

# Visioni e tecnologie per le reti di distribuzione

Il Technology Outlook per il panorama  
energetico di domani

# Indice

Management Summary .....	3
La trasformazione dei sistemi energetici e l'importanza delle tecnologie innovative .....	4
Sfide per i gestori di reti di distribuzione.....	6
Quadro generale per i gestori di reti di distribuzione svizzeri .....	8
Soluzioni all'orizzonte .....	10
Glossario: tecnologie per la svolta energetica .....	12
Software per reti digitali e protocolli di comunicazione .....	12
Hardware per reti digitali e protocolli di comunicazione .....	13
Batterie .....	13
Ricarica intelligente, bidirezionale di veicoli elettrici .....	15
Cogenerazione rinnovabile («power-to-heat»).....	16
Minigrid black start, indipendenti e rinnovabili .....	17
Aggregatori.....	18
Tariffe «time-of-use» ed «energy as a service» .....	19
Ridefinizione dei mercati dei servizi di sistema e delle capacità .....	20
Metodologia.....	21
Referenze.....	22

# Management Summary

La presente pubblicazione nasce dalla collaborazione tra l'Accademia svizzera delle scienze tecniche (SATW) e il Polo di Ricerca Nazionale (PRN) Automation (sigla in inglese: NCCR Automation). L'obiettivo è fornire a gestori di reti di distribuzione, imprese di approvvigionamento energetico e organi decisionali di piccole e medie dimensioni con sede in Svizzera una panoramica dei prossimi cambiamenti sul piano del sistema energetico. La pubblicazione intende tuttavia illustrare anche le opportunità, le tecnologie innovative, le possibili soluzioni e le nuove prospettive commerciali che ne derivano, allo scopo di garantire la sicurezza e la redditività degli approvvigionamenti energetici fino al 2050.

Il sistema energetico viene decarbonizzato, decentralizzato, digitalizzato e maggiormente elettrificato. La clientela finale non sarà più solo un più ampio bacino di consumo ma diventerà anche un importante produttore di elettricità. I livelli inferiori della rete acquistano così importanza per l'intero sistema, ma sono anche posti di fronte a delle sfide. Le tecnologie offrono soluzioni e nuovi modelli operativi. Poiché, fino al 2050, la situazione politica e le generali condizioni normative possono variare in modo imprevedibile, la pubblicazione non ne tiene conto. Le modifiche normative solitamente danno vita a nuovi ruoli e a una diversa distribuzione dei compiti tra gli attori del sistema energetico. Dal dibattito politico emergerà chi sarà in grado di cogliere le nuove opportunità; potrebbero essere gli attuali gestori delle reti di distribuzione, per cui qui il concetto non viene interpretato rigorosamente in base alla legge sull'approvvigionamento elettrico.

Già oggi i gestori della rete si vedono sempre più confrontati con un flusso bidirezionale e un'infrastruttura che deve essere adeguata ai cambiamenti in atto. Nel contempo hanno la responsabilità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e la stabilità della rete nel proprio territorio. Inoltre, soprattutto le piccole aziende di distribuzione che si affidano al sistema di milizia saranno sottoposte a maggiori pressioni, dovute al variare dei requisiti anche amministrativi. Lo attestano i risultati di un sondaggio condotto presso i gestori di rete di distribuzione svizzeri (vedi capitolo «Quadro generale per i gestori di reti di distribuzione svizzeri»): i gestori temono gli elevati costi per gli investimenti nell'infrastruttura ed esprimono riserve sulla possibilità di garantire gli approvvigionamenti in futuro. A complicare la situazione si aggiunge il fatto che la digitalizzazione, oltre a opportunità quali la possibilità di disporre di una maggiore quantità di dati più affidabili, nasconde anche grosse sfide che vanno oltre le competenze di molti gestori.

Il mutamento energetico, associato alle nuove tecnologie, offre molte opportunità. L'hardware e il software per la digitalizzazione e gli accumulatori di energia diventano più accessibili e affidabili: semplificano l'integrazione nella rete delle fonti energetiche decentralizzate e aumentano la stabilità, senza richiedere grossi investimenti nella rete di distribuzione fisica. Se i fornitori locali non limitano la propria attività alla fornitura di elettricità ma puntano anche all'integrazione settoriale, hanno la possibilità di crescere nell'ambito della produzione di calore e della mobilità all'interno del proprio territorio di approvvigionamento. Grazie a nuovi modelli operativi, quali aggregatori ed «energy as a service», le aziende fornitrici possono esercitare un ruolo più attivo all'interno del sistema energetico e offrire nuovi servizi. Le piattaforme di dati digitali in cui sono presenti i/clienti finali assumono a questo proposito una funzione chiave. Per usufruirne è indispensabile possedere una conoscenza di base in materia di tecnologie di informazione e comunicazione, raccolta, analisi e protezione dei dati, nonché di cybersicurezza, una conoscenza di base che si può creare internamente o acquistare come servizio.

Poiché il panorama dei gestori di reti di distribuzione svizzeri è molto variegato, non esiste un unico modo di affrontare le sfide. A seconda dei punti di forza individuali conviene ampliare quanto già esistente e crescere nella propria area di approvvigionamento oppure puntare a un consolidamento con altri gestori nella stessa regione. Gli/Le esperti/e sottolineano che la chiave per il successo consiste nel concepire sistemi in grado di andare oltre le distribuzioni dei compiti e le competenze attuali.

La pubblicazione descrive il mutamento in atto all'interno del sistema energetico e approfondisce l'importanza delle tecnologie innovative. In un altro capitolo vengono illustrate da diverse angolazioni le sfide per i gestori di reti, seguite da un quadro generale di questo gruppo d'interesse emerso da un sondaggio. Il capitolo conclusivo pone in risalto le opportunità e le possibilità di sviluppo, i cui aspetti tecnologici sono approfonditi nel glossario.

# La trasformazione dei sistemi energetici e l'importanza delle tecnologie innovative

La catastrofe nucleare di Fukushima del 2011 e i crescenti rischi posti dal cambiamento climatico hanno dato l'impulso per una trasformazione dei sistemi energetici in Svizzera e in molti Paesi del mondo. Oltre all'obiettivo della decarbonizzazione e del graduale abbandono delle fonti energetiche fossili, i recenti avvenimenti geopolitici hanno puntato i riflettori sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Inoltre, l'energia deve restare accessibile per l'utenza. La Strategia energetica 2050, che con la legge sull'energia approvata nel 2017 ha acquisito un nuovo quadro giuridico, persegue tali obiettivi basandosi su tre indirizzi: l'aumento dell'efficienza energetica, l'espansione delle energie rinnovabili e l'uscita dal nucleare. Nell'ambito della gestione dell'elettricità la Strategia energetica 2050 pone le basi di una svolta fondamentale. Quest'ultima schiude opportunità, ma pone anche i gestori delle reti di distribuzione (GRD) di fronte a grandi sfide. Molti GRD svizzeri sono imprese di approvvigionamento energetico integrate che operano anche in altri campi operativi, quali ad esempio il potenziamento dell'energia solare e la fornitura di calore. Secondo la legislazione vigente tali imprese devono separare rigorosamente la gestione della rete dalle altre attività a livello informativo e contabile. Le informazioni acquisite nell'ambito della gestione della rete non possono essere utilizzate in altri settori e la rete non può essere sovvenzionata in modo trasversale (vedi Referenze [1]). La presente pubblicazione tratta in generale gli sviluppi, le innovazioni tecnologiche e i nuovi modelli operativi che ne derivano nel campo delle reti di distribuzione. Riguarda dunque non solo il ruolo dei GRD definito dalla legge nel settore regolamentato, ma presuppone che le funzioni e i compiti degli operatori dell'approvvigionamento energetico cambieranno da qui al 2050. Sarà dal dibattito politico che emergerà chi sarà in grado di cogliere le nuove opportunità. Potranno senz'altro essere gli attuali GRD, motivo per cui nella pubblicazione questo concetto non viene interpretato strettamente in base alla legge sull'approvvigionamento elettrico.

Nel quadro della trasformazione i sistemi energetici non saranno solo decarbonizzati e quindi elettrificati, ma saranno anche decentralizzati. La crescente elettrificazione aumenta il fabbisogno di corrente elettrica, anche se il consumo energetico totale calerà. La clientela non sarà più solo un più ampio bacino di consumo ma diventerà anche un importante produttore di elettricità, assumendo il ruolo di prosumer. Il termine è composto da «producer», ovvero produttore, e «consumer», ossia consumatore. Questa evoluzione aumenta sia la produzione totale, ma anche la sua volatilità. Poiché i prosumer non solo

immettono elettricità nella rete, ma la prelevano anche, i GRD si trovano di fronte a un flusso bidirezionale. Si aggiunga poi il fatto che l'infrastruttura non è adeguata al cambiamento. Nonostante queste sfide e incertezze, i GRD hanno la responsabilità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e la stabilità della rete nel proprio territorio.

L'approvvigionamento energetico dei prossimi 25 anni sarà determinato a livello internazionale dall'urgente necessità della decarbonizzazione e da un crescente decentramento. In Svizzera, dove sono presenti grandi centrali non fossili, la priorità va al secondo trend, al quale si affianca in ogni caso uno spostamento da poche grandi centrali, che immettono energia al massimo livello della rete, a tante piccole centrali locali che alimentano la rete ai livelli più bassi e spesso si basano su vento e sole (figura 1).

In futuro si assisterà a una maggiore elettrificazione. Nonostante il calo del consumo totale di energia, aumenterà quindi il consumo di elettricità, che inevitabilmente richiede un incremento della produzione. La quantità di energia elettrica prodotta oggi dalle grandi centrali svizzere (livello di rete 1) diminuirà nettamente entro il 2050. Per contro, la clientela finale (livello di rete 7) non sarà più solo un più ampio bacino di consumo ma diventerà anche una forte produttrice di elettricità. Tramite il fotovoltaico verrà immessa in rete una quantità di energia elettrica dieci volte maggiore e sarà disponibile un volume di elettricità proveniente dalle batterie dei veicoli 70 volte superiore rispetto a oggi. Ciò aumenta sia la produzione totale, ma anche la sua volatilità. Il trasferimento di una parte significativa della produzione energetica al livello 7 comporta che i/le clienti dei GRD si trasformeranno sempre più in prosumer.

Del cambiamento della situazione potranno beneficiare i nuovi attori, quali gli aggregatori o i fornitori di servizi per reti locali e microreti, e quindi anche i GRD che sapranno modificare il proprio orientamento e diversificare l'attività con nuovi prodotti o modelli operativi. Per i GRD, tuttavia, non si evolveranno solo i rapporti con la clientela finale (prosumer). Sarà molto importante la disponibilità sia ad accettare i cambiamenti nell'ambito dello scambio di energia con reti e mercati energetici di livello più alto, sia ad adottare diverse modalità di collaborazione con i gestori delle reti di trasmissione.

La trasformazione energetica sarà accompagnata, promossa o in parte addirittura consentita dalle tecnologie innovative,

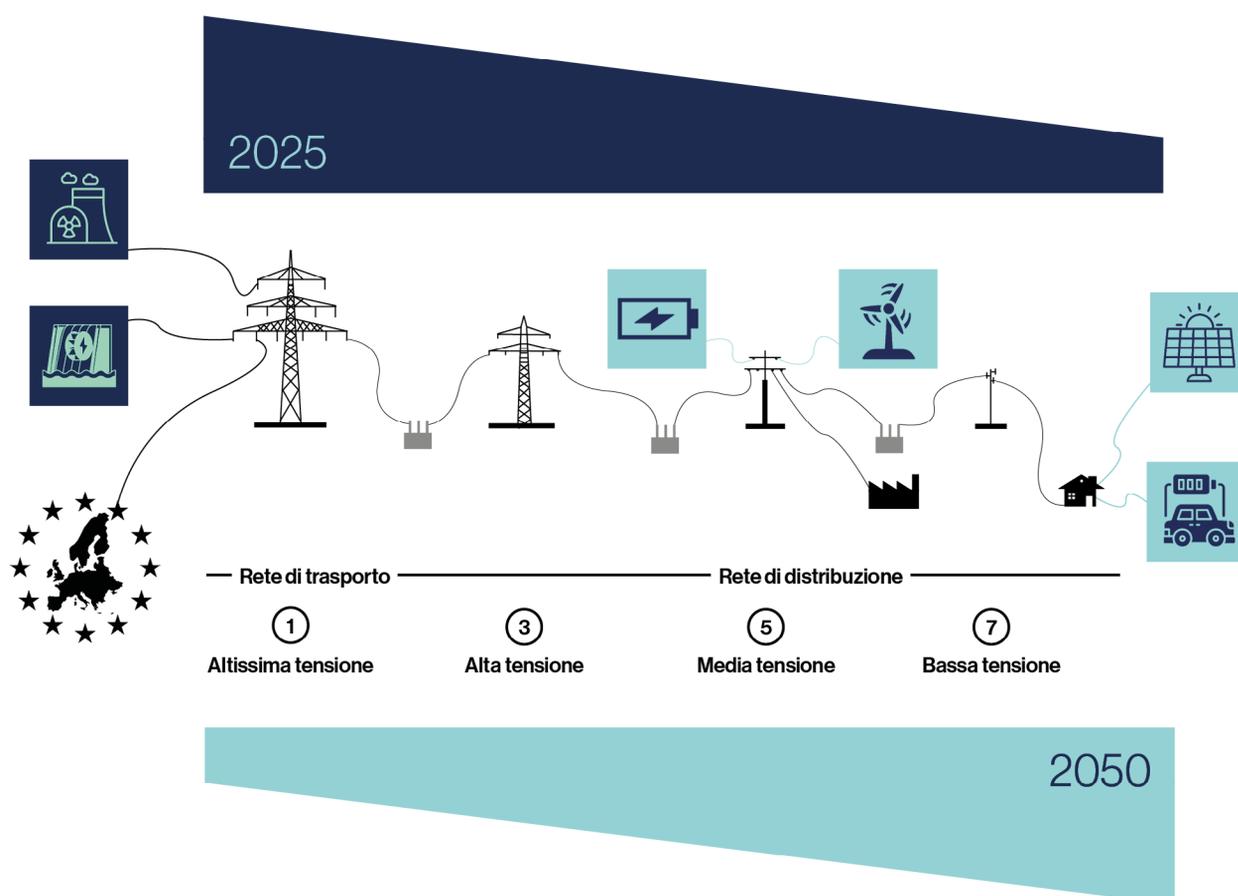
soprattutto nel campo della digitalizzazione dei sistemi. È essenziale che i GRD riconoscano e sappiano utilizzare per sé le opportunità offerte da questi sviluppi tecnologici. I processi e i modelli operativi attuali dei GRD devono essere verificati ed eventualmente adeguati alla luce delle nuove tecnologie. Molto probabilmente le novità apriranno le porte a nuovi campi di attività per i gestori di reti.

Tra l'altro, grazie alla digitalizzazione e alla messa in rete, sarà misurabile e gestibile un numero sempre maggiore di apparecchi presenti nel sistema energetico, anche da parte della clientela che desidera ottimizzare i consumi e ridurre i costi. In tal modo, il comportamento degli attori al livello di rete 7 differirà dagli attuali profili di consumo.

La digitalizzazione delle infrastrutture energetiche trasformerà radicalmente le funzioni odierne per quanto riguarda il monitoraggio, la pianificazione e la gestione, anche per i GRD, poiché consente di misurare e prevedere con maggior precisione l'effettivo sfruttamento dei componenti del sistema. Le aziende energetiche che utilizzano i dati, gli algoritmi, le previsioni e i metodi di gestione migliori saranno in grado di gestire la propria infrastruttura con meno manutenzione, una maggiore efficienza dei costi e più profitti.

Le tecnologie di immagazzinamento dell'energia riguardano anche i GRD sotto vari aspetti. I sistemi di accumulo a batterie, di piccolo formato presso i clienti e di grande formato presso i GRD, acquistano rilevanza economica grazie alla riduzione dei costi d'investimento e alla vita utile più lunga. Essi contribuiscono a stabilizzare la rete e a introdurre la produzione di energia rinnovabile. Le stazioni di ricarica bidirezionali agevolano l'allacciamento delle batterie dei veicoli alla rete, offrendo così un vantaggio supplementare. Grazie alla cogenerazione («power-to-heat»), la corrente rinnovabile può essere utilizzata anche per il riscaldamento e per processi industriali oppure può essere immagazzinata in accumulatori termici per la compensazione stagionale.

La digitalizzazione, insieme ai relativi sistemi di comunicazione e alle piattaforme, consente ai GRD di creare nuove offerte per clienti o prosumer, di offrire servizi di sistema al gestore della rete di trasmissione e di partecipare ai mercati delle capacità. Possono fungere da aggregatori per la produzione di energia elettrica o per le batterie di accumulo decentrate, influire con tariffe per fasce orarie («time-of-use») sulla domanda di energia nella propria rete e sottoporre offerte «energy as a service». Inoltre, con sistemi di controllo intelligenti si possono creare minigrig che riuniscono i piccoli produttori a livello locale per il consumo proprio.



La **figura 1** mostra la situazione attuale (a sinistra), in cui la corrente elettrica è prodotta perlopiù da grandi centrali. Nel 2050 (a destra) la produzione e l'accumulo decentrati acquisiranno importanza a spese delle grandi centrali. Di conseguenza, le attuali fonti di produzione (blu scuro) saranno sostituite dalle fonti decentrate (azzurro).

Crediti fotografici: [thenounproject.com](https://thenounproject.com) per i pittogrammi, <https://energie-info.info/energiawende-uebersicht/energietransport/> per la grafica.

# Sfide per i gestori di reti di distribuzione

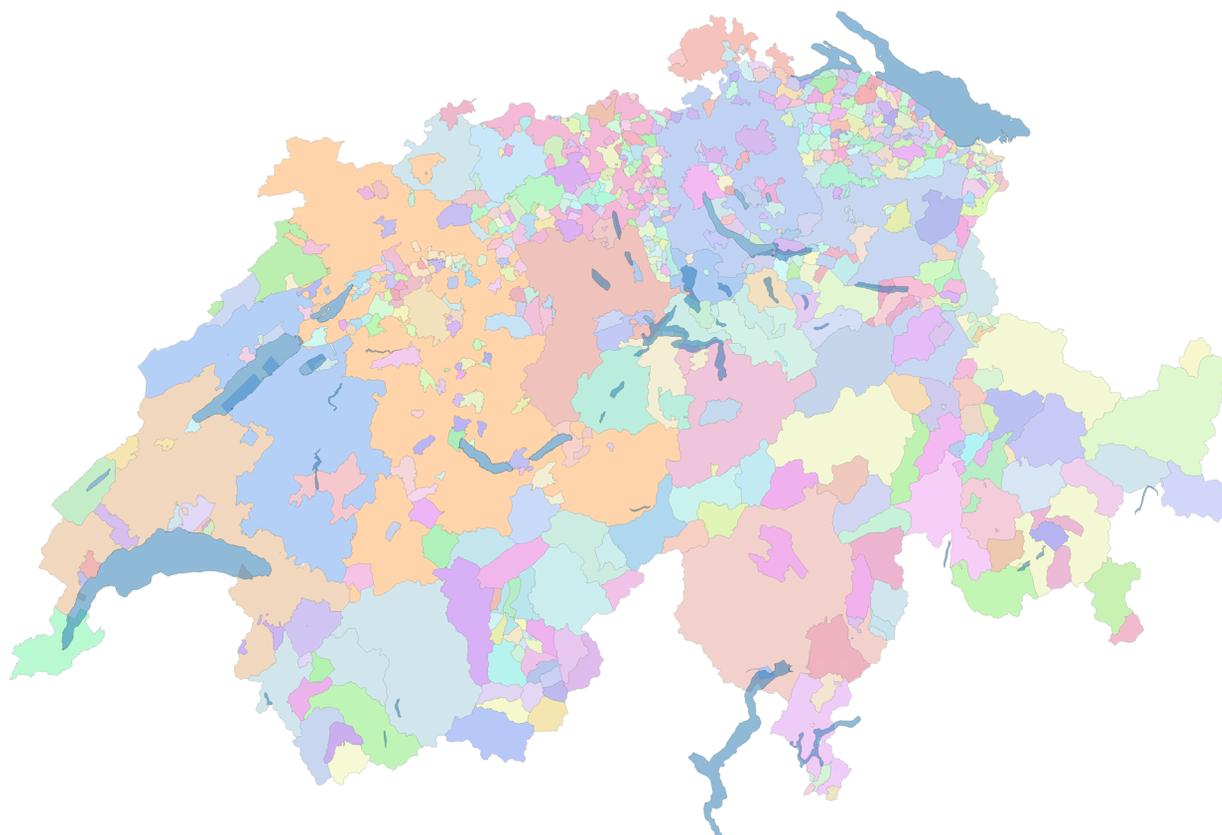
Mentre l'attuale approvvigionamento di energia elettrica è cresciuto in modo organico nel corso degli ultimi 150 anni, ora sono gli influssi (soprattutto esterni) cui si accennava prima che generano grandi cambiamenti nell'intero sistema. Informazioni e processi di vecchia data perdono in parte valore e occorre apprendere e attuare nuovi processi. Il costo per i GRD è elevato, poiché devono acquisire, eventualmente acquistando, conoscenze in materia di normative, variazioni del mercato e trend tecnologici. Ciò riguarda l'intera organizzazione, dalla direzione al personale, e tutta la catena di valore, dai fornitori di merci, passando per i prestatori di servizi, fino ad arrivare alla clientela.

Con i suoi 556 GRD, la Svizzera, a confronto con l'Europa, vanta moltissime aziende (figura 2, tabella 1). Circa due terzi dei GRD svizzeri servono un territorio con meno di 5000 abitanti, di cui circa 120 forniscono energia a 5000 a 30'000 abitanti e solo 35 GRD servono territori con più di 30'000 abitanti. Ciò significa che il 72 percento dei GRD è responsabile dell'approvvigionamento dell'8 percento della popolazione e solo il

6 percento si occupa dell'approvvigionamento del 75 percento degli abitanti (tabella 2). Ai fini dello studio è quindi utile una suddivisione dei GRD in piccoli, medi e grandi.

Per molti anni il sistema di milizia diffuso presso i piccoli GRD si è dimostrato valido in termini sia di costi sia di affidabilità del servizio [2]. Con la trasformazione del sistema energetico e le incertezze che ne derivano i GRD di piccole e medie dimensioni che hanno stipulato contratti di approvvigionamento integrale sono sotto pressione a causa dell'aumento del supplemento di rischio. I GRD e i gestori di centrali più grandi con accesso diretto al mercato hanno invece creato team specializzati, riuscendo così a contenere i costi.

L'onere per i GRD aumenta anche in ragione della variazione dei requisiti imposti alla direzione aziendale a tutti i livelli. Sono necessari flussi di informazioni più efficienti tra le persone interessate per restare aggiornati su tecnica, incentivi e norme, poiché le informazioni obsolete possono dare adito a decisioni sbagliate, costi supplementari e problemi di approvvigionamento. «Il problema più pressante legato alla svolta energetica è



**Figura 2:** le aree di approvvigionamento dei singoli gestori di reti di distribuzione (illustrate in diversi colori) si differenziano fortemente l'una dall'altra in termini di superficie, insediamenti, topologia (aziende di solo approvvigionamento o anche produttori energetici) e di clientela.

Credito fotografico: [www.swisseldex.ch](http://www.swisseldex.ch)

quindi la trasformazione organizzativa», ritiene Dominic Isenschmid della IB Murten.

Emergeranno nuovi ruoli nel panorama dell'approvvigionamento energetico. Se e come i GRD riusciranno a integrarli nelle proprie imprese dipende da numerosi fattori, tra cui la liberalizzazione e le competenze specialistiche. Tuttavia, sin da oggi si nota che i GRD sono in una posizione di vantaggio quando assumono un ruolo attivo nella progettazione della rete di distribuzione del futuro e si occupano della svolta e dei nuovi temi.

Paese	Numero di abitanti	Numero di GRD	Media di abitanti per GRD
<b>Svizzera</b>	8'800'000	556	16'000
<b>Belgio</b>	11'700'000	16	731'000
<b>Germania</b>	84'400'000	883	96'000
<b>Francia</b>	68'100'000	144	473'000
<b>Italia</b>	58'900'000	128	460'000
<b>Austria</b>	9'100'000	126	72'000
<b>Slovenia</b>	2'100'000	1	2'100'000

**Tabella 1:** numero di abitanti (dati al 31.12.2022, arrotondati a 100'000) [3] e di GRD [4] in Paesi selezionati nonché media di abitanti serviti da ciascun GRD nei Paesi selezionati (arrotondati a 1000).

	Numero gestori reti di distribuzione	Quota gestori reti di distribuzione	Abitanti nell'area di approvvigionamento	Quota abitanti
<b>Piccoli</b>	400	72%	700'308	8%
<b>Medi</b>	121	22%	1'440'881	17%
<b>Grandi</b>	35	6%	6'464'844	75%
<b>Totale</b>	<b>556</b>	<b>100%</b>	<b>8'606'033</b>	<b>100%</b>

**Tabella 2:** numero e ripartizione dei GRD svizzeri in base al numero di abitanti dei relativi Comuni [5, 6].

# Quadro generale per i gestori di reti di distribuzione svizzeri

Per far luce sul panorama dei GRD svizzeri e comprenderne meglio l'attuale situazione, i GRD sono stati invitati a partecipare a un sondaggio, sul quale si basa il presente capitolo. Al questionario online hanno risposto 50 piccoli, 31 medi e 14 grandi GRD, ossia poco meno del 20 per cento del totale dei GRD svizzeri.

Le risposte non consentono di fare una valutazione quantitativa, poiché le domande erano aperte. Si sono quindi riscontrate risposte differenti, talvolta in contrasto con gli studi scientifici [7–9]. Tuttavia, anche queste dichiarazioni vanno prese in considerazione, per quanto lo studio rimandi a pubblicazioni che presentano un'altra prospettiva. Questo capitolo intende esporre le opportunità e le sfide che i GRD individuano come operatori di un mercato in parte regolato e in parte no. Delinea così un quadro generale e dà voce ai punti di vista soggettivi dei GRD svizzeri.

## Situazione iniziale

Come esposto nell'introduzione, da un lato il ruolo dei GRD cambierà per effetto della Strategia energetica 2050 e delle conseguenti misure, dall'altro, l'era odierna è segnata da grandi trasformazioni tecnologiche. L'interazione tra il mutamento delle condizioni generali, le nuove tecnologie e l'abbandono della produzione di elettricità centralizzata comporta grossi sconvolgimenti che riguardano non solo la rete stessa, ma anche i modelli operativi. Inoltre, spesso i progetti di digitalizzazione sollevano domande sulla struttura organizzativa. I cambiamenti presenti offrono opportunità ai GRD, ma li pongono anche di fronte a grandi sfide.

Nel complesso, molte risposte rivelano un'incertezza riguardo al futuro. Non si tratta della conseguenza di scarse conoscenze o di false informazioni, bensì dell'espressione dell'attuale svolta tecnologica. Tale incertezza, in quanto tale, non è specifica del settore, ma si riscontra in ogni settore e ramo di attività che deve affrontare profondi cambiamenti.

## Opportunità

Alla domanda sulle opportunità che si profilano a seguito degli attuali cambiamenti le risposte propongono due tematiche che, pur essendo concatenate, vanno considerate separatamente: una riguarda la digitalizzazione delle reti, che offre nuove possibilità per i GRD; l'altra ruota attorno ai nuovi campi di attività aperti dalla digitalizzazione.

La **digitalizzazione delle reti** elettriche offre l'opportunità di utilizzare l'energia laddove viene prodotta. Per mezzo delle tecnologie digitali si possono quindi organizzare le reti elettriche in modo più intelligente.

*«La digitalizzazione può aiutare a gestire le reti al livello più basso. Vale a dire a consumare l'energia dove viene prodotta, ad esempio nel quartiere. Così si può evitare una parte degli ampliamenti della rete.»*

Il forte aumento della potenza di calcolo e la crescente disponibilità di grandi quantità di dati hanno fatto calare notevolmente i costi delle applicazioni di intelligenza artificiale (IA), consentendo in futuro di automatizzare procedure finora svolte manualmente.

Inoltre, i modelli meteorologici basati sull'IA consentono di fare previsioni più precise e di anticipare quando e quanta corrente elettrica ci si può attendere dalle fonti decentrate. Gli smart meter – l'interfaccia con i consumatori – forniscono dati da cui si possono dedurre i profili di utilizzo, che a

*«Gli smart meter generano dati di grande utilità per lo sviluppo della rete, il monitoraggio, la gestione e la regolazione.»*

*«Offerta e consumo si possono coordinare, sfruttando in modo ideale la volatilità dell'alimentazione decentrata.»*

loro volta permettono una gestione attiva della domanda e dell'offerta.

I GRD individuano le ulteriori opportunità delle reti digitalizzate in una migliore gestione dei carichi. Usufruento di dati di utilizzo migliori, vale a dire con una maggiore risoluzione, si può anche ampliare in modo più mirato lo sviluppo della rete elettrica.

Oltre alle opportunità tecnologiche, gli attuali capovolgimenti schiudono opportunità anche a **nuovi campi operativi**, ad esempio nell'ambito dell'integrazione settoriale, ossia il collegamento di elettricità, calore e trasporto. La connessione dei clienti finali alle piattaforme digitali per gestire i carichi, sfruttare le flessibilità, consentire l'integrazione settoriale e offrire servizi a valore aggiunto diventa quindi una tecnologia essenziale, nelle aree rurali come in città.

*«La digitalizzazione consente nuove possibilità operative. Ad esempio nel campo dei servizi di misurazione e di calcolo.[...] I portali per la clientela offrono uno sportello online, accessibile 24 ore su 24, 365 giorni all'anno.»*

Alcuni GRD tuttavia dubitano che un'ampia fetta di popolazione sia pronta a condividere i dati di utilizzo con loro. Nel contempo, dal sondaggio emerge chiaramente che l'integrazione settoriale rappresenti sul piano tecnologico una sfida più ardua per i piccoli e medi GRD che non per i grandi.

A queste opportunità si contrappongono grandi sfide.

## Sfide

I GRD che hanno partecipato al sondaggio individuano le sfide soprattutto nel fabbisogno di investimenti, nella carenza di personale specializzato, nella digitalizzazione e nella sicurezza degli approvvigionamenti.

Le risposte alla domanda riguardante le sfide della Strategia energetica 2050 che affrontano il tema dei **costi d'investimento** provengono più dai grandi GRD che non da quelli piccoli

*«Ci si chiede anche se in fin dei conti la società sia pronta a sostenere i maggiori costi.»*

e medi. In linea di principio occorre notare però che, a prescindere dalle loro

dimensioni, i gestori di reti operanti nel mercato regolato possono detrarre dai costi della rete gli investimenti effettuati per rendere la rete sicura, affidabile ed efficiente. A determinate condizioni ciò vale anche per gli investimenti in reti intelligenti [10].

I GRD che hanno affrontato il tema degli investimenti temono che in futuro occorrerà più denaro per integrare nella rete di distribuzione le energie decentrate e rinnovabili; il costo finanziario per la manutenzione e l'ampliamento delle reti elettriche quindi aumenterebbe, con un conseguente incremento anche dell'indennità per l'uso della rete a carico della clientela finale. Inoltre, alcuni GRD manifestano preoccupazione per il fatto che molti di questi investimenti saranno esigibili prima del termine della durata di utilizzo dell'infrastruttura attualmente installata, il che comporterebbe in talune circostanze maggiori ammortamenti.

*«A causa della rapida decarbonizzazione, le reti di distribuzione saranno sottoposte a un carico sempre maggiore. Con un ciclo di investimento nell'infrastruttura pari a 40-50 anni, non riusciamo a tenere il passo di questo rapido mutamento. Si rischiano costi elevati per l'adeguamento dell'infrastruttura prima del termine della durata di utilizzo. Inoltre mancano [...] le risorse per poter attuare in tempo gli adeguamenti delle reti di distribuzione.»*

La dichiarazione fa riferimento all'obbligo legale dei GRD di collegare alla rete impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili [11]. Inoltre, il crescente decentramento della produzione può presto comportare la necessità di potenziamenti e adeguamenti delle reti di distribuzione. Per i potenziamenti necessari al fine di integrare la produzione da fonti rinnovabili si possono richiedere remunerazioni a Swissgrid, il gestore della rete di trasmissione, a condizione che l'autorità di regolazione EICOM abbia concesso l'autorizzazione [12]. Sussiste tuttavia il rischio che i processi per l'incasso di tali remunerazioni e l'attuazione dei potenziamenti della rete possano rappresentare un carico eccessivo per i GRD sul piano dell'amministrazione e delle risorse umane, cosa che

traspare dalla citazione.

Alcuni progetti comunque dimostrano che le reti non devono essere necessariamente potenziate, ma può essere sufficiente gestirle meglio ed eventualmente organizzarle in modo più intelligente [13].

Spinti dai cambiamenti in atto i GRD si pongono anche domande di tipo organizzativo che riguardano in particolare la **carenza di personale specializzato** e le misure per garantire lo sviluppo e il mantenimento delle competenze, soprattutto in vista dell'imminente ondata di pensionamenti della generazione più numerosa.

È interessante notare che

la carenza di personale specializzato è stata segnalata soprattutto dai grandi GRD. Sebbene nelle risposte al nostro sondaggio non vengano fatte affermazioni sulle criticità del sistema di

*«In fin dei conti, la carenza di personale specializzato, la già riscontrata scarsità di risorse (ad es. [per l']installazione degli impianti fotovoltaici) e la necessità di assicurarsi il know-how tecnico a seguito del pensionamento dei baby boomer rappresentano una sfida.»*

milizia, si suppone che anche i GRD che se ne avvalgono si trovino a dover affrontare sfide analoghe. Infatti il sistema di milizia non subirà pressioni solo per l'approvvigionamento energetico, ma anche a causa della variazione dei requisiti relativi alla gestione aziendale. Il costo da sostenere per stare sempre al passo supera le risorse in termini di personale di molti piccoli GRD, che fanno affidamento sul sistema di milizia. Questi ultimi finora avevano il vantaggio di essere vicini alla clientela. La professionalizzazione comporta quindi per queste aziende l'allontanamento dalla loro clientela e un probabile incremento dei costi di esercizio.

A ciò si aggiunge la complessità dei progetti di **digitalizzazione**, che sono una grossa sfida per tutti i GRD come per la maggior parte delle imprese in generale, poiché richiedono non solo un know-how specifico, ma anche una trasformazione della struttura e della cultura organizzativa.

Inoltre, la digitalizzazione causa una crescente complessità delle reti; assicurare la compatibilità e l'interoperabilità dei diversi sistemi sono solo due delle sfide che essa comporta. I requisiti da considerare e soddisfare a livello di cybersecurity sono poi una sfida da non sottovalutare, non solo per i piccoli e medi GRD ma anche per quelli grandi.

Le dichiarazioni relative al tema della **sicurezza degli approvvigionamenti** affrontano, da un lato, l'incremento del consumo energetico e, dall'altro, anche il fatto che, a causa delle fonti

*«La sfida maggiore è probabilmente la sicurezza degli approvvigionamenti. La strategia che prevede di smantellare le centrali nucleari e di sostituirle con impianti decentrati di produzione di energie rinnovabili (soprattutto fotovoltaico ed eolico) rende difficile salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, a causa della produzione volatile, del necessario immagazzinamento (soprattutto dall'estate all'inverno) e degli impianti sostitutivi per i periodi di assenza di sole e vento. L'intero sistema diventa più complesso, vulnerabile e costoso.»*

rinnovabili, potrebbe essere sempre più difficile mantenere la sicurezza degli approvvigionamenti nei mesi invernali scarsamente soleggiati.

Viene altresì messo in dubbio che le fonti rinnovabili siano in grado di coprire il carico di base e il futuro fabbisogno di energia di banda. Una scarsa produzione dovrebbe essere compensata con accumulatori stagionali o importazioni di corrente. L'eventuale necessità di effettuare delle importazioni comprometterebbe la sicurezza degli approvvigionamenti, cosa che costituisce oggi uno dei principali timori dei GRD. Se e quanta energia di banda richiederà in futuro l'approvvigionamento energetico è materia di discussione tra scienziati/e [13].

D'altro canto esistono anche GRD che concordano con l'orientamento generale, ma si attendono dalla politica che non ponga ulteriori ostacoli.

*«L'orientamento della strategia energetica è indubbiamente coerente; è importante che non intervengano ulteriori requisiti normativi a complicare l'attuazione. La politica deve creare le condizioni che ci consentano e non ci impediscano di garantire gli approvvigionamenti anche in futuro.»*

*«L'attuazione non è efficace perché la strategia energetica è una strategia di importazione: gli impianti fotovoltaici producono zero o molto poco in inverno. Ci vuole una fonte energetica che produca costantemente un'energia di banda, formata cioè da nucleare, geotermico o un'altra fonte.»*

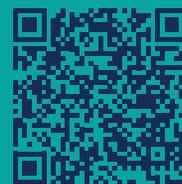
# Soluzioni all'orizzonte

Non sorprende che soprattutto ai piccoli GRD la trasformazione appaia un compito estremamente impegnativo. Come ha mostrato il sondaggio, temono di dover sostenere costi d'investimento elevati nell'infrastruttura e non sono convinti di poter garantire la sicurezza degli approvvigionamenti in futuro.

I nuovi requisiti e le tecnologie innovative offrono molte opportunità. Grazie alla diminuzione delle spese d'investimento, per i GRD diventano interessanti le soluzioni con accumulatori, tra cui non solo le batterie di rete, ma anche i veicoli elettrici con l'opzione della ricarica bidirezionale e in senso più ampio anche le minigrid. Tutte le soluzioni hanno in comune un aspetto, cioè che aumentano la stabilità della rete grazie a riserve e flessibilità, senza richiedere grossi investimenti nella rete di distribuzione da parte dei GRD. Esse facilitano l'integrazione nella rete delle fonti energetiche decentrate e trasformano una sfida in un'opportunità.

A Walenstadt (SG) la **Wasser- und Elektrizitätswerk WEW** gestisce una batteria black start, ossia

in grado di avviarsi senza alimentazione di rete, che, insieme all'energia idroelettrica e solare, rende l'area adatta a fungere da microgrid. La flessibilità viene commercializzata con successo sui mercati energetici.



Il progetto **V2X Suisse** intende porre rimedio al fatto che le auto private restino ferme in media 23 ore al giorno. Nell'ambito del progetto pilota, i veicoli della flotta Mobility si trasformano in power bank mobili che possono essere collegate in rete in modo da formare un enorme accumulatore di energia. Le auto elettriche possono così essere utilizzate per stabilizzare le reti elettriche.

A **Lugaggia (TI)** è stata istituita una comunità di autoconsumo con l'obiettivo di usare il meno possibile l'elettricità dalla rete e massimizzare l'autoconsumo nel quartiere.



I GRD possono espandere la loro offerta in modo attraente, non solo fornendo corrente elettrica prelevata maggiormente da produttori decentrati, ma anche integrando più settori. In molti luoghi si sta creando un intreccio delle reti di elettricità e calore; l'accumulo dell'elettricità solare inutilizzata sotto forma di acqua calda nelle case unifamiliari rappresenta pertanto l'attuale stato della tecnica. La crescente importanza delle reti di raffreddamento rafforza ulteriormente il trend che punta verso l'integrazione delle reti. Tuttavia, queste reti elettricità-

calore-raffreddamento, oggi e nel prossimo futuro sono redditizie solo in aree con una forte densità di costruzioni. Si tratta di un vantaggio di posizione per i GRD situati in aree urbane, in quanto possono raggiungere la massima flessibilità come fornitori di elettricità, acqua, calore, freddo, Internet e mobilità elettrica. Tuttavia, anche in zone meno abitate, la mobilità elettrica e l'accoppiamento di elettricità e calore contribuiscono alla stabilità della rete. Per i GRD situati in aree rurali l'integrazione settoriale viene effettuata in piccole celle, come ad esempio in un edificio.



L'integrazione settoriale è un approccio fondamentale per promuovere la transizione energetica. L'**Energie Hub Buttisholz** (LU) se ne avvale per garantire un approvvigionamento efficiente e sostenibile grazie a un collegamento e a un utilizzo intelligenti delle fonti rinnovabili.

Sia le soluzioni di accumulo che l'integrazione settoriale consentono ai GRD di applicare nuovi modelli operativi. Possono esercitare un ruolo più attivo all'interno del sistema energetico non limitandosi a fornire energia, ma offrendo anche servizi. Inoltre i GRD possono fungere da aggregatori, usufruire delle fonti energetiche decentrate e, con tariffe allettanti e flessibili, regolare la domanda nelle ore di picco. Nel core business dei GRD si può puntare maggiormente sul modello operativo dell'«energy as a service».



L'**Azienda Multiservizi Bellinzona AMB** (TI) offre alla propria clientela un nuovo modello tariffario, creando fasce di alta e bassa tariffa che variano giornalmente in base a fattori quali precipitazioni, temperature, produzione propria e consumi.

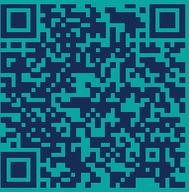
**Groupe E** di Granges-Paccot (FR) offre alla clientela tariffe dinamiche che variano ogni 15 minuti in funzione del carico previsto sulla rete elettrica.



Un ruolo chiave per usufruire delle varie possibilità spetta alle piattaforme di dati digitali, che riuniscono i/clienti finali e consentono di monitorare, gestire e prevedere la produzione e il consumo in tempo reale. Occorrono un alto livello di digitalizzazione nel sistema, competenze in materia di tecnologie di informazione e comunicazione e analisi dei dati, nonché una comprensione di base riguardo alla protezione dei dati e alla cybersicurezza. Le piattaforme digitali beneficiano dell'economia di scala. Quindi è ipotizzabile che un singolo fornitore, eventualmente anche esterno al settore energetico, possa affermarsi sul mercato e offrire ai GRD una scelta di prodotti regionali. Ciò dovrebbe costituire un vantaggio soprattutto per i piccoli GRD che godono di risorse limitate.

I GRD hanno quindi la possibilità di crescere nel proprio territorio attraverso l'integrazione settoriale – ossia collegando i settori elettricità, calore e trasporti – oppure ampliando i servizi, tra cui le attività di aggregatori e di «energy as a service».

Proprio per quanto riguarda i servizi si prevede però una concorrenza ultraregionale. Se il sistema di milizia viene messo sotto pressione, per i piccoli GRD il consolidamento con i vicini rappresenta una possibile soluzione.



Il progetto **SoloGrid** già ultimato a Riedholz (SO) aveva l'obiettivo di studiare in che modo l'intelligenza artificiale possa gestire e ottimizzare il flusso energetico in una rete di distribuzione di elettricità, allo scopo di evitare un ampliamento della rete.

**Zaphiro Technologies** sviluppa e gestisce tecnologie e piattaforme volte a monitorare, analizzare e ottimizzare il consumo energetico di aziende e organizzazioni.



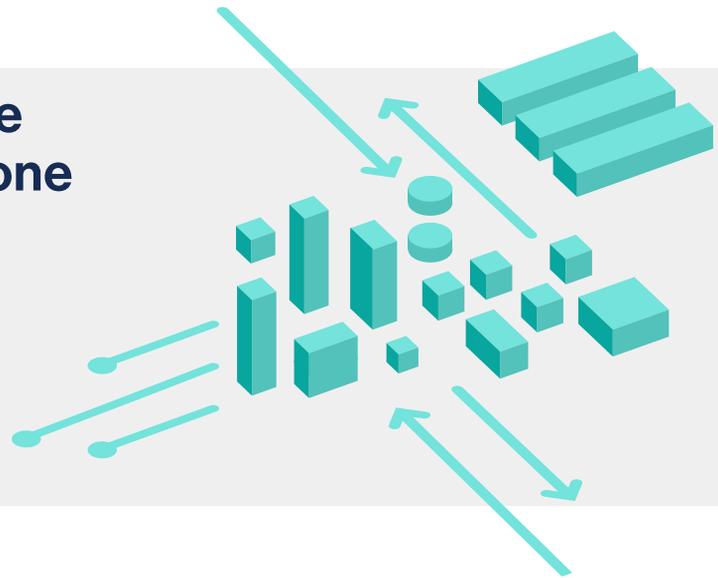
Data la varietà dei GRD presenti in Svizzera, non esiste una soluzione universale che vada bene per tutti. Ogni GRD ha una sua posizione più o meno individuale, con punti di forza diversi, ma anche con oneri pregressi: per uno può essere conveniente ampliare l'esistente, mentre altri devono cambiare orientamento o cercare nuovi partner. Una maggiore quota di commercio di elettricità può diventare un nuovo modello operativo, ma nelle regioni urbanizzate e negli agglomerati appare ovvio estendere l'integrazione settoriale.

Per affrontare le sfide alla pari e sfruttare le opportunità disponibili un GRD dovrebbe attivarsi su più piani. Da un lato è necessario seguire lo sviluppo tecnologico. Si prestano allo scopo studi come il Technology Outlook dell'Accademia svizzera delle scienze tecniche (SATW) [14] e i risultati del programma di promozione Swiss Energy Research for the Energy Transition dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) [15], disponibili in rete, che fanno luce sui trend attuali. Già oggi esistono progetti fatti e concetti che illustrano le possibili vie per il futuro. Quali di questi hanno particolare rilevanza o sarebbero auspicabili per la propria azienda? I GRD dovrebbero porsi maggiormente questa domanda. Dall'altro lato, l'orientamento strategico va stabilito osservando lo sviluppo dell'organizzazione interna. Approcci come il modello dei tre orizzonti [16] possono aiutare i GRD a bilanciare l'ottimizzazione del core business attuale con l'esplorazione di nuove idee. In considerazione delle limitate risorse, una collaborazione con associazioni di settore quali Electrosuisse e l'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES) può essere un approccio interessante. Per gli/le esperti/e la chiave per una transizione ottimale consiste nel concepire sistemi in grado di andare oltre le distribuzioni dei compiti e le competenze attuali.

# Glossario: tecnologie per la svolta energetica

In questo capitolo segue una descrizione delle tecnologie future e degli sviluppi che diventeranno rilevanti soprattutto per i piccoli e medi GRD nell'ambito della trasformazione del sistema energetico. Queste descrizioni rappresentano un'ispirazione e uno strumentario per poter operare efficacemente nel futuro sistema energetico. Il glossario è scaturito dalla revisione della letteratura [17–31].

## Software per reti digitali e protocolli di comunicazione



L'intelligenza artificiale (abbreviato in italiano con «IA», oppure con «AI» dall'inglese «artificial intelligence») descrive i sistemi tecnici in grado di automatizzare le attività che richiedono il pensiero umano. Significativo per i sistemi di intelligenza artificiale è il fatto che apprendono e sanno gestire informazioni incomplete o basate su approssimazioni. Il riconoscimento di schemi ricorrenti in grandi quantità di dati è un campo di applicazione dell'intelligenza artificiale.

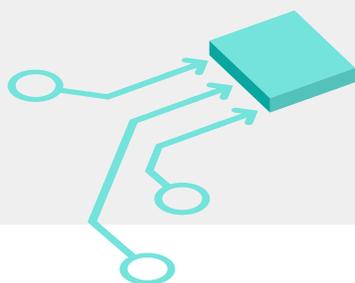
L'approccio oggi più diffuso nel vasto campo dell'AI è il cosiddetto machine learning (apprendimento automatico), in cui le macchine vengono messe in grado di riconoscere autonomamente degli schemi e di trarne le conclusioni. Di conseguenza, i sistemi che utilizzano l'apprendimento automatico possono fare a meno di una esplicita programmazione. Poiché tali sistemi apprendono dai dati, essi migliorano costantemente la loro capacità di risolvere i problemi.

Riunendo in una rete gli oggetti fisici di un sistema energetico, quali le centrali, le fonti energetiche decentrate, gli edifici e i veicoli elettrici smart, si crea un Internet delle cose (in inglese «Internet of Things», «IoT»), in cui si possono raccogliere i dati, scambiarli tra gli oggetti e compiere operazioni. L'IoT gestisce enormi quantità di dati (in inglese «big data»). Per analizzare questi big data e creare un valore aggiunto occorrono procedure delle quali fanno parte anche determinate applicazioni di intelligenza artificiale. Nel contempo, si possono utilizzare

questi dati per addestrare e migliorare i sistemi esistenti di intelligenza artificiale.

In linea di principio, la digitalizzazione offre ai GRD le stesse opportunità cui si accennava sopra: una gestione aziendale più efficiente, flessibile e basata su dati, in grado di ridurre gli investimenti nell'infrastruttura e di generare risparmi di costi da parte di aziende fornitrici e clientela. Va tuttavia rispettata la separazione informativa e contabile di questo campo operativo dalla gestione della rete. In ogni caso è essenziale che i GRD – indipendentemente dalle dimensioni – istruiscano (direttamente o meno) il personale su come amministrare e controllare i sistemi e le infrastrutture energetiche digitali. Solo così si potrà sfruttare al tempo stesso l'intero potenziale della digitalizzazione e del personale.

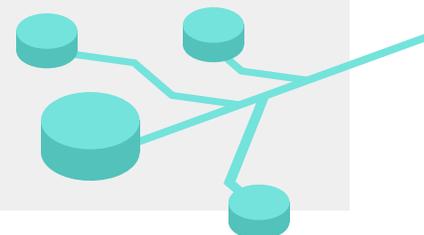
## Hardware per reti digitali e protocolli di comunicazione



Nel sistema energetico la digitalizzazione si basa, oltre che sul software, anche su moderni componenti hardware intelligenti che rendono la rete più dinamica e controllabile. Si tratta di sistemi di home management, di smart meter, della domotica e delle interfacce digitali, ma anche dell'equipaggiamento dei trasformatori della rete locale con interruttori per i livelli di carico. Questi componenti consentono una gestione automatizzata, un monitoraggio preciso del consumo energetico e un'integrazione flessibile dei sistemi, oltre a offrire agli abitanti la facile possibilità di tracciare i propri consumi in tempo reale.

I componenti hardware offrono numerosi vantaggi sia per i GRD sia per il sistema energetico: è possibile prevedere meglio i consumi e la produzione di energia, il che consente di controllare la domanda e di pareggiare i picchi di carico. Si riducono i problemi di approvvigionamento e la necessità di costosi investimenti nell'infrastruttura di rete. I sistemi di home management semplificano l'integrazione di fonti energetiche rinnovabili decentralizzate, equilibrando i consumi con la disponibilità e le condizioni della rete. Con l'aiuto delle interfacce digitali si possono individuare più rapidamente i problemi e i guasti nella rete, nonché pianificare ed eseguire con maggiore efficienza gli interventi di manutenzione e riparazione, aumentando così l'affidabilità della rete.

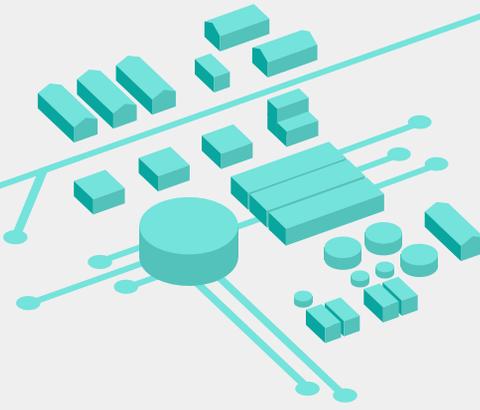
## Batterie



Esistono due tipi di tecnologie di immagazzinamento in batterie che compensano le fluttuazioni della produzione da fonti rinnovabili e possono fornire diversi servizi per la rete elettrica. Essi si distinguono per le capacità di immagazzinamento, la durata di utilizzo e i punti di attacco al sistema energetico. I sistemi di accumulo dell'energia collegati presso i clienti finali («behind the meter») vengono installati sul contatore dal lato cliente. Queste batterie, che si trovano di solito in immobili residenziali, commerciali o industriali, accumulano elettricità prodotta sul posto da fonti quali collettori solari, impianti di cogenerazione o altre fonti rinnovabili e non sono destinate direttamente a un impiego successivo. La capacità di queste batterie si misura generalmente in chilowattora per gli edifici abitativi e varia da centinaia di chilowattora a diversi megawattora per gli edifici commerciali e industriali. Le grandi batterie, le cosiddette «grid scale battery», le batterie di approvvigionamento o di rete hanno una capacità da megawattora a gigawattora e fanno riferimento a grandi sistemi di accumulo dell'energia, acquisiti e gestiti da fornitori di energia elettrica e aziende energetiche. Contrariamente alle batterie dietro il contatore, descritte in precedenza, le batterie di approvvigionamento si trovano di norma in siti centrali, strategicamente adeguati, all'interno dell'infrastruttura di rete.

I sistemi di accumulo a batterie stanno acquistando importanza grazie ai minori costi di investimento e al ciclo di vita più lungo. Inoltre, possono assumere funzioni diverse in una rete elettrica, ad esempio possono essere impiegati per ottenere una maggiore flessibilità di rete, di mercato o di sistema. Mentre la flessibilità di rete si concentra sulle immediate necessità della rete elettrica (regolazione della frequenza, supporto della tensione o bilanciamento della rete), la flessibilità di mercato prevede la partecipazione attiva ai mercati dell'elettricità, al fine di ottimizzare i risultati economici. La flessibilità di sistema svolge un ruolo più ampio, in quanto contribuisce alla generale affidabilità, sostenibilità e resistenza del sistema energetico. In quest'ultimo caso le batterie vengono spesso utilizzate per affrontare determinate sfide poste dal sistema energetico: ad esempio, per pareggiare i picchi nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, rinviare un upgrade dell'infrastruttura di rete o in generale migliorare l'affidabilità e la capacità dell'approvvigionamento di energia. I sistemi di accumulo a batteria possono essere progettati e gestiti in modo da offrire

# Batterie



uno o più di questi tipi di flessibilità, a seconda della configurazione e degli specifici requisiti della rete e del mercato.

I prelievi e le immissioni di energia a breve termine possono essere effettuati con accumulatori, come le batterie agli ioni di litio, o con i supercondensatori, che di norma hanno una capacità di accumulo che varia da pochi minuti a un paio d'ore. Il bilanciamento della rete, l'integrazione di fonti rinnovabili o le variazioni di carico richiedono l'impiego di batterie di flusso o di moderne batterie al piombo, la cui capacità è sufficiente per diverse ore fino a mezza giornata.

La tecnologia delle batterie diventa sempre più accessibile. Anche gli utenti privati, in particolare le comunità domestiche che dispongono di impianti fotovoltaici, installano batterie di maggiore portata al fine di massimizzare il consumo proprio [29, 30]. I GRD puntano su batterie di media grandezza per evitare di dover potenziare la rete. Nonostante il notevole calo dei costi delle batterie cui si è assistito negli ultimi anni, questa soluzione resta comunque sempre nella fascia superiore della scala dei costi. Per raggiungere la piena efficacia occorre che i costi delle batterie vengano ulteriormente abbassati e che vengano introdotte soluzioni di immagazzinamento per tutte le fonti energetiche variabili.

Le batterie sono elementi nuovi in grado di produrre, accumulare e consumare energia elettrica. Sebbene le batterie possano svolgere servizi ausiliari, come la regolazione secondaria per eliminare le oscillazioni di frequenza, ciò non può essere effettuato da parte dei fornitori regolamentati. Per il loro comportamento all'interno del sistema occorre creare incentivi, affinché sia gli operatori sia il sistema ne possano usufruire in maniera ottimale. È auspicabile inoltre un adeguamento delle condizioni generali normative affinché le batterie possano consentire la fornitura di servizi di sistema. Si tratterebbe di una nuova fonte di introiti per i proprietari di batterie che ne incentiverebbe un uso più ampio.

Le batterie «behind the meter» sono alquanto di scarsa importanza per i GRD, in quanto il loro utilizzo può essere promosso soprattutto da modelli tariffari attraenti e, in futuro, la capacità dei veicoli elettrici dovrebbe superare di molto quella degli accumulatori stazionari. Invece per i GRD sono interessanti le grandi batterie di rete che offrono un'elevata flessibilità e consentono la fornitura di servizi innovativi, quali la compensazione della potenza reattiva e la capacità di partenza senza alimentazione di rete. Tuttavia, solo a condizione che, grazie a sistemi di gestione dell'energia, si possano leggere e controllare le batterie in tempo reale e che i GRD dispongano del know-how necessario per integrare perfettamente le batterie nella rete di distribuzione.

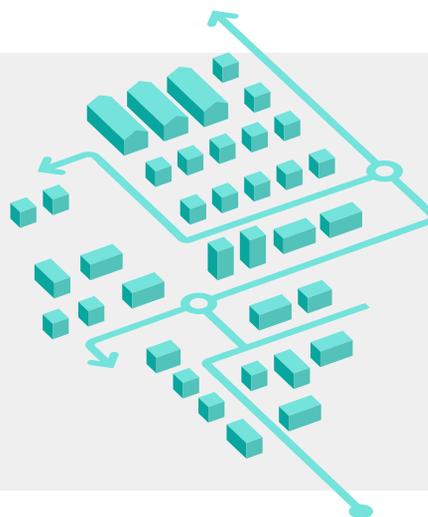
**MW Storage** gestisce a Ingenbohl (SZ) una batteria da 20 megawatt nella rete della EW Schweiz / CKW.



Le piccole batterie della ditta **Sonnen** (4,6 kW) costituiscono un sistema di accumulo intelligente in grado di fronteggiare le emergenze, che consente l'uso della maggiore quantità possibile di elettricità solare propria a casa.



# Ricarica intelligente, bidirezionale di veicoli elettrici



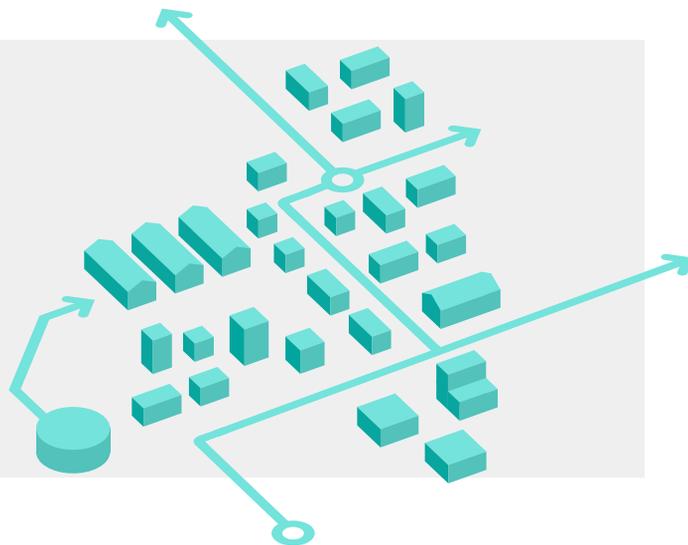
I veicoli elettrici sono accumulatori di energia mobili. Richiedono un gran numero di stazioni di ricarica, la cui integrazione nella rete elettrica rappresenta una sfida tecnica a causa del sovraccarico della rete, che si registra soprattutto quando molte colonnine sono in funzione contemporaneamente. Per ovviare a questo problema è necessario controllare e coordinare le operazioni di ricarica. A tale scopo occorre una comunicazione corretta e un controllo in tempo reale tra i veicoli, l'infrastruttura di ricarica e i gestori della rete, per cui sono necessari protocolli robusti e standardizzati. Per i GRD la standardizzazione è ancora in corso. Sebbene siano disponibili soluzioni aperte, nei primi progetti si ricorre però al protocollo standard OCPP. Il controllo dinamico delle operazioni di ricarica è ormai una tecnologia fondamentale. Si aggiunga anche il vantaggio che, negli ambienti urbani, a causa dei filobus e dei tram dotati di raddrizzatori, la corrente alternata viene trasformata in corrente continua, consentendo così anche il collegamento di stazioni di ricarica veloce o di impianti fotovoltaici.

Le tecnologie «vehicle-to-grid» (V2G) e «vehicle-to-home» (V2H) potrebbero rendere il sistema ancora più flessibile, in quanto i veicoli reimmettono energia elettrica nella rete di distribuzione o in quella domestica. Si potrebbero quindi ricaricare le batterie dei veicoli elettrici quando è più conveniente – ad esempio di giorno con l'energia solare sul posto di lavoro – e scaricarle quando occorre pareggiare i picchi di carico. I gestori di infrastrutture di ricarica possono controllarle in modo intelligente per liberare ulteriore capacità e, ad esempio, compensare a breve termine i gruppi di bilancio. Nella ricarica bidirezionale il passaggio da corrente alternata a corrente continua e viceversa provoca perdite di energia. Seppur minime (rendimento dell'inverter del 96–98 per cento), se ne deve tener conto nella valutazione dell'efficienza energetica complessiva del sistema.

Il trend verso l'elettrificazione dei trasporti aumenterà il flusso attraverso le reti di distribuzione. Se questo generi un carico o uno scarico delle reti, dipende dall'integrazione con altre tecnologie (infrastruttura di comunicazione, tariffe flessibili, mercati energetici locali).

In linea di principio le tecnologie V2G offrono ai GRD gli stessi vantaggi descritti in precedenza: i picchi di carico si possono bilanciare grazie all'energia immagazzinata, il che stabilizza la rete di distribuzione e consente una maggiore flessibilità. Lo stato attuale delle conoscenze non consente tuttavia di dare una risposta inequivocabile alle domande su quale sia l'influenza che i cicli aggiuntivi attraversati dall'accumulatore di energia con un sistema bidirezionale hanno sulla durata dell'accumulatore stesso, sulla responsabilità e sulla garanzia. Per usufruire dei vantaggi i GRD devono disporre di conoscenze in materia di analisi dei dati, al fine di saper interpretare i dati di consumo della clientela e di riconoscere i modelli di ricarica delle batterie di rete.

# Cogenerazione rinnovabile («power-to-heat»)



Sono numerose le tematiche rilevanti per la decarbonizzazione del settore riscaldamento. Le sintetizziamo di seguito sul piano tecnologico. Con il termine «power-to-heat» si intende l'uso di energie rinnovabili per produrre calore per edifici o processi industriali, ad esempio per mezzo di pompe di calore oppure di caldaie elettriche. L'elettricità viene trasformata in un'altra fonte energetica che può essere immagazzinata o trasportata. Gli accumulatori termici possono così immagazzinare energia sotto forma di calore o di freddo per giorni o addirittura mesi, contribuendo a compensare le fluttuazioni stagionali della domanda e dell'offerta. Ciò va a vantaggio soprattutto di regioni come la Svizzera, nelle quali il fabbisogno di riscaldamento e raffreddamento oscilla fortemente a seconda delle stagioni. A causa del crescente bisogno di raffreddamento occorre valutare l'opportunità di trasformare la rete di teleriscaldamento in una rete anenergetica che possa essere utilizzata contemporaneamente anche per raffreddare. Parimenti, il power-to-heat può dare un sostanziale apporto alla decarbonizzazione dei settori industriali, nei quali è più difficile realizzarla: la chimica e l'acciaio. Oggi i combustibili fossili vengono impiegati principalmente per produrre calore; l'alternativa del power-to-heat consente l'utilizzo diretto della corrente elettrica grazie al passaggio ai forni elettrici o alle caldaie elettriche oppure ad altri procedimenti elettrolitici [31].

Nel sistema elettrico del futuro, in determinati luoghi la cogenerazione da biomassa (disponibile limitatamente), geotermia e fonti energetiche quali l'idrogeno (da importare) può dare un importante contributo all'approvvigionamento di elettricità e calore, sebbene i costi elevati dei combustibili CO<sub>2</sub> neutrali comportino tuttavia alti costi di produzione per l'elettricità e il calore a confronto con i sistemi non accoppiati, come il fotovoltaico e le pompe di calore.

Il sistema power-to-heat favorisce l'integrazione settoriale in quanto immagazzina energia in diverse forme per lunghi periodi. Già oggi viene commercializzata la flessibilità degli impianti di produzione di calore degli aggregatori. Soprattutto nelle zone a forte densità di insediamenti, una rete di teleriscaldamento si dimostra economica e offre ai GRD la possibilità di diversificare. Le soluzioni power-to-heat non richiedono investimenti costosi, né in termini di tecnologia né di infrastruttura; bastano solo piccole variazioni del ruolo degli operatori attuali e del quadro normativo. Gli investimenti in soluzioni

power-to-heat, ad esempio le pompe di calore per i privati, rafforzerebbero l'efficacia sul lato della domanda e metterebbero i GRD in condizione di ottimizzare il funzionamento del sistema.

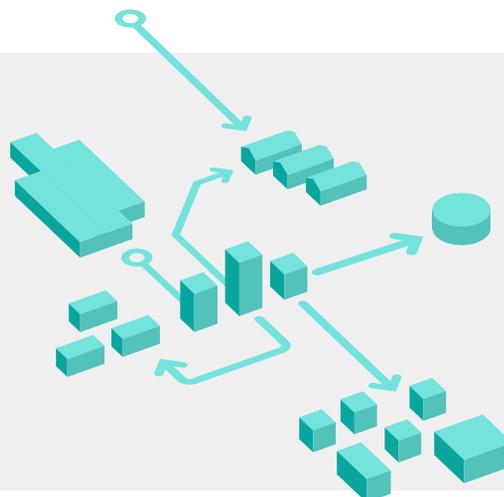
Le soluzioni power-to-heat sono fortemente dipendenti dal funzionamento delle pompe di calore e delle caldaie elettriche di grandi dimensioni. Come tecnologie hanno raggiunto uno stadio maturo di commercializzazione. In futuro i componenti digitali contribuiranno a prevedere i consumi, a rendere controllabile il carico e a ottimizzare l'esercizio per aumentare la flessibilità del sistema energetico.

I GRD possono trarre vantaggio da soluzioni power-to-heat immagazzinando in acqua calda l'energia rinnovabile inutilizzata, da mettere eventualmente a disposizione tramite una rete di teleriscaldamento. Possono quindi offrire servizi di sistema per la regolazione della rete, a condizione che collaborino in modo efficiente con i gestori degli impianti di riscaldamento e, se del caso, con gli aggregatori.



**Next Kraftwerke GmbH** gestisce una delle centrali virtuali più grandi d'Europa, che tramite oltre 15'000 impianti decentrati di energie rinnovabili collega in rete impianti ad accumulazione, impianti power-to-x nonché utenze industriali e commerciali. Un elemento fondante è la maggiore installazione di moduli power-to-heat come caldaie elettriche, per creare la possibilità di immagazzinare la corrente non utilizzata per un uso successivo.

## Minigrid black start, indipendenti e rinnovabili



Una minigrad comprende piccoli impianti di produzione di elettricit  e accumulatori di energia decentrati a livello locale per il consumo proprio e offre il vantaggio di ridurre la dipendenza dalla rete di distribuzione circostante. I motori di questo trend sono innanzitutto il desiderio di raggiungere l'indipendenza energetica, l'autonomia in fatto di prezzi e un approvvigionamento ininterrotto. I costi di produzione in aree di questo tipo sono tuttavia pi  alti, perch  si devono sostenere anche i costi per gli accumulatori e le funzioni aggiuntive.

Se   collegata alla rete di distribuzione e il design del mercato lo consente, la minigrad pu  garantire flessibilit . Le minigrad possono collegarsi alla rete nazionale in periodi di scarsa domanda propria e invece esportare energia e staccarsi dalla rete nazionale per coprire il proprio fabbisogno quando la domanda propria   elevata. Sensori intelligenti monitorano il funzionamento per il passaggio automatico dalla rete nazionale alla microrete e viceversa. Nel caso di un'interruzione di corrente o di un guasto sulla rete principale, le minigrad si staccano e funzionano autonomamente, agevolando con l'opportuna sincronizzazione la capacit  della rete maggiore di avviarsi senza alimentazione di rete.

Una minigrad intelligente lavora con comandi intelligenti e avanzate tecniche di controllo che considerano le diverse fonti energetiche, gli accumulatori, il consumo e la distribuzione di energia. Alla base c'  un sistema di gestione dell'energia che misura, monitora e controlla i carichi elettrici per garantire una performance ottimale. Un vantaggio di queste minigrad consiste nella capacit  di autoripararsi: individuano immediatamente i guasti o le variazioni nel sistema e reagiscono ripristinandosi.

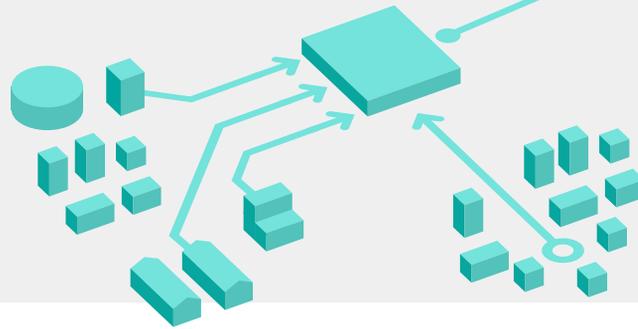
Spesso le minigrad consentono ai partecipanti di scambiarsi la corrente tra pari (Peer-to-Peer). Si tratta per cos  dire di un mercato online, in cui consumatori e produttori negoziano la corrente della minigrad al prezzo desiderato. Le eccedenze non consumate per il consumo proprio devono poter essere trattate sul mercato della corrente a fronte di un compenso adeguato.

Il coordinamento della domanda e dell'offerta locale in una minigrad richiede strumenti complessi a livello di gestione. Solo con l'aiuto di tecnologie digitali una minigrad pu  prevedere

automaticamente la domanda, adeguare la produzione, ottimizzare le riserve, gestire la tensione e la frequenza e (se possibile) collegarsi o staccarsi dalla rete principale. Maggiore   l'efficienza con cui queste fonti si compensano, minori saranno i costi di produzione e maggiori gli introiti derivati dai servizi aggiuntivi che la minigrad fornisce alla rete principale.

Anche se l'obiettivo delle minigrad   una maggiore autonomia, i GRD devono mettere a loro disposizione la rete di distribuzione, affin  l'energia non utilizzata nella minigrad possa essere immessa in rete oppure per coprire il fabbisogno delle utenze in caso di produzione insufficiente. Attraverso la collaborazione con i gestori delle minigrad, i GRD possono tuttavia espandere i propri servizi e rafforzare il proprio ruolo all'interno del sistema energetico. A tale scopo pu  essere utile adottare strutture tariffarie e strumenti di conteggio flessibili.

# Aggregatori



Gli aggregatori riuniscono più fonti energetiche decentrate in una centrale virtuale, agendo come nuovi attori nel mercato dell'elettricità o dell'assistenza. Un sistema di aggregatori comprende almeno: in primo luogo gli aggregatori stessi, che possono essere gestori di reti, consumatori, produttori, prosumer o un loro mix; in secondo luogo piccoli impianti energetici decentrati che vengono aggregati e gestiti come una classica centrale (virtuale); in terzo luogo un sistema di comunicazione e di IT finalizzato alla gestione della centrale virtuale, che la controlla, tenendo conto del meteo, dei trend di consumo e dei prezzi dell'elettricità sul mercato. Questo sistema incentiva l'integrazione delle fonti energetiche decentrate.

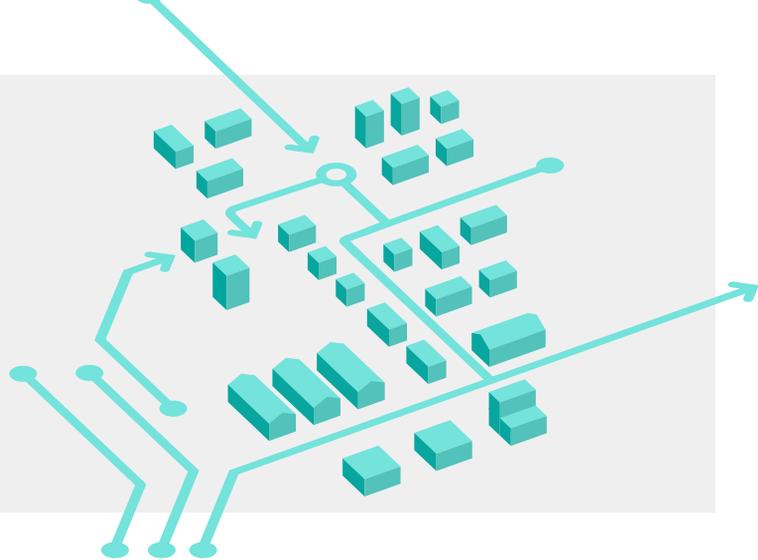
Gli aggregatori consentono di accoppiare e sfruttare in modo ottimale diverse fonti energetiche decentrate, con la conseguenza di una maggiore integrazione e un utilizzo più efficiente dell'energia disponibile. Possono contribuire alla flessibilità e alla stabilità della rete, immagazzinando ad esempio l'energia eccedente in batterie per servizi di sistema in periodi di domanda elevata e adeguando la produzione di corrente elettrica alle esigenze locali. Si possono evitare o ridurre forti investimenti in infrastrutture per la copertura dei picchi di domanda. Ulteriori risparmi di costi si ottengono attraverso la gestione attiva dei carichi e la partecipazione dell'aggregatore al mercato elettrico. A tale scopo le normative devono tuttavia consentire agli aggregatori di intervenire sul mercato all'ingrosso alla pari degli altri operatori e di beneficiare, per le loro prestazioni, di remunerazioni più alte nei periodi di domanda elevata rispetto a quando il carico è più basso. Per ottimizzare le previsioni riguardanti le fonti energetiche decentrate sono indispensabili investimenti in infrastrutture di misurazione, quali gli smart meter, nella comunicazione a banda larga e nell'automazione dei sistemi, fermo restando che gli investimenti negli smart meter sono comunque stabiliti per legge. La raccolta e l'utilizzo dei dati di consumo da parte degli aggregatori può tuttavia sollevare perplessità concernenti la protezione dei dati e la sicurezza che l'aggregatore deve affrontare per assicurarsi la fiducia della clientela.

Per i GRD emergono nuovi, interessanti modelli operativi. Lo sfruttamento delle fonti energetiche decentrate nel proprio territorio in qualità di aggregatore aumenta la flessibilità locale per quanto riguarda la compensazione dei carichi, riduce la dipendenza dai gestori delle reti di trasmissione e consente di partecipare attivamente al mercato dell'elettricità. Per beneficiare dei nuovi modelli operativi sono essenziali investimenti in infrastrutture di misurazione e di comunicazione e anche la conoscenza di tali infrastrutture; inoltre i GRD devono avere buone nozioni in materia di protezione dei dati e cybersicurezza.



**Tiko Energy Solutions** ha sviluppato una tecnologia basata su cloud con cui gestisce una centrale virtuale che soddisfa pienamente le esigenze della rete elettrica e, grazie a interfacce standard, può essere integrata nei sistemi più diffusi.

## Tariffe «time-of-use» ed «energy as a service»



Le tariffe «time-of-use» (denominate anche «tariffe ToU») si distinguono per il fatto che variano in funzione dell'ora del giorno e/o del giorno della settimana e sono determinate dalla domanda, oltre che dai prezzi di mercato. Ciò contrasta con i modelli di prezzo tradizionali, in cui la corrente elettrica viene calcolata con una tariffa costante, indipendentemente da quando viene consumata.

Le tariffe ToU incoraggiano i/le clienti finali a ridurre il consumo proprio nelle fasi di domanda elevata oppure a immettere nella rete l'energia elettrica da loro prodotta o immagazzinata. Viceversa, un sistema di prezzi mirato induce, tramite incentivi finanziari, ad aumentare il consumo in momenti in cui le fonti oscillanti producono molta energia, ad esempio scaldando il boiler elettrico oppure caricando le batterie. Le tariffe ToU facilitano quindi la gestione dei carichi, aumentano la flessibilità e l'affidabilità del sistema e agevolano l'integrazione di fonti energetiche fluttuanti. Il consumo e i profili cliente devono essere misurati in tempo reale e resi disponibili. Un'infrastruttura di misurazione avanzata, comprendente smart meter, strumenti di comunicazione, nonché analisi dei dati e algoritmi di gestione dei dati, è il requisito basilare per il successo dell'implementazione delle tariffe ToU. Inoltre la clientela deve essere informata in modo trasparente sulle condizioni quadro e sui vantaggi del nuovo sistema tariffario, affinché vengano effettivamente messi in atto i cambiamenti di comportamento auspicati, diminuiscano i costi per i consumatori e siano maggiormente coinvolte le fonti energetiche decentrate.

La maggiore frequenza di installazione di fonti energetiche decentrate e di tecnologie di immagazzinamento, ma anche l'incremento degli smart device e della digitalizzazione, creano spazio per le offerte di «energy as a service» (EaaS). Esse consentono ai fornitori energetici di vendere non solo energia, ma anche servizi e prestazioni di gestione energetica, tramite abbonamenti oppure contratti in base alle prestazioni. Sono possibili soluzioni che consentano, grazie al monitoraggio in tempo reale e all'ottimizzazione dei carichi da remoto, di razionalizzare il consumo da parte della clientela. Alla base vi sono le tariffe ToU e la digitalizzazione per i GRD.

Le tariffe ToU e le offerte EaaS offrono ai GRD l'opportunità di adottare nuovi modelli operativi e di ottenere nuove fonti di reddito. Allo stesso tempo comportano una maggiore integra-

zione delle fonti decentrate, per cui i GRD beneficiano di una migliore distribuzione del carico, di una maggiore flessibilità e di un minor fabbisogno di servizi di sistema. Per avere successo sul mercato con i nuovi modelli occorre promuovere la digitalizzazione presso la clientela e costruire nuove competenze nel campo della tecnologia di informazione e comunicazione e dell'analisi dei dati.

# Ridefinizione dei mercati dei servizi di sistema e delle capacità

I servizi di sistema sono funzioni di assistenza dei gestori di reti, quali la regolazione della frequenza, il controllo della tensione e le riserve di capacità, per salvaguardare l'affidabilità, la stabilità e la qualità in generale della rete elettrica. Essi contribuiscono a garantire in futuro la disponibilità di energia supplementare, volta a compensare i picchi di domanda o i blocchi imprevisti del generatore.

I mercati delle capacità sono meccanismi che garantiscono una capacità di produzione sufficiente per coprire la domanda futura di corrente elettrica. Offrono incentivi finanziari per mantenere le capacità di produzione esistenti o generarne di nuove, al fine di garantire una riserva energetica adeguata per i periodi di picchi di carico o per le interruzioni impreviste dell'approvvigionamento. In futuro, le soluzioni di accumulo e le fonti rinnovabili decentrate diventeranno parte dei mercati delle capacità, al pari del controllo della domanda.



La piattaforma **GB Flex**, ideata nel quadro di un progetto pilota, prende automaticamente decisioni in materia di compensazione energetica per il gruppo di bilancio del Vallese e permette di ridurre l'energia di compensazione, di valorizzare la piccola flessibilità e di meglio integrare le nuove energie rinnovabili.

Entrambi i meccanismi garantiscono che la rete funzioni correttamente anche in caso di improvvise oscillazioni dell'offerta e della domanda e assicurano un approvvigionamento costante di elettricità mentre nel contempo favoriscono l'integrazione delle energie rinnovabili e/o decentrate. Tuttavia anche l'integrazione di fonti di energia elettrica con livelli di produzione variabili rappresenta una grossa sfida, per cui bisogna sviluppare nuove strutture di mercato adatte alle esigenze in costante mutamento. I sistemi di gestione dell'energia, comprendenti tra l'altro gli smart meter e l'impiego dell'intelligenza artificiale per l'analisi dei dati e le previsioni dei consumi, nonché prezzi trasparenti e allettanti per quanto riguarda la remunerazione delle prestazioni come stimolo alle nuove installazioni, costituiscono fattori incoraggianti per tale integrazione.

I GRD possono beneficiare della flessibilità delle nuove fonti energetiche fungendo da aggregatori per le fonti energetiche decentrate e negoziandole nel mercato delle capacità, a condizione che ciò sia consentito dalle norme. Inoltre, grazie ai prezzi allettanti, possono regolare la domanda nei periodi di picco, stabilizzando la propria rete (ad esempio potenziamento della rete virtuale). Ciò presuppone che conoscano esattamente le capacità delle fonti decentrate e che i sistemi di gestione dell'energia forniscano loro una panoramica dei consumi. Al fine di essere attrezzati per il futuro, i GRD devono disporre almeno di conoscenze tecniche di base nel campo dell'automazione, dell'analisi e gestione dei dati, delle tecnologie di controllo e dell'infrastruttura di rete intelligente.

Il successo del futuro sistema energetico dipende da una stretta collaborazione tra i gestori di reti di trasmissione e i GRD. Al centro vi sono i mercati dei servizi di sistema e delle capacità che possono essere gestiti con diversi modelli operativi. Si può dunque ipotizzare che entrambi questi soggetti possano gestire un mercato comune, che esista un mercato centralizzato e uno decentrato alimentati da fonti energetiche diverse o che il mercato sia amministrato da un fornitore terzo neutrale. In ogni modello operativo sono imprescindibili le piattaforme per lo scambio di dati e i protocolli di comunicazione che consentono lo scambio di dati in tempo reale. Per i GRD si offre l'opportunità di partecipare attivamente al mercato, di affrontare direttamente le difficoltà locali della rete e di vendere le eccedenze ai gestori di reti di trasmissione. Sono richiesti investimenti e conoscenze in tema di digitalizzazione, ma anche di cybersicurezza.

**Swissgrid ed EWZ**, in un comune progetto pilota, hanno sviluppato un approccio di coordinamento che consente di utilizzare in modo efficiente le risorse energetiche decentrate per servizi di reti di trasmissione e di distribuzione e genera il massimo vantaggio per l'intero sistema elettrico.



# Metodologia

Il presente studio si basa su quattro pilastri: gli atelier con gli/le esperti/e, un sondaggio presso i GRD svizzeri, colloqui con esperti/e dei settori dell'industria, della ricerca e dell'amministrazione e una revisione della letteratura in materia.

## Atelier con esperti/e

Lo studio è partito dalla lettura di report internazionali, per trarne una lista di tecnologie che in futuro avranno importanza per i GRD. Per valutare la rilevanza delle tecnologie e stilare un elenco comprendente le tecnologie rilevanti per la Svizzera i risultati sono stati esaminati con l'aiuto di esperti/e dei settori della scienza, dell'industria e dell'amministrazione federale.

## Sondaggio presso i GRD svizzeri

Al termine dell'atelier è stato condotto un sondaggio presso i GRD della Svizzera mediante invio per posta di un questionario a 556 GRD, dei quali 95 hanno risposto alle domande, con una quota pari quindi a circa il 20 per cento. Il sondaggio comprendeva le domande seguenti:

- Quali dei settori gas, mobilità, calore sono già rilevanti per lei oggi? Perché?
- Quali di questi settori sono oggi particolarmente sfidanti? Perché?
- Quali sono le sfide della Strategia energetica 2050? La preghiamo di indicare brevemente le ragioni delle sue risposte.
- Quali opportunità vede in relazione alla digitalizzazione delle reti elettriche?
- Quali sfide vede in relazione alla digitalizzazione delle reti elettriche?
- Potrebbe assegnare i fondi per la ricerca: quali sono i problemi tecnologici che devono essere risolti, cosa si deve ricercare nei prossimi tre-cinque anni?
- In quale area tecnologica vorrebbe vedere più prodotti e servizi in vista di un'attuazione di successo della Strategia energetica 2050?
- Per un operatore di reti di distribuzione delle sue dimensioni: quali sono le opportunità e le sfide rispetto agli operatori di rete di distribuzione più grandi o più piccoli?
- Conosce un progetto faro che dobbiamo conoscere e che definirebbe come particolarmente interessante, promettente o all'avanguardia?
- Quali domande vorrebbe porre al gruppo di esperti SATW e al PRN Automation?

Scopo del sondaggio era ottenere un quadro generale dal punto di vista dei GRD. Dalle risposte sono stati estratti i temi ponderati e sintetizzati in questo studio. Per motivi di privacy, le risposte e le citazioni vengono riportate in forma anonima.

## Colloqui con esperti/e

In parallelo con il sondaggio si sono svolti quattro colloqui con esperti/e dei settori dell'industria, della ricerca e dell'amministrazione, nel corso dei quali sono stati identificati alcuni progetti faro ed è stata approfondita la conoscenza della situazione attuale e delle prospettive future dei GRD.

## Criteri di esclusione

Alcune tecnologie, quali la blockchain e l'idrogeno, che dovrebbero assumere un ruolo per la svolta energetica, non sono state considerate nello studio, non essendo rilevanti per l'infrastruttura della rete di distribuzione oppure perché gli/le esperti/e intervistati/e non le considerano rilevanti per la Svizzera. Inoltre non rientrano nello studio le condizioni quadro normative, in quanto si presume che subiranno un cambiamento e un adeguamento nel corso dell'attuazione della transizione energetica.

## Glossario

Il glossario è stato ricavato dalla revisione della letteratura e si basa sulle referenze [17–31].

# Referenze

- [1] Assemblea federale della Confederazione svizzera. Legge sull'approvvigionamento elettrico, articolo 10. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/it>. Ultimo accesso 26.01.2024
- [2] International Energy Agency IEA. World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023?language=it>. Ultimo accesso 19.01.2024
- [3] Statistisches Bundesamt. Europe – Bevölkerung. <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Basistabelle/Bevoelkerung.html>. Ultimo accesso 18.01.2024
- [4] European Commission. JRC science for policy report. Distribution system operator observatory 2020. [https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123249/final\\_report.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123249/final_report.pdf). Ultimo accesso 25.01.2024
- [5] Commissione federale dell'energia elettrica ElCom. Dati di base per le tariffe dei gestori di reti di distribuzione svizzeri. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/it/home/temi/prezzi-dell-energia-elettrica/dati-grezzi-tariffe-dei-gestori-delle-reti-di-distribuzione-sviz.html>. Ultimo accesso 18.01.2024
- [6] Ufficio federale di statistica. Panoramiche regionali 2021: cifre chiave di tutti i Comuni. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/it/home/statistiche/cataloghi-banche-dati.assetdetail.16484444.html>. Ultimo accesso 18.01.2024
- [7] Associazione delle aziende elettriche svizzere. Scenari per il futuro energetico e climatico della Svizzera. [www.energiezukunft2050.ch](http://www.energiezukunft2050.ch). Ultimo accesso 19.01.2024
- [8] Gabriela Hug, Turhan Demiray, Mak Dukan, Massimo Filippini, Blazhe Gjorgiev, Gianfranco Guidati, Adriana Marcucci, Kirsten Oswald, Anthony Patt, Giovanni Sansavini, Jonas Savelsberg, Christian Schaffner, Tobias Schmidt, Marius Schwarz, Bjarne Steffen. Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz. <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/614565>. Ultimo accesso 19.01.2024
- [9] Commissione federale dell'energia elettrica ElCom. Qualità dell'approvvigionamento elettrico 2021. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/it/home/temi/sicurezza-di-approvvigionamento/qualita-di-approvvigionamento.html>. Ultimo accesso 19.01.2024
- [10] Assemblea federale della Confederazione svizzera. Legge sull'approvvigionamento elettrico, articolo 15. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/it>. Ultimo accesso 26.01.2024
- [11] Pronovo. Potenziamento della rete di approvvigionamento <https://pronovo.ch/it/>. Ultimo accesso 26.01.2024.
- [12] Commissione federale dell'energia elettrica ElCom. Potenziamenti della rete. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/it/home/temi/potenziamenti-della-rete.html>. Ultimo accesso 26.01.2024
- [13] SWEET EDGE. Collegamento di impianti fotovoltaici da 50 gigawatt alla rete svizzera. <https://www.bfh.ch/dam/jcr:6c4037bd-a708-4941-b509-e6d06b0c4c4b/sweet-edge-discussion-paper.pdf>. Ultimo accesso 19.01.2024
- [14] Accademia svizzera delle scienze tecniche. Technology Outlook – una guida per il mondo di domani. <https://technology-outlook.ch>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [15] Ufficio federale dell'energia. Programma di promozione SWEET. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/ricerca-e-cleantech/programma-di-promozione-sweet.html>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [16] International Futures Forum. Three horizons. <https://www.internationalfuturesforum.com/three-horizons>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [17] IRENA. Innovation landscape for a renewable-powered future. <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [18] IRENA. Enabling technologies: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Enabling-Technologies>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [19] IRENA. Utility-scale batteries. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Utility-scale-batteries>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [20] IRENA. Behind-the-meter batteries. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Behind-the-meter-batteries>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [21] IRENA. Electric vehicle smart charging. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Electric-vehicle-smart-charging>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [22] IRENA. Internet of things. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Internet-of-Things>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [23] IRENA. Artificial intelligence and big data. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Artificial-Intelligence-and-Big-Data>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [24] IRENA. System operation: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/System-Operation-Innovation-Landscape-briefs>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [25] IRENA. Market design: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2019/Jun/Market-Design-Innovation-Landscape-briefs>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [26] IRENA. Business models: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Business-Models-Innovation-Landscape-briefs>. Ultimo accesso 12.01.2024
- [27] Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, Ufficio federale dell'energia. «Energieperspektiven 2050+». Exkurs Thermische Stromerzeugung und

- Wärme-Kraft-Kopplung.» <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10621>. Ultimo accesso 19.01.2024
- [28] Ufficio federale dell'energia. Strategia termica 2050. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/74925.pdf>. Ultimo accesso 19.01.2024
- [29] Photovoltaik EU. Zubau in der Schweiz legte 2022 um fast 60 Prozent zu. <https://www.photovoltaik.eu/foerderung/zubau-der-schweiz-legte-2022-um-fast-60-prozent-zu>. Ultimo accesso 25.01.2024
- [30] Statista. Anzahl insgesamt installierter Photovoltaik-Stromspeicher in Deutschland in den Jahren 2013 bis zum 1. Halbjahr 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1078876/umfrage/anzahl-installierter-solarstromspeichern-in-deutschland/>. Ultimo accesso 25.01.2024
- [31] IRENA. High-temperature electricity-based applications for industry. <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-heat-and-cooling/5-High-temperature-electricity-based-applications-for-industry>. Ultimo accesso 25.01.2024

**Direzione del progetto:** Claudia Schärer

**Autrici e autori:** Elise Cahard (PRN Automation), Christian Holzner (SATW), Benjamin Sawicki (PRN Automation), Claudia Schärer (SATW), Stefan Scheidegger (SATW)

**Revisori:** Tony Kaiser (SATW), Thomas Marti (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE), Christian Schaffner (Energy Science Center, ETH Zurich)

**Redazione:** Esther Lombardini (SATW)

**Layout:** Linda Seward (PRN Automation), Silvio Meier ([slacart.ch](mailto:slacart.ch))

**Traduzione:** Weiss Traductions Genossenschaft

**Stampa:** Vögeli AG

Marzo 2024

Accademia svizzera delle scienze tecniche SATW

St. Annagasse 18, 8001 Zurigo

[info@satw.ch](mailto:info@satw.ch)

[www.satw.ch](http://www.satw.ch)

PRN Automation

Physikstrasse 3, 8092 Zurigo

[contact@nccr-automation.ch](mailto:contact@nccr-automation.ch)

[nccr-automation.ch](http://nccr-automation.ch)



I Poli di ricerca nazionali (PRN) sono un mezzo di sostegno del Fondo nazionale svizzero