

RAPPORTO SULLE CATEGORIE E BARRIERE PVP4GRID

Italia

D2.4

Documento Pubblico

Autore: eclareon GmbH

Berlino, Luglio 2018



RAPPORTO SULLE CATEGORIE E BARRIERE PVP4GRID

Riguardo PVProsumers4Grid.....	4
1 Introduzione	5
1.1 Consegna D2.4: rapporto sulle categorie di PVP4Grid.....	5
1.2 Definizione di prosumer di FV	5
1.3 Il punto sul fotovoltaico in Italia.....	6
2 Categorie di prosumers di FV in Italia.....	8
2.1 Introduzione alle categorie di prosumers di FV.....	8
2.2 Utente singolo.....	9
2.2.1 Descrizione della categoria di PFV	9
2.2.2 Quadro regolatorio.....	11
2.2.3 Aspetti economici del fotovoltaico ad utenza singola	12
2.2.4 Barriere all'implementazione	14
2.2.5 Esempi di buone pratiche.....	14
2.3 Uso collettivo di energia fotovoltaica – I SSPC	16
2.3.1 Descrizione del modello di PFV	16
2.3.2 Quadro regolatorio.....	16
2.3.3 Aspetti economici del fotovoltaico multi-utenza	17
2.3.4 Barriere all'implementazione	17
2.4 I sistemi di distribuzione chiusi	17
2.4.1 Descrizione del modello di PFV.....	17
2.4.1 Quadro regolatorio.....	18
2.4.2 Aspetti economici dei sistemi di distribuzione chiusi.....	18
2.4.3 Barriere all'implementazione	19
3 Elenco delle figure.....	20

4	Elenco degli acronimi.....	21
5	Bibliografia.....	22

Riguardo PVProsumers4Grid

Il settore dell'elettricità Europeo attraversa un periodo di profonda trasformazione caratterizzato dall'abbandono dei monopoli pubblici a favore di imprese private in competizione tra loro in liberi mercati. La liberalizzazione del mercato dovrebbe garantire maggiore competizione tra gli attori in gioco e, di conseguenza, un incremento dell'efficienza ed energia a prezzi più bassi. Considerati i costi e le prospettive di crescita, il fotovoltaico (FV) svolgerà un ruolo di primo piano nello sviluppo di questi cambiamenti in Europa. In molti paesi Europei il FV ha ormai raggiunto un livello di competitività tale da consentire lo sviluppo di modelli di auto-consumo e di vendita peer-to-peer di elettricità autoprodotta.

Il concetto di prosumer incentiva i consumatori a svolgere un ruolo attivo nel mercato elettrico attraverso l'autoproduzione di energia. Le innovazioni tecniche come i sistemi di batterie e i sistemi "smart metering", insieme ai nuovi modelli di business che promuovono l'autoconsumo, possono cambiare gli aspetti tecnici dei sistemi elettrici. Il successo di questi cambiamenti è tuttavia legato agli sviluppi normativi e amministrativi che interessano le politiche energetiche, il finanziamento della rete, la tassazione e le relazioni legali tra le parti in questione, e richiederà lo sviluppo di soluzioni innovative accompagnate da modelli manageriali e imprenditoriali tali da consentire lo sviluppo di sistemi integrati sostenibili.

PV-Prosumers4Grid (PVP4Grid) è un progetto finanziato dall'UE e coordinato da BSW-Solar, con la collaborazione di 11 partner appartenenti ai diversi paesi Europei. Iniziato ad ottobre 2017, il progetto giungerà a termine a marzo 2020. Lo scopo di PVP4Grid è quello di aumentare la quota e il valore di mercato del FV consentendo ai consumatori di diventare prosumers di FV in modo da apportare vantaggi al sistema. Così saranno monitorati, migliorati, implementati e valutati nuovi modelli manageriali e imprenditoriali al fine di integrare il FV con sistemi di accumulo, modelli di domanda flessibile e altre tecnologie in un prodotto disponibile sul mercato.

A questo scopo, saranno sviluppate delle linee guida per i prosumers e gli Operatori dei Sistemi di Distribuzione (OSD) insieme a raccomandazioni di policy per i policy-makers nazionali ed europei al fine di adattare il quadro regolatorio alle esigenze dei prosumers. Inoltre, tra gli altri risultati del progetto, si sottolinea l'introduzione di uno strumento online per aiutare i prosumers nella fase di valutazione economica dei diversi progetti.

Per ulteriori informazioni sul progetto, i risultati, le fonti e gli eventi in programma, si rimanda al sito www.pvp4grid.eu.

1 Introduzione

1.1 Consegna D2.4: rapporto sulle categorie di PVP4Grid

Il progetto D2.4 comprende una descrizione del quadro normativo e politico, delle barriere e delle iniziative adottate negli otto paesi analizzati per superarle, distinguendo in base alle diverse categorie di prosumers. In particolare, sono analizzati gli ostacoli di natura tecnica, economica e giuridica che impediscono l'implementazione e la diffusione delle categorie PVP4Grid nei paesi in questione. Così, i seguenti aspetti sono approfonditi nel dettaglio:

- Aspetti relativi all'autoconsumo di energia fotovoltaica. Sono analizzati il diritto all'autoconsumo, i ricavi provenienti dall'autoconsumo e gli oneri di rete (Distribuzione e Trasmissione). Viene inoltre approfondita la questione relativa al finanziamento della rete.
- Aspetti relativi all'energia fotovoltaica non consumata dal prosumer, i.e. l'energia in eccesso. Così sono esaminati gli aspetti legati alla remunerazione dell'energia in eccesso, alle scadenze per la compensazione dei relativi crediti e alla compensazione geografica.
- Aspetti legati ai comportamenti dei prosumers.

Gli aspetti di cui sopra sono studiati attraverso ricerche al tavolo e interviste condotte con stakeholder chiave. Le interviste mirano a rispecchiare i diversi punti di vista relativi alle categorie di prosumers di FV, come quelli dei prosumers stessi, degli operatori di rete, dei promotori di soluzioni e delle autorità regolatorie. I risultati della ricerca e delle interviste sono riassunti nel presente "Report on PVP4Grid Concepts" (D2.4).

1.2 Definizione di prosumer di FV

Una definizione comune e generalmente accettata di prosumer non è stata ancora introdotta. La maggior parte delle definizioni si concentrano sull'autoconsumo privato sul luogo.

Il neologismo "prosumer" si riferisce ad un consumatore di energia elettrica che produce elettricità per soddisfare il proprio fabbisogno energetico (e per eventuali immissioni nella rete). Il termine deriva dalla composizione delle parole "produttore" e "consumatore". La Direttiva sull'Energie Rinnovabili (Direttiva MDI) ha introdotto la seguente definizione:

"l'autoconsumatore di energie rinnovabili è un consumatore attivo o un gruppo di consumatori che agiscono congiuntamente come definito nella Direttiva (Direttiva "Market Design Initiative" - MDI) e che consumano ed eventualmente accumulano e vendono energia elettrica rinnovabile generata presso i loro locali, inclusi i condomini, le aree residenziali, i siti industriali, commerciali, di servizi condivisi o nello stesso sistema di

distribuzione chiuso, a patto che, per le categorie di utenti non-familiari, tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale;”

Lo Standard Internazionale IEC 60050-617:2009/AMD2:2017, pubblicato dalla Commissione Elettronica Internazionale, ha introdotto i seguenti termini:

‘prosumer’: rete di utenti che consuma e produce energia elettrica;

‘auto-produttore’: soggetto che produce energia elettrica prevalentemente per uso proprio, ma che può anche vendere l’energia in eccesso.

1.3 Il punto sul fotovoltaico in Italia

La sezione seguente presenta una classificazione delle capacità degli impianti fotovoltaici installati in Italia. Per cominciare, gli impianti FV sono classificati in base alle loro dimensioni (intervalli in $KW_{p(eak)}$: $<10 kW_p$, $10-100 kW_p$, $100-500 kW_p$, $>500 kW_p$) nell’anno 2017. I dati utilizzati per l’analisi empirica provengono dalle statistiche nazionali, dai documenti dei ministeri competenti o dalle relative associazioni che si occupano di energie rinnovabili. Inoltre, è importante notare come le categorie dimensionali rispecchino a grandi linee i diversi modelli di PFV. Così:

- La classe dimensionale $<10 kW_p$ si riferisce al primo gruppo (utenza singola) in termini di limiti di sistema all’utilizzo del FV. In pratica questa categoria si riferisce principalmente al settore residenziale.
- La classe $10-100 kW_p$ si riferisce al secondo gruppo (uso collettivo del fotovoltaico in un luogo, ad esempio un edificio residenziale). Questa categoria include soprattutto le multi-utenze nel settore residenziale, commerciale e terziario all’interno di un unico sistema integrato.
- La classe $100-500 kW_p$ è più complessa. A seconda del gruppo di consumatori, può riferirsi alla seconda categoria (in particolare ad utenti nel terziario o nel settore industriale ai centri commerciali, gli ospedali le scuole e così via) o al terzo gruppo (ad esempio impianti fotovoltaici installati sul suolo fino $500 kW_p$).
- La classe $>500 kW_p$ si riferisce al terzo gruppo (elettricità di quartiere) dove, a parte i casi di consumatori più piccoli (nel settore commerciale o terziario), gli utenti più comuni sono rappresentati da gruppi industriali che condividono impianti fotovoltaici installati sul suolo all’interno dello stesso sistema.

In secondo luogo, la tabella 2 della seguente sezione presenta l'elettricità complessivamente generata e domandata per ogni settore (residenziale, commerciale e industriale) nell'anno 2017. Le informazioni relative alle differenti quote di elettricità domandate nei diversi settori sono funzionali alla stima del potenziale delle varie categorie di PFV (i.e. il gruppo 1, 2 e 3).

Paese	IT ¹
Totale FV installato (MW) 2017	19,283
Dimensioni	%
< 10 kW _p	19.6%
10 - 100 kW _p	20.9%
100 - 500 kW _p	37.8%
> 500 kW _p	21.7%

Figura 1: Tabella capacità installata in Italia nel 2017

IT ²	2015	2016	2017
Domanda annuale totale di elettricità(GWh)	292,074	314,300	Non ancora disponibile
Quota del settore residenziale (%)*	23%	22%	Non ancora disponibile
Quota del settore commerciale/terziario (%)*	33%	35%	Non ancora disponibile
Quota del settore industriale (%)*	44%**	43%**	Non ancora disponibile
FV totale generato annualmente (GWh)	22,942 (7.9%)	22,104 (7.0%)	Non ancora disponibile

Figura 2: Tabella elettricità domandata e generata in Italia

¹ 'Rapporto Statistico 2016 – Solare Fotovoltaico', GSE (www.gse.it)

² Source: 'Bilanci Energia Elettrica', TERNA (<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisions/bilancienergiaelettrica/bilancinazionali.aspx>)

* 2 % relativo al settore agricolo

** Source: 'Rapporto Statistico 2016 – Solare Fotovoltaico', GSE (www.gse.it)

2 Categorie di prosumers di FV in Italia

2.1 Introduzione alle categorie di prosumers di FV

In questa sezione sono presentate e descritte le diverse categorie di prosumers come definite ai fini del progetto PVP4GRID.

I diversi modelli di fruizione di energia FV sono stati raggruppati sulla base dei limiti e degli ostacoli alla loro diffusione e affermazione. La tabella 3 presenta una panoramica dei modelli presi in considerazione.

Tabella 3. Panoramica dei modelli di PVP		
Gruppo 1	Utenza singola	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo privato sul luogo • E-mobility come opzione DSM • Applicazioni per la gestione dei carichi • Accorpamento dei settori
Gruppo 2	Multi-utenza locale	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizzo condiviso di energia FV in edificio e strutture di ampie dimensioni
Gruppo 3	Multi-utenza di quartiere	<ul style="list-style-type: none"> • Offerta di servizi di rete locali attraverso una gestione attiva del fotovoltaico • Utilizzo condiviso di parchi industriali di FV, impianti in Università, ecc.

Figura 3: Tabella Panoramica delle categorie di PVP

Le principali fonti di informazione per la seguente analisi sono rappresentate dalle Associazioni Nazionali e dai rappresentanti dei diversi paesi nel progetto PVP4GRID. Queste informazioni sono state integrate con dati elaborati nell'ambito di precedenti progetti finanziati dall'UE - come ad esempio il progetto PV-FINANCING (soprattutto per Spagna, Italia, Austria, Francia e Germania) – e altri documenti – come lo Studio “*Residential Prosumers in the European Energy*” – GfK Belgium consortium, maggio 2017, il quale raccoglie informazioni sugli aspetti regolatori ed economici nell'area dei piccoli sistemi di auto-generazione dei consumatori residenziali lungo il ciclo di vita dell'investimento nei paesi dell'UE.

2.2 Utente singolo

2.2.1 Descrizione della categoria di PFV

Nell'ambito del fotovoltaico ad utenza singola è possibile individuare due principali modelli di business. Il primo è quello dell'autoconsumo, in cui cliente finale e produttore dell'impianto coincidono. Il secondo modello è quello in cui un investitore realizza e gestisce l'impianto fotovoltaico e vende l'elettricità ad un soggetto consumatore. In questo ultimo caso, la gestione dei contratti relativi a prelievi e immissioni può essere affidata al produttore, al cliente finale o a terzi. L'impianto fotovoltaico può essere connesso alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected) o direttamente a utenze isolate (stand-alone), tipicamente per assicurare la disponibilità di energia elettrica in zone isolate. Quando è allacciato alla rete di distribuzione, lo schema di connessione dell'impianto è definito dal gestore di rete locale. In Italia la rete di trasmissione nazionale è di proprietà del gruppo Terna. Il sistema di distribuzione è invece gestito da diverse imprese (come ad esempio Enel, Acea, A2A, Iren) a seguito dell'introduzione del decreto legislativo 70/99 (decreto Bersani) che ha recepito la direttiva comunitaria 96/92/Ce avviando la liberalizzazione del sistema elettrico nazionale.

La Gestione dell'energia elettrica in eccesso dipende dal modello di business adottato dall'utente. Quando produttore e cliente finale coincidono, il produttore potrà richiedere lo scambio sul posto. Il servizio di *Scambio sul Posto* consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica. Tale meccanismo è valido per impianti di potenza non superiore a 500 kW. Il GSE procede all'erogazione del contributo in conto scambio attraverso un acconto su base semestrale e un conguaglio su base annuale. Il pagamento degli acconti superiori a 15€ viene erogato entro il 15esimo giorno lavorativo del mese di giugno per le convenzioni attive fino al 31 di marzo ed entro il 15 giorno lavorativo del mese di novembre per le convenzioni che risultano attive entro il 30 di ottobre. Il contributo in conto scambio di conguaglio viene pubblicato ed erogato rispettivamente entro il giorno 15 del mese di maggio e il giorno 30 del mese di giugno dell'anno successivo a quello di competenza. La formula utilizzata dal GSE per calcolare il contributo in conto scambio è la seguente:

$$C_s = \min\{O_e; C_{ei}\} + C_{Usf} * E_s$$

Dove:

- C_s rappresenta il contributo in conto scambio
- O_e rappresenta il costo dell'energia prelevata dalla rete, ottenuto moltiplicando la quantità di energia prelevata per il prezzo nazionale dell'energia
- C_{ei} è il valore dell'energia immessa in rete, ottenuto moltiplicando la quantità di energia immessa per il prezzo zonale orario dell'energia
- E_s rappresenta il valore minimo tra immissioni e prelievi
- C_{Usf} quantifica alcuni costi di rete e gli oneri generali di sistema normalmente pagati in bolletta. Questo il parametro che "identifica" il vantaggio dello scambio sul posto, rimborsando parte dei costi "fissi" pagati in bolletta dall'utente

Nel caso in cui produttore e cliente finale non coincidono è possibile delineare la seguente casistica:

- a) la gestione dei contratti relativi a prelievi ed immissioni avviene separatamente. In questo caso il produttore può richiedere il ritiro dedicato al GSE o vendere la propria energia elettrica ad un grossista. Non sarà possibile accedere allo scambio sul posto perché non c'è un unico soggetto che regola prelievi ed immissioni.
- b) La gestione dei contratti relativi a prelievi ed immissioni è affidata al cliente finale. In questo caso il produttore dovrà rilasciare un mandato senza rappresentanza al cliente finale per consentire a quest'ultimo di immettere l'energia elettrica prodotta dall'impianto. Il cliente finale potrà vendere l'energia elettrica ad un grossista o potrà usufruire del meccanismo dello scambio sul posto. Non sarà possibile invece cedere l'energia al GSE attraverso il sistema del ritiro dedicato.
- c) La gestione dei contratti relativi a prelievi ed immissioni è affidata al produttore. In questo caso il produttore può richiedere il ritiro dedicato al GSE o vendere la propria energia ad un grossista.
- d) La gestione dei contratti relativi a prelievi ed immissioni è affidata ad un terzo tramite un mandato di rappresentanza. Non avendo la disponibilità dell'impianto di produzione, il soggetto terzo non potrà usufruire del meccanismo dello scambio sul posto, ma potrà vendere l'energia elettrica immessa ad un grossista.

2.2.2 Quadro regolatorio

I principali aspetti della regolamentazione italiana del mercato del fotovoltaico riguardano la remunerazione dell'elettricità in eccesso (vedi sopra), le detrazioni fiscali, i sistemi efficienti di utenza, la riforma della tariffa elettrica domestica e gli oneri di consumo. Le seguenti sono le norme più rilevanti:

- La delibera 570/2012/R/efr ha definito la nuova regolazione dello scambio sul posto, al fine di rivedere le modalità di restituzione degli oneri generali di sistema e di semplificarne la fruizione anche per gli impianti già entrati in esercizio, dando attuazione alle disposizioni previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012.
- Il decreto legislativo 115/08 ha introdotto la tipologia impiantistica del "Sistema Efficiente di Utenza" (SEU). Successivamente, con il provvedimento Deliberazione 12 dicembre 2013 578/2013/R/EEL sono stati normati i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita. L'applicazione tariffaria per i SEU è stata modificata per i sistemi entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014 dal decreto legge 91/2014 prevedendo l'applicazione dal 1° gennaio 2015 del 5% delle componenti variabili degli oneri generali di sistema e della componente MCT all'energia auto consumata e non prelevata dalla rete pubblica. L'esenzione totale dal pagamento degli oneri generali di sistema continua ad essere applicata agli impianti a fonti rinnovabili operanti in regime di Scambio sul Posto di potenza non superiore a 20 kW. Il soggetto che non richiede la qualifica SEU dovrà pagare gli oneri generali anche sull'energia prodotta dall'impianto ed autoconsumata. Per poter usufruire dei benefici spettanti ai SEU e ai SEESEU i clienti finali e i produttori di un ASSPC devono inviare una richiesta al GSE tramite il portale informatico dedicato. Per gli impianti che usufruiscono dello scambio sul posto non è necessario presentare la richiesta di qualifica. Affinché un sistema venga qualificato come SEU, tre caratteristiche fondamentali devono essere soddisfatte:
 1. Essere costituito da uno o più impianti di energia elettrica (con potenza non superiore ai 20 MW) alimentati da fonti rinnovabili e gestiti da un unico produttore
 2. L'unità di consumo deve appartenere ad un unico cliente finale
 3. Deve essere installato in un'area nella piena disponibilità del cliente finale
- Il Decreto legge n.83/2012, prorogato dalla legge di Bilancio 2018, ha introdotto per i piccoli sistemi nel settore residenziale (potenza fino a 20 kWp e costo inferiore a 96.000€) una detrazione fiscale del 50% da recuperare in un periodo di 10 anni. La detrazione fiscale non è ammessa per edifici a destinazione d'uso diversa da quella residenziale (uffici, negozi, alberghi). Per edifici residenziali ad uso promiscuo (ad esempio sede di attività professionale) la detrazione è del 25%. La detrazione non può essere superiore all'IRPEF che il contribuente deve versare in un dato anno. Il

soggetto che può usufruire del rimborso non è necessariamente il proprietario, ma colui che, avendo qualche diritto sull'immobile, effettua i pagamenti. Pertanto possono beneficiare della detrazione fiscale, tra gli altri, il familiare possessore dell'immobile, i titolari di diritti reali di godimento, locatari o comodatari. Non gode della detrazione fiscale l'investitore che cede l'energia a terzi attraverso un contratto di fornitura di energia dal momento che non detiene la disponibilità dell'edificio. L'investimento in sistemi fotovoltaici di piccole dimensioni nel settore residenziale è anche agevolato dalle rapide procedure amministrative introdotte dal Ministero dello Sviluppo Economico per gli impianti residenziali di potenza inferiore a 20 kWp.

- Per quanto riguarda le imprese, la legge di Bilancio 2018 ha confermato il super-ammortamento al 130% valido per investimenti in impianti fotovoltaici effettuati entro il 31 dicembre 2018. In altre parole, i nuovi incentivi fiscali permettono di aumentare del 30% il costo dell'impianto fotovoltaico, sul quale è calcolata una quota di ammortamento del 9%.
- La riforma della Tariffa elettrica domestica, entrata in vigore il 1 gennaio 2018, secondo le disposizioni della Delibera 2 dicembre 2015 582/2015/R/eel e in attuazione del Decreto legislativo n. 102/2014 ha introdotto per i servizi di rete (La tariffa elettrica è formata dalle seguenti componenti: servizi di rete, servizi di vendita, oneri generali e imposte) una struttura tariffaria non progressiva valida per tutti i clienti domestici. In altre parole, le tariffe per gli oneri di rete e di sistema non saranno più legate ai livelli di consumo dell'utente. Tuttavia, il 75% della bolletta dipenderà ancora dai kWh prelevati, mantenendo così un incentivo a comportamenti virtuosi da parte dei cittadini.

2.2.3 Aspetti economici del fotovoltaico ad utenza singola

I ricavi e i guadagni legati all'autoconsumo di energia fotovoltaica non sono quantificabili in maniera fissa e dipendono da un insieme di variabili.

In particolare, i benefici economici derivanti dall'investimento in fotovoltaico da parte di un utente singolo variano in base ai seguenti fattori:

- Se nel sistema produttore e cliente finale coincidono. Quando produttore e cliente finale coincidono vi sarà un vantaggio maggiore per il consumatore dal momento che non dovrà condividere i profitti dell'operazione con un altro soggetto. In questo caso il cliente finale non pagherà il costo dell'energia direttamente auto-consumata e gran parte degli oneri di carattere tariffario che nella bolletta elettrica si aggiungono al costo dell'energia.

- Quanta parte dell'energia viene consumata immediatamente e quanta parte dell'energia viene venduta come eccedenza, e quindi valorizzata in maniera inadeguata rispetto ai costi di investimento dell'impianto.
- Il costo di mercato dell'energia elettrica: tanto più questo è elevato tanto maggiore sarà il vantaggio per il consumatore di potersi rifornire in autoconsumo e tanto maggiore sarà il ricavo del produttore per la vendita delle eventuali eccedenze.
- Il settore di riferimento. Per quanto riguarda il settore residenziale, il segmento delle case monofamiliari rappresenta il settore più rilevante per il mercato del fotovoltaico in Italia. I benefici sono molteplici ed includono il risparmio sulla bolletta e la certezza di prezzi stabili nel lungo periodo. Il settore dei condomini rappresenta un segmento potenzialmente interessante per il FV, in particolare a causa dell'alta quota di autoconsumi raggiungibile. Altri segmenti molto interessanti sono quello industriale e degli edifici pubblici. In questi settori la quota di autoconsumo può essere molto elevata e, soprattutto nel settore industriale, la superficie disponibile può essere notevole, riducendo il costo specifico di impianto.

I costi legati all'utilizzo di impianti fotovoltaici possono essere distinti in costi di investimento, costi di esercizio e altri costi (assicurazioni e tasse). I primi comprendono i costi legati all'investimento iniziale e al rinnovo dell'impianto.

I costi di investimento sono particolarmente contenuti per i piccoli sistemi nel settore residenziale grazie alla detrazione fiscale del 50% da recuperare in 10 anni prevista per il proprietario dell'impianto. Nel caso di progetti di grande taglia il prestito bancario è invece il metodo di finanziamento più diffuso. Le piccole e medie imprese (PMI) possono beneficiare del supporto del Ministero dello Sviluppo Economico per coprire parte dei costi legati agli interessi bancari sui prestiti contratti per l'acquisto di nuovi impianti, macchinari e attrezzature. L'ammontare del contributo offerto dal MiSE è uguale agli interessi calcolati su un finanziamento di cinque anni e di ammontare pari all'entità dell'investimento ad un tasso di interesse annuo 2,75%. Inoltre, i finanziamenti alle PMI che rispettino certi requisiti possono godere della garanzia del MiSE per un ammontare che copra fino all'80% della somma presa a prestito.

Ai costi di investimento e di esercizio si aggiungono gli oneri legati alla copertura dei costi amministrativi sostenuti dal GSE. Per la copertura di tali costi, il GSE riceve dall'utente un contributo annuale composto da una tariffa binomia in cui il corrispettivo variabile viene applicato per ogni kW eccedente la soglia inferiore della classe di potenza.

Inoltre sono previste anche delle tariffe per i costi di connessione alla rete. Questi costi dipendono dalla potenza dell'impianto e dal gestore della rete di distribuzione locale. Il pagamento dei costi di allaccio alla rete elettrica avviene in due fasi: alla richiesta del preventivo e all'accettazione del preventivo. All'atto

dell'accettazione del preventivo va versato il 30% del costo e al termine dei lavori il restante 70%. In generale, gli impianti installabili dalle famiglie difficilmente superano il primo scaglione di prezzo, fissato a 100€ per potenza fino a 50 Kw.

Occorre sottolineare che il futuro sviluppo del fotovoltaico ad utenza singola è strettamente legato alla diffusione di sistemi di accumulo che consentano di risolvere il problema della scarsa programmabilità dell'energia solare prodotta da questi impianti. I sistemi di accumulo permettono di aumentare considerevolmente la quota di autoconsumo, contribuendo a ridurre i costi della bolletta elettrica per i consumatori. Ciò comporta anche una riduzione dei picchi giornalieri e una maggiore stabilità di rete. Inoltre, l'introduzione di sistemi di accumulo favorisce l'adozione di abitudini di produzione e consumo energetico più consapevoli. Tutto ciò porta ad una diminuzione delle perdite di rete legata ad uno stretto legame tra produzione e consumo di energia elettrica. Anche l'utilizzo di pompe di calore comporta notevole vantaggi economici legati all'ulteriore risparmio sulle bollette e il gas.

2.2.4 Barriere all'implementazione

La configurazione dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) in cui il produttore è diverso dal consumatore è caratterizzata da alcuni limiti che ne ostacolano un'applicazione diffusa. Il vincolo più importante nell'ambito del fotovoltaico ad utenza singola riguarda le restrizioni relative al luogo dell'installazione dell'impianto. L'attuale disciplina prevede che l'impianto deve essere realizzato all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale. Per piena disponibilità si intende il diritto di proprietà, il diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale come la locazione o il comodato. Tale disposizione limita la possibilità di utilizzare i SEU in tutti quei casi in cui, per ragioni tecniche, risulta difficile installare l'impianto di produzione nello stesso luogo dell'unità di consumo.

Un'ulteriore barriera di natura prettamente economica è legata alla riforma della tariffa elettrica domestica. La nuova normativa ha ridotto la convenienza economica associata all'autoconsumo di energia fotovoltaica. Ciò è dovuto all'eliminazione della tariffa progressiva sugli oneri di rete, che ha reso le bollette energetiche meno care per chi consuma di più, riducendo il risparmio ottenibile con l'autoconsumo.

2.2.5 Esempi di buone pratiche

Lo stabilimento industriale della L'Oreal, ubicato a Settimo Torinese, in provincia di Torino, si è recentemente dotato di un impianto FV da 3 MWp con il fine di abbassare la bolletta energetica e incrementare la sostenibilità della produzione. L'impianto dovrebbe produrre circa 3.600 MWh/ anno, con una resa specifica di 1.200 kWh/anno per ogni kWp. Tutta questa energia potrà essere auto-consumata dall'azienda e la produzione da fotovoltaico rappresenterà il 30-35% del fabbisogno totale. Si tratta del più grande impianto SEU costituito in Italia.

L'investimento necessario è stato superiore ai 3.000.000 € con un costo specifico di circa 1.000 €/kWp. Tale investimento è stato effettuato senza alcun tipo di incentivo e in regime di "full equity", vale a dire senza accesso al credito ("Balance Sheet Finance").

La società Enersol, che ha agito da investitore e gestisce l'impianto, ha avuto accesso a una qualifica SEU, grazie alla quale può vendere elettricità alla L'Oreal a un prezzo che può essere stimato del 10% circa inferiore a quello della rete. Il contratto ha una durata di 20 anni e include una formula del tipo "take or pay" per tutelare, almeno parzialmente, l'investitore dal rischio di una riduzione dei consumi e, quindi, delle vendite di energia prodotta dal sistema FV.

L'impianto FV è parte del più ampio progetto "L'Oreal – Emissioni zero", nel quale è compreso anche l'utilizzo di calore e raffrescamento della locale rete di teleriscaldamento, alla quale è stata allacciata una caldaia a biomasse, alimentata a cippato e residui legnosi boschivi, della potenza di 1 MW elettrico (si utilizza una turbina ORC) e 4 MW termici.

2.3 Uso collettivo di energia fotovoltaica – I SSPC

2.3.1 Descrizione del modello di PFV

In questo modello di autoconsumo di energia fotovoltaica una molteplicità di utenti è connessa ad un unico impianto fotovoltaico allacciato attraverso tanti contatori quanti saranno i consumatori. Rientrano in questa categoria, ad esempio, gli impianti fotovoltaici condivisi dai condòmini o dai diversi negozi di un centro commerciale. In Italia l'attuale normativa dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) vieta espressamente la realizzazione di impianti fotovoltaici che forniscano energia elettrica ad una molteplicità di utenti, ostacolando così l'utilizzo collettivo di energia fotovoltaica.

2.3.2 Quadro regolatorio

I SSPC sono sistemi elettrici connessi alla rete pubblica caratterizzati dalla presenza di almeno un impianto di produzione di energia elettrica ed un'unità di consumo (costituita da una o più unità immobiliari) direttamente collegati tra loro, nell'ambito dei quali il trasporto di energia elettrica non si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Gli SSPC si suddividono in due gruppi: i Consorzi e Cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC). Gli ASSPC a loro volta si distinguono nelle seguenti categorie:

- I Sistemi di Autoproduzione (SAP)
- I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)
- Gli Altri Sistemi Esistenti (ASE)
- I Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)

L'unità di consumo si identifica come un'unità immobiliare nella disponibilità della stessa persona giuridica e destinata in via esclusiva alla realizzazione di un unico prodotto finale o servizio. In presenza di strutture complesse come porti, aeroporti, stazioni ferroviarie, la normativa catastale prevede che debbano essere distinti gli immobili strumentali allo svolgimento del servizio pubblico erogato, dagli immobili che non sono strettamente funzionali all'erogazione di tale servizio. Ciò vale per tutte le categorie caratterizzate da simili articolazioni, come centri commerciali, ortomercati, ecc. Queste strutture complesse sono identificabili come una pluralità di unità immobiliari di una pluralità di soggetti e quindi come una pluralità di clienti finali. Così, l'AEEGSI stabilisce che le linee elettriche che connettono tra loro queste unità di consumo rientrano nella categoria dei Sistemi di Distribuzione Chiusi e pertanto non possono essere utilizzate per realizzare un SSPC.

2.3.3 Aspetti economici del fotovoltaico multi-utenza

Per gli aspetti economici legati a questa categoria di PFV valgono le stesse considerazioni che saranno fatte in seguito in merito ai Sistemi di Distribuzione Chiusi, a cui si rimanda.

2.3.4 Barriere all'implementazione

Il principale ostacolo all'implementazione di questo modello di autoconsumo di energia fotovoltaica è rappresentato dall'attuale normativa dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), che non consente la realizzazione di impianti fotovoltaici che forniscano energia ad utenze multiple e che siano allacciati alla rete pubblica attraverso un unico punto di connessione. L'attuale normativa è estremamente limitante in quanto elimina dal mercato tutti quelle configurazioni caratterizzate da più unità di consumo. Così, nel caso di centri commerciali, aeroporti, condomini, l'unica applicazione possibile è quella per le utenze condivise, come ascensore e illuminazione condivisa. Queste utenze rappresentano spesso solamente una quota marginale dei consumi complessivi. Inoltre, spesso tali consumi non sono neanche in linea con la produzione di energia solare. Tutto ciò riduce di gran lunga la quota di autoconsumo e la fattibilità dell'investimento. Inoltre, come spiega Riccardo Battisti di Ambiente Italia, l'aumento del numero di clienti associati ad un singolo SSPC riduce il rischio a carico dell'investitore e fornitore di energia relativo alla stabilità dei livelli di consumo e del rapporto di fornitura con il consumatore nel medio/lungo periodo.

2.4 I sistemi di distribuzione chiusi

2.4.1 Descrizione del modello di PFV

Questo modello di autoconsumo di energia fotovoltaica si caratterizza per la presenza di un unico impianto fotovoltaico allacciato alla rete di distribuzione locale attraverso un unico punto di connessione condiviso da una molteplicità di utenti.

In Italia questo modello è disciplinato dalla normativa sui Sistemi di Distribuzione Chiusi. Secondo la definizione data dall'Autorità dell'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (Aeegsi), i SDC sono reti elettriche private che distribuiscono energie elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e senza rifornire clienti civili. Tali reti, nella titolarità di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, sono sistemi elettrici caratterizzati dal fatto che le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema sono integrati, oppure dal fatto che il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.

Nell'ambito dei Sistemi di Distribuzione Chiusi si distinguono:

- le Reti Interne d'Utenza (RIU), definite dall'articolo 33 della legge 99/09 e che devono essere reti già esistenti alla data di entrata in vigore della stessa legge (15 agosto 2009)
- gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) definiti come tutti i SDC diversi dalle RIU (rientrano fra gli ASDC le sole reti private esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09 diverse dalle RIU).

2.4.1 Quadro regolatorio

I gestori dei sistemi di distribuzione chiusi sono a tutti gli effetti equiparati alle imprese distributrici per effetto della direttiva europea 2009/72 recepita dal decreto legislativo 93/11. Nell'ambito della natura transitoria della presente regolamentazione, l'Autorità ha stabilito che gli unici SDC ammissibili sono quelli che erano esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09. Le uniche reti elettriche private realizzabili dopo il 2009 sono quelle realizzate con il benestare dell'impresa distributtrice locale e del Ministero dello Sviluppo Economico. Come è stato spiegato nel Documento di Consultazione 644/2014 questo approccio è stato fatto a tutela dell'esclusiva dei concessionari di distribuzione monopolisti fino al 2030. Così, le reti private che non ricadano nella casistica di cui sopra, devono essere prese in gestione dall'impresa distributtrice competente sul territorio in applicazione del decreto legislativo 79/99. Così, gli unici sistemi di distribuzione chiusi diffusi nel paese sono quelli realizzati prima del 2009. Nella maggior parte dei casi questi sistemi sono sistemi cogenerativi piuttosto che ad energia solare.

2.4.2 Aspetti economici dei sistemi di distribuzione chiusi

I sistemi di distribuzione chiusi possono apportare molti benefici e occupano un ruolo assolutamente centrale nel processo di transizione energetica.

Innanzitutto questo modello di fruizione dell'energia fotovoltaica apporterebbe benefici economici sia per i produttori che per gli utilizzatori. Da una parte i produttori potrebbero ottenere dei ricavi dalla vendita di energia contando su una domanda e un rapporto di fornitura stabile con un insieme di utenti. Dall'altra, i consumatori potrebbero acquistare energia rinnovabile e ridurre i costi della bolletta senza sostenere i costi di investimento legati alla realizzazione dell'impianto. Tutto ciò contribuirebbe ad aumentare la propensione all'investimento collettivo da parte di famiglie e soggetti aggreganti, con conseguente espansione del mercato del fotovoltaico.

La realizzazione di sistemi di generazione e utilizzo distribuito avrebbe anche effetti positivi sull'efficienza delle reti di distribuzione pubbliche, sia attraverso una diminuzione dei picchi di immissione giornalieri, sia attraverso l'avvicinamento di produzione e consumo di energie che contribuisce a ridurre le perdite di rete.

2.4.3 Barriere all'implementazione

Ferma restando l'impossibilità di realizzare nuovi SDC, l'Autorità, con la delibera 539/2015 ha vietato la possibilità di trasferire energia prodotta da un impianto fotovoltaico o a fonte rinnovabile sul tetto di un edificio ad uso commerciale, di servizi o industriale alle utenze all'interno di un edificio, permettendo di servire invece una sola utenza. Secondo l'avv. Emilio Sani dello studio legale Macchi di Cellere Gangemi "ciò è in contraddizione con la normativa nazionale che richiama invece in più disposizioni tale possibilità (articolo 10 comma 1 D.Lgs. 115/2008, articolo 38 comma 5 D.Lgs. 93/2011) e appare paradossale soprattutto per gli edifici di nuova costruzione e soggetti a ristrutturazioni rilevanti dove si obbligano i condomini (art. 11 D.Lgs. 28/2011) ad installare impianti per l'autoconsumo e poi si impone di utilizzarli in misura minima perché una sola utenza nell'edificio può essere servita". Occorre dire che le linee guida dettate dal Ministero dello Sviluppo Economico nella Strategia Energetica Nazionale 2017 lasciano intendere un'apertura ai SDC. Tra gli interventi programmati nel settore elettrico, troviamo proprio la sperimentazione nel breve-medio termine di sistemi di distribuzione chiusi per rinnovabili e cogenerazione.

3 Elenco delle figure

Figura 1: Tabella capacità installata in Italia nel 2017	7
Figura 2: Tabella elettricità domandata e generata in Italia.....	7
Figura 3: Tabella Panoramica delle categorie di prosumers di FV.....	8

4 Elenco degli acronimi

- 1) AEEGSI: Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico
- 2) ASDC: Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi
- 3) ASE: Altri Sistemi Esistenti
- 4) ASSPC: Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
- 5) MDI: Market Design Initiative
- 6) GSE: Gestore dei Servizi Energetici
- 7) MiSE: Ministero dello Sviluppo Economico
- 8) OSD: Operatori dei Sistemi di Distribuzione
- 9) RIU: Reti Interne di Utente
- 10) SAP: Sistemi di Autoproduzione
- 11) SESEU: Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente
- 12) SEU: Sistemi Efficienti di Utente
- 13) SDC: Sistemi di Distribuzione Chiusi

5 Bibliografia

- Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico. (2016). La Regolazione per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC). *Seminario dell'Autorità per L'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico*.
- Arera. (2017). Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo. <https://www.arera.it/it/elettricità/SSPC.htm>.
- E. Sani (2016). Il fotovoltaico in Italia: Prospettive Legislative e di Mercato. *Workshop Studio Legale Macchi di Cellere Gangemi*.
- E. Sani, F. Zanellini (2014). La Nuova Normativa SEU e le Opportunità di Business. *Speciale Tecnico Qualenergia.it*. 1-25.
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Strategia Energetica Nazionale (2017). *Documento di Consultazione*.
- Politecnico di Milano (2014). Solar Energy Report. *Energystategy.it*.
- R. Battisti, E. Bianconi. PV-Financing. (2016). Impianti Fotovoltaici: Linee Guida per l'Implementazione. *Ambienteitalia*.
- R. Battisti (2016). Fotovoltaico in Italia: Quali Politiche di supporto? Suggerimenti e Raccomandazione per lo Sviluppo del Mercato. *Ambienteitalia*.
- R. Battisti. PV-Financing. (2017). Finanziamento di Impianti Fotovoltaici: Linee Guida. *Ambienteitalia*.

