engie IT come fornitore energetico rinnovabile:* Il business model del periodo considerato risulta orientato ad un target produttivo rinnovabile. Ad aprile 2019 Engie ha venduto 2,3 GW di centrali a carbone seguito dall'annuncio di cessione degli investimenti in ambito centrali a fonti fossili, ad impegno della sola decarbonizzazione della produzione. [119] A questo si considerano i 50 milioni investiti nel 2018 per due centrali cogenerative a gas da 50 MW che alimenteranno interamente due siti industriali a Mantova entro il 2020. [122] Le intenzioni si vedono anche dall'essere Engie il primo operatore ad aver firmato un PPA per il collegamento di impianti propri ad un cliente finale, ovvero di un contratto quinquennale PPA per la fornitura elettrica fotovoltaica a stabilimenti del settore edile del gruppo Wienerberger [115]. Nei comunicati 2019 del settore FV viene descritto anche l'accordo per il gruppo d'acquisto CasaRinnovabile, in partnership con Sungevity, per realizzare impianti fotovoltaici nell'ambito del progetto europeo Clear 2.0 patrocinato dall'UE. L'accordo prevede la realizzazione e il monitoraggio di impianti fotovoltaici chiavi in mano ad utenti residenziali, sotto l'approvazione qualitativa di Altroconsumo. [118] In ambito rinnovabile eolico si riporta l'acquisto del business italiano del fondo Macquarie per 8 parchi con capacità di 142 MW e l'importante joint venture di maggio 2019 con il gruppo portoghese EDP per raggiungere un portafoglio di progetti di 10-17 GW entro il 2025, di cui almeno 5-7 GW in funzione [111]. Questi progetti saranno specifici nell'ambito dell'eolico off shore e galleggiante, soluzione innovativa che ad oggi porta solo lo 0,3% della produzione energetica globale ma con investimenti generali che possono portare fino a 180 GW al 2040.

Attività chiave del business 2018-2020 per Engie viene dal teleriscaldamento, di cui Engie è detentore di 11 reti di distribuzione e con accordi presi per il recupero del calore dai circuiti di raffreddamento dell'acciaieria Feralpi e di scarto da L'Oreal e riutilizzarlo per il riscaldamento di edifici pubblici [110]. Con l'acquisto della sola rete di Cinisello Balsamo (Milano) Engie è fornitore di circa 50 GWh per 130 condomini a riduzione degli agenti inquinanti rispetto il riscaldamento tradizionale [117] [124]. A partire dal 2021 parte di quest'energia prodotta verrà da termovalorizzazione, consentendo ulteriori riduzioni d'inquinanti.

- *Aggregatore con partecipazione al MSD tramite UVAM e Mercato della capacità:*

Engie IT è un aggregatore partecipante alla demand response di Terna con quasi 37 MW assegnati a dicembre 2019, e altrettanti nelle aste annuali del 2020.

Invece, dall'asta madre per il mercato delle capacità 2023 Engie risulta assegnatario di 1.5 GW sui 43 assegnati sul totale. Risultati non significativi che mostrano un orientamento più rivolto alla fornitura energetica verso gli utenti che all'aggregazione delle risorse e alla fornitura di capacità per Terna. [69]

- *Engie IT come ESCo:* A sostegno della sua attività di qualificatore energetico Engie ha sviluppato nel 2019 la caldaia "Peso Zero" in classe A+, una soluzione che consente di avere una riduzione delle emissioni fino al 50% e dei consumi fino al 25% rispetto una caldaia tradizionale. [113] In ambito risparmio dei comuni cittadini il modello di business prevede la riqualifica dell'illuminazione pubblica con investimenti per l'installazione di LED a basso wattaggio che permettano un risparmio energetico del 65%, e una seguente diminuzione delle emissioni di CO₂. [104] [106]

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM:* Dai comunicati analizzati non emerge nessuna comunicazione diretta sulla sua attività d'aggregatore né di prospettive per il futuro. Il business model 2018-2020 è rivolto del tutto alla transizione a zero emissioni di CO₂ con acquisizioni per la fornitura elettrica green, con accordi e progetti a favore del rinnovabile, del teleriscaldamento e del risparmio energetico. Viene posto un limite definitivo alla generazione tradizionali attraverso la vendita di centrali a carbone e gli acquisti di parchi eolici e fotovoltaici. L'ambizione del modello è nel raggiungimento dei 3 GW di capacità da FER proposti entro il 2021.

10.3.5 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

Alperia spa

Alperia spa è una società italiana per la fornitura e produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è il terzo produttore idroelettrico nazionale con 1,4 GW di capacità installata ed è stata riconosciuta nel 2018 come uno dei marchi energetici migliori del mondo [125].

In particolare è gestore, al 2019, di 34 centrali idroelettriche, 6 cogenerativi a biomassa e 6 centrali per il teleriscaldamento. Il modello di business è orientato all'apertura della fornitura da fotovoltaico e all'ampliamento dell'infrastruttura per la ricarica dei veicoli elettrici, di cui è gestore per 1.000 punti ricarica. È partecipante al progetto UVAM da novembre 2019.

Tab.5: Tabella sulle attività di business di Alperia spa comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Gestore di impianti FER idroelettrica, cogenerativi, teleriscaldamento e fotovoltaici in Trentino-Alto Adige.</p> <p>-Fornitore di energia elettrica (prevalenza da idroelettrico) e gas naturale sul mercato libero.</p> <p>-Aggregatore con UVAM per soli 1,4 MW a fine 2019.</p> <p>-ESCO per l'efficientamento energetico aziendale.</p> <p>-Gestore di Neogy, affiliata per l'installazione di colonnine di ricarica elettrica</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la mobilità elettrica</i></p> <p>-Pagamento smart con QR code presso le colonnine di ricarica, senza card ricaricabile o app. [126]</p> <p>-Sviluppo del primo hypercharger per la ricarica elettrica rapida. [127]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la fornitura</i></p> <p>-Investimenti mirati nella filiera del gas naturale per annullare le emissioni di CO₂. [128]</p> <p>-Prove per una piattaforma con tecnologia blockchain per la condivisione energetica. [129]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l'attività l'efficientamento</i></p> <p>-Introduzione del nuovo contatore intelligente per i consumi energetici. [130]</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>-Acquisto del 60% di Bartucci spa, società per interventi di efficienza energetica. [131]</p> <p>-Accordi con Enel X per l'interoperabilità reciproca delle stazioni di ricarica elettrica. [132]</p> <p>-Partnership con Regalgrid per la condivisione della piattaforma di monitoraggio dell'energia autoprodotta e consumata da FV al cliente. [133]</p> <p>-Accordi con Hsubject per l'apertura alle loro stazioni di ricarica europee. [134]</p> <p>-Apertura a startup innovative per idee imprenditoriali per ogni tema del settore energetico. [135]</p> <p>-Acquisto del 70% delle azioni di Sum, operatore energetico del Veneto; e del 72% di Green Power, azienda attiva nell'efficientamento domestico. [136], [137]</p> <p>-Joint venture con Dolomiti Energia per la costituzione di Neogy per lo sviluppo della mobilità elettrica. [138]</p> <p>-Accordi con PowerLedger per software di monitoraggio fotovoltaico blockchain. [129]</p> <p>-Partnership con Cassa di Risparmio di Bolzano Sparkasse per consulenze sulla fornitura elettrica</p>

<p>SEG. CLIENTELA</p> <p>-Clienti industriali, commerciali e residenziali.</p>		<p>green di Alperia ai clienti e sottoscrizione contratto direttamente in banca. [139]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-80 milioni investiti nel 2018 per manutenzione e ammodernamento delle centrali idroelettriche.</p> <p>-40 milioni spesi e investimenti al 2024 per 150 milioni per le acquisizioni in Veneto. [140]</p>
---	--	--

Evoluzione del Valore proposto da Alperia spa nel 2018-2020:

- *Alperia come fornitore di strutture per la ricarica elettrica:* Importante attenzione al modello di business 2018-2020 di Alperia è data alla mobilità elettrica e alle proprie infrastrutture di ricarica alimentate con energia green idroelettrica. La semplificazione del viaggio è stata supportata con accordi con Enel X per l'interoperabilità delle reciproche strutture di ricarica [132], permettendo ai veicoli elettrici di effettuare spostamenti lunghi avendo ora accesso alle più di mille colonnine di Enel X nel territorio italiano. Inoltre a livello europeo, con la cooperazione della rete di ricarica Hubject, i clienti Alperia possono accedere a circa 25.000 stazioni di ricarica collocate in Europa [134] e attraverso un sistema di pagamento semplice e senza costi fissi, pagando solo in base all'effettivo consumo tramite lettura del codice QR sulla colonnina [126].

Nel 2018 Alperia inaugura la prima colonnina di ricarica hyper fast italiana, con una potenza di 150 kW e fino ad un massimo di 300 kW, con riduzione del tempo di ricarica a meno di 30 minuti. La particolarità è proprio la modulabilità, partendo da potenze basse e potenziando la colonnina successivamente con nuovi moduli. [127]

Nel 2019, un accordo con Dolomiti Energia è stato siglato per la costituzione della società Neogy, dedicata al solo sviluppo della mobilità al 100% elettrica. Il modello della società è quello di espandere capillarmente l'attuale infrastruttura di colonnine di ricarica del Trentino con punti di rifornimento pubblici senza contratto e anche privati, alimentati ad energia idroelettrica. [138]

- *Investimenti e partnership per l'espansione del Valore proposto:* Circa 40 milioni di euro sono stati investiti nel 2018 e 2019 per le acquisizioni della maggioranza di Bartucci, Sum e GreenPower spa, su cui verranno investiti quasi 150 milioni al 2024. Si tratta del piano

d'espansione in Veneto previsto da Alperia per espandere il proprio business finora prevalente al 70% dell'Ebitda verso le centrali idroelettriche. [136], [137]

Di qui la necessità di Alperia di investire per aumentare il business della mobilità elettrica e dell'efficiamento energetico. Nel dettaglio le acquisizioni comprendono:

Bartucci spa è un ESCo, di consulenza per la riduzione dei costi energetici, gestionali e di emissioni a livello industriale [131];

GreenPower spa è invece attiva nei settori energetici in ambito residenziale (fotovoltaico e calore);

Sum spa, fornitore d'energia elettrica e di gas a livello industriale nel Veneto.

Nella generazione fotovoltaica del 2020, una tecnologia innovativa di prova è sviluppata da Alperia con la startup PowerLedger per permettere a famiglie e imprese di scambiare, tra vicini reali o virtuali, l'energia in eccesso generata dai propri impianti fotovoltaici, tramite tecnologia a *blockchain* (approfondimento in merito nel Par. 10.5.1). [129]

- *Considerazioni sull'evoluzione del business model:* Il modello di business emerso dai comunicati 2018-2020 è concentrato nella diversificazione del Valore proposto attraverso acquisizioni aziendali in Veneto, finora derivato in larga parte alla gestione della fornitura energetica da centrali idroelettriche. Gli accordi con Sparkasse si dimostrano significativi per promuovere ai clienti la fornitura di questa energia green, con possibilità di sottoscrivere il contratto direttamente nelle filiali della banca. [139]

Partner e Risorse chiave sono stati trovati per lo sviluppo della rete di ricarica elettrica in Italia e all'estero.

Secondo quanto emerso dai comunicati un'apertura maggiore al progetto UVAM e all'aggregazione di risorse non è nei piani di business della società, che si assesta su soli 1,4 MW di potenza assegnata a dicembre 2019 e sulla non partecipazione all'approvvigionamento 2020. Ridotto è anche l'interesse alla partecipazione al mercato della capacità con 660 MW assegnati al 2023, al 12° posto.

10.3.6 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

Falck Renewables spa

Falck Renewables è uno dei principali pure play in Europa per la realizzazione e gestione di impianti da produzione rinnovabile, possessore nel 2019 di 1.123 MW di capacità installata e gestore di 2.400 MW di asset in cinque paesi del mondo.

Tramite la sua controllata Falck Next è attivo anche nello sviluppo di opportunità per l'efficienza energetica che richiedono un investimento consistente, la garanzia delle performance di impianto ed un contratto a medio-lungo termine con la controparte. Le attività comprendono anche il dispacciamento di asset del Gruppo e di terzi, contratti di fornitura di energia a lungo termine (Corporate PPA), servizi di portfolio management, sviluppo di soluzioni avanzate di gestione della domanda (UVAM, interrompibilità), stoccaggio e servizi di rete per gli impianti di produzione di energia.

Nel 2018 il Gruppo ha un Ebitda consolidato a 191 milioni di euro, con un Utile Netto di Gruppo a 34 milioni di euro. La posizione finanziaria solida con un modello di business volto al consolidare il Valore proposto. Gli indicatori di redditività vedono un incremento del ROI di 4,73 punti al 10,47% e una crescita del ROE di 10,47 punti al 10,86%. [141]

Tab.6: Tabella sulle attività di business di Falck R. spa comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Progettazione e gestione di impianti rinnovabili nel mondo.</p> <p>-Energy management ed energy efficiency per i consumatori finali di energia.</p> <p>-Fornitore energetico rinnovabile anche con contratti PPA.</p> <p>-Aggregatore di flessibilità e partecipante all'UVAM.</p> <p>-Ottimizzazione dell'energia immessa in</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per la fornitura</i></p> <p>-Partecipazione ad un progetto solare in sviluppo in Sicilia per 195 MW di capacità complessiva.</p> <p>-dicembre 2019: entrata in servizio di 97 MW di nuova capacità da impianti eolici in Norvegia e Svezia. [141]</p> <p>-febbraio 2020: entrata in funzione di 10 MW eolici dall'impianto di Carrecastro in Spagna. [142]</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>- Acquisizione del 51% di Energy Team, azienda nel controllo consumi e di gestione della flessibilità sui mercati. [143]</p> <p>-Siglato accordo con Noedex per la fornitura di 31 turbine eoliche per i parchi gestiti dal Falck. [144]</p> <p>-Acquisizione di 3 progetti fotovoltaici da 14,5 MW negli Stati Uniti. [145]</p> <p>-Accordo per l'acquisto del 70% di un progetto solare in Sicilia da Big Fish SPV srl. [146]</p> <p>-Acquisizione di 5 parchi eolici in Francia per 56 MW. [147]</p> <p>-Accordo con REG Windpower per 200 MW di progetti solari ed eolici nel Regno Unito. [148]</p>

<p>rete da impianti di produzione.</p> <p>SEG. CLIENTELA</p> <p>-PMI e grandi aziende pubbliche o private.</p> <p>-Mercati elettrici</p>		<p>-Firma di PPA decennale di vendita d'energia elettrica prodotta da un proprio impianto in UK. [149]</p> <p>-Firma di PPA decennale di vendita del 70% dell'elettricità prodotta da un impianto norvegese. [150]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-Investimenti per 27 milioni di dollari a progetti fotovoltaici statunitensi.</p> <p>-Finanziamenti per 37 milioni di euro per l'acquisto di 5 parchi eolici francesi. [147]</p> <p>-121 milioni di euro investiti per i contratti di fornitura di turbine eoliche Nordex. [144]</p> <p>-60mila euro per la partecipazione al capitale sociale di Big Fish SPV srl.</p> <p>-Finanziamenti per 35 milioni fino al 2029 per aggiornamento di tre impianti solari in Sicilia. [141]</p>
---	--	--

Evoluzione del Valore proposto da Falck Renewables nel 2018-2020:

- *Aggregatore con partecipazione al MSD tramite UVAM:* Falck Renewables con la controllata Falck Next è partecipante al progetto UVA dal 14 novembre 2018 con 1,3 MW qualificati a partecipare all'approvvigionamento. Nel corso del 2019 la quota assegnata è aumentata fino a raggiungere i 19,8 MW a dicembre, mentre per il 2020 risulta vincitore all'asta annuale per 32 MW complessivi nelle due Aree.

A vantaggio dell'attività di aggregatore vi è, nel 2018, l'acquisizione di Energy Team, azienda nel settore servizi di controllo della flessibilità sui mercati elettrici, che ha permesso al Gruppo di includere servizi di monitoraggio, dispacciamento assets, gestione del portafoglio, demand response, accumulo elettrico ed efficienza energetica. Grazie ad Energy Team, il Gruppo può già oggi fare leva su oltre 5.000 clienti industriali e commerciali in Italia. [143]

- *Gestore di impianti rinnovabili a livello globale:* Obiettivo primario del business model di Falck Renewables è l'espansione dei propri asset o la vendita, a soggetti terzi, di progetti già sviluppati. L'obiettivo previsto dal Piano Industriale, in particolare, è di un aumento a

1.430 MW di capacità installata nel 2021 [151]. Negli ultimi due anni il Gruppo ha investito per l'aumento della capacità installata a 1.123 MW grazie alle acquisizioni di +14,5 MW fotovoltaici negli Stati Uniti e con la firma per ulteriori +56 MW di eolico in esercizio in Francia. Tra dicembre 2019 e febbraio 2020 sono entrati in funzione 97 MW di capacità eolica in Norvegia e Svezia e 10 MW di eolico da nuovi impianti spagnoli. Il target del modello di business punta al 2021 all'aumento fino a 1.430 MW di capacità anche tramite accordi già siglati per la partecipazione a quasi 400 MW complessivi in progetti eolici e fotovoltaici in Regno Unito e Sicilia. [139]-[145]

Nel gennaio 2020 annuncia la firma di un contratto PPA per la vendita del 70% dell'energia prodotta dal suo impianto eolico in Norvegia. Il PPA ha durata di 10 anni, così come quello analogo firmato in Regno Unito, a riprova di come all'estero le utility siano maggiormente avviate a questa tipologia di contratto. [144] [145]

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM:* Quello di Falck Renewables è un modello di business orientato ad investimenti con il duplice obiettivo sia di creare e catturare maggior valore sia di alimentare un portafoglio di progetti pronti a competere nel mercato libero e in quello dei PPA. La scelta del focus dello sviluppo progettuale come percorso di crescita potrà portare nuove alternative per il Gruppo consentendo l'espansione dei propri asset o la vendita, a clienti terzi, di progetti già sviluppati. L'aggregazione delle risorse copre un ruolo significativo con acquisizioni per l'incremento di know how relativo alla gestione di MW di domanda abilitata a servizi di rete.

10.3.7 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

Eni spa (Eni gas e luce ed Enipower)

Eni spa è una società multinazionale dello Stato italiano attiva prevalentemente nella produzione e commercializzazione d'energia elettrica, nella produzione e distribuzione di petrolio e gas naturale. Il suo business prevalente è centrato nelle fonti fossili tradizionali ma l'orientamento degli ultimi anni è aperto alle rinnovabili.

Infatti, il Piano strategico 2019-2022 di Eni [152] ha come target principale la decarbonizzazione in linea con gli Accordi di Parigi, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ ricorrendo alle fonti low carbon e ai biocombustibili, e compensando i residui emessi con progetti di forestazione. L'espansione rinnovabile posta come obiettivo è di oltre 1,6 GW di capacità installata al 2022 e a 5 GW entro il 2025 e del 45% in meno di emissioni dalle proprie attività di upstream e di perdite fuggitive del gas metano. Al 2030 l'azienda punta alla neutralità carbonica.

Le aziende controllate e partecipanti all'attività di aggregatore sono Eni gas e luce ed Enipower spa, con soli 2 e 4 MW approvigionati all'asta dicembre 2019.

Tab.7: Tabella sulle attività di business di Eni spa comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO -Fornitore e gestore energetico da fonti tradizionali e FER. -Leader italiano nel commercio e raffinazione di prodotti petroliferi e del gas naturale. -Attività legate esplorazione di nuovi giacimenti petroliferi -Produttore di biofuel da oli vegetali. -Produttore e gestore nel settore FV.	COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE <i>Evoluzione tecnica per la fornitura energetica</i> -"Progetto Italia" per 220 MW di nuovo FV da siti dismessi. [153] -Gestione di 1 MW di FV per l'autoconsumo di un'industria a Potenza. [154] -Impianto FV da 26 MWp in provincia di Cagliari. [155] -Due parchi solari da 1 MWp ad alimentazione del sito industriale di Gela e Pavia. [156] -Parco FV da 31 MW a Porto Torres. [157]	COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE -Accordo con il CNR per sviluppo di ricerche congiunte in risposta alle sfide globali. [168] -Alleanza con il Politecnico di Milano per la ricerca scientifica sullo sviluppo dell'economia circolare. [169] -Partnership Enerray per la realizzazione un parchi FV a supporto del Progetto [156] -Partnership con ENEA per attività di ricerca tecnica congiunta. [170] -Accordo con AMA per la raccolta dei biocarburanti. [171] -Accordo con Ionity per lo sviluppo di colonnine di ricarica elettriche. [172] -Partnership con Poste Italiane per servizi digitali e finanziari. [173]

<p>SEG. CLIENTELA</p> <p>-Clienti residenziali e commerciali, anche esteri.</p> <p>-Grandi aziende e PMI.</p>	<p>-Convertitori elettrici da moto ondoso con tecnologia ISWEC. [158]</p> <p>-impianto FV galleggiante per 14,2 MW a Brindisi. [159]</p> <p>-Progetto GreenIT per la produzione e fornitura energetica da FER. [160]</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l'attività di fornitura combustibile</i></p> <p>-Ricerche su una tecnologia per la produzione di metanolo tramite CO₂. [161]</p> <p>--Accordo con INA per creare una rete d'interconnessione per il gas naturale con la Croazia. [162]</p> <p>-Sviluppo della prima stazione di rifornimento per l'idrogeno. [163]</p> <p>-Ricerche per il biorisanamento. [164]</p> <p>-Nuovo carburante A20 a basse emissioni. [165]</p> <p>-Sviluppo di una rete di rifornimento per il biometano agricolo.</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l'attività d'efficiamento energetico</i></p> <p>-Progetto "CappottoMio" per la riqualifica energetica e sismica di condomini. [166]</p> <p>-Acquisizione della ESCo SEA spa per l'efficienza industriale e residenziale e attiva nell'antisismico. [167]</p>	<p>-Accordo con Zurich italia per soluzioni assicurative ai clienti Eni. [174]</p> <p>-Ritiro dalla gara d'acquisto dei 134 impianti solari di RTR. [175]</p> <p>-Partnership con Synhelion e FCA per lo sviluppo di nuovi carburanti. [165]</p> <p>-Accordo Fincantieri e Terna per la produzione elettrica da moto ondoso. [158]</p> <p>-Intesa con Regione Lombardia per la valorizzazione dei rifiuti urbani attraverso il riciclo in materie plastiche o bio-oli. [176]</p> <p>-Partnership con Toyota per la via dell'idrogeno. [163]</p> <p>-Partnership con UniPv per la decarbonizzazione e l'economia circolare. [164]</p> <p>-Accordo con Coldiretti per la produzione di biogas da scarti agricoli. [177]</p> <p>-Acquisizione di Evolvere, società di vendita e gestione di impianti FV. [178]</p> <p>-Joint venture con Cdp Equity per GreenIT, attiva nel territorio per la fornitura all'ingrosso di elettricità da FER. [160]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-Finanziamenti per 20 milioni d'euro con il CNR per l'istituzione di centri di ricerca. [168]</p> <p>-Finanziamenti di ricerca al Politecnico di Milano. [169]</p> <p>-Investimenti globali per 33 miliardi di euro nel Piano strategico 2019-2022, solo 1,4 miliardi saranno investiti per le FER. Il 77% andrà alla crescita produttiva da fonti fossili. [152]</p>
--	---	---

Evoluzione del Valore proposto da Eni spa nel 2018-2020:

- *Attività chiave di Eni per la ricerca:* A favore della ricerca i comunicati 2018-2020 osservano precise attività di finanziamento e collaborazione legate alle aree di interesse dei

biocombustibili, dell'economia circolare, della digitalizzazione e della tutela ambientale. Sono stati finanziati 20 milioni di euro tra Eni e il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) per lo sviluppo di 4 centri di ricerca sul territorio e la realizzazione di ricerche congiunte nei settori della fusione nucleare, dell'acqua, dell'agricoltura e del riscaldamento globale. [168] Dal 2008 ad oggi Eni risulta essere finanziatrice per 40 milioni di euro verso attività di ricerca tecnica per il Politecnico di Milano, nel 2018 questi accordi sono stati rinnovati per tre anni sulla base delle nuove direttive strategiche della compagnia emerse dal Piano strategico al 2022 [169].

Collaborazione equivalente è stata fatta con l'Università di Pavia per cooperazioni in ambito geologico e con ricerche su progetti di biorisanamento, tecnologia di bonifica basata sulla rimozione degli inquinanti del suolo e dell'acqua attraverso il metabolismo di determinati microrganismi. [164]

Nel 2018 sono stati presi accordi di ricerca congiunta anche con ENEA nelle aree scientifiche e strategiche menzionate di decarbonizzazione ed economia circolare. Mentre nel 2019 si sono instaurate collaborazioni con la Regione Lombardia per lo sviluppo congiunto di nuovi modelli industriali per una crescita low carbon basata sul riciclo dei rifiuti plastici e sulla valorizzazione delle biomasse di scarto provenienti dalle industrie lombarde. [170] [176]

• *Attività chiave di Eni per lo sviluppo della produzione energetica da rinnovabile:* Gli obiettivi rinnovabili proposti dal Piano al 2022 prevedono 1,5 miliardi da investire in progetti FER e la realizzazione del "Progetto Italia" al 2022 per la realizzazione di impianti FV da siti industriali dismessi per 220 MW. Un modello di business, quello di Eni, che può contare sulla sua presenza globale e su un portafoglio di asset industriali, nonché un'attitudine alla ricerca e sviluppo con partnership verso realtà accademiche e di ricerca. [153]

Il primo impianto realizzato da Enerray per il Progetto venne inaugurato ad aprile 2018 a Potenza, con 1 MW da fotovoltaico monoassiale e destinato all'autoconsumo. [154]

Ad ottobre 2018 si è inaugurato un parco fotovoltaico da 1 MWp, costruito dal partner Enerray per la fornitura energetica alla raffineria di Gela. La tecnologia di riferimento è con moduli policristallini con tracker monoassiali per l'orientamento automatico in base alla posizione del sole. [156]

O con la realizzazione a Cagliari di un impianto fotovoltaico da 26 MWp risultato dall'accordo Eni e GSE, appunto per la riqualifica di aree industriali dismesse. [155]

A febbraio 2020 a Porto Torres in Sardegna si è inaugurato un parco da 31 MW e 25 milioni d'investimento, con una produzione annua attesa di 51 GWh. [157]

Passo importante per la valorizzazione della transizione energetica è stato ottenuto con l'acquisizione, a gennaio 2020, del 70% della società Evolvere, tramite Eni gas e luce. Evolvere gestisce impianti fotovoltaici e d'accumulo per 58 MW complessivi, con un'offerta che comprende vendita, installazione e un sistema di controllo da remoto degli stessi, permettendo a Eni una posizione di leadership nella gestione DER. [178]

Eni è anche candidato a realizzare il primo parco FV galleggiante con moduli monocristallini da 14,2 MW complessivi e alimentanti un sito industriale a Brindisi. [159]

In ambito FER è rilevante il comunicato circa gli accordi con Fincantieri e Terna per un progetto pilota per la produzione elettrica attraverso il moto delle onde marine. La tecnologia (detta ISWEC) prevede un convertitore alloggiato in un galleggiante con all'interno una coppia di sistemi giroscopici collegati a due generatori. Le onde provocano il beccheggio dell'unità, ancorata al fondale, ma libera di muoversi e oscillare. Il beccheggio viene intercettato dai due sistemi giroscopici collegati a generatori che lo trasformano in energia elettrica. Una soluzione semplice che apre possibilità di sfruttamento di un'energia dall'alto potenziale, ma finora poco usata per limiti tecnici, con una potenza media di 2-3 kW/m², molto maggiore alla potenza ottenibile con eolico o FV. [158]

In ambito di mobilità green Eni è una delle società italiane in collaborazione con Toyota per una collaborazione sulla progressione dell'idrogeno come combustibile per veicoli. Eni ha inaugurato, ad inizio 2019, la prima stazione di ricarica per auto ad idrogeno, il quale sarà a "emissioni zero", cioè autoprodotta nella stessa stazione per elettrolisi dell'acqua utilizzando energia rinnovabile. [163]

- *Attività chiave di Eni per i biocombustibili:* Con il suo ruolo di leader nel settore di ricerca carburanti e con i piani previsti di decarbonizzazione hanno portato ad accordi tecnici con FCA per lo sviluppo di nuovi carburanti come l'A20. L'A20 è costituito per il 15% da metanolo e 5% da bioetanolo (derivato da scarti agricoli) e che permette la riduzione delle emissioni fino al 3% allo scarico rispetto alla benzina. La funzionalità sta nella compatibilità con la maggior parte delle vetture in circolazione da dopo il 2001, cioè per circa il 60% di esse. Dai comunicati emerge un test per l'A20 su una flotta di vetture e la creazione di nessun malfunzionamento per essa. [165]

Nell'ottica dell'economia circolare nel 2018 un comunicato precisa l'accordo con AMA, società pubblica di Roma, per la raccolta di oli alimentari esausti nelle abitazioni dei 1.800 dipendenti affinché vengano trasformati in biocarburanti. [171]

Attività di ricerca sui carburanti trattata dai comunicati riguarda poi la partnership con Synhelion (Politecnico di Zurigo) per lo sviluppo di una tecnologia che permette la conversione della CO₂ in metanolo, tramite l'impegno di acqua, metano e alte temperature, raggiunte impiegando l'energia solare. La produzione di metanolo da energia rinnovabile permetterà a Eni di raggiungere il duplice obiettivo di riduzione delle emissioni e di utilizzo dell'anidride carbonica da materia di scarto a materia prima. [161]

- *Attività di aggregatore e partecipazione all'UVAM:* Eni spa è partecipante al progetto UVAM tramite le controllate Eni gas e luce, azienda attiva nella vendita di soluzioni energetiche volte al risparmio, e di Enipower, azienda per la gestione di centrali elettriche italiane e nella produzione di moduli fotovoltaici a marchio Eurosole, con 2 e 4 MW aggiudicati a dicembre 2019 rispettivamente per l'approvvigionamento al dispacciamento. Nella stessa linea prosegue al 2020 con la stessa capacità aggiudicata. Dai comunicati non emergono chiare informazioni su interessi futuri di espansione nel settore ma la stessa società acquisita Evolvere è in fase pilota per i servizi di flessibilità legati alle soluzioni UVAM residenziali. [50] [178]

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM:* Il modello di business di Eni si focalizza su investimenti a lungo termine e accordi per rinnovare l'azienda e fare sì che sia pronta ad affrontare le sfide alla decarbonizzazione.

Tuttavia, di importante considerazione sono gli investimenti pianificati al 2022. Dei 33 miliardi d'investimenti solo il 5% andranno alle rinnovabili (1,5 mld €) e la maggior parte (77%) è destinata alle tradizionali attività per le fonti fossili. Il modello di business, nonostante le attività e ricerche proposte, è ancora estremamente identificato con le fonti fossili (petrolio e gas). Al 2018 risulta produttrice per quasi 2 milioni di barili di petrolio/giorno, un record per la compagnia stessa.

Secondo un report sulle emissioni [179], Eni è al 2019 una delle 30 aziende più inquinanti del pianeta, quindi le azioni sostenibili effettuate, quali la ricerca di biocombustibili green e le attività di forestazione, si potrebbero considerare un semplice palliativo.

10.3.8 Comunicati ed evoluzione del nuovo business dell'aggregatore/fornitore

HERA spa

Il Gruppo Hera è uno dei principali operatori del mercato italiano dell'energia. Fornisce servizi energetici quali gas ed energia elettrica, idrici quali la gestione di acquedotti e impianti di depurazione e ambientali nella raccolta e smaltimento rifiuti.

È attiva dal 2018 nel progetto UVAM, con 11 MW approvvigionati a dicembre 2019.

A fine 2018 gli indicatori di redditività vedono un incremento del ROI di 0,46 punti al 9,39% e una crescita del ROE di 1,82 punti al 10,42%.

Tab.8: Tabella sulle attività di business di HERA spa comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO -Fornitore di servizi per l'efficienza energetica, anche in campo dell'illuminazione pubblica. -Gestore del ciclo rifiuti urbani con relativo riciclaggio. -Gestore di reti idriche, di teleriscaldamento e di distribuzione gas. -ESCo interna per miglioramento dei consumi alle aziende. -Trader d'energia elettrica e Certificati Ambientali -Aggregatore con UVAM SEG. CLIENTELA -Comuni cittadini -Clienti commerciali, industriali e residenziali	COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE <i>Evoluzione tecnica per la fornitura energetica e l'efficientamento</i> -Realizzazione di impianto cogenerativo a Modena per la fornitura d'energia green. [180] -Realizzazione di impianto con pompa di calore per il recupero del calore. [181] -Biometano prodotto con certificazione d'origine da rifiuti. [182] -App "My Hera" con cui i clienti del Gruppo gestiscono le loro utenze. [183] -Realizzazione di un impianto trigenerativo per IMAB. [184] -Riqualifica di 942 punti luce con tecnologia led. [185]	COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE - Acquisizione di Blu Ranton, attiva nella vendita di gas ed energia elettrica nel centro Italia. [186] -Acquisizione di Sangroservizi, società di vendita del gas naturale. [187] -Acquisizione di CoseAmbiente, per la gestione dei rifiuti in 20 Comuni toscani. [188] -Partnership commerciale con Ascopiave per la distribuzione del gas. [189] -Acquisizione di Pistoia Ambiente, per la gestione di una discarica e annesso trattamento rifiuti liquidi. [190] COMUNICATI FINANZIARI -110 milioni di finanziamento dalla banca BEI per sostenere gli investimenti sulla filiera del ciclo dei rifiuti. [191] -Piano industriale al 2021 con oltre 1 miliardo di euro per interventi di sviluppo nella filiera delle reti (idriche, gas, teleriscaldamento). [192]

Evoluzione del Valore proposto da HERA spa nel 2018-2020:

- *Attività e Partner chiave per l'attività di fornitura di servizi d'efficientamento:* Dall'analisi del Piano Industriale 2017-2021 del Gruppo Hera emerge un orientamento all'espansione dei settori primari dell'attività di business, con 1 miliardo di euro d'investimenti nella filiera delle reti (idriche, gas e teleriscaldamento), che includono gli impieghi per l'ammodernamento e sviluppo di infrastrutture, come i contatori elettronici o l'estensione delle smart grid agli acquedotti per aumentarne l'efficienza e per ridurre i consumi energetici e di materia. [192]

Proprio la sua attività nell'efficientamento si distingue dagli altri operatori per essere l'unica utility italiana ad avere sviluppato internamente l'attività di ESCo, senza ricorrere ad acquisizioni, permettendo la realizzazione di 254 interventi realizzati a fine 2018, con oltre 10.200 Tep risparmiati e in avvicinamento all'obiettivo fissato per il 2020 del 5%. [193]

Nello specifico un intervento riportato riguarda la realizzazione di un impianto di cogenerazione da 1 MWe per un impianto industriale presso Modena, che ha permesso il risparmio di 2.100 Tep, equivalente ad oltre 5 mila tonnellate di CO₂/anno [180]. O ancora un impianto trigenerativo a Urbino che fornirà energia alla società d'arredamento IMAB energia pulita che ridurrà le emissioni fino a 750 tonnellate di CO₂ l'anno. [184]

Nell'ottobre 2018 la multiutility ha ricevuto il premio efficienza energetica per un progetto che prevede l'uso di pompe di calore in ambito industriale per il recupero di calore a bassa temperatura, altrimenti dissipato in atmosfera, dall'acqua utilizzato nel raffreddamento degli impianti, consentendo una riduzione d'energia primaria. [181]

- *Aggregatore con partecipazione all'UVAM:* Da ottobre 2018 è partecipe al progetto pilota UVAM. È risultata aggiudicataria di una potenza pari a 6 MW per l'anno 2019 e di ulteriori 8 MW per periodi infrannuali e mensili. Risulta, tuttavia, non partecipante all'asta per il 2020.

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM:* Il modello di business del Gruppo Hera è fortemente incentrato a sostenere le performance della filiera ambiente, con riferimento all'incremento dei tassi di raccolta differenziata in nuovi comuni [188], o nel loro recupero per la produzione di biometano [182]. L'attività di ESCo è particolarmente importante in quanto è l'unica azienda italiana ad avere creato internamente quest'attività senza ricorrere ad acquisizioni esterne. [194]

La partecipazione all'aggregazione non è nei piani futuri aziendali, ne è prova l'assenza alle aste 2020. [50]

10.4 EVOLUZIONE DEL VALORE PROPOSTO DALL'AGGREGATORE INDIPENDENTE A MODELLO BROKER EGO TRADE SPA

EGO Trade spa rientra nel business model dell'aggregatore indipendente modello broker, con un business centrato nella gestione e vendita di flessibilità a prevalenza rinnovabile ai mercati e alla partecipazione ai mercati tramite UVAM, attraverso la gestione di piattaforme di controllo proprietarie e di previsione prezzi sul MGP. Svolge anche l'attività di ESCo per la fornitura di soluzioni nell'efficientamento dei consumi d'azienda, nel settore idrico e nel trading dei certificati bianchi (TEE) per il risparmio d'energia elettrica e dei certificati GO sull'origine rinnovabile dell'energia in rete e quindi con valore €/MWh prodotti da FER.

Tab.9: Tabella sulle attività di business di EGO Trade comunicate nel periodo dal 2018 ai primi 2020.

VALORE PROPOSTO	TECNICA E INNOVAZIONE	COMUNICAZIONE AZIENDALE
<p>PRODOTTO/SERVIZIO FORNITO</p> <p>-Aggregatore indipendente titolare di UVAM presso Terna per valorizzazione tramite demand response da un portafoglio di FER e cogenerativo.</p> <p>-Trader energetico sui mercati.</p> <p>-ESCo per efficientamento dei consumi energetici aziendali e nel settore idrico</p> <p>-Operatore sul mercato dei certificati bianchi (TEE) per l'efficienza energetica.</p> <p>SEG. CLIENTELA</p> <p>-Proprietari di DER, residenziali o industriali.</p> <p>-Mercati elettrici</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DELLE RISORSE E ATTIVITA' CHIAVE</p> <p><i>Evoluzione tecnica per l'aggregazione e la gestione energetica</i></p> <p>-Software di intelligenza artificiale per l'ottimizzazione dei processi aziendali e riduzione dei tempi di registrazione fatture. [195]</p> <p>-Algoritmi di machine learning per evidenziare inefficienze tecniche e perdite nella gestione idrica. [196]</p> <p>-Sviluppo di modelli proprietari per la previsione dei prezzi d'energia sui mercati.</p> <p>-Piattaforma proprietaria per gestione della VPP. [197]</p> <p>-Piattaforma Suntrade per gestione degli impianti fotovoltaici, con previsioni di prezzo dell'energia. [198]</p>	<p>COMUNICATI SULL'EVOLUZIONE DEI PARTNER CHIAVE</p> <p>-Acquisizione startup Firedesktop per sviluppo software di ottimizzazione dei processi aziendali. [195]</p> <p>-Accordi con Octopus Investment per due PPA quinquennale per il ritiro dell'energia prodotta da impianti FV per 40 e 63 MW complessivi. [199]</p> <p>-Accordo con il fondo di investimenti ABN Amro Energy Transition Fund per il ritiro triennale di 34 MWp d'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici di proprietà in Italia. [200]</p> <p>-Accordi con Drive per la sperimentazione UVAR. [201]</p> <p>-Accordo con Sonnenbatterie per l'integrazione UVAM di sistemi d'accumulo. [202]</p> <p>COMUNICATI FINANZIARI</p> <p>-Finanziamenti inglesi dal fondo Octopus Investments per asset fotovoltaici e vendita in PPA. [199]</p> <p>-Incentivi dal Ministero per investimenti nelle colonnine UVAR per la ricarica elettrica. [201]</p> <p>-Recenti forti investimenti in tecnologie innovative a supporto del nuovo paradigma energetico: decarbonizzato, distribuito e digitale. [197]</p>

Evoluzione del Valore proposto da EGO nel 2018-2020:

- *Aggregatore con partecipazione al MSD tramite UVAM e trader energetico:* Nel 2019 EGO Trade è stato fornitore verso Terna per circa 100 MW di capacità nel nord e centro-nord Italia, mentre 140 MW sono finora stati assegnati per il 2020, rendendolo tra i leader del settore italiano [50]. Il Valore proposto da EGO è nel monitoraggio costante, su piattaforma propria, dei profili di consumo e di produzione per la generazione precisa in base all'autoconsumo, con la possibilità di veicolare le eccedenze energetiche ai mercati. [197] Si tratta di impianti cogenerativi o FER, per un controllo totale al 2019 di circa 1.500 impianti con una potenza nominale di 3.000 MW e produzione fisica dispacciata di oltre 5 TWh/anno. Di questi, 1000 derivano da fotovoltaico e gestiti con piattaforma SunTrade che permette di valorizzare al massimo i ricavi della produzione dall'impianto, con un servizio ad hoc di monitoraggio. Nel 2018 si sono aperti accordi con Octopus Investment della durata di cinque anni in modalità PPA per il ritiro dell'energia prodotta da due gruppi di impianti fotovoltaici, con una gestione complessiva, al 2019, di oltre 100 MW da fotovoltaico con PPA. [199] [198] Ancora in ambito d'asset fotovoltaico si è siglato nel 2019 l'accordo con il fondo di investimenti ABN Amro Energy Transition per il ritiro di energia prodotta da impianti fotovoltaici di proprietà in Italia, che ammontano a un totale di 34 MWp, sviluppati nel periodo 2010-2013. Così come l'accordo PPA quinquennale di ritiro di 40 MWp in Sardegna. Accordo indispensabile per l'obiettivo dei 52 GW di nuove installazioni fotovoltaiche entro il 2030, a proposta del PNIEC. [15] [177] [178]

Tra i progetti di business in corso vi è l'integrazione delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici al MSD con le *Unità virtuali di aggregazione di ricarica (UVAR)*, con esperimenti e accordi con l'azienda Drive, installatore e gestore di 400 punti ricarica in Italia. I finanziamenti del Ministero sul progetto puntano allo sviluppo infrastrutturale ed a incentivare l'uso della ricarica agli utenti esentandogli dal pagamento degli oneri di sistema. Altro progetto prevede l'accordo con SonnenBatterie per l'integrazione dei loro sistemi d'accumulo domestici all'UVAM, con gestione VPP di EGO. [179] [180]

- *Formula ESCo di EGO Trade:* EGO ha un modello di business anche orientato all'efficientamento dei consumi energetici, dal monitoraggio all'ottimizzazione complessiva, con sviluppo proprio di una piattaforma integrata per analisi dei dati e gestione dei consumi. L'ottimizzazione è anche a livello aziendale con l'acquisizione della startup Firedesktop per lo sviluppo proprio di software d'ottimizzazione dei processi aziendali e velocizzazione della digitalizzazione dei documenti. Larga attenzione tecnologica anche per lo sviluppo software

e di soluzioni per l'efficienza del sistema idrico, con una piattaforma di "machine learning" per ottenere risparmi di almeno il 5% nella conduzione della rete idraulica e intervenendo a sostituzione dei sistemi di pompaggio. Ciò è quanto già effettuato nella rete idrica di Castiglione delle Stiviere a maggio 2018 con un progetto di *modellizzazione della rete con intelligenza artificiale*. Attraverso una buona organizzazione per zone di pressione e distretti le perdite di rete sono state ridotte, ad approvazione del GSE a conferma della scelta presa. [196]

- *Considerazioni sull'evoluzione del BM:* Dai comunicati emerge un business model fortemente aperto ad un futuro distribuito e digitale. L'impegno primario per lo sviluppo digitale è per promuovere l'attività di ESCo ad integrazione del know how tecnico presente e un orientamento a leader UVAM con accordi anche per l'integrazione dei veicoli elettrici ai servizi MSD. La leadership nella vendita green in PPA è ottenuta con la gestione di impianti di proprietà del fondo d'investimenti Octopus per oltre 100 MW gestiti complessivi di potenza modulabile. L'aggregazione prossima è mirata ad integrare sistemi d'accumulo domestici e i sistemi di ricarica elettrica.

10.5 EVOLUZIONI CONVERGENTI DEI MODELLI DI BUSINESS

Si riportano le evoluzioni evidenziate per aree di interesse nei nuovi modelli di business delle utilities aggregatrici prese in esame. Lo scopo sarà di mettere in luce le evoluzioni più significative e comuni dei modelli di business delle utility italiane per il raggiungimento degli obiettivi green e di maggiore implementazione dell'aggregazione con progetto UVAM.

10.5.1 Evoluzione portata nell'aggregazione energetica

Il coinvolgimento del fotovoltaico è fondamentale nell'aggregazione, poiché il più usato e popolare, ma come visto nel Paragrafo 8.4.3 ci sono limiti da superare. Gli elementi di barriera all'aggregazione di impianti FV abbiamo visto essere la scarsa penetrazione dei sistemi storage, un'incentivazione che penalizza i servizi al MSD e l'assenza di una tecnologia per la comunicazione dei dati presso l'utente finale.

Ma la normativa attuale e le evoluzioni dei piani di business delle utilities aggregatrici hanno portato novità a favore.

Secondo i dati, ad inizio 2020 sono 22.774 i sistemi storage energetici combinati a impianti fotovoltaici in Italia [203], contro i quasi 8.000 presenti nel 2017. A settembre 2019 la potenza cumulativa dei sistemi d'accumulo era pari a 102,6 MW; la capacità cumulativa di tutte le batterie connesse al fotovoltaico in Italia ammontava invece a 221,6 MWh. La quasi totalità dei sistemi d'accumulo è di taglia < 20 kWh ed è abbinata a impianti fotovoltaici di taglia residenziale quindi la loro partecipazione ai servizi di rete è essenziale. [204]

Incentivi all'accumulo: La progressione avviene principalmente in Lombardia e Veneto, grazie ai due bandi con stanziamento di 9 milioni di euro complessivi ed hanno previsto un contributo a fondo perduto per le spese d'acquisto e installazione di un sistema d'accumulo a servizio di un impianto FV con un massimale di 3.000 euro [204]. Questi incentivi e l'aumento della base installata permetteranno alle unità d'accumulo FV di partecipare maggiormente al mercato dei servizi di dispacciamento.

Al 2020 Terna e due utility leader nella gestione degli accumuli, Enel X ed Evolvere (controllata da Eni gas e luce), hanno avviato il primo progetto sperimentale che vedrà l'aggregazione di sistemi di accumulo di taglia residenziale per la fornitura di servizi di bilanciamento alla rete elettrica, con l'inserimento dei primi accumuli negli aggregati UVAM [178] [63]. Ogni unità ha la possibilità di essere chiamata a svolgere servizi per il sistema elettrico con una gestione che allo stesso tempo mira a ridurre gli impatti sullo stato di carica e di disponibilità della batteria. La sperimentazione terminerà a fine 2020 e conta oggi la

partecipazione di 100 impianti fotovoltaici con accumulo residenziale. Tramite modulo di richiesta online ogni proprietario d'impianti domestico e commerciale nelle province lombarde potrà aderire all'iniziativa. [82]

Inoltre, un contributo alla partecipazione di solare storage al MSD si ha con l'aggregatore indipendente EGO e con Sonnen, azienda produttrice di soluzioni per l'accumulo FV, con un accordo per l'erogazione di servizi di rete mediante le SonnenBatterie inserite nelle UVAM a gestione di EGO. Mediante gli algoritmi di ottimizzazione sviluppati da EGO, ciascuna batteria sarà gestita all'unisono con l'intera comunità aggregata e in un'unica VPP con migliaia di unità di prosumer. La VPP farà entrare la comunità di batterie in soccorso al sistema elettrico, compensando le oscillazioni produttive degli impianti eolici e FV.

Ogni possessore di batterie Sonnen riceverà un bonus energetico di 1.500 kWh, che può essere prelevato gratuitamente dalla rete ogni anno senza limiti. Un vantaggio conveniente che incentiva maggiormente l'utente finale a divenire prosumer. [202]

Questa offerta evidenzia un aspetto interessante.

La remunerazione ottenuta dalla fornitura di servizi alla rete viene riconosciuta infatti sotto forma di energia gratuita e con sconti in bolletta. Questo è un aspetto che può spingere molti proprietari di impianti fotovoltaici con storage, molti dei quali hanno puntato su queste tecnologie proprio per risparmiare sui costi della bolletta, a aderire e partecipare ai servizi di dispacciamento.

Contatori smart: Oltre alla diffusione dei sistemi d'accumulo e di un'incentivazione più favorevole, per favorire la partecipazione del fotovoltaico ai servizi di rete, è necessario un aggiornamento dei contatori smart di tipo 2G. Questi nuovi dispositivi hanno due canali di trasmissione dati: la Chain-1, che viene usata dal distributore energetico, e la Chain-2, per l'utente finale che può impiegare i dati del contatore ai fini dell'aggregazione. Vengono quindi fornite le letture quartorarie richieste per la verifica esecutiva corretta dei comandi di dispacciamento. La Chain-2 quindi rappresenta un esempio concreto di come la rete di distribuzione per il volume di dati gestiti e per il livello di innovazione tecnica disponibile possa dare valore aggiunto ai clienti e nuove opportunità di business per gli attori del mercato.

A supporto dello sviluppo dai comunicati si è visto come tra le utility aggregatrici/fornitrici A2a-Unareti abbia introdotto un piano di investimenti per la sostituzione di oltre 1 milione dei vecchi contatori con gli smart meter 2G di proprietà entro il 2022. Con monitoraggio dei

consumi giornalieri e, rilevando i dati ogni 15 minuti, permette anche una migliore consapevolezza dei consumi dell'utente finale e la promozione dell'efficienza. [87]

Anche l'operatore Alperia, attivo in Alto Adige e nel nord-est ha avviato al 2020 la sostituzione con i propri nuovi contatori per oltre 230.000 clienti, che potranno tenere sotto controllo i propri consumi energetici fino a visualizzare la curva di consumo della propria abitazione aggiornata ogni quarto d'ora. [130]

Da gennaio 2020 inoltre, un'ulteriore evoluzione è in fase di test da Alperia spa per incorporare le tecnologie di Power Ledger a questi contatori 2G. La tecnologia si basa su blockchain e permette lo scambio peer-to-peer (tra utenti) dell'energia in eccesso che viene generata dai propri impianti fotovoltaici e stoccata, registrando tutto su una rete privata sicura. La condivisione energetica è un servizio altamente innovativo previsto dal business model di Alperia per permettere l'evoluzione di comunità energetiche rinnovabili e per dare al consumatore un ruolo in primo piano nell'evoluzione del sistema elettrico. [129]

I veicoli elettrici come fornitori di servizi di stabilizzazione: Grande importanza nel business model delle utility aggregatrici analizzate è data allo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica elettrica. Il valore aggiunto di questo sviluppo è la possibilità di sfruttare le colonnine di ricarica e la batteria dell'auto elettrica per effettuare servizi di stabilizzazione della rete. I progetti crescono nell'ambito della *Vehicle to Grid*, ovvero la tecnologia bidirezionale che permette agli stessi veicoli elettrici di immagazzinare e restituire energia per la stabilizzazione della rete supportando la produzione rinnovabile aleatoria. Dai comunicati riportati si pone attenzione al primo progetto avviato in Italia da Enel X, Nissan e l'RSE per la sperimentazione di questa tecnologia, rendendo l'auto stessa una batteria che accumula o immette energia alla rete.

Da febbraio 2020, terminata la fase di sperimentazione, il Vehicle to Grid è legge ed è favorito nella partecipazione alle UVAM proprio con Enel X come aggregatore d'utenti possessori di EV. [46]

Precisamente, il decreto distingue due modalità di funzionamento della Vehicle to Grid. La prima modalità permette il solo prelievo energetico dal punto di ricarica, ma non la cessione dell'energia in rete in un altro momento, cioè con flusso monodirezionale tra sistema elettrico e auto. Tale modalità è la *V1G* e consente la smart charging del veicolo, modificando la velocità della ricarica a seconda delle richieste della rete.

La batteria potrà fornire servizi a salire o a scendere grazie alla programmabilità dei carichi: nel primo caso la batteria assorbirà meno energia rispetto a quella massima gestibile dal

punto di ricarica, nel secondo invece l'accumulatore assorbirà più energia, sempre nell'ambito della potenza massima che la colonnina può erogare. Il Gestore nei momenti critici invierà segnali agli operatori di mercato, come Enel X, che a loro volta agiranno sulle loro stazioni di ricarica per il bilanciamento; per esempio, in risposta ad un picco di domanda elettrica, alle batterie delle auto sarà fornita meno energia per un certo periodo (servizio a salire).

Lo stesso servizio potrà essere svolto anche con la seconda modalità, la Vehicle to Grid bidirezionale (V2G), consentendo appunto sia di prelevare che di cedere energia alla rete con un margine più ampio di flessibilità.

Assumendo un accumulo da 10 kW, con il V1G il carico potrà modulare da 0 kW a 10 kW mentre con il V2G si potrà andare da -10 a +10, ovvero che se necessario la batteria potrà scaricare, cedendo alla rete l'energia che in precedenza è stata accumulata. [46]

Inoltre, potendo disporre di una rete con migliaia di auto, e quindi di batterie, collegate simultaneamente, i fornitori energetici possono aumentare la ricarica di notte, cioè quando l'assorbimento generale è al minimo, e creare così di una riserva "distribuita" a cui prelevare durante il giorno in quei momenti in cui la necessità è maggiore. Ai proprietari degli EV sarà riconosciuto un vantaggio economico sotto forma di sconto o bonus energetico. [205]

Il decreto-legge emanato è importante perché offre la possibilità di ridurre da 1 MW a 200 kW la potenza modulabile minima per le UVAM costituite esclusivamente da punti di ricarica dei veicoli elettrici (definite *UVAR*). Il decreto prevede modalità semplificate per la partecipazione alle UVAM per alcune categorie di stazioni di ricarica (come quelle domestiche) e soprattutto apre la possibilità di fornire nuovi tipi di servizi, come il controllo di frequenza e tensione. [46]

Considerando che il PNIEC punta a 5-6 milioni di auto elettriche nel 2030, di cui la parte maggiore sarebbero elettriche "pure" e una quota inferiore, circa di 2 milioni, sarebbero ibride plug-in, si può immaginare come questa tecnologia connessa con l'aggregazione possa rivestire un ruolo d'importanza primaria negli anni futuri. [205] [16]

Altra sperimentazione avviata a giugno 2019, ottenuta con l'analisi dei comunicati, riguarda come EGO stia lavorando per integrare le colonnine di ricarica elettrica al MSD. La sperimentazione coinvolge l'azienda Drive, partecipata da EGO, che ha installato e gestisce oltre 400 punti ricarica in Italia. Dai comunicati EGO sarà presto pronta ad aggregare le UVAR permettendo scambi energetici tra le auto elettriche e la rete stessa attraverso una gestione aggregata di questi punti ricarica. Il piano di business porterà riduzioni agli oneri di sistema delle colonnine collegate e un vantaggio economico all'utente finale. [201]

In accordo con le proposte di business delle utility aggregatrici sistemi fotovoltaici, sistemi di accumulo domestici e batterie degli EV possono dare vita a una rete che potenzia le prestazioni e le possibilità offerte sino ad ora, offrendo ai consumatori finali nuove possibilità di utilizzo, più smart e più innovative.

10.5.2 Evoluzione portata nella fornitura elettrica

La spinta delle normative nazionali ed europee e la maggiore competitività tecnologica e produttiva delle rinnovabili, spingono le utility a investire sempre e direttamente su queste fonti per la fornitura elettrica ai clienti. Secondo i comunicati, nel settore FER l'elemento che ha alto sviluppo oggi e in futuro è l'integrazione tra il fotovoltaico e tutte le altre tecnologie, sia negli utenti in bassa tensione, che nelle industrie. Infatti, i business model riflettono il focus su un approvvigionamento che sarà decentralizzato, rinnovabile e con un'alta dipendenza digitale e di interconnessione. Il fotovoltaico rappresenta la tecnica di fornitura economicamente più vantaggiosa e di veloce impiego, sfruttato appieno se collegato a soluzioni storage e alla mobilità elettrica, in un unico sistema complessivo.

Fondamentale è il modello di business di Enel che ha adottato una posizione a leader mondiale nella produzione da FER, linea portata avanti dal piano industriale al 2022 con focus sulla decarbonizzazione del parco impianti, con oltre 14 miliardi d'investimenti per accelerare la creazione di nuova capacità rinnovabile [84]. Nella stessa direzione di muove Eni, il cui modello di business è ancora fortemente legato alle fonti fossili, ma con progetti di realizzazione al 2022 di 1,6 GW di nuovi impianti FER con investimenti per 1,4 miliardi di euro e l'obiettivo al 2030 della neutralità carbonica, attraverso installazioni industriali di cattura carbonica (CCS), attività di riforestazione e con la produzione di biocarburanti. [152]

L'interesse della produzione FER, soprattutto fotovoltaica, deriva dall'utility A2a con un accordo con il gruppo Talesun per l'acquisizione di una capacità complessiva di circa 1 GW. Operazione che fa da seguito ad altre acquisizioni di impianti FV nel territorio italiano e che parte con la costruzione di un impianto solare di 10 MW a Foggia capace di operare in market parity, senza incentivi verdi. L'installazione partirà dal 2020 e sarà anche orientata alla sperimentazione di nuove tecnologie e di sistemi di stoccaggio utility scale per l'erogazione di corrente nei momenti di richiesta dei consumatori senza dipendere dalla disponibilità di sole battente. [95]

Inoltre, in risposta alla necessità di suolo libero per le installazioni, presentato come una criticità per gli obiettivi PNIEC, le aziende produttrici si sono dimostrate pronte allo

sfruttamento e riqualificazione di siti industriali dismessi. In questo Eni gas e luce ha presentato il “Progetto Italia” per l’identificazione di 25 progetti, alcuni già operativi per 74 MW di capacità installate nel 2019, che portino la riqualifica di grandi aree industriali dismesse per la produzione solare, con target di almeno 200 MW installati al 2022 [153]. Ne è esempio il nuovo parco FV di Porto Torres (Sardegna), inaugurato a febbraio 2020 con capacità di 31 MW. [157]

Incremento della fornitura FER tramite contratti PPA: Un fattore primario che mette in discussione il PNIEC, trattato nel Paragrafo 3.3, è legato al rischio degli investimenti nella forte produzione di nuova potenza FER legata alla variabilità dei prezzi energetici e al loro calo a fronte di questa ingente quantità di installazioni previste.

Elemento d’uso innovativo per la fornitura energetica che emerge dai comunicati è lo strumento dei Power Purchase Agreement (PPA), ovvero contratto a lungo termine, di libero accordo, con cui le utility acquistano energia direttamente dal proprietario dell’impianto produttivo ad un certo prezzo. Tale prezzo può essere fisso per kWh per tutta la durata del contratto, variabile con cap e floor oppure fisso per un periodo specifico e poi variabile a condizioni di borsa. Con seguente riduzione della volatilità dei prezzi che viene assorbita sul compratore. [52]

Per l’investitore infatti, presentare un progetto affiancato da un contratto PPA a medio-lungo termine che assicura un prezzo costante alla vendita, significa garantirne la bancabilità. Ovvero essi permettono la copertura dai rischi di variazione di prezzo e l’ammortamento dei costi d’investimento iniziale, essendo sempre garantita una remunerazione.

I PPA si dimostrano quindi come un mezzo con cui i trader si approvvigionano delle risorse da asset rinnovabile, aspetto rilevante per proseguire gli obiettivi PNIEC di 50 GW di installazioni FER al 2030 (Paragrafo 3.3) e di abbattimento delle emissioni per le aziende singole. [15]

In accordo con l’analisi dei comunicati, in Italia sono stati effettuati negli ultimi due anni i primi contratti PPA. Il primo è stato firmato a febbraio 2018 da Engie Italia per fornire l’energia elettrica prodotta da impianti FV ai quattro stabilimenti produttivi italiani di Wienerberger, azienda produttrice di materiali d’edilizia, con un accordo di 5 anni fino al 2022, con un prezzo fisso applicato per l’intera durata del contratto [115]. Oppure da una joint venture partecipata da A2a spa per la realizzazione di un impianto FV da 10 MWp di capacità installata sulle coperture dei padiglioni di Fiera Milano. O ancora la gestione da parte di EGO di oltre 100 MW di impianti FV gestiti in PPA a durata quinquennale fino al

2023, provenienti complessivamente da due accordi separati con il fondo inglese Octopus Investments. [88] [197]

Vari progetti virtuosi PPA sono stati portati avanti dalle aziende energetiche, in accordo con i comunicati presentati, ma si tratta di una situazione ancora sottoposta a limiti.

Nel periodo 2018-inizi 2020 analizzato, il mercato PPA italiano è in fase emergente, con pochi contratti stipulati generalmente e, come osservato nel BM di Falck Renewables, la conclusione di PPA di lungo periodo (10-15 anni) avviene più facilmente in territorio estero [149] [150], mentre in Italia i progetti autorizzati sono in numero più ridotto e quelli presenti non hanno durata oltre i 5 anni, determinando un rallentamento dell'intero business. [115]

Il motivo principale, secondo gli articoli di Falck R., è che in Italia questi contratti non beneficiano di piattaforme di negoziazione che mostrino gli andamenti dei prezzi per la produzione/vendita d'energia a lungo termine, con rischio per il trader nella volatilità dei prezzi trovandosi, ad esempio, a comprare energia ad un prezzo superiore a quello di mercato. Così come per le banche che immettono liquidità solo se a garanzia degli investimenti per i progetti FER vi sia un ritorno economico positivo, certezza ottenibile solo attraverso un'accurata previsione dei prezzi.

Secondo gli articoli, le utility Falck R. o EGO si dimostrano comunque ottimiste, ritenendo che i timori saranno superati con l'esperienza: siglando nuovi contratti e creando standard di riferimento lo sviluppo aumenterà e coinvolgerà un numero maggiore di aziende e finanziatori. [52]

Tabella 10: Contratti PPA siglati in Italia esaminati. [elaborazione dati analisi comunicati]

Compratore	Sviluppatore	Durata (anni)	Tecnologia	Potenza	Data
Wienerberger	Engie	5	FV	-	2/2018
EGO	Octopus Inv.	5	FV	40 MW	4/2018
EGO	Octopus Inv.	5	FV	63 MW	12/2018
DXT Commodities	Fera	7	Eolico	200 GWh	4/2019

Ancora sulla volatilità dei prezzi, le utility presentano timori legati alla cannibalizzazione dei prezzi. Ciò significa che, a seconda del LCOE o della capacità installata in futuro, il rischio è di incrementare la propria produzione da portafoglio FER andando a diminuire i prezzi nelle ore centrali del giorno, per l'eccesso di produzione portato. Secondo le posizioni dei

trader Axpo energia e di DXT Commodities la configurazione di progetti con sistemi storage integrati possono fare da volano per i PPA. [52]

10.5.3 Evoluzione portata nella mobilità elettrica

Elemento di principale importanza nel business model delle utility fornitrici esaminate va all'espansione della rete di ricarica elettrica sul territorio, supporto necessario per evolvere la mobilità verso la decarbonizzazione. Le iniziative portate dalle utility verso la mobilità elettrica sono l'elemento di evoluzione più naturale del modello di business delle aziende fornitrici d'energia rinnovabile. Con la produzione elettrica green e la diretta alimentazione delle proprie stazioni di ricarica, come nel caso di Alperia spa, proprietaria di asset idroelettrici per 4.500 GWh annui medi, ed utilizzati per la fornitura del proprio parco ricarica nel nord Italia.

In termini di dati, le iniziative generali hanno portato nel 2018 un totale di 4.983 veicoli elettrici immatricolati, con una crescita del 154% rispetto le quasi 2.000 unità del 2017. Questo incremento deriva alla base dai contributi per l'acquisto di autovetture a basse emissioni. Cresce anche l'infrastruttura di ricarica, con 3.563 colonnine attive nel 2018, con numeri in crescita vista la forte concentrazione dei modelli di business verso questo settore. Lo stesso Piano nazionale per la ricarica elettrica (Pnire) propone l'obiettivo al 2020 d'installazione dai 4.500 ai 13.000 punti ricarica con potenza inferiore a 22 kW, e dai 2.000 ai 6.000 punti di potenza superiore a 22 kW. [204]

Proprio questa espansione portata va contro ad uno dei principali elementi di barriera della mobilità elettrica: la scarsa fiducia dell'utente finale nell'infrastruttura di ricarica e nel suo supporto nel caso di viaggi lunghi. Le infrastrutture di ricarica stanno adottando un modello di business in grado di assicurare operazioni di ricarica rapide e convenienti, direttamente a casa o nei centri urbani ed extraurbani con pagamenti tramite app delegata della stessa utility.

La topologia di un'area geografica ha forte influenza su queste stazioni di ricarica, infatti una cittadina di piccole dimensioni, tipicamente formate da edifici bassi e con ampia disponibilità di parcheggio e un insediamento urbano densamente popolato formato per lo più da grattacieli richiederanno infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici molto differenti tra di loro. In questo senso il supporto va alla ricarica Quick charge da 22 kW nei centri e città dense e Fast o Ultrafast da 50 a 150-300 kW con ricarica rapida nelle autostrade. [59] [127]

Le priorità delle installazioni vanno anche nei domicili stessi degli utenti con wallbox di ricarica dedicate. Ne sono esempio quelle portate da Engie spa ad inizio 2020 in collaborazione con FCA e con principio plug-and-play immediato, come un elettrodomestico, installabile in casa senza l'ausilio di tecnici fino ai 2,2 kW di potenza. [112]

La praticità nel servizio di ricarica è l'aspetto fondamentale nell'evoluzione dei modelli di business delle aziende esaminate.

Le iniziative specifiche portate per l'espansione sul territorio sono molteplici: la più importante è ancora di Enel X, che con il suo Piano di sviluppo punta alle oltre 14.000 colonnine installate entro il 2022 in territorio nazionale, di cui il 20% andrà nelle autostrade e attraverso finanziamenti dalla Banca Europea BEI fino a 115 milioni di euro con copertura decennale. [80]

A questo si aggiungono gli accordi di Enel X e Alperia spa con Hubeject, azienda che include operatori delle stazioni di ricarica a livello globale, per consentire l'interoperabilità della rete ai propri clienti e permettendo di effettuare il rifornimento elettrico in oltre 80mila punti di ricarica internazionali. [79] [134]

L'interoperabilità è uno degli interessi chiave dei gestori per ridurre la "range anxiety" dei proprietari degli EV e consentire la ricarica senza doversi preoccupare di chi sia il proprio fornitore.

L'adozione dei veicoli elettrici è influenzata anche dall'introduzione di batterie efficienti. La maggiore parte delle batterie per veicoli sono a ioni di litio, ad alta densità energetica e progettate per molti cicli di ricarica. La chimica delle celle delle batterie è in sempre evoluzione, con nuove scoperte e formulazioni da impiegare in nuovi materiali, permettendo un progresso costante alle riduzioni dei tempi di ricarica e alla durata delle batterie stesse [206]. A questo proposito fa riferimento il progetto paneuropeo del 2019 IPCEI per l'erogazione di finanziamenti a 17 aziende del territorio per sostenere lo sviluppo di una filiera sostenibile per le batterie agli ioni di litio. Enel X è una di queste aziende e l'incarico è quello di sviluppare strumenti di previsione dei guasti e la modellizzazione del deterioramento delle batterie a ioni di litio, allo scopo di aumentarne la vita utile e la sicurezza. [67]

Il progresso dell'elettrificazione dei trasporti è rivolto alla risoluzione delle problematiche legate alla ricarica, identificando nuove tecnologie alternative per le batterie, standardizzando le infrastrutture e con l'emergere della mobilità smart con la V2G permetteranno progresso tecnico e quindi sostenibile alla mobilità futura.

10.5.4 Evoluzione portata per l'efficienza energetica

Tutte le utility verso il modello ESCo: Le misure del PNIEC30 puntano ad una riduzione del 43% dei consumi d'energia primaria, e del 39% i consumi di energia finale, rispetto lo scenario di riferimento al 2007. [14]

A queste necessità si affianca la crescita delle ESCo: tutte le utility hanno inserito nei loro piani di business importanti investimenti in efficienza energetica, in particolare degli edifici e nella ricerca di nuovi progetti. Alcune utility hanno comprato delle ESCo, altre ne hanno aperte di nuove.

Nel 2018 la stessa Enel X ha acquisito Yousave, attiva nel conseguimento di risparmi energetici e d'ottimizzazione dei processi industriali, con focus alla digitalizzazione. Mentre Eni gas e luce nel 2019 ha acquisito la quota di maggioranza di SEA spa, azienda ESCo abruzzese attiva nell'efficienza residenziale e in campo antisismico. [70] [167]

Eni è una di quelle che negli ultimi tempi si è interessata al settore dell'efficienza energetica in ambito residenziale. Il progetto "CappottoMio" ne è un esempio; nato dall'accordo tra Eni ed Enea, punta alla riqualificazione energetica degli edifici condominiali attraverso l'installazione del cappotto termico, sfruttando la possibilità, da parte dei clienti, di cedere al partner operativo di Eni gas e luce tutte le detrazioni fiscali ottenibili secondo quanto stabilito dalla legge. [166] Mentre ad aprile 2019 è stato annunciato l'accordo Enel X con Gruppo Gabetti per lo sviluppo di progetti che favoriscano il miglioramento dell'impatto ambientale degli edifici, la loro messa in sicurezza sismica e l'ammodernamento tecnologico dei condomini grazie al sistema di incentivi. [75] E ancora l'acquisizione del 60% della ESCo Bartucci spa da parte della multiutility leader Alperia spa, con estensione del suo modello di business verso servizi di questo tipo. [131]

C'è poi il caso della multiutility Hera, con un business model che ha portato lo sviluppo interno dell'attività di ESCo, ed è l'unica realtà a promuovere servizi d'efficientamento senza avere acquisito enti già esistenti. [194]

Efficienza energetica con le reti di teleriscaldamento: Dal Clean Energy Package si è evidenziata l'importanza del settore del riscaldamento, e di come complessivamente rappresenti una quota vicina al 50% dei consumi energetici europei, e vi come si necessiti l'inclusione del teleriscaldamento tra le misure di efficientamento dei consumi, ovvero l'utilizzo delle FER disponibili in situ e il recupero termico residuo da impianti cogenerativi, che altrimenti verrebbe dissipato in atmosfera. Tale calore verrà distribuito alle utenze tramite queste reti. [15]

Proprio queste utility nei comunicati mostrano interesse per l'ampliamento delle reti di teleriscaldamento. L'evoluzione è nell'espansione della rete di distribuzione intercettando nuovi utenti soprattutto in aree urbane, come nel caso di Engie spa con 5 milioni d'euro investiti per partnership d'integrazione del calore residuo di siti industriali alla rete per la fornitura condominiale di acqua calda. [117] O di come il Gruppo Hera preveda ingenti investimenti fino al 2021 anche per l'ampliamento delle sue reti in Emilia. [192]

Si prospetta anche il contributo di impianti di teleriscaldamento di quarta generazione, con la distribuzione di energia termica in bassa temperatura, che consentirà l'uso di percentuali maggiori di calore prodotto dal mix energetico rinnovabile e dal recupero del calore di scarto da processi industriali. Ancora si evolve verso il teleriscaldamento attivo, con collegamenti di utenti prosumer possessori di impianti d'energia termica in grado di scambiare calore con la rete in modo bidirezionale, tramite l'uso della rete stessa come un sistema di storage.

Efficienza energetica nella riqualificazione dell'illuminazione pubblica: Attraverso interventi di riqualificazione dei sistemi d'illuminazione è stato possibile ottenere risparmi nei consumi tra il 50% e l'80% rispetto i carichi precedenti, a riduzione dell'impatto sull'ambiente per le mancate emissioni di CO₂ in atmosfera.

La tecnologia preferita adoperata per l'efficientamento dalle utility deriva dalle tecnologie a LED a basso wattaggio che, producendo minore calore, permettono minore spreco energetico. Inoltre tale tecnologia si presenta sostenibile e priva di materiali inquinanti e garantiscono vita utile intorno alle 50mila ore.

D'esempio sono le attività di partnership riportate da Engie e A2a con comuni cittadini per la loro riqualificazione a LED del parco luci. [114] [116]

Conclusione

Il cambiamento mondiale della produzione energetica, per intervenire sui cambiamenti climatici, ha portato le utility ad indagare su nuovi modelli di business per l'aggiornamento delle loro attività. Nuovo ruolo viene dato all'aggregazione delle risorse energetiche, con possibilità di rendere i possessori di piccoli impianti a generazione distribuita dei partecipanti attivi alla rete elettrica (prosumer), tramite un soggetto aggregatore (BSP) che gli unisca e valorizzi all'interno dei mercati elettrici e del dispacciamento. Ad esempio, la fornitura di servizi di demand response verso la rete elettrica permette l'ottenimento di una remunerazione per gli aggregatori a base fissa (oggi a 30.000 €/MW/anno) e variabile (fino a 400 €/MWh) secondo le quantità accettate da Terna nelle chiamate alla modulazione di potenza degli impianti aggregati. Il progetto abilitato a questo servizio è denominato UVAM, a partecipazione delle unità di produzione, di consumo e di accumulo, finora non rilevanti. Le prossime innovazioni portate riguarderanno l'abilitazione all'erogazione anche di altri servizi, come la riserva secondaria di frequenza/potenza, con la prospettiva di coinvolgere maggiormente i prosumer anche del settore domestico e terziario. Dopo la Delibera 300/2017 la volontà di Terna è di continuare con le sperimentazioni verso altre risorse di flessibilità per l'importanza che esse hanno nell'ambito della transizione energetica: da una parte l'esperienza maturata da questi progetti consente al Gestore di sviluppare test prestazionali delle DER e per un ridisegno complessivo del mercato dei servizi, e dall'altra permette di incentivare gli operatori, del settore elettrico e non, a ricercare soluzioni nuove per la fornitura.

Proprio queste innovazioni si sono ricercate nell'analisi dei modelli di business dei 29 BSP partecipanti all'UVAM a dicembre 2019, per evidenziare i cambiamenti che hanno portato alle loro attività aziendali a fronte delle nuove possibilità normative introdotte e degli obblighi di decarbonizzazione. In estrema sintesi, la centralità dell'analisi è da riscontrare nella progressione fotovoltaica e d'accumulo da parte delle utility e nella ricerca dell'integrazione ai progetti del dispacciamento di queste unità nel target dell'utente domestico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] L. C. Lau, K. T. Lee, and A. R. Mohamed, "Global warming mitigation and renewable energy policy development from the Kyoto Protocol to the Copenhagen Accord - A comment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5280–5284, 2012.
- [2] S. Europeo, A. L. Comitato, D. Regioni, and E. A. Banca, "Quarta relazione sullo stato dell'Unione dell'energia 2019," 2019.
- [3] "Centro di Ateneo per i Diritti Umani - Università di Padova | Schede :: La Conferenza su ambiente e sviluppo di Rio de Janeiro (3-14 giugno 1992)." [Online]. Available: <http://unipd-centrodirittiumani.it/it/schede/La-Conferenza-su-ambiente-e-sviluppo-di-Rio-de-Janeiro-3-14-giugno-1992/208>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [4] MISE-DGSAIE, "La Situazione Energetica Nazionale," p. 83, 2017.
- [5] D. Spencer, "BP Statistical Review of World Energy Statistical Review of World," *Ed. BP Stat. Rev. World Energy*, pp. 1–69, 2019.
- [6] "Energia verso un futuro sostenibile," vol. 46, no. 3, pp. 171–174, 2015.
- [7] "Energy Production & Changing Energy Sources - Our World in Data." [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [8] L. Benedetti, "LE RINNOVABILI FER nel settore elettrico : andamento di potenza e produzione," 2018.
- [9] "Primary energy consumption by fuel — European Environment Agency." [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/primary-energy-consumption-by-fuel-6/assessment-2>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [10] GSE, "RAPPORTO STATISTICO 2017."
- [11] GSE, "Rinnovabili in Italia e in Europa," 2019.
- [12] "Pacchetto Mobilità pulita," 2017.
- [13] U. Energia and G. Volpi, "Unione dell'Energia."
- [14] "PNIEC, la decarbonizzazione in bilico | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/pniec-la-decarbonizzazione-in-bilico/>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [15] L. Meeus and A. Nouicer, *The EU Clean Energy Package*, no. July, 2018.
- [16] MISE, "Energia clima 2030."
- [17] Terna, "Rapporto adeguatezza italia," 2019.
- [18] L. Bruno, "Partecipazione alla domanda flessibile al MSD," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2018.
- [19] MISE and MATTM, "Strategia Energetica Nazionale (SEN), 2017," *Mise; Matm*, no. 10 November 2017, pp. 1–308, 2017.
- [20] "Vademecum della borsa elettrica."
- [21] GME, "How Italian electricity market manages network constraints."
- [22] GME, "BORSA ELETTRICA ITALIANA."
- [23] "Il prezzo dell'energia elettrica PUN medio nel 2019." [Online]. Available: <https://luce-gas.it/guida/mercato/andamento-prezzo/energia-elettrica#>. [Accessed: 20-Dec-2019].
- [24] ARERA, "STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE FONTI RINNOVABILI E DI GENERAZIONE DISTRIBUITA," 2018.
- [25] "GME - I mercati - Mercato elettrico - MGP, MI, MPEG, MSD." [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>. [Accessed: 20-Dec-2019].
- [26] "Home - Terna spa." [Online]. Available: <https://www.terna.it/it>. [Accessed: 24-Dec-2019].
- [27] ARERA, "Documento 15 Appendice risorse approvvigionate su MSD," 2014.
- [28] AEEGSI (ARERA), "Rapporto monitoraggio mercato a pronti e dispacciamento," pp. 1–88, 2014.
- [29] "Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)." [Online]. Available: <https://www.centrali-next.it/it/hub-della-conoscenza/mercato-dei-servizi-di-dispacciamento-msd/>. [Accessed: 24-Dec-2019].
- [30] IREN; AIRU, "Nuovi modelli di interazione tra reti e vettori energetici," pp. 1–26.
- [31] Terna, "Codice di Rete Capitolo 4-Regole per il dispacciamento," 2016.
- [32] Terna, "Partecipazione Alla Regolazione Di Frequenza e Frequenza-Potenza - allegato A15," *Allegato A15*, 2008.
- [33] AEEGSI (ARERA), "TRATTAMENTO ECONOMICO DELL'ENERGIA EROGATA DALLE UNITÀ DI PRODUZIONE PER LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA," pp. 1–10, 2013.
- [34] "Mercato dei Servizi di Dispacciamento: i quattro driver più rilevanti degli ultimi anni." [Online]. Available: <https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/32772/Mercato+dei+Servizi+di+Dispacciamento:+i+quattro+driver+più+rilevanti+degli+ultimi+anni/Ma> rchisio. [Accessed: 24-Dec-2019].
- [35] V. Termini, *Il mondo rinnovabile*.
- [36] ARERA, "Testo Integrato del Dispacciamento elettrico TIDE," 2019.
- [37] ARERA, "Prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo," *Deliberazione 5 Maggio 2017 300/2017/R/eel*, vol. 2004, pp. 1–22, 2017.
- [38] AEEGSI, "393/2015/R/eel RIFORMA ORGANICA DELLA REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA," vol. 2011, pp. 1–7, 2015.
- [39] AEEGSI, "298/2016/R/Eel," pp. 1–25, 2016.
- [40] BestRES, "Existing business models for renewable energy aggregators," *BestRES Proj. Rep. D2.1*, no. June 2016, 2016.
- [41] USEF Foundation and Universal Smart Energy Framework, *USEF: The Framework explained*. 2015.

- [42] USEF, "Flexibility Value Chain," *USEF White Pap. version 1.0*, 2018.
- [43] S. Burger and J. P. Chaves-ávila, "The Value of Aggregators in Electricity Systems Carlos Batlle , and Ignacio J . Pérez-Arriaga," *MIT Cent. Energy Environ. Policy Res.*, vol. CEEPR WP 2, no. January, p. 29, 2016.
- [44] USEF, "USEF : WORKSTREAM ON AGGREGATOR IMPLEMENTATION," no. September, 2017.
- [45] Terna SpA, "Regolamento Recante Le Modalità Per La Creazione, Qualificazione E Gestione Di Unità Virtuali Di Consumo Abilitate Al Mercato Dei Servizi Di Dispacciamento - Regolamento MSD UVAM," *Ital. Netw. Code*, pp. 1–35, 2017.
- [46] "Vehicle-to-Grid: cos'è, cosa può fare, quali prospettive in Italia | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/vehicle-to-grid-cose-cosa-puo-fare-quali-prospettive-in-italia/>. [Accessed: 04-Mar-2020].
- [47] Terna SpA, "presentazione UVA." .
- [48] J. M. Schwidtal and M. Agostini, "Energy Innovation Bootcamp 2019 Flexibility from Distributed Energy Resources : a critical review of the innovative Italian UVAM project," 2019.
- [49] Solareb2b novembre 2019, "Prosegue la sperimentazione sugli aggregatori pag.22," vol. 2003, 2019.
- [50] Terna SpA, "Procedura approvvigionamento a termine risorse di dispacciamento per UVAM - Capacità assegnata - Terna spa." [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-annuale-2020-uvam>. [Accessed: 04-Mar-2020].
- [51] ARERA, "DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 322/2019/R/eel TIDE – TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO," pp. 1–62, 2019.
- [52] Solareb2b aprile 2019, "Solare b2b aprile 2019," vol. 2003, 2019.
- [53] Anie, "Tavolo di lavoro UVAM presso Commissione Industria del Senato," vol. 4, pp. 5–10, 2019.
- [54] A. O. Y. Pigneur, *Business model generation. Handbook to defy business models* .
- [55] F. Bignucolo, A. Lorenzoni, and J. M. Schwidtal, "End-users aggregation: A review of key elements for future applications," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2019-Septe, 2019.
- [56] R. Leisen, B. Steffen, and C. Weber, "Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector," *J. Clean. Prod.*, vol. 219, pp. 865–878, 2019.
- [57] S. De Clercq, D. Schwabeneder, C. Corinaldesi, O. Bertetti, and A. Woyte, "How to Create Value through Aggregation : A Business Model Review for Multiple Regulatory Environments in Europe," *8th Sol. Integr. Work.*, no. October, 2018.
- [58] Enel X, "ENEL , RISULTATI PRELIMINARI 2018 : EBITDA IN CRESCITA IN LINEA CON IL TARGET DELL ' ANNO," no. 2, pp. 2–4, 2018.
- [59] Enel X, "Eva+: attive in italia e austria tutte le 200 stazioni di ricarica del progetto," 2019.
- [60] Enel, "ENEL X LANCIA JUICEPASS , LA NUOVA APP DI RICARICA PER," p. 1529242, 2019.
- [61] Enel X, "ENEL X , LA MOBILITA ' ELETTRICA È SENZA FRONTIERE," pp. 1–2, 2020.
- [62] Enel X; Nissan, "MOBILITÀ ELETTRICA : ENEL X , NISSAN E RSE AVVIANO LA PRIMA SPERIMENTAZIONE IN ITALIA DELLA TECNOLOGIA," 2019.
- [63] "Enel X avvia il primo progetto in Italia di aggregazione di unità di accumulo residenziali per offrire servizi di bilanciamento alla rete." [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/news-media/comunicati-stampa/2020/01/-enel-x-avvia-il-primo-progetto-in-italia-di-aggregazione-di-unit-di-accumulo-residenziali-per-offrire-servizi-di-bilanciamento-alla-rete->. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [64] R. D. I. Co, "E-MOBILITY EMISSION SAVING : IL TOOL DI ENEL X CHE CALCOLA IL," p. 1529242, 2019.
- [65] "Homix | Enel X Store IT." [Online]. Available: <https://www.enelxstore.com/it/it/smart-home/homix#>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [66] "Enel Green Power: inaugurata la nuova linea di produzione HJT della fabbrica 3SUN - enel.com." [Online]. Available: <https://www.enel.com/it/media/press/d/2019/10/enel-green-power-inaugurata-la-nuova-linea-di-produzione-hjt-della-fabbrica-3sun>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [67] "Sistemi di accumulo energetico con le batterie agli ioni di litio | Enel X." [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/risorse/storie/2019/11/sistemi-accumulo-batterie-liion>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [68] "Enel e Ines realizzano una cella solare bifacciale con efficienza del 24,63%." [Online]. Available: <https://www.solareb2b.it/enel-ines/>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [69] "Mercato della capacità - Rendiconto degli esiti - Asta madre 2023 - Terna spa." [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/rendiconto-asta-capacity-market-2023>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [70] "ENEL X ACQUISISCE L ' ENERGY SERVICE COMPANY YOUSAVE," p. 1529242, 2018.
- [71] P. Enel *et al.*, "LA MOBILITA ' ELETTRICA DI ENEL X SBARCA NEI MAGGIORI PORTI D ' ITALIA ADERENTI AD ASSOPORTI," pp. 1–2, 2020.
- [72] "Enel X e Infracapital creano una piattaforma di servizi per l'efficienza energetica per i clienti business - corporate.enel.it." [Online]. Available: <https://corporate.enel.it/it/media/press/d/2018/12/enel-x-e-infracapital-creano-una-piattaforma-di-servizi-per-lefficienza-energetica-per-i-clienti-business>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [73] Enel X, "Hyundai sceglie le soluzioni di ricarica di enel x," pp. 1–2, 2019.
- [74] Enel X; Unieuro, "ENEL X E UNIEURO SIGLANO UN ACCORDO SU SERVIZI DI DEMAND," pp. 1–2.
- [75] "Gabetti ed Enel X insieme per la riqualificazione energetica dei condomini." [Online]. Available: <http://www.gabettigroup.com/it-it/area-stampa/dettaglio/artmid/1738/articleid/735/gabetti-ed-enel-x-insieme-per-la-riqualificazione-energetica-dei-condomini>. [Accessed: 11-Mar-2020].
- [76] G. Enel and P. Solar, "ENEL X E PANASONIC SOLAR SIGLANO UNA PARTNERSHIP PER L ' EFFICIENZA ENERGETICA ALLA PORTATA DI TUTTI," pp. 1–2, 2019.
- [77] S. Roma, G. Enel, and G. Carone, "ENEL X E UNICREDIT INSIEME PER LA SICUREZZA," pp. 1–2, 2019.
- [78] "Enel x e FederlegnoArredo insieme per la riqualificazione del patrimonio abitativo." .

- [79] "Enel X entra in Hsubject, una rete globale di oltre 200mila punti di ricarica - enel.com." [Online]. Available: <https://www.enel.com/it/media/press/d/2019/09/enel-x-entra-in-hsubject-una-rete-globale-di-oltre-200mila-punti-di-ricarica->. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [80] "Enel X e BEI una partnership per l'infrastruttura di ricarica italiana." [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/news-media/notizie/2018/08/enelx-bei-colonnine-ricarica-piano-nazionale>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [81] "Enel X entra nel mercato della riqualificazione nei condomini | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/enel-x-entra-nel-mercato-della-riqualificazione-nei-condomini/>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [82] B. A. Rete, "ENEL X AVVIA IL PRIMO PROGETTO IN ITALIA DI AGGREGAZIONE DI," pp. 1–2, 2020.
- [83] Enel X, "Auto elettriche: bei sostiene il piano di enel per 14.000 nuove colonnine di ricarica," 2020.
- [84] "Presentato il piano strategico 2020-2022 di Enel." [Online]. Available: <https://corporate.enel.it/it/media/news/d/2019/11/enel-piano-strategico-2020-2022>. [Accessed: 12-Mar-2020].
- [85] "A2A: Ebitda a 1,23 mld nel 2019 - Finanza e Borsa - Investireoggi.it." [Online]. Available: <https://www.investireoggi.it/finanza-borsa/news/a2a-ebitda-a-123-mld-nel-2019/>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [86] A2a, "MOBILITÀ ELETTRICA : A2A SI AGGIUDICA LA GESTIONE DELLA," 2018.
- [87] "News." [Online]. Available: <https://www.unareti.it/unr/unareti/news/Unareti-al-via-la-sostituzione-di-1.300.000-contatori-smart.-2725-milioni-di-euro-linvestimento-previsto-per-Milano-e-Brescia.-Presentazione-delle-attivita-il-4-novembre-a-Milano/>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [88] "A2A , prosegue il piano di crescita nelle fonti rinnovabili e nelle soluzioni per l'efficienza energetica con l'ingresso nel Gruppo SunCity," p. 7720, 2019.
- [89] A. Energie *et al.*, "NASCE LA MULTIUTILITY DEL NORD STIPULATO L' ATTO COMUNE DI FUSIONE E DI SCISSIONE," 2018.
- [90] "A2A e Fondazione Fiera Milano : al via la partnership per la realizzazione di uno dei più grandi impianti solari rooftop d' Europa," p. 49977715, 2018.
- [91] "A2A si ritira dalla corsa per 334 MW di impianti fotovoltaici di RTR." [Online]. Available: <http://www.solareb2b.it/a2a-rtr/>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [92] "A2A e TS Energy Europe assieme per lo sviluppo del fotovoltaico," p. 7720, 2018.
- [93] "A2a consolida la propria leadership nell'economia circolare acquisito il 90% di electrometal," p. 7720, 2019.
- [94] "A2A E INTESA SANPAOLO INSIEME PER L'EFFICIENZA ENERGETICA DEI CONDOMINI," p. 7720, 2019.
- [95] "A2a: siglato accordo per l'acquisizione di 1000 MW di progetti fotovoltaici," p. 7720, 2020.
- [96] "Unareti – Gruppo A2A si aggiudica la gara gas Milano," p. 7720, 2018.
- [97] "A2A entra nel capitale di Ascopiave e sigla accordo scambio asset con Italgas | Teleborsa.it." [Online]. Available: <https://www.teleborsa.it/News/2020/01/31/a2a-entra-nel-capitale-di-ascopiave-e-sigla-accordo-scambio-asset-con-italgas-75.html>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [98] C. Venture, "Al via ' A2A Horizon ' fino a 70 milioni per promuovere l'innovazione," p. 7720, 2019.
- [99] A2a, "STRAORDINARIO SUCCESSO PER LA PRIMA EMISSIONE GREEN DI A2A," p. 7720, 2019.
- [100] "A2A, finanziamento BEI di 150 milioni per la transizione energetica e le reti smart," p. 7720, 2019.
- [101] "A2A si è aggiudicata 5 GW nella seconda asta del mercato della capacità - A2A." [Online]. Available: <https://www.a2a.eu/it/a2a-si-e-aggiudicata-5-gw-nella-seconda-asta-del-mercato-della-capacita>. [Accessed: 05-Mar-2020].
- [102] "Duferco investe nell'energia elettrica - Il Sole 24 ORE." [Online]. Available: <https://www.ilsole24ore.com/art/duferco-investe-nell-energia-elettrica-ABQuMhSB>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [103] "RIVIERA ELECTRIC CHALLENGE: INAUGURATE DUE STRUTTURE DI RICARICA DEL PROGETTO UNIT-E - Duferco Energia." [Online]. Available: <https://dufercoenergia.com/2018/04/riviera-electric-challenge-inaugurate-due-strutture-di-ricarica-del-progetto-unit-e/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [104] "OULX, INAUGURAZIONE STRUTTURE DI RICARICA DUFERCO ENERGIA - Duferco Energia." [Online]. Available: <https://dufercoenergia.com/2018/08/oulx-inaugurazione-strutture-di-ricarica-duferco-energia/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [105] "E-MOBILITY: A GENOVA ARRIVA IL PRIMO PARCHEGGIO EV-READY PER I GREEN MOVER - Duferco Energia." [Online]. Available: <https://dufercoenergia.com/2019/05/e-mobility-a-genova-arriva-il-primo-parcheggio-ev-ready-per-i-green-mover/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [106] "RINA HA SCELTO L'ENERGIA VERDE CERTIFICATA DA DUFERCO ENERGIA - Duferco Energia." [Online]. Available: <https://dufercoenergia.com/2018/04/rina/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [107] "DUFERCO ENERGIA E COOP LIGURIA: INAUGURATE LE PRIME STRUTTURE DI RICARICA PER VEICOLI ELETTRICI A CARASCO - Duferco Energia." [Online]. Available: <https://dufercoenergia.com/2019/09/duferco-energia-e-coop-liguria-inaugurate-le-prime-strutture-di-ricarica-per-veicoli-elettrici-a-carasco/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [108] "Il Gruppo Duferco nel primo PPA nel settore eolico e primo corporate PPA." [Online]. Available: <https://www.diritto24.ilsole24ore.com/art/avvocatoAffari/newsStudiLegaliEOrdini/2019-05-07/il-gruppo-duferco-primo-ppa-settore-eolico-e-primo-corporate-ppa-161523.php>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [109] "'PROGETTO MOBILITÀ SOSTENIBILE GENOVA E SAVONA': INSTALLATE 22 NUOVE STAZIONI DI RICARICA PER AUTO E MOTO ELETTRICHE - Duferco Energia." [Online]. Available: <https://dufercoenergia.com/2019/05/progetto-mobilita-sostenibile-genova-e-savona-installate-22-nuove-stazioni-di-ricarica-per-auto-e-moto-elettriche/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [110] Engie, "L' OREAL ITALIA E ENGIE ITALIA INSIEME PER IL RECUPERO DELLE ACQUE DELLO STABILIMENTO DI SETTIMO TORINESE," 2018.
- [111] "Eolico offshore, joint-venture tra Engie ed Edp | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/eolico-offshore-una->

joint-venture-tra-engie-ed-edp/. [Accessed: 07-Mar-2020].

- [112] "Easy Wallbox, la ricarica a casa di FCA-Engie - Vaielettrico." [Online]. Available: <https://www.vaielettrico.it/easy-wallbox-la-ricarica-a-casa-di-fca-engie/>. [Accessed: 11-Mar-2020].
- [113] Engie, "Riduzione fino al 50 % delle emissioni inquinanti e doppio risparmio : Ecco ' Caldaia Peso Zero ' di ENGIE Italia," 2019.
- [114] Engie, "ENGIE sigla la partnership con il comune di Ercolano per un'illuminazione pubblica efficiente e a favore dell'ambiente. Più," 2018.
- [115] Engie, "Wienerberger e engie italia firmano il primo contratto ppa green in italia," pp. 5–6, 2018.
- [116] "Il Comune di Monterotondo e ENGIE Italia insieme per un ' illuminazione pubblica sostenibile," 2019.
- [117] "Engie Italia consolida la propria leadership nel teleriscaldamento acquisendo la rete di Cinisiello Balsamo," pp. 2–3, 2018.
- [118] "Fotovoltaico, ENGIE e Sungevity partner tecnici del gruppo d'acquisto CasaRinnovabile | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/fotovoltaico-engie-e-sungevity-partner-tecnici-del-gruppo-dacquisto-casarinnovabile/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [119] "Engie vende 2,3 GW di centrali a carbone | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/engie-vende-23-gw-di-centrali-a-carbone/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [120] Engie, "Nuovo accordo tra Alcantara e ENGIE Italia : l' eccellenza del Made in Italy anche nella sostenibilità," 2019.
- [121] Engie, "ENGIE E ARVAL INSIEME PER UN PROGETTO DEDICATO ALLA MOBILITA' ELETTRICA," 2018.
- [122] "Due Centrali a Gas per Marcegaglia per lavorare il suo acciaio | ENGIE Italia News." [Online]. Available: <https://www.engie.it/centrali-gas-marcegaglia>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [123] "Eolico, Engie acquisisce 329 MW da Renvico | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/eolico-engie-acquisisce-329-mw-da-renvico/>. [Accessed: 07-Mar-2020].
- [124] Engie, "ENGIE E BEA: FIRMATO UN ACCORDO DA 5 MILIONI DI EURO CHE PORTERÀ A CINISELLO UN TELERISCALDAMENTO PIU' GREEN ED ECONOMICO."
- [125] "Alperigroup: Alperia si classifica tra i migliori marchi energetici a livello mondiale." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-si-classifica-tra-i-migliori-marchi-energetici-a-livello-mondiale.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [126] "Alperigroup: Pagamenti diretti alle colonnine di ricarica Alperia per macchine elettriche." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/en/newsroom/news-detail/news/pagamenti-diretti-alle-colonnine-di-ricarica-alperia-per-macchine-elettriche.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [127] "Alperigroup: Stazione di ricarica hypercharger." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/per-il-nostro-futuro/smart-life/hypercharger.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [128] "Alperigroup: Alperia offre per la prima volta gas climaticamente neutro." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-offre-per-la-prima-volta-gas-climaticamente-neutro.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [129] "Alperia e la tecnologia blockchain: permettere ai privati di tracciare e scambiare energia | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/alperia-e-tecnologia-blockchain-permettere-a-privati-di-tracciare-e-scambiare-energia/>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [130] "Alperigroup: Edyna: in arrivo il nuovo contatore smart meter per 238.000 clienti." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/edyna-in-arrivo-il-nuovo-contatore-smart-meter-per-238000-clienti.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [131] "Alperigroup: Nasce Alperia Bartucci, società per l'efficienza energetica e servizi energetici evoluti." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/nasce-alperia-bartucci-societa-per-lefficienza-energetica-e-servizi-energetici-evoluti.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [132] "Alperigroup: Enel e Alperia insieme per dare impulso alla mobilità elettrica." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/en/newsroom/news-detail/news/enel-e-alperia-insieme-per-dare-impulso-alla-mobilita-elettrica.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [133] "Alperigroup: Alperia e Regalgrid: nasce la prima comunità energetica smart in Alto Adige." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-e-regalgrid-nasce-la-prima-comunita-energetica-smart-in-alto-adige.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [134] "Alperigroup: Alperia rende possibile la ricarica di auto elettriche a livello europeo." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-rende-possibile-la-ricarica-di-auto-elettriche-a-livello-europeo.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [135] "Alperigroup: Alperia riapre la ricerca a startup innovative per nuove idee imprenditoriali." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-riapre-la-ricerca-a-startup-innovative-per-nuove-idee-imprenditoriali.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [136] "Alperigroup: Alperia, nasce Alperia SUM." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-nasce-alperia-sum.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [137] "Alperigroup: Alperia sottoscrive l'accordo per la cessione di azioni del Gruppo Green Power." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-sottoscrive-laccordo-per-la-cessione-di-azioni-del-gruppo-green-power.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [138] "Alperigroup: Alperia e Dolomiti Energia Holding: nasce Neogy, la joint venture per lo sviluppo della mobilità elettrica." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-e-dolomiti-energia-holding-nasce-neogy-la-joint-venture-per-lo-sviluppo-della-mobilita-ele.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].

- [139] "Sparkasse e Alperia: avvio di un'importante partnership commerciale - Sparkasse." [Online]. Available: <https://www.sparkasse.it/sparkasse-e-alperia-avvio-di-unimportante-partnership-commerciale/>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [140] "Alperigroup: Alperia SpA: il Consiglio di Gestione ha approvato il progetto di bilancio di esercizio e di bilancio consolidato relativo all'esercizio 2017." [Online]. Available: <https://www.alperigroup.eu/newsroom/dettaglio-news/news/alperia-spa-il-consiglio-di-gestione-ha-approvato-il-progetto-di-bilancio-di-esercizio-e-di-bilanci-1.html>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [141] Falck Renewables, "Il Consiglio di Amministrazione approva il progetto di bilancio e il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 NEL 2018 RISULTATI RECORD: UTILE NETTO DI GRUPPO PIÙ CHE RADDOPPIATO," pp. 1–12, 2018.
- [142] F. Renewables, "ENTRA IN ESERCIZIO IL PARCO EOLICO DI CARRECASTRO," pp. 1–2, 2020.
- [143] Falc, "FALCK RENEWABLES ACQUISISCE IL 51 % DI ENERGY TEAM," 2018.
- [144] Falck Renewables, "COMUNICATO STAMPA FALCK RENEWABLES E NORDEX APRONO L ' ANNO CON," pp. 1–2, 2020.
- [145] "A Falck Renewables 14,5 MW solari in Massachusetts | FTA Online." [Online]. Available: <https://ftaonline.com/news/falck-renewables-145-mw-solari-massachusetts>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [146] "COMUNICATO STAMPA FALCK RENEWABLES ACQUISISCE DA CANADIAN SOLAR GROUP IL 70 % DI UN PROGETTO SOLARE IN FASE DI SVILUPPO IN SICILIA," p. 6909547, 2020.
- [147] "FALCK RENEWABLES PERFEZIONA L ' ACQUISIZIONE DI 5 PARCHI EOLICI IN FRANCIA," p. 6909547, 2019.
- [148] Falck Renewables, "Falck renewables firma un accordo con reg windpower per lo sviluppo congiunto di progetti eolici e solari nel regno unito," pp. 1–2, 2019.
- [149] Falck Renewables, "COMUNICATO STAMPA FALCK RENEWABLES FIRMA UN PPA CON SHELL ENERGY EUROPE PER L ' IMPIANTO EOLICO DI KILBRAUR (UK)," pp. 1–2, 2019.
- [150] C. Stampa, "COMUNICATO STAMPA FALCK RENEWABLES FIRMA UN PPA PER L ' ENERGIA PRODOTTA DAL SUO IMPIANTO EOLICO DI HENNØY IN NORVEGIA," 2020.
- [151] Falck Renewables, "Falck Renewables SpA Capital Markets Day Il Consiglio di Amministrazione aggiorna il Piano Industriale 2021 (Roadmap 2021)," vol. 2021, 2021.
- [152] C. Descalzi, "CREARE VALORE PER GLI STAKEHOLDER ATTRAVERSO LA TRANSIZIONE ENERGETICA," pp. 1–10, 2019.
- [153] "Progetto Italia." [Online]. Available: <https://www.eni.com/it-IT/attivita/progetto-italia.html>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [154] "Fotovoltaico, inaugurato il primo impianto del piano Eni da 220 MW | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/fotovoltaico-inaugurato-il-primo-impianto-del-piano-eni-da-220-mw/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [155] "FV, con i 26 MW non incentivati di Assemini Eni mette a frutto la collaborazione col GSE | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/20180703-fv-con-i-26-mw-non-incentivati-di-assemini-eni-mette-frutto-la-collaborazione-col-gse/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [156] "Enerray realizza un impianto fotovoltaico per la raffineria ENI di Gela | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/enerray-realizza-un-impianto-fotovoltaico-per-la-raffineria-eni-di-gela/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [157] "Impianto per Eni a Porto Torres Solareb2b." [Online]. Available: <http://www.solareb2b.it/eni-porto-torres-centrale-fotovoltaica/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [158] Eni, "Eni avvia la produzione di energia da moto ondoso nell'offshore di Ravenna," 2019.
- [159] "Fotovoltaico galleggiante, progetto Eni per un parco da 14 MW | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/fotovoltaico-galleggiante-progetto-eni-per-un-parco-da-14-mw/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [160] "Rinnovabili in Italia, via libera Ue alla joint venture Eni – Cdp | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/rinnovabili-in-italia-via-libera-ue-alla-joint-venture-eni-cdp/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [161] "Il valore del metanolo | Eni." [Online]. Available: <https://www.eni.com/it-IT/attivita/metanolo.html>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [162] "Eni : allo studio con INA interconnessione trasporto gas tra Italia e Croazia," no. Mi, p. 659821, 2018.
- [163] S. D. Milanese, "TOYOTA ED ENI INSIEME SULLA VIA DELL'IDROGENO," pp. 1–3, 2019.
- [164] F. Rügge and C. Descalzi, "Eni e l ' Università degli Studi di Pavia insieme sul territorio per la trasformazione del settore energetico," 2019.
- [165] S. D. Milanese, "Eni e FCA hanno sviluppato il nuovo carburante A20 , che unisce riduzione delle emissioni inquinanti a risparmio ed efficienza," pp. 1–2, 2019.
- [166] "CappottoMio, il cappotto termico per il condominio di Eni gas e luce." [Online]. Available: <https://enigaseluce.com/offerta/business/cappotto-termico-condominio-cappottomio>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [167] "Eni gas e luce amplia la propria offerta nel mercato dei servizi per l'efficienza energetica con l'acquisizione di SEA S.p.A." [Online]. Available: <https://www.eni.com/it-IT/media/news/2019/02/eni-gas-e-luce-amplia-la-propria-offerta-nel-mercato-dei-servizi-per-lefficienza-energetica-con-lacquisizione-di-sea-spa.html>. [Accessed: 11-Mar-2020].
- [168] C. Nazionale, A. Delegato, and C. Descalzi, "Eni e CNR insieme nella Ricerca e Innovazione per rispondere alle sfide globali," 2018.
- [169] F. Resta and C. Descalzi, "Nuova alleanza strategica tra Eni e Politecnico di Milano," 2018.
- [170] C. Descalzi, "Eni ed ENEA avviano partnership per attività di ricerca scientifica e tecnologica congiunte," 2018.
- [171] R. Capitale and B. Eni, "Accordo Eni-AMA : biocarburante dagli oli alimentari esausti , al via la raccolta nelle sedi Eni a Roma," pp. 1–2, 2018.
- [172] "Eni e Ionity firmano accordo quadro per lo sviluppo di colonnine di ricarica superveloci per auto elettriche," p. 659821, 2020.
- [173] Eni, "Eni e Poste Italiane , partnership nei servizi digitali e finanziari per l ' integrazione delle piattaforme tecnologiche e di pagamento," 2019.
- [174] S. D. Milanese, "Eni gas e luce e Zurich Italia insieme per case e famiglie più sicure," 2019.
- [175] "Mercato secondario FV, anche Eni rinuncia a RTR | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/mercato-secondario-fv-anche-eni-rinuncia-a-rtr/>. [Accessed: 10-Mar-2020].

- [176] S. D. B. Pv and R. Lombardia, "Eni e Regione Lombardia , intesa per la sostenibilità e l ' economia circolare," pp. 1–3, 2019.
- [177] G. Ricci, D. Generale, C. Guido, and L. Guidesi, "Nasce il primo patto fra Eni e Coldiretti per la coltivazione del biogas agricolo," pp. 1–3, 2019.
- [178] S. D. Milanese, "Eni gas e luce acquisisce il 70 % di Evolvere , società leader nel mercato della generazione distribuita in Italia Contatti societari : Numero verde azionisti (dall ' Italia) : 800940924 Numero verde azionisti (dall ' estero) : + 80011223456," no. Mi, 2019.
- [179] D. S. Hermiyanty, Wandira Ayu Bertin, "Summary of CO₂ & methane emissions from identified oil & NGL production," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 8, no. 9, pp. 1–58, 2017.
- [180] G. Hera, "Energia pulita per lo stabilimento di Bedeschi Salumi di Bentivoglio grazie a un impianto di cogenerazione realizzato dal Gruppo Hera," 2018.
- [181] G. Hera, "A Hera il Project Energy Efficiency Award del CESEF Premiata la multiutility , insieme a Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) e a Galletti," 2018.
- [182] G. Hera, "Per il biometano del Gruppo Hera la certificazione di Bureau Veritas," pp. 1–2, 2019.
- [183] G. Hera, "Top Utility 2019 : Hera al primo posto per la comunicazione," 2019.
- [184] G. Hera, "Energia pulita per IMAB grazie all ' accordo con i l Gruppo Hera," 2019.
- [185] "In arrivo a Pedrengo un ' i Illuminazione pubblica green," p. 498616, 2019.
- [186] "Gruppo Hera acquisisce 100 % di Blu Ranton," p. 4790622, 2021.
- [187] "Gruppo Hera acquisisce il 100 % di Sangroeservi," p. 4790622, 2018.
- [188] C. Ambiente, "Al Gruppo Hera il 100 % di Cosea Ambiente," 2019.
- [189] G. H. Ascopiave, "Partnership Hera e Ascopiave," p. 64424270, 2012.
- [190] "A Herambiente il 100 % di Pistoia Ambiente," p. 3919790, 2019.
- [191] G. Hera, "Dalla BEI un finanziamento di 110 milioni al Gruppo Hera," 2021.
- [192] G. Hera, "Hera , previsti circa 290 milioni di euro di investimenti nel bolognese," 2021.
- [193] "Piano di miglioramento Iso 50001: GLI INTERVENTI PER RISPARMIARE ENERGIA - Valore all'energia - Energia - GAS, Elettricità, TLR - Attività e servizi - Gruppo Hera." [Online]. Available: https://www.gruppohera.it/gruppo/attivita_servizi/business_energia/report_valore_energia/ee_interventi_per_risparmiare_energia/. [Accessed: 11-Mar-2020].
- [194] "Utility che acquistano ESCo per fare efficienza energetica nei condomini | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/utility-che-acquistano-esco-per-fare-efficienza-energetica-nei-condomini/>. [Accessed: 12-Mar-2020].
- [195] "Chi Siamo - Intelligenza artificiale per i processi aziendali - Firedesktop." [Online]. Available: <https://www.firedesktop.com/chi-siamo/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [196] EGO Trade, "Applicando tecniche di Machine Learning è possibile ottenere risparmi almeno del 5 % dei consumi elettrici nella gestione dei sistemi idrici," 2018.
- [197] "Le competenze di EGO per gestire impianti di produzione e di consumo energetici | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/le-competenze-di-ego-per-gestire-impianti-di-produzione-e-di-consumo-energetici/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [198] "SunTrade." [Online]. Available: <https://www.suntrade.it/solar/static/pages/index.html>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [199] "PPA da fotovoltaico, Ego rinnova l'accordo con Octopus e supera i 100 MW contrattualizzati | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/pro/articoli/ppa-da-fotovoltaico-ego-rinnova-laccordo-con-octopus-e-supera-i-100-mw-contrattualizzati/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [200] "EGO ritira l'energia fotovoltaica degli impianti di ABN AMRO Energy Transition Fund | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/ego-ritira-lenergia-fotovoltaica-degli-impianti-di-abn-amro-energy-transition-fund/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [201] "EGO sperimenta l'UVAR con Drive. Solareb2b." [Online]. Available: <http://www.solareb2b.it/ego-colonnine-ricarica-servizi-rete/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [202] "Autoconsumo FV, sonnen entra nel mercato small business | QualEnergia.it." [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/autoconsumo-fv-sonnen-entra-nel-mercato-small-business/>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [203] "Sistemi di accumulo per il fotovoltaico, superati 100 MW in Italia," *QualEnergia.it*, 2020.
- [204] Solareb2b, "Solareb2b numero di ottobre 2019," 2019.
- [205] "Gazzetta Ufficiale." [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/14/20A00891/sg>. [Accessed: 04-Mar-2020].
- [206] "L'evoluzione della mobilità elettrica | Elettronica Open Source." [Online]. Available: <https://it.emcelettronica.com/evoluzione-della-mobilita-elettrica>. [Accessed: 10-Mar-2020].