



Libro bianco sulle smart grid, vol. 2

Verein Smart Grid Schweiz VSGS
(Associazione Smart Grid Svizzera)

31 dicembre 2015

AET - Azienda Elettrica Ticinese

AEW Energie AG

Axpo Power AG

BKW Energie AG

CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG

EKZ - Elektrizitätswerke des Kantons Zürich

ewb - Energie Wasser Bern

ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Groupe E SA

IWB

Repower AG

Romande Energie SA

SIG

Indice

Introduzione	4
---------------------------	----------

CAPITOLO 1

Smart energy	6
1.1 Situazione di partenza	6
1.2 Cosa s'intende per smart energy	11
1.3 Verein Smart Grid Schweiz (VSGS)	13
1.4 Fattori trainanti per smart energy	14

CAPITOLO 2

Smart grid	16
2.1 Effetti dell'immissione decentralizzata sulle reti di distribuzione	16
2.2 Misure per far fronte alle ripercussioni	18
2.3 Considerazioni quantitative concrete	21
2.4 Stazioni di trasformazione intelligenti a livello di rete 6	28
2.5 Risultato e raccomandazioni	38

CAPITOLO 3

Smart meter	40
3.1 Requisiti minimi per gli smart meter	40
3.2 Pianificazione di un rollout per gli smart meter	42
3.3 Applicazione degli smart meter	44

CAPITOLO 4

Smart market	47
4.1 Interazione tra smart market e smart grid	47
4.2 Meccanismi di mercato oggi e domani	48
4.3 I nuovi player incorrono in vecchie regole: 5 tesi	55
4.4 Il settore in transizione – un'analogia.....	59
4.5 Risultato e raccomandazioni	60

CAPITOLO 5

Informazione e comunicazione.....	62
5.1 Metodologia, use case e tecnologie di comunicazione.....	63
5.2 Use case con requisiti.....	65
5.3 Varianti di soluzione e valutazione.....	69
5.4 Risultato e raccomandazioni	71
 Riassunto	 75

Introduzione

La Strategia energetica 2050 prevede delle variazioni per l'approvvigionamento energetico in generale e per l'approvvigionamento elettrico in particolare. Al fine di superare appieno queste sfide il sistema elettrico del futuro sarà più intelligente, flessibile e reattivo. Ciò cosa significa esattamente? Si stanno già implementando le prime idee, mentre altre restano ancora sul piano teorico. Non è ancora per niente chiaro come si presenterà il complesso delle soluzioni nel dettaglio.

Il presente libro bianco «Smart grid, vol. 2» si propone di offrire un contributo per chiarire le questioni ancora aperte. Lo scopo consiste nel fornire una base comune per quanto attiene a terminologia, effetti attesi, provvedimenti necessari e risultati raggiunti nel campo della «smart energy», principalmente dal punto di vista di un gestore delle reti di distribuzione. I destinatari sono tutte le persone interessate a una smart grid e a uno smart energy system svizzeri. La base è il libro bianco «Smart grid» del febbraio 2013, che però costituisce un documento a sé. Le nozioni più importanti vengono ripetute in forma abbreviata per rendere più agevole la lettura.

Il libro bianco riassume al capitolo 1 l'attuale quadro della politica energetica come situazione iniziale. Vengono chiariti il concetto di smart energy con le sottodefinitive di smart grid, smart meter e smart market. Un ruolo centrale è rivestito altresì dalla funzione dello scambio di informazioni. Viene presentata l'Associazione Smart Grid Svizzera (Verein Smart Grid Schweiz - VSGS). Gli elementi trainanti verso un sistema Smart Energy sono: «alimentazione decentralizzata nella rete a bassa tensione», «elevata efficienza energetica», «produzione variabile di corrente a causa degli influssi meteorologici» e «necessità di informazioni e di creazione di una rete». Viene fornita una descrizione di questi elementi.

Il capitolo 2 si focalizza sulla smart grid in senso più stretto. Fornisce un riassunto degli effetti della «produzione decentralizzata di corrente» nell'ambito della sistemica già introdotta e i possibili provvedimenti per far fronte con successo a questi effetti. Dopo la considerazione a livello qualitativo in questione seguono delle analisi quantitative di reti di distribuzione concrete. Vengono calcolate e illustrate in modo chiaro le variazioni di tensioni e correnti associate all'utilizzo di impianti fotovoltaici. Da ultimo si propongono le considerazioni da fare per una stazione di trasformazione intelligente a livello di rete 6, e come si potrebbe configurare un impianto di questo tipo. Pur in presenza di diverse situazioni delle reti, vengono formulati un risultato e delle raccomandazioni.

In riferimento a un rollout di contatori intelligenti (smart meter) il capitolo 3 fornisce una sintesi dei requisiti minimi e mostra una possibile pianificazione progettuale. Da una rilevazione statistica presso i membri del VSGS si evince la diffusione corrente degli smart meter.

Con le variazioni attese anche il mercato dell'elettricità cambierà. Nel capitolo 4 viene descritto lo smart market, si raffrontano i meccanismi di oggi e di domani, vengono proposte cinque tesi per il funzionamento ottimale di uno smart market, si riportano delle analogie con il mercato delle telecomunicazioni e, in chiusura, vengono presentati il risultato e delle raccomandazioni.

Nei capitoli da 2 a 4 si fa presente diverse volte che le nuove soluzioni necessitano di un ampliamento dello scambio di informazioni. Il capitolo 5 recepisce questa indicazione, riunisce i requisiti e propone delle soluzioni.

Il riassunto, da ultimo, riporta i risultati principali secondo un management summary.

C A P I T O L O 1

Smart energy

La smart energy rappresenta l'estensione del concetto di smart grid – reti elettriche intelligenti – al concetto complessivo di sistema energetico (elettrico). Chiaramente, in futuro, questo sistema nel suo complesso dovrà essere più intelligente, appunto smarter. Il significato in dettaglio è tuttavia ancora da definire. Si spera e ci si propone che, con un'orchestrazione intelligente di tutti i componenti nell'ambito del sistema complessivo, si possa far fronte con successo alla svolta energetica. Il presente libro bianco ha come finalità quella di fornire un contributo in questo senso. Chiarisce i concetti, descrive le sfide e i piani di soluzione e propone i prossimi passi per uno Smart Energy System Svizzera.

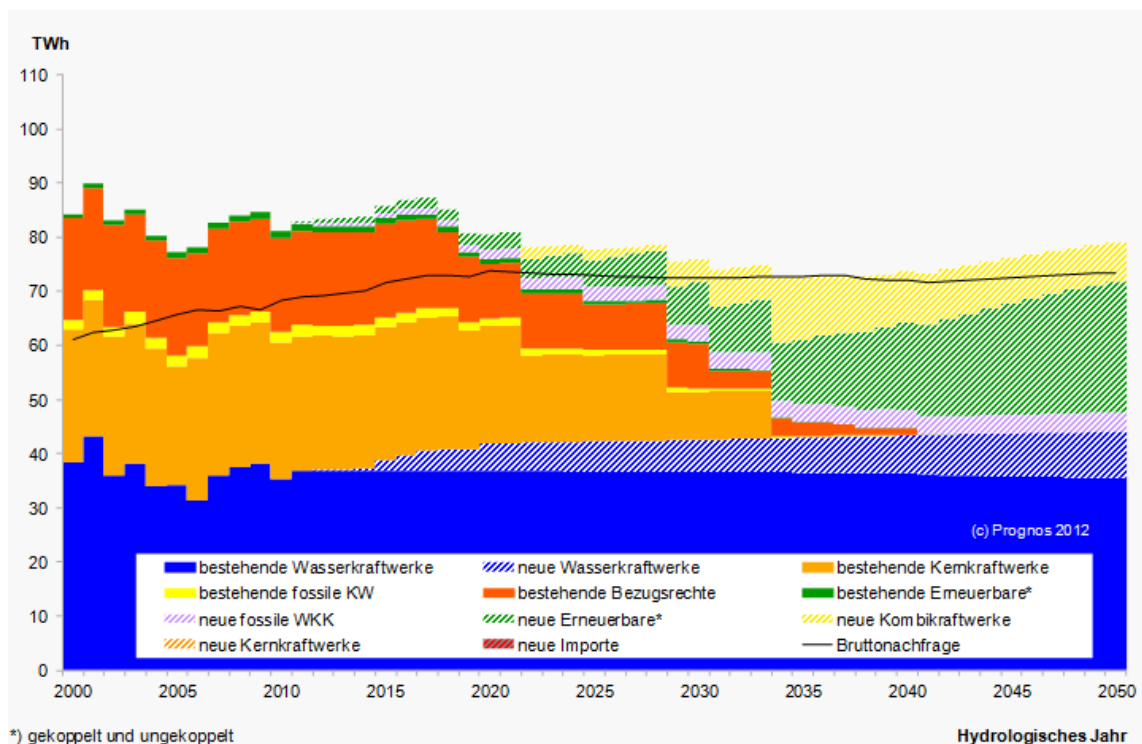
1.1 Situazione di partenza

Nel febbraio 2013 il Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) ha pubblicato il suo «Libro bianco sulle smart grid» [1]. Il presente «Libro bianco smart grid, vol. 2» si fonda su quest'ultimo, pur rappresentando un documento autonomo. Fornisce un riassunto delle conoscenze originarie in forma sintetica e le aggiorna, risp. amplia.

Il 4 settembre 2013 il Consiglio federale ha approvato il messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 con sette orientamenti [2]. Tra l'altro occorre diminuire il consumo di energia e corrente, incrementare la quota di energie rinnovabili e trasformare e ampliare le reti elettriche. Le spese per la trasformazione e l'ampliamento delle reti di trasmissione e distribuzione dell'elettricità entro il 2050 sono state stimate in 18 mia. di CHF. Ci si aspetta che tali spese possano essere ridotte tramite delle soluzioni per le smart grid.

Per poter coprire la domanda lorda prevista di energia elettrica, anche a fronte della scomparsa delle capacità correlate all'energia atomica, occorre un ampliamento della produzione. La quota principale deve giungere dalla produzione di corrente associata alle nuove energie rinnovabili, in particolare dal fotovoltaico, oltre che da nuove centrali a ciclo combinato.

Evoluzione della produzione di energia



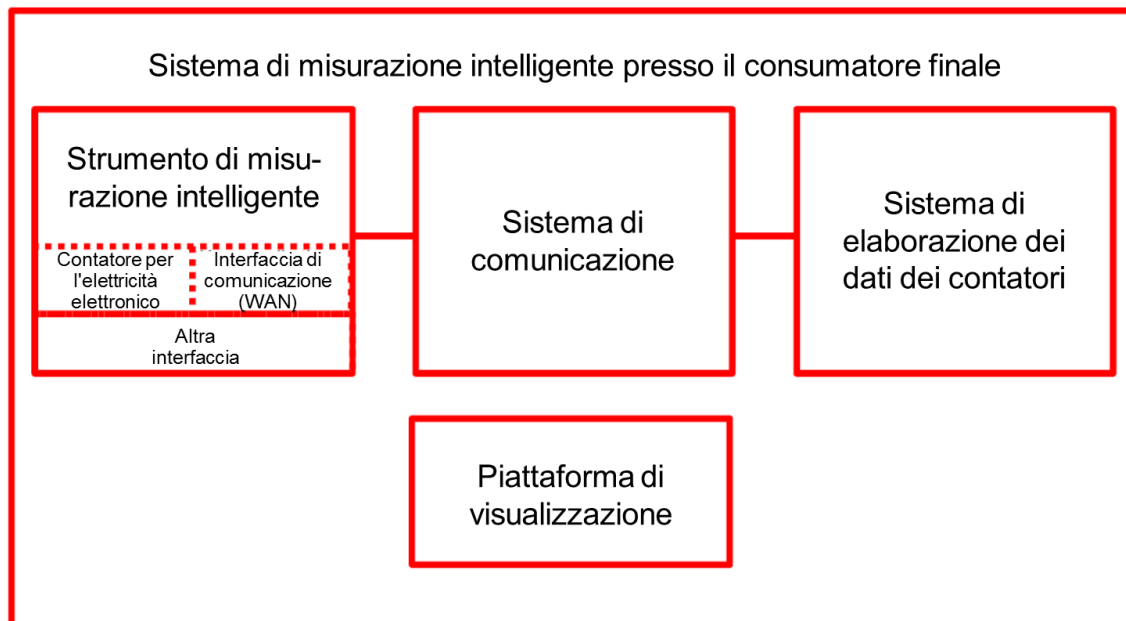
Composizione dell'offerta di elettricità (solo produzione interna) fino al 2020, 2035, 2050 sulla base del pacchetto di misure del DATEC presente (fonte: Prognos)

I gestori di rete devono quindi essere pronti per affrontare gli andamenti attesi del consumo energetico e della produzione energetica. Risulta ragionevole e necessario trasformare le reti elettriche in smart grid. Da un lato, le reti elettriche intelligenti sono necessarie per affrontare le sfide attuali, dall'altro offrono nuove opportunità commerciali.

Sotto la direzione dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) è stato elaborato, nell'ambito di due gruppi di lavoro dotati di un grande sostegno, un documento programmatico relativo ai temi smart grid e smart metering. Il VSGS ha preso parte a entrambi i lavori.

Il 17 novembre 2014 era disponibile il primo documento programmatico: I «Requisiti minimi per lo smart meter» (titolo completo: «Fondamenti della configurazione di un'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti presso l'utente finale in Svizzera; requisiti tecnici minimi e modalità d'introduzione» [3]). Il sistema di misurazione intelligente non prevede solo smart meter, ma anche altri dispositivi necessari ai fini della funzionalità complessiva (cfr. illustrazione). Stiamo parlando, ad esempio, di un sistema di comunicazione efficiente e di un sistema di elaborazione dei dati dei contatori, oltre che di una piattaforma di visualizzazione.

Sistema di misurazione intelligente e principali componenti



I requisiti minimi e le modalità di introduzione fanno riferimento al sistema di misurazione intelligente nel suo complesso, non solo agli smart meter (fonte: UFE)

Lo smart metering è l'oggetto del messaggio e della bozza di legge del 4 settembre 2013. Pertanto le spese di gestione e i costi del capitale dei sistemi di misurazione intelligenti previsti per legge devono venir considerati, per l'utente finale, come dei costi computabili. Si prevede una norma di delegazione al Consiglio federale per l'introduzione di questi sistemi, in particolare per quanto riguarda le tempistiche di un'introduzione e i requisiti tecnici minimi. I requisiti minimi elaborati per gli smart meter varranno come fondamento per l'elaborazione dell'ordinanza.

I requisiti minimi per gli smart meter prevedono una distinzione tra i possibili requisiti minimi ai sensi di legge

- Registrazione, elaborazione, trasmissione e memorizzazione dei valori delle misurazioni, e verbalizzazione degli avvenimenti
- Requisiti orientati al cliente finale relativamente ai sistemi di misurazione intelligenti
- Sicurezza dei dati e aspetti concernenti la protezione dei dati
- Requisiti per l'efficienza in relazione ai sistemi di misurazione intelligenti

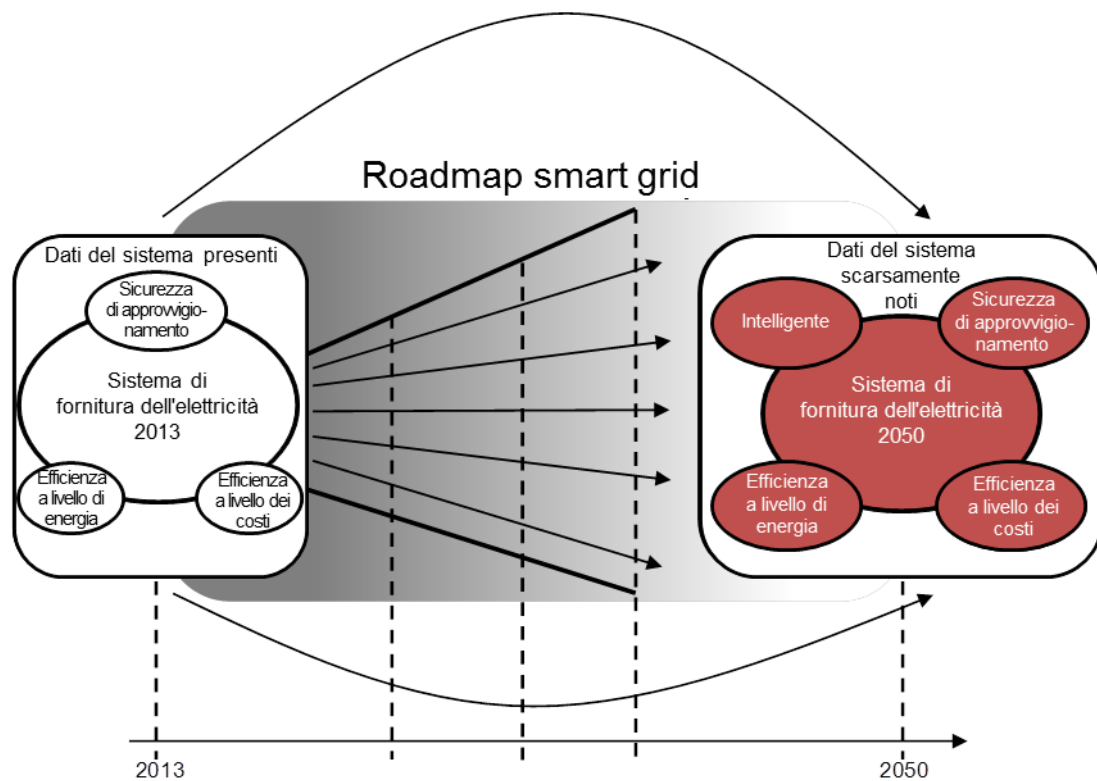
e ulteriori caratteristiche

- Monitoraggio dello stato della rete
- Controllo dei consumi e immissione in rete
- Limitazione di un collegamento.

Viene proposta un'introduzione di massa (copertura dell'80%) dei sistemi di misurazione intelligenti entro il 2025. Ciò equivale, in tutta la Svizzera, a una conversione di circa quattro milioni di contatori elettrici, che, diversamente dalla lettura manuale presente attualmente, potranno essere letti automaticamente a distanza. Sono previste ulteriori funzionalità.

Il secondo documento programmatico è stato pubblicato il 27 marzo 2015: si tratta della «Smart grid roadmap» (titolo completo: «Smart grid roadmap Svizzera; strade nel futuro delle reti elettriche svizzere» [4]). La Smart grid roadmap mostra il significato della smart grid e le modalità per superare le sfide nell'ambito della trasformazione dell'economia energetica. Fornisce una comprensione di base comune – una vision delle smart grid – e illustra gli sviluppi necessari e da attendersi in futuro. Inoltre identifica una necessità di intervento in diversi campi e rappresenta una guida per i soggetti coinvolti.

Smart grid roadmap Svizzera



Contenuto della Smart grid roadmap ed effetto atteso (fonte: UFE)

1.2 Cosa s'intende per smart energy

Di norma il concetto di «smart grid» viene impiegato in due modi diversi: da una parte, in senso più stretto, si intende il complesso delle variazioni delle *reti elettriche* da attendersi; dall'altra, in senso più ampio, l'interazione intelligente complessiva di produzione, consumo e immagazzinamento di corrente, compresi i nuovi attori e ruoli futuri.

In questo caso effettuiamo una rigorosa distinzione tra i concetti di «smart grid» per le esigenze di rete e di «smart energy» per il sistema elettrico nel suo complesso. La smart grid costituisce quindi un aspetto parziale della smart energy. Importanti aspetti parziali della smart energy dal punto di vista di una centrale elettrica o di un gestore di rete sono

- Smart grid
- Smart meter
- Smart market
- Informazione e comunicazione.

Essi vengono considerati nel presente libro bianco. Non vengono analizzati ulteriori elementi della smart energy, come ad esempio

- Smart home.

Smart grid: nel senso più stretto qui considerato, rientra nella smart grid il complesso dei cambiamenti da attendersi delle e nelle reti elettriche. Stiamo parlando, ad esempio, di ulteriori sensori per la registrazione delle condizioni della rete e di ulteriori elementi per il controllo e la regolazione della rete. Questi componenti sono collegati tra di loro tramite un'infrastruttura di comunicazione, e nella maggior parte dei casi con una logica di controllo centrale. L'intelligente interazione di tutti questi elementi infrastrutturali consente la gestione ottimale ed efficiente di situazioni complesse nell'ambito delle reti elettriche.

Smart meter: gli smart meter sono innanzitutto strumenti di misurazione intelligenti per la misurazione della corrente prodotta e consumata. Accanto a questa funzionalità di base, per scopi di fatturazione, gli strumenti di misurazione dispongono spesso di ulteriori funzionalità. Così possono essere misurati importanti parametri come corrente, tensione, potenza reattiva, interruzioni di tensione o parametri analoghi per la valutazione delle condizioni della rete. A integrazione della funzionalità di misurazione, una funzionalità di controllo può azionare i carichi. Anche gli smart meter devono essere collegati al sistema centrale per la trasmissione dei valori misurati e la ricezione dei segnali di controllo tramite un'infrastruttura di comunicazione.

Smart market: lo smart market deve sostenere l'implementazione della svolta energetica. Affinché possa essere garantito l'approvvigionamento, nella rete elettrica l'energia apportata e in uscita dev'essere sempre uguale. Per garantire l'equilibrio, deve diventare più intelligente l'interazione tra produzione, consumo e immagazzinamento. Ad esempio, il consumo di corrente potrebbe essere adeguato alla produzione elettrica presente (demand side management, demand response). La produzione (decentralizzata) della corrente stessa potrebbe tenere in considerazione le condizioni delle rete locali. Inoltre, nel caso di un'offerta di energia eccessiva, potrebbe ridurre la produzione o attivare utenze comandabili. Da ultimo è immaginabile lo sviluppo di accumulatori in modo tale che possano essere impiegati sul piano economico per compensare produzione e consumo.

La delimitazione tra smart grid e smart market non è sempre chiara. La Bundesnetzagentur, agenzia federale tedesca delle reti, nel suo documento sui punti chiave «*Smart Grid*» e «*Smart Market*» [5] ha presentato il seguente approccio a questo proposito: le questioni relative alla capacità della rete vengono trattate nella grid, quelle relative al quantitativo di energia vengono invece trattate sul mercato. Per i temi intermedi tra queste due questioni è

necessario cercare soluzioni ibride. Essi rappresentano una sfida particolare per l'unbundling del mercato dell'energia e della rete energetica.

Informazione e comunicazione: i succitati aspetti parziali della smart energy necessitano tutti di uno scambio di informazioni ampliato. Sono quindi necessarie una o più infrastrutture per le comunicazioni. Le nuove infrastrutture implicano costi elevati. Occorre un'ottimizzazione. Le «soluzioni di comunicazione intelligenti» sono quindi un altro importante aspetto parziale della smart energy.

1.3 Verein Smart Grid Schweiz (VSGS)

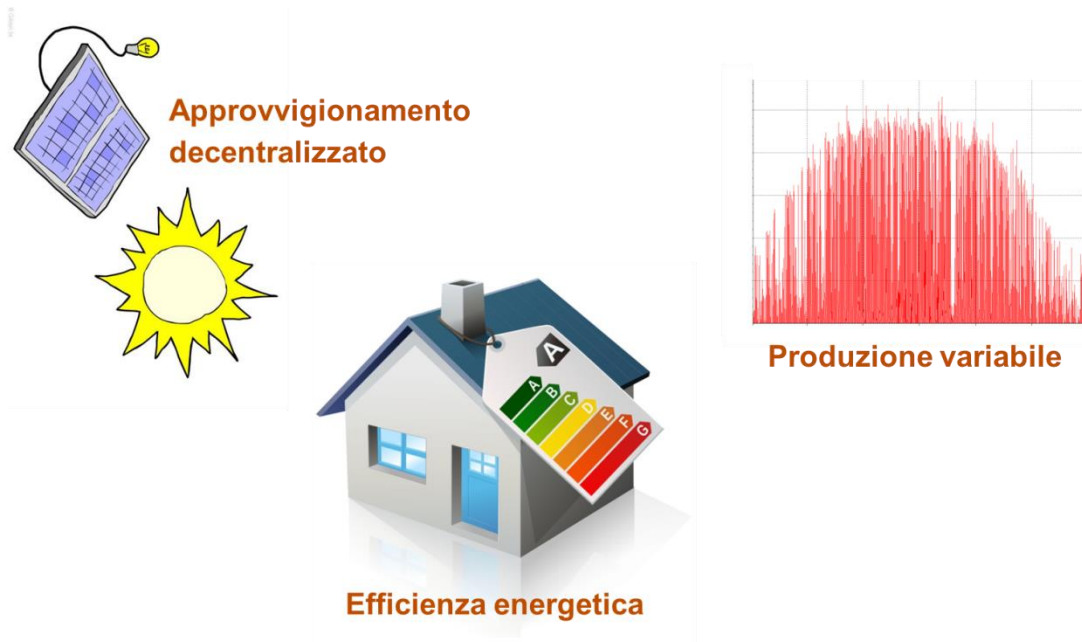
Il VSGS riunisce le attività di dodici aziende elettriche svizzere nel settore delle smart grid. È stato fondato nell'estate del 2011. Lo scopo dell'associazione è di accelerare l'introduzione delle smart grid e di sostenerne la realizzazione. Per questo motivo l'associazione ha sviluppato, come primo passo, una comprensione comune per il concetto e la funzionalità di smart grid. I risultati dei lavori incentrati su smart grid e smart meter sono stati pubblicati nel Libro bianco sulle smart grid.

Il VSGS ha riconosciuto che, oltre ai temi delle smart grid e degli smart meter, sono rilevanti anche lo smart market e la tecnologia di informazione e comunicazione. Questi quattro temi sono stati analizzati nell'ambito di gruppi di lavoro singoli con una selezione di impostazioni specifiche del problema. Il presente Libro bianco riassume i risultati principali di questi lavori. A questo proposito, il VSGS assume in prima linea il punto di vista dei gestori di rete. Si focalizza sulle reti di distribuzione.

1.4 Fattori trainanti per smart energy

Già nel Libro bianco sulle smart grid sono stati identificati i fattori trainanti per i cambiamenti nell'ambito delle reti di distribuzione. Essi sono comunque rilevanti e vengono riassunti qui.

Fattori trainanti per i cambiamenti nelle reti di distribuzione



Fattore 1 – Immissione decentralizzata: a integrazione delle centrali elettriche centralizzate, in futuro la corrente verrà prodotta e immessa sempre più in modo decentralizzato. L'immissione in rete può essere sia di natura stocastica (fotovoltaico, energia eolica) che di natura continuativa (centrale termoelettrica a blocco). Ciò richiede l'adeguamento delle reti elettriche, in particolare per i livelli di rete da 5 a 7 (reti di distribuzione), concepiti per il consumo.

Analogamente, devono essere tenuti in considerazione i carichi mutevoli, come le pompe di calore e i veicoli elettrici. Gli adeguamenti vanno dai potenziamenti convenzionali della rete (maggiore capacità di trasmissione su linee e trasformatori) al comando intelligente delle reti di distribuzione. Questo aspetto viene discusso in dettaglio nel capitolo 2 «**Smart Grid**».

Fattore 2 – Accresciuta efficienza energetica: un pilastro della Strategia energetica 2050 è costituito dalla riduzione del consumo di corrente. Il consumatore deve diventare attivo. In questo senso necessita di informazioni relative ai suoi consumi di corrente. Il capitolo 3 «**Smart meter**» analizza un possibile strumento a questo fine. Anche un sistema di controllo intelligente (smart home) può essere di aiuto.

Fattore 3 – Produzione variabile: la produzione di corrente diventa più fluttuante e stocastica. Questo vale sia per la produzione decentralizzata che per quella centralizzata. Garantire continuamente l'equilibrio tra produzione e consumo di corrente diventa quindi più complesso. Al fine di controllare la produzione variabile non sono più sufficienti aspetti di rete puri. Occorrono nuovi strumenti, come ad es. tariffe flessibili, demand response o accumulazione dell'energia. Mediante appositi meccanismi e prodotti, la progettazione del mercato deve consentire che si impongano le soluzioni più vantaggiose sotto il profilo economico. Ciò può rappresentare una rinuncia temporanea alla produzione o alla richiesta. Nel capitolo 4 «**Smart market**» si discute di questo aspetto della smart energy. Per i nuovi ruoli e le nuove possibilità occorrono regole integrative.

Questi tre fattori, con i rispettivi effetti, generano insieme un quarto fattore:

Fattore 4 – Necessità di informazioni e di creazione di una rete: La gran parte dei concetti attesi per smart grid, smart meter e smart market richiedono uno scambio di informazioni. Una base importante per tutto ciò è quindi l'infrastruttura per le comunicazioni. Idealmente una soluzione comune soddisfa i requisiti di tutti gli aspetti parziali per la smart energy. Nel capitolo 5 «**Informazione e comunicazione**» vengono riportate le riflessioni e le raccomandazioni a questo proposito.

CAPITOLO 2

Smart grid

Come riportato nel capitolo 1, l'immissione decentralizzata aumenterà in futuro nell'ambito delle reti di distribuzione. Nel «Libro bianco sulle smart grid» [1] si è discusso dettagliatamente degli effetti di tale immissione e dei possibili provvedimenti per garantire una soluzione di successo, convogliando il tutto in una sistematica chiara. Il presente capitolo fornisce un riassunto delle conoscenze derivanti da queste considerazioni di carattere qualitativo e le quantifica tramite dei calcoli in riferimento alle sezioni concrete della rete di distribuzione. Questi risultati, a loro volta, consentono di mostrare ciò di cui tenere ragionevolmente conto già oggi nell'ambito della costruzione di una stazione di trasformazione NE6.

2.1 Effetti dell'immissione decentralizzata sulle reti di distribuzione

Per una sistematica chiara emergono quattro effetti principali dell'immissione decentralizzata:

- inversione della direzione del flusso di energia
- aumento di potenza
- cambiamento della potenza di corto circuito
- cambiamento delle ripercussioni sulla.

Inversione della direzione del flusso di energia: il flusso di energia viene invertito se la capacità di produzione supera la capacità di consumo. Questo interessa in particolar modo le linee del livello di rete 7, ma mediante la reimmissione tramite trasformatori può avere effetti anche sul livello di rete 5.

L'inversione della direzione del flusso di energia ha degli effetti a valle. Così, ad esempio, se viene influenzata la tensione nel punto di alimentazione, di norma essa viene aumentata. In assenza di provvedimenti, la banda di tensione permessa non viene più rispettata, a seconda delle circostanze. Una distribuzione irregolare degli impianti di produzione sulle tre fasi può rafforzare questo effetto. Per lavori su parti della rete bisogna tenere in considerazione che, a seguito dei recuperi in rete, i disinserimenti da un solo lato della rete non sono più sufficienti. In caso di problemi nella rete tutte le possibili fonti devono essere separate dalla rete rapidamente e in modo automatico. Oltre alla tradizionale regolamentazione corrente della stabilità della rete sul fronte della produzione, occorre una regolamentazione più dettagliata anche sul fronte dei consumatori. Analogamente, le alimentazioni decentralizzate devono essere controllabili, vale a dire riducibili o esse devono poter essere disinserite.

Aumento di potenza: dipende dalla struttura della rete locale se la rete di distribuzione debba essere ampliata a causa di nuovi impianti di produzione decentralizzati. Nelle reti con densità di carico elevate, in parte non sono necessari ampliamenti della rete, o sono necessari solo ampliamenti ridotti, per collegare gli impianti di produzione decentralizzati. In zone rurali l'allacciamento alla rete è più complesso. Se negli insediamenti di campagna grandi superfici dei tetti sono dotate di impianti fotovoltaici o vengono realizzati impianti a biogas per la produzione di corrente, spesso sono necessari ampliamenti della rete estesi. La pianificazione delle reti sul lungo termine risulta così più difficile: al momento dell'allacciamento del primo impianto di produzione, nella pianificazione della rete il gestore deve tenere in considerazione solo questo impianto o deve includere ulteriori potenziali impianti di produzione? Anche se diversi impianti di produzione verranno collegati successivamente, dev'essere garantito che non insorgano configurazioni inefficienti della rete.

Cambiamento della potenza di corto circuito: in caso di guasto sia la rete che l'impianto di produzione decentralizzato generano una corrente di corto circuito o una corrente di guasto. Il collegamento degli impianti di produzione accresce quindi la corrente di corto circuito delle reti. Questo va considerato al momento della realizzazione dei concetti di sicurezza per la rete e l'impianto di produzione. I valori di misurazione possono essere superati, risp. risultano necessari provvedimenti per la limitazione. In caso di guasti può potenzialmente verificarsi un esercizio con rete in isola, con il pericolo che la potenza di corto circuito esistente non sia più sufficiente per uno spegnimento sicuro. Ne possono conseguire danni a persone e cose.

Cambiamento delle ripercussioni sulla rete: il gestore della rete di distribuzione è tenuto a rispettare la qualità della rete stabilita dalla norma EN 50160. Il ricorso a impianti di produzione decentralizzati con produzione stocastica (fotovoltaici, eolici) nei livelli di rete da 5 a 7 influisce sulla qualità dell'approvvigionamento. Possibili ripercussioni sono: variazioni della tensione, flicker, armoniche, potenza reattiva, cali di commutazione, ripercussioni sulla trasmissione del segnale, asimmetrie e altro ancora.

2.2 Misure per far fronte alle ripercussioni

Le ripercussioni principali tra quelle descritte sono le variazioni di tensione e potenza. Occorre affrontare tali effetti mediante misure adeguate. Le misure già disponibili oggi entrano in considerazione in diversi punti topologici:

- presso i produttori di corrente decentralizzati con regolazione della potenza reattiva e limitazione della produzione di corrente
- A livello di rete 7 con un potenziamento convenzionale della rete, rafforzamenti delle linee e interconnessione
- Oltre che, a livello di rete 6, con un potenziamento convenzionale della rete, un rafforzamento dei trasformatori e trasformatori di rete locali regolabili.

In futuro queste misure possono essere integrate, ad esempio tramite

- il comando dinamico dei carichi o l'accumulo di energia.

Regolamentazione presso i produttori di corrente decentralizzati:

l'inversione della direzione del flusso di energia causata dalle immissioni decentralizzate influisce sulla tensione del punto di immissione. La potenza reattiva dell'impianto di produzione dev'essere regolabile al fine di poter ridurre gli aumenti di tensione. In situazioni estreme la produzione di corrente va limitata. Questa limitazione può essere attivata automaticamente sul posto o a distanza. L'impianto di produzione decentralizzato non è di proprietà del gestore della rete di distribuzione. Per poter comunque comandare la produzione della rete elettrica è necessaria una regolamentazione tramite il contratto di allacciamento alla rete.

Provvedimenti a livello di rete 7: tramite linee parallele o l'incremento della sezione delle linee è possibile il trasporto di una potenza maggiore e il calo della tensione si riduce. Il potenziamento comporta l'integrazione di trasformatori con potenze maggiori o di trasformatori aggiuntivi. A seconda delle dimensioni della stazione di trasformazione, anche queste devono essere ampliati a seconda dell'immissione allacciata. In alternativa, l'impianto di produzione può essere connesso a un punto di allacciamento alla rete alternativo attraverso linee separate. Il potenziamento convenzionale della rete è uno dei compiti principali dei gestori delle reti di distribuzione. Di conseguenza le tecnologie sono affermate ed esiste un ampio bagaglio di know-how ed esperienze. L'esercizio interconnesso può aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, il mantenimento della tensione, la potenza di corto circuito e, in parte, il carico in una rete di distribuzione alle utenze rispetto a una rete puramente radiale.

Stazioni di trasformazione intelligenti: i trasformatori di rete locali con regolazione della tensione permettono di reagire automaticamente alle condizioni operative nella rete di distribuzione. In questo modo la banda di tensione utilizzabile si ingrandisce puntualmente. Da poco sono disponibili trasformatori regolati in tensione per il livello di rete 6. Non sono disponibili esperienze di lunga durata.

Comando dinamico dei carichi e immagazzinamento di energia: il comando di carichi posticipabili o disattivabili è una realtà già da molto tempo. L'obiettivo del comando del carico passa quindi dall'appiattimento di potenza alla raccolta di produzione stocastica locale. Presupposti per il comando dei carichi sono modelli di prezzi flessibili, la disponibilità dei clienti e gli incentivi economici. La regolazione dei carichi deve avvenire localmente e in coordinazione con il carico e lo scarico di accumulatori e con la produzione decentralizzata. L'accumulazione dell'energia può rappresentare una parte fondamentale di una futura smart grid. A seconda della situazione locale di carico della rete, gli accumulatori di energia possono rappresentare una soluzione per evitare il potenziamento della rete. Gli accumulatori possono essere gestiti sia a fronte di un orientamento alla rete che di un orientamento al mercato.

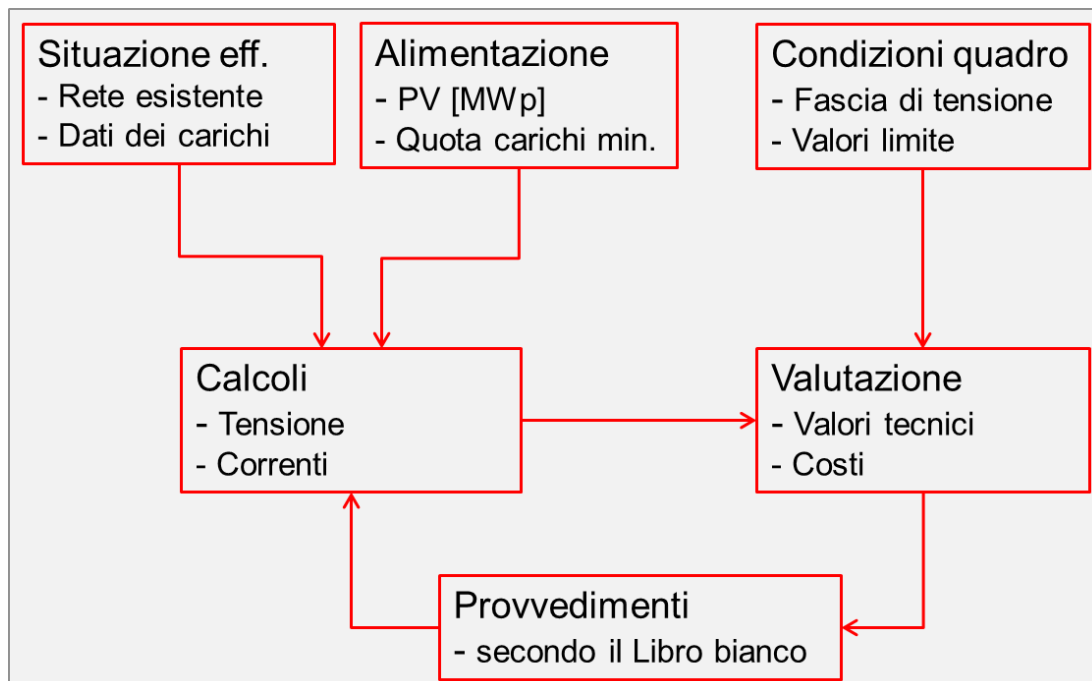
Alcune delle misure succitate richiedono, per la gestione della «sfida dell'immissione decentralizzata», delle soluzioni di comunicazione dati. Il capitolo 5 affronta più in dettaglio tali soluzioni di comunicazione.

2.3 Considerazioni quantitative concrete

Sette membri del VSGS – AEW, BKW, CKW, EKZ, ewb, ewz e Repower – hanno eseguito, nell'ambito di una selezione concreta di sezioni della rete di distribuzione, dei calcoli per una possibile alimentazione massima della corrente. Sulla base delle superfici del tetto presenti è stato valutato il potenziale degli impianti fotovoltaici e sono stati calcolati gli effetti di questa alimentazione di corrente decentralizzata.

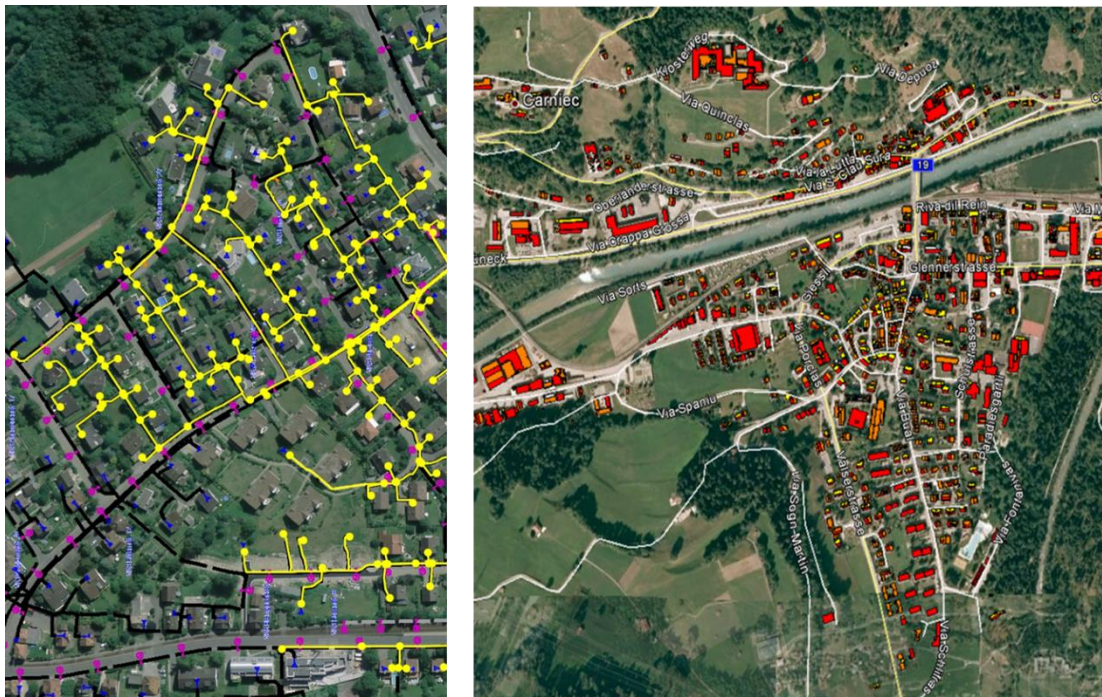
Il grafico riportato in seguito illustra la metodologia di calcolo utilizzata. La rete esistente, compresi i dati dei carichi conosciuti, viene caricata gradualmente fino all'alimentazione massima ragionevolmente possibile degli impianti fotovoltaici sulla base delle condizioni a livello locale. Vengono calcolate le tensioni e le correnti risultanti. Laddove venissero superati dei limiti, tramite dei calcoli vengono implementati dei provvedimenti, valutandone efficacia e costi.

Metodologia di ricerca impiegata



Metodologia impiegata per la valutazione dell'immissione massima in reti di distribuzione concrete

Situazione iniziale: esempio di rete e catasto solare



Sono state impiegate delle sezioni di reti di distribuzione concrete e reali e il catasto solare, ove disponibile

Le sezioni di rete selezionate per l'indagine sono state scelte in modo tale che i risultati complessivi riportassero diverse situazioni (cfr. grafico per gli esempi). Di conseguenza sono state selezionate sia reti urbane che di campagna con diverse densità di carico. Le sezioni di rete calcolate comprendono ognuna tra i 20 e i 400 allacciamenti ad abitazioni. I profili degli utenti comprendono attività commerciali ed economie domestiche. Vengono definiti scenari di alimentazione in virtù del carico e dell'alimentazione massimi. Essi sono:

- Carico del 100%, alimentazione dello 0% (situazione tipica di un giorno invernale)
- Carico dello 0%, alimentazione graduale del 20%, 50%, 70% e 100%
- Carico debole riscontrato su base individuale, alimentazione del 100% (giornata estiva).

Al fine di contrastare i risultanti effetti sono stati verificati i seguenti provvedimenti:

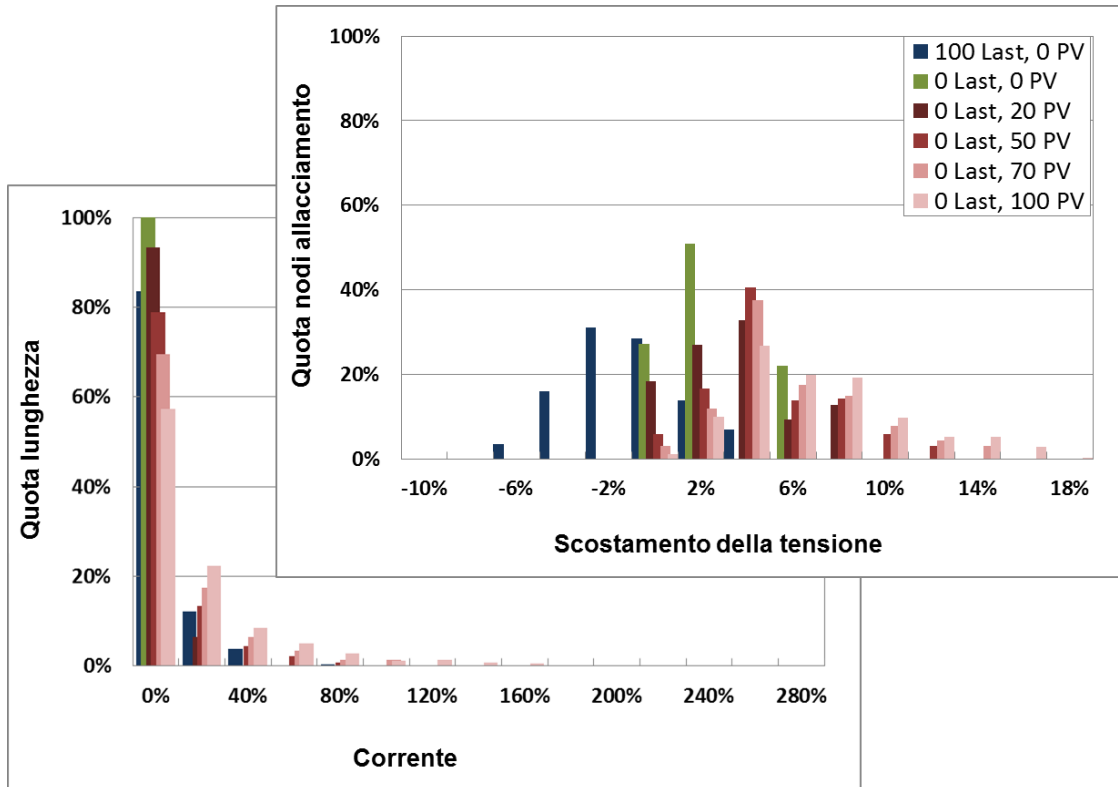
- Regolazione della potenza reattiva
- Limitazione alimentazione fotovoltaico
- Ampliamento convenzionale della rete
- Regolazione della tensione nella rete.

Per ogni scenario le tensioni sono state calcolate presso tutti i nodi e le correnti in tutti i segmenti delle condutture, riportandoli in istogrammi come evidenziato qui di seguito:

- Tensione: quota dei nodi di rete soggetta a un determinato incremento o calo della tensione
- Corrente: quota della lunghezza delle linee con un determinato carico di corrente.

Dalla variazione di questi istogrammi per i diversi scenari si evincono gli effetti della crescente alimentazione decentralizzata.

Influenza degli scenari di alimentazione nell'ambito di una sezione concreta della rete di distribuzione

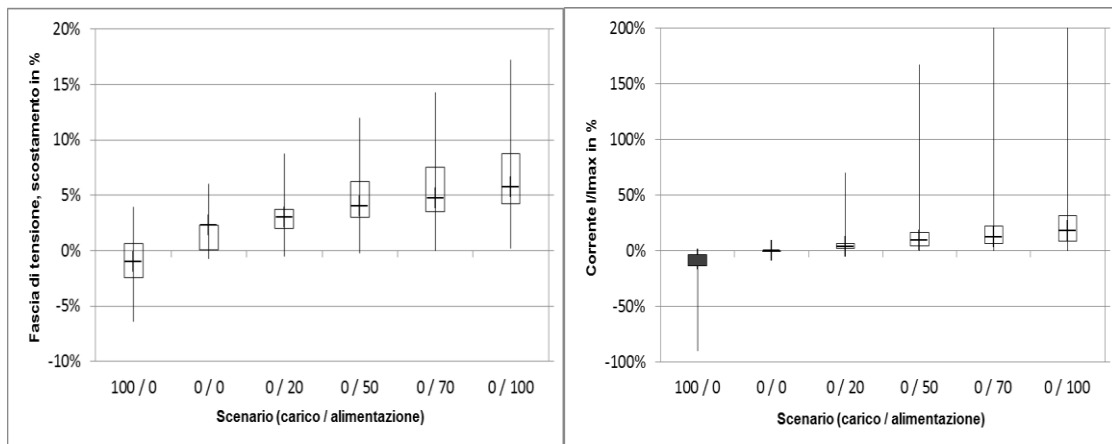


L'alimentazione crescente fa salire i valori della corrente e della tensione.

Legenda: in presenza di un carico massimo (barre blu) le tensioni registrano una diminuzione massima del 7% (6 +/- 1%). I collegamenti non carichi (barre verdi) mostrano una deviazione della tensione dello 0%. La ripartizione mostra in primo luogo le regolazioni nell'ambito dei trasformatori. Le barre rosse indicano la ripartizione per l'alimentazione fotovoltaica e un carico dello 0%. In questo senso le barre più chiare indicano un'alimentazione più forte. Si evince chiaramente che le deviazioni della tensione aumentano al crescere dell'alimentazione (da rosso scuro a rosso chiaro). Cresce analogamente la quota delle condutture con carichi più elevati.

Le variazioni degli istogrammi in funzione dell'alimentazione crescente vengono riportate in seguito sotto forma di boxplot. Per ogni singolo scenario sull'asse X si evince la ripartizione dei valori calcolati. In tal modo sono visibili le bande di tensione e l'ampiezza di banda dei carichi delle linee.

Influsso degli scenari di alimentazione, boxplot



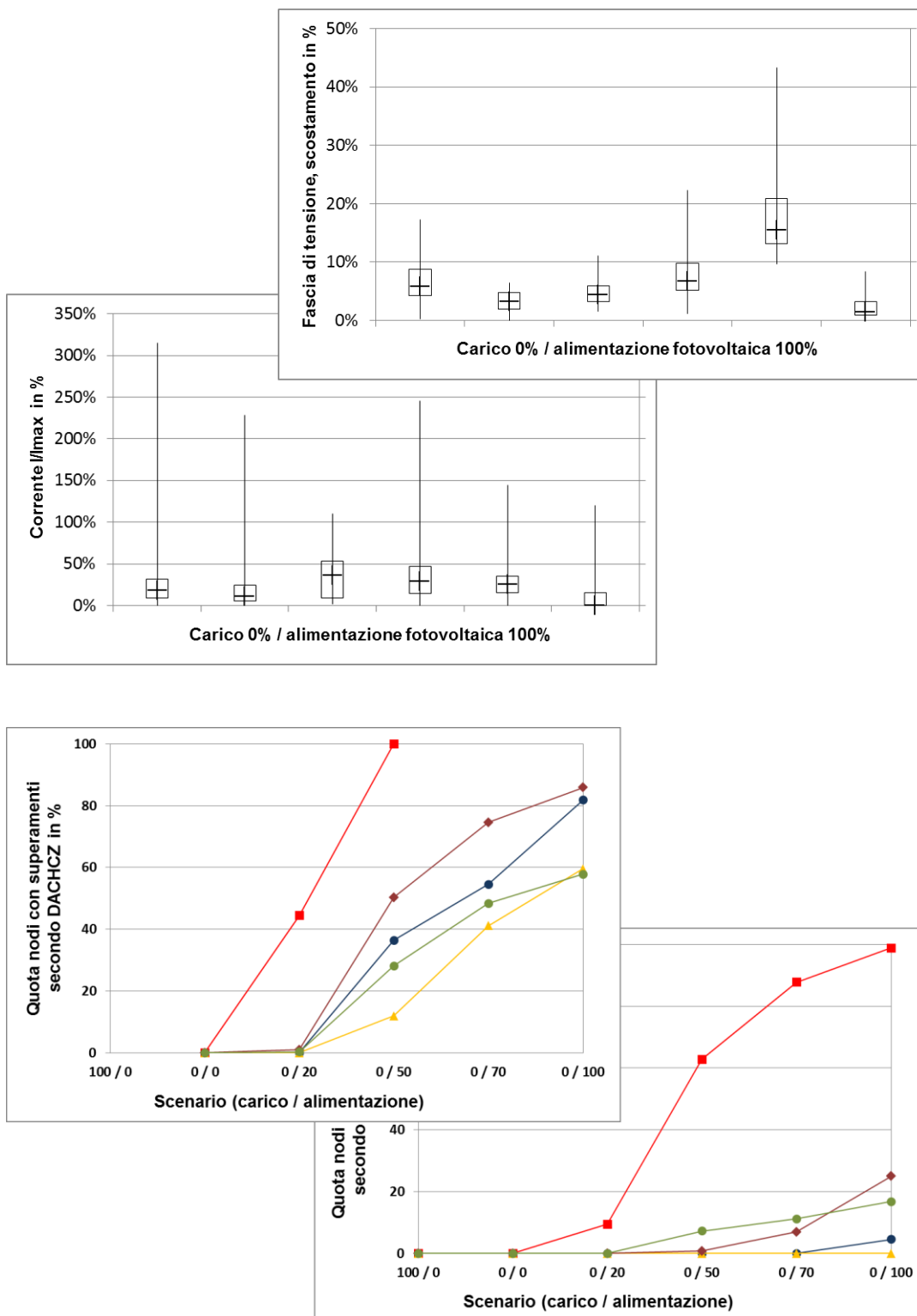
L'alimentazione crescente aumenta i valori di corrente e tensione.

Legenda: la linea verticale si estende tra il valore minimo e quello massimo. Il riquadro (box) contiene il 50% dei valori, mentre il 25% inferiore e il 25% superiore dei valori sono al di fuori del riquadro. La linea orizzontale nel box segnala il valore mediano.

Come si evince dal grafico di sinistra, la banda di tensione tra la tensione minima e massima aumenta a fronte di una crescente alimentazione fotovoltaica. A partire da un'alimentazione fotovoltaica del 50%, nell'esempio considerato, per singoli nodi la banda di tensione del +/-10% non può più essere mantenuta. Tuttavia, in tutti gli scenari, oltre il 50% dei noti resta all'interno della banda di tensione del +/-10%. Nel grafico di destra si evince che, a partire da un'alimentazione fotovoltaica del 50%, singole sezioni delle linee sono soggette a un carico eccessivo. Nel caso di un'alimentazione fotovoltaica del 100% le sezioni delle condutture vengono caricate oltre il 200%. Tuttavia, in tutti gli scenari, il carico nell'ambito della maggioranza delle linee è inferiore al 40%.

Il successivo grafico raffronta le diverse sezioni delle reti di distribuzione prese in considerazione. La reazione all'alimentazione crescente è, sia per le deviazioni della tensione che per il carico della corrente delle condutture, decisamente diversa. Ciò si evince anche dall'illustrazione degli sconfinamenti dei valori soglia sia in base a DACHCZ che in base a EN50160.

Raffronto delle sezioni delle reti di distribuzione oggetto dell'analisi



Le diverse reti di distribuzione reagiscono all'alimentazione crescente in modo decisamente diverso

Da ultimo sono stati analizzati i provvedimenti, compresi i rispettivi costi. Il mix di provvedimenti ottimale dipende dal caso speciale preso in considerazione. Il risultato successivo mostra solo la tendenza individuata relativamente ai possibili provvedimenti, compresa la rispettiva considerazione dei costi.

Le ricerche condotte hanno preso in considerazione effetti e provvedimenti in un momento fisso. A seguito di tutto ciò la corrente prodotta viene o immessa nella rete o limitata. Se si considera altresì l'asse temporale, si deve tenere conto anche di altri provvedimenti, come lo spostamento del carico tramite telecomando centralizzato, l'impiego di accumulatori, il demand side management e provvedimenti simili.

Per ricapitolare, le analisi quantitative hanno mostrato gli effetti dell'alimentazione fotovoltaica decentralizzata:

le attuali reti di distribuzione non possono assorbire l'alimentazione fotovoltaica massima senza superamenti dei limiti. Sono necessari provvedimenti di accompagnamento.

- Le reti sono eterogenee. Per questo motivo gli effetti dell'alimentazione fotovoltaica sono, di volta in volta, differenti
- Per le reti eterogenee sono necessarie singole considerazioni (ai livelli di sezione della rete e/o di singolo impianto)
- I trasformatori, per lo più, sono i primi elementi che giungono alla soglia di carico massimo
- Il «mantenimento della tensione» è praticamente rilevante ovunque, ma nel dettaglio dipende dalla densità di carico
- Il «carico di corrente delle linee», nella maggior parte, dei casi non è un problema generale.

Al fine di consentire l'alimentazione fotovoltaica sono concepibili diversi provvedimenti. Il mix ottimale di provvedimenti dipende, ancora una volta, dalla situazione concreta. Dalla tendenza individuata si evince quanto segue:

Il controllo, risp. la limitazione dell'alimentazione fotovoltaica massima sono la soluzione più vantaggiosa a livello economico, i rafforzamenti convenzionali rientrano spesso tra le soluzioni più care.

Comunque i costi rilevati a conto economico per i provvedimenti convenzionali calano decisamente se i mezzi di produzione da sostituire hanno comunque quasi raggiunto la fine del proprio ciclo di vita e, in ogni caso, devono essere sostituiti presto.

Ai fini di una considerazione dei possibili provvedimenti occorre stabilire le seguenti priorità:

1. Controllo (oppure accumulatori decentralizzati)
2. $\cos(\phi)$, eventualmente con controllo
3. Trasformatore di regolazione nel caso in cui la problematica si estendesse su tutto il territorio
4. Rafforzamento convenzionale

2.4 Stazioni di trasformazione intelligenti a livello di rete 6

Ciò cosa significa attualmente per la nuova realizzazione di una stazione di trasformazione? Si dovrebbero considerare nuovi concetti al fine di consentire ancora la gestione efficiente della rete?

Come mostrato nelle precedenti capitoli, il futuro richiede una gestione attiva delle reti di distribuzione, il che a sua volta presuppone stazioni di trasformazione intelligenti e uno scambio di informazioni nell'ambito della rete a bassa tensione. Partendo dagli elementi trainanti dei cambiamenti

- Crescente alimentazione decentralizzata
- Variazione del carico, come ad esempio elettromobilità e pompe di calore
- Crescente pressione in termini di costi
- Maggiori requisiti sul fronte della regolamentazione con obbligo di informazione

La seguente tabella riporta la catena logica con cui vengono desunte le necessarie funzionalità per il futuro. Le variazioni implicano funzionalità estese della stazione di trasformazione a livello della rete 6 (LR6) negli ambiti: misurazione, interpretazione, analisi, controllo e regolamentazione.

Fattori trainanti per i cambiamenti e relativi effetti

Fattore			
Immissione decentralizzata	Elettromobilità pompe di calore	Pressione sul piano dei costi	Regolamentazione obbligo informativo
Effetti			
Carico trasformatore Mantenimento della tensione Carico delle linee Potenza di corto circuito	Carico trasformatore Mantenimento della tensione Carico delle linee	Occorre ottimizzare la costruzione e la gestione delle reti	Reportistica accresciuta
Provvedimenti			
Controllo Potenza reattiva Regolamentazione della tensione Ampliamento convenzionale	Demand side management Regolamentazione della tensione Ampliamento convenzionale	Ottimizzazione della prevenzione Localizzazione degli errori Rimozione degli errori	Power quality e altre misurazioni
Ampliamento delle funzionalità			
Misurazione / interpretazione Analisi Controllo / regolamentazione	Misurazione / interpretazione Analisi Controllo / regolamentazione	Misurazione / interpretazione Analisi Controllo / regolamentazione	Misurazione / interpretazione

Catena logica: Elementi di spinta → Effetti → Provvedimenti → Funzionalità

I possibili effetti su una stazione di trasformazione vengono riportati sulla base dei tre use cases «sostituzione o risanamento di una stazione di trasformazione», «allacciamento di un grande impianto fotovoltaico presso una fattoria» e «collegamento di comunicazione di una stazione di trasformazione». Gli aspetti dell'esercizio non vengono presi interamente in considerazione.

Sintesi delle funzionalità del LR6: Quale elemento di raccordo della rete, sono richiesti per il trasformatore del LR6 requisiti modificati dalla rete a monte a media tensione (LR5), oltre che dalla rete a valle a bassa tensione (LR7). Dal LR5 ci riferiamo ad esempio a gestione di potenza attiva e reattiva, centrali elettriche virtuali, delimitazione automatizzata del guasto, riconfigurazione dinamica, e compiti di controllo e comunicazione. Dal LR7 si tratta di mantenimento della qualità della tensione e della corrente, demand side management, centrali elettriche virtuali, evitare o gestire isole di reti.

La funzionalità di una stazione di trasformazione intelligente comprende i settori:

- Acquisizione dei dati delle misurazioni sul fronte della media (MT) e bassa tensione (BT) ed eventualmente nell'ambito dell'allacciamento domestico
- Rilevamento e memorizzazione dei valori di misurazione
- Elaborazione dei dati di misurazione con una logica prestabilita, oltre che creazione di dimensioni di output
- Controllo degli strumenti tramite le dimensioni di output, come ad esempio trasformatore, interruttore di potenza, impianto fotovoltaico
- Comunicazione superiore con la centrale di controllo della rete.

Use case «sostituzione o risanamento di una stazione di trasformazione»

L'elenco dei requisiti per la sostituzione o il risanamento di una stazione di trasformazione è stato stabilito nel modo seguente per un esempio concreto:

- Risanamento complessivo
→ comprende MT / trasformatore / BT / comunicazione / edificio
- La posizione in rete della stazione di trasformazione «in anello»
→ Le linee a BT e MT sono presenti, tutto è stato cablato, 8 campi a BT
- 630 kVA, trasformatore semplice, è disponibile abbastanza spazio
- Collegamento per le comunicazioni verso la centrale (fibre ottiche, mobile)
- Allacciamento di carichi controllabili, produzione, accumulatori, smart meter, illuminazione pubblica.

Media tensione: con una topologia di rete ottimale e dei provvedimenti mirati per la localizzazione degli errori possono essere disattivate con interruttori di potenza determinate linee a MT e le sezioni intatte possono essere riattivate con interruttori sezionatori. La scelta degli elementi a MT e i rispettivi costi dipendono dal concetto.

Trasformatore: i costi per un trasformatore destinato a una rete di distribuzione da 630 kVA si aggirano attorno a 25'000 CHF. In caso di sostituzione o di risanamento di una stazione di trasformazione si può inserire un trasformatore per la rete locale regolabile (RONT). Nella maggior parte di casi le condizioni locali esistenti nell'ambito di una stazione di trasformazione accessibile consentono tutto ciò (cfr. il grafico successivo). A fronte di una stima indicativa, i costi dei trasformatori vengono all'incirca raddoppiati, ma in futuro eventualmente ridotti a causa delle quantità maggiori. Un elemento essenziale per determinare la potenza nominale necessaria è rappresentato dalla potenza fotovoltaica attesa, oltre che dai carichi attesi, come ad esempio per le pompe di calore o l'elettromobilità nella relativa area a BT. Raggiungendo le soglie di

carico massimo, un sistema di accumulazione a batteria potrebbe rappresentare un rimedio, comunque con un fabbisogno di altro spazio relativamente elevato.

Esempio di una stazione di trasformazione accessibile con tecnica di controllo



Bassa tensione: i costi per una distribuzione completa della bassa tensione con un campo trasformatore e di otto uscite a bassa tensione ammontano a circa 15'000 – 20'000 CHF. Ai fini del controllo le uscite possono essere dotate di diversi strumenti di misurazione. A seconda della tipologia e del numero di funzioni, si devono prevedere 500 – 1500 CHF per strumento.

Tecnica di comunicazione: per il comando e il controllo, la stazione di trasformazione intelligente dev'essere collegata alla centrale di controllo della rete. Si raccomanda di dotare la stazione con un dispositivo centrale, che offre le interfaccia necessarie per l'allacciamento delle singole componenti dell'impianto. Una costruzione modulare del dispositivo consente un ampliamento successivo del sistema e quindi un'estensione semplificata di ulteriori funzionalità. Per la comunicazione tra la stazione di trasformazione e i clienti finali/gli impianti di produzione è disponibile la tecnologia PLC

(comunicazione power line sulla rete da 400 V). La tecnologia viene già oggi impiegata per i sistemi degli smart meter. Sullo stesso canale può avvenire la comunicazione con gli interruttori di carico (sostituzione telecomando centralizzato). Ove presente, si può impiegare una comunicazione tramite fibre ottiche.

Servizi ausiliari e monitoraggio: al fine di garantire il monitoraggio, compresa la trasmissione dei valori misurati, anche nel caso di un'interruzione dell'erogazione di corrente, occorre garantire l'erogazione di corrente di emergenza.

Use case «allacciamento di un grande impianto fotovoltaico presso una fattoria»

In questo esempio ad avere un ruolo principale è la procedura e non la soluzione. Si tratta innanzitutto di un tema per i gestori di rete in campagna con parecchi fattori di influenza, il che esclude una soluzione standard valida a livello generale. Per stabilire da quando un impianto fotovoltaico debba essere definito «grande», risp. «critico», occorre innanzitutto considerare il rapporto con le dimensioni installate del trasformatore, risp. con la «distanza elettrica» (impedenza delle linee e lunghezza) tra stazione di trasformazione e impianto fotovoltaico.

Rilevante per la valutazione è l'incremento della tensione determinato dalla possibile immissione in rete massima di tutti gli impianti fotovoltaici (senza carichi di consumo). Nell'ambito della situazione di partenza (cfr. grafico) il valore soglia valido non viene rispettato in entrambi i luoghi in assenza di provvedimenti. Per risolvere il problema sono state raffrontate diverse varianti di soluzione.

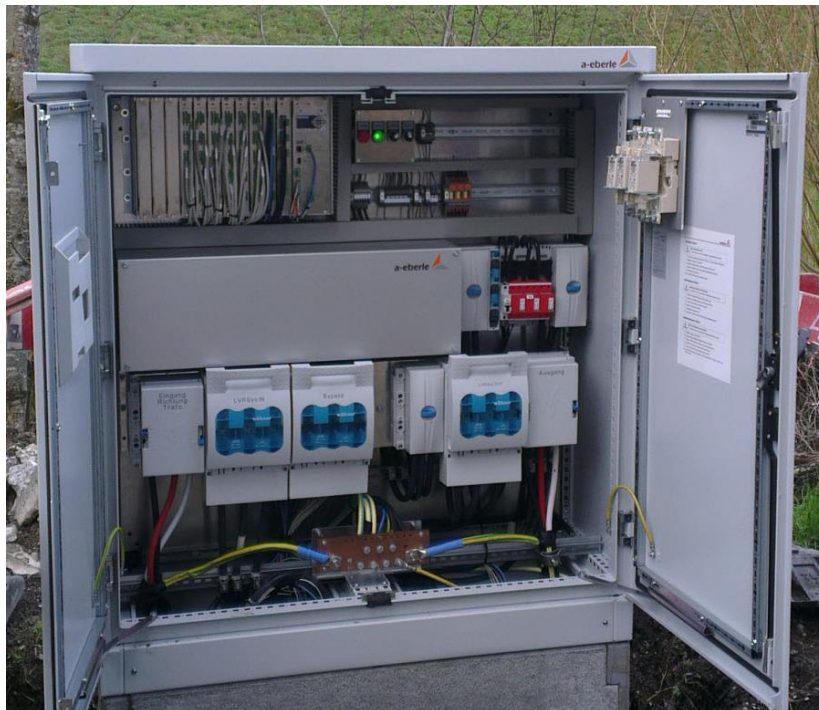
Use case «allacciamento di un grande impianto fotovoltaico presso una fattoria»



L'opzione di base consiste in un rafforzamento convenzionale della rete. Nel caso concreto, la metà della lunghezza del circuito elettrico in queste rete dovrebbe essere sostituita da cavi più forti. Le spese per l'investimento, comprese le opere di ingegneria civile, solo nell'ordine di 120'000 CHF.

Successivamente è stato verificato in che misura si riduce l'incremento della tensione a fronte di una regolazione della potenza reattiva presso l'inverter fotovoltaico. Nella situazione in questione ciò non è sufficiente. Ciononostante sono necessari provvedimenti di rafforzamento della rete, il che determina costi per gli investimenti indicativamente di 100'000 CHF.

Trasformatore per la rete locale regolabile quale stazione su palo e regolatore dei singoli tratti



Oltre a ciò sono da considerare aspetti dell'esercizio concernenti la regolazione della tensione. Essenzialmente ciò riguarda il trasformatore per la rete locale regolabile (RONT), oltre che il regolatore dei singoli tratti (ESR, cfr. grafico successivo). Mentre il RONT sostituisce un trasformatore di distribuzione esistente e quindi ha un effetto sulla rete a bassa tensione nel suo complesso, un ESR può essere posizionato fondamentalmente ovunque nella rete a bassa tensione. L'area regolata dietro il RONT o l'ESR viene disaccoppiata dalle oscillazioni della rete a monte. In questo esempio due tratti sono interessati dai problemi di tensione. Così viene preso in considerazione un RONT o un ESR tra il trasformatore di distribuzione e la rispettiva ripartizione a BT. Dal momento che, per la sostituzione del trasformatore, non è necessario dello spazio aggiuntivo, si predilige questa soluzione. Le spese per gli investimenti sono nell'ordine di 50'000 CHF.

L'esempio descritto non è valido a livello generale, ma è almeno tipico per situazioni nell'ambito di una rete in campagna. Le riflessioni eseguite sono di tipo fondamentale e non prendono in considerazione i costi correlati ai cicli di vita, come le spese di manutenzione possibilmente più elevate (ad es. più guasti) nell'ambito dei nuovi mezzi d'esercizio. Circostanze speciali, come i cablaggi esistenti, possono portare al fatto che non viene sempre eseguita la variante con i costi d'investimento più bassi.

Use case «collegamento per le comunicazioni di una stazione di trasformazione»

Da un punto di vista topologico sono presenti tre tipologie di collegamenti per le comunicazioni:

- Impianto ⇔ stazione di trasformazione
- Stazione di trasformazione ⇔ sistema centrale
- Impianto ⇔ sistema centrale

A questo proposito con «impianto» si riassume il fabbisogno di comunicazione decentralizzato complessivo, ad esempio il controllo dei carichi, le misurazioni PQ nell'ambito di una selezione di punti della rete, le cassette di distribuzione e gli impianti di produzione.

I valori di misurazione dell'impianto vengono trasmessi periodicamente alla stazione di trasformazione e/o al sistema centrale. In caso di uno scostamento rispetto al valore soglia – ove presente – l'algoritmo locale della stazione di trasformazione lo analizzerà e lo correggerà. Qualora lo scostamento rispetto al valore soglia non potesse essere rimosso tramite provvedimenti presso la stazione di trasformazione, la situazione di allarme passerà al sistema centrale.

Ai fini di un monitoraggio della stazione di trasformazione vengono trasmesse ulteriori informazioni, come lo stato commutazione o degli allarmi dei rilevatori antincendio. Nel caso di un'interruzione di corrente la comunicazione dev'essere ancora possibile almeno per un'ora.

La soluzione di comunicazione viene analizzata più in dettaglio nel capitolo 5.

I risultati per una stazione di trasformazione intelligente possono essere così riassunti:

- I cambiamenti identificati richiedono una gestione più attiva delle reti a BT, il che, a sua volta, presuppone stazioni di trasformazione intelligenti e un maggiore scambio di informazioni all'interno della rete a BT.
- Una stazione di trasformazione intelligente già oggi fornisce un contributo per aumentare la disponibilità della rete. Altre funzioni possono essere aggiunte passo dopo passo. Perciò dev'essere garantito dello spazio in questo senso.

- L'allacciamento di un impianto fotovoltaico di grandi dimensioni nell'ambito di una rete in campagna non può essere trattato in modo generale.
- I prossimi requisiti relativi alla tecnologia per le comunicazioni sono relativamente moderati. Importante è come viene introdotta la soluzione di comunicazione (→ progetto infrastrutturale).
- La creazione di soluzioni intelligenti con ulteriori funzioni nell'ambito della stazione di trasformazione dev'essere considerata oggi come un'opzione possibile nella pianificazione delle reti. In questo senso devono essere possibili opzioni di intervento su carichi e produzione al fine di poter procedere a un comando e a una regolazione ottimali.

2.5 Risultato e raccomandazioni

I quattro effetti principali dell'immissione decentralizzata della corrente nelle reti di distribuzione sono l'inversione del flusso di energia, l'incremento della prestazione, la variazione della potenza di corto circuito e la variazione delle ripercussioni sulla rete. Occorre affrontare questi effetti mediante misure adeguate. Oltre al potenziamento convenzionale della rete è possibile introdurre regolazioni intelligenti, sia presso i produttori di elettricità (potenza attiva, potenza reattiva), sia presso i trasformatori di rete locali (regolazione della tensione).

Dalle analisi quantitative emerge che le reti di distribuzione attuali non sono in grado di recepire l'alimentazione fotovoltaica massima senza scostamenti dai valori soglia. Occorrono provvedimenti di accompagnamento. A causa dell'eterogeneità delle reti di distribuzione, anche gli effetti dell'alimentazione fotovoltaica sono diversi. Sinteticamente si può affermare che, per la maggior parte, sono i trasformatori i primi elementi che raggiungono la soglia massima

del carico, il «mantenimento della tensione» è praticamente rilevante ovunque e, inoltre, il «carico di corrente delle linee» non è un problema generale.

Anche il mix ottimale di provvedimenti dipende dalla situazione presa in considerazione. Tendenzialmente il controllo, risp. la relativa limitazione dell'alimentazione fotovoltaica massima è la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista economico, mentre i rafforzamenti convenzionali rientrano spesso tra le soluzioni più care. Comunque i costi rilevati a conto economico per i provvedimenti convenzionali si riducono notevolmente se i mezzi di esercizio da sostituire hanno comunque quasi raggiunto la fine del loro ciclo di vita. Ai provvedimenti presi in considerazione dovrebbe essere assegnata la seguente priorità:

1. controllo, 2. $\cos(\phi)$, 3. trasformatore di regolazione, 4. rafforzamento convenzionale.

Per una gestione più attiva delle reti a bassa tensione sono necessarie stazioni di trasformazione intelligenti e un maggiore scambio di informazioni. Una stazione di trasformazione intelligente fornisce un contributo per accrescere la disponibilità e la capacità della rete. Si possono aggiungere ulteriori funzioni passo dopo passo. Si devono prendere in considerazione soluzioni intelligenti già oggi come alternativa all'estensione della rete tradizionale. Le possibilità di intervento su carichi e produzione forniscono un sostegno ai fini di un controllo e di una regolamentazione ottimali.

Lo sviluppo verso una smart grid avrà luogo gradualmente a fronte della variazione dei requisiti, nell'ambito di un'evoluzione e non di una rivoluzione.

CAPITOLO 3

Smart meter

Come riportato nel capitolo 1, gli smart meter sono innanzitutto strumenti di misurazione intelligenti per la misurazione della corrente prodotta e consumata, eventualmente ampliati con ulteriori funzionalità. I dati delle misurazioni possono essere letti tramite un sistema di comunicazione e messi a disposizione di diversi utenti, risp. applicazioni. Ai fini di un'informazione diretta del cliente finale relativamente ai dati sui consumi subentrerà eventualmente un'altra interfaccia.

3.1 Requisiti minimi per gli smart meter

I requisiti minimi proposti all'interno del «Libro bianco sulle smart grid» [1] vengono qui nuovamente sinteticamente riassunti. Sono stati presentati al gruppo di lavoro dell'UFE per l'elaborazione dei «requisiti minimi per gli smart meter» [3], che li ha recepiti e ulteriormente precisati.

Dati delle misurazioni per il cliente finale: il cliente finale è proprietario dei dati delle misurazioni. Ha accesso agli stessi tramite un'interfaccia locale o un'interfaccia Web.

Frequenza di misurazione sufficiente per risparmi di energia: in questo caso è necessaria una visualizzazione in tempo reale dei valori di consumo attuali (ad es. 2 sec.).

Lettura a distanza: i dati delle misurazioni possono essere oggetto di una lettura a distanza dal gestore di rete. La trasmissione dei dati ha luogo periodicamente o in caso di necessità (on-demand).

Comunicazione bidirezionale: oltre alla trasmissione dei dati misurati, è necessario prevedere anche un aggiornamento remoto del firmware, una sorveglianza (con allarmi) e la sincronizzazione oraria.

Sufficiente frequenza di misurazione per la pianificazione della rete: non genera alcun requisito ulteriore.

Supporto dei sistemi tariffari: i sistemi tariffari futuri saranno più flessibili di quelli odierni. Da ciò risulta un requisito per l'intero sistema, ma non necessariamente per gli smart meter stessi.

Interruzione dell'allacciamento: l'allacciamento può essere spento sia sul posto, sia in modo remoto.

Protezione dei dati: vengono soddisfatti i requisiti per la protezione dei dati e rispettate le leggi rilevanti. È possibile solo un accesso autorizzato.

Rilevare ed evitare abusi: gli smart meter sono creati in modo tale da evitare una manipolazione: viene generato un allarme in un caso di questo genere.

Flusso di corrente in entrambe le direzioni: la misurazione funziona per entrambe le direzioni della corrente. In questo modo viene supportata l'immissione decentralizzata.

Sostituzione del telecomando centralizzato: I sistemi per gli smart meter o le smart grid devono poter sostituire le funzionalità degli attuali telecomandi centralizzati.

Plug&Play: gli smart meter devono essere Plug&Play a livello di sistema e installazione.

Consumo energetico: il consumo energetico degli smart meter, compresi i sistemi periferici, dev'essere minimo.

Sulla base degli standard: gli smart meter, risp. le loro interfacce soddisfano standard riconosciuti. Il protocollo di comunicazione è preferibilmente IP.

Tutti questi requisiti sono stati ulteriormente precisati nel gruppo di lavoro dell'UFE e recepiti come «requisiti minimi possibili ai sensi di legge». Un'eccezione è costituita dalle possibilità di controllo, l'interruzione dell'allacciamento e la sostituzione del telecomando centralizzato, che sono state recepite come «Ulteriori qualità». Inoltre è stato proposto un rollout per l'introduzione di massa (copertura dell'80%) dei sistemi di misurazione intelligenti entro il 2025.

3.2 Pianificazione di un rollout per gli smart meter

Al fine di agevolare un rollout il VSGS ha elaborato un programma di rollout generico per gli smart meter, che riprende e descrive i temi essenziali. Per realizzare un lancio di successo sul mercato è indispensabile realizzare anticipatamente numerose prestazioni / prepararsi in anticipo. A tale scopo occorre includere esperienze e risultati ottenuti in progetti precedenti. Se, in precedenza, non è stato realizzato alcun progetto proprio, occorre scegliere un progetto di esempio che corrisponda alle proprie condizioni. All'inizio della pianificazione bisogna prendere alcune decisioni determinanti. È importante: «in quali tempistiche dev'essere realizzato il rollout?». La pianificazione ulteriore dev'essere successivamente allineata con tutto ciò.

Premesse e condizioni quadro: un progetto di questa portata e complessità (specificazione, valutazione, fornitura, comunicazione con la clientela, logistica, rollout, esercizio ecc.) rende necessario che l'organizzazione di progetto venga costituita e soppesata come «progetto aziendale». Si devono osservare le leggi e le ordinanze in materia di aggiudicazione. Oltre alla tecnica, le finanze e i prodotti, i processi hanno un ruolo decisivo. Essi sono allocati lungo tutta la catena MeterToCash a un processo critico dal punto di vista aziendale. Lo smart metering è un compito del gestore delle reti di distribuzione e i relativi investimenti devono essere considerati quali costi computabili per l'utilizzo della

rete. Dev'essere garantita una comunicazione di accompagnamento con il cliente.

Organizzazione del progetto e processi: per l'organizzazione del progetto vengono impiegati gli standard noti per la conduzione del progetto e i compiti correlati al progetto. I processi esistenti relativi alla gestione dei contatori sono chiaramente suddivisi e possono essere elaborati in modo sequenziale. Il sottoprocesso «pianificazione della sostituzione degli apparecchi» è quello che si avvicina di più a un rollout degli smart meter nell'ambito dei suoi tratti fondamentali, ciononostante sono necessari degli adeguamenti. Al fine di non caricare i sistemi nel corso di mesi con compiti aperti, ma non abilitati per un'elaborazione, è importante stabilire una priorità dei compiti associati al rollout. Il sistema principale genera i relativi compiti e mette a disposizione le informazioni richieste alle fasi dei processi a valle. Prima dell'installazione dei contatori si deve chiarire se sono necessari dei lavori (preliminari) sulle installazioni esistenti. Dal punto di vista della logistica occorre chiarire delle domande relative alla superficie dei magazzini e alla consegna dei materiali. Per i consorzi aziendali di servizi dev'essere chiaro come gli ulteriori mezzi debbano essere integrati. Alla conclusione del montaggio dev'essere verificato se è stato installato lo smart meter corretto e se esso può essere raggiunto dal sistema. A seconda della configurazione del processo si devono apportare preventivamente degli adeguamenti all'organizzazione. Con un sistema di gestione della forza lavoro possono essere semplificati e ottimizzati diversi processi della pianificazione degli interventi e a livello dispositivo.

Quadro panoramico dei sistemi: un sistema di smart metering è costituito, da una parte, da contatori e, dall'altra, da un sistema informatico centrale. I principi di comunicazione e le codifiche dei dati devono essere indipendenti dal mezzo di comunicazione impiegato. Il sistema di fatturazione importa i dati di consumo necessari. Il portale per i clienti è importante nell'ambito della promozione

dell'efficienza energetica. Risulta utile comprendere meglio come viene consumata l'elettricità. L'infrastruttura per lo smart metering consente una gestione dei carichi finalizzata e genera più flessibilità (demand side management).

Rischi: i rischi presenti hanno, in parte, elevate possibilità di verificarsi ed effetti e quindi conseguenze consistenti sul piano dei costi. Occorre tenere in considerazione i rischi tecnici, i rischi finanziari e i rischi a livello legislativo e politico.

3.3 Applicazione degli smart meter

Come riportato nel «Libro bianco sulle smart grid», già a inizio 2013 la maggior parte dei membri del VSGS avevano eseguito progetti pilota con smart meter e raggiunto un buon grado di rispetto dei requisiti. Singoli membri del VSGS hanno lanciato da allora un impiego più esteso degli smart meter.

Quale primo fornitore di energia di grandi dimensioni della Svizzera, le Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) hanno optato per l'impiego esteso degli smart meter. Nell'arco di due anni vengono installati all'incirca 50'000 smart meter in sostituzione dei vecchi contatori o nell'ambito di nuovi edifici. Inizialmente gli smart meter continuano a funzionare come i contatori tradizionali. Quando gli smart meter vengono installati presso un numero sufficiente di clienti di un quartiere, viene resa operativa la funzionalità completa. Prevedibilmente ci vorranno tra i 15 e i 20 anni prima che tutta l'area di fornitura di EKZ venga dotata di smart meter.

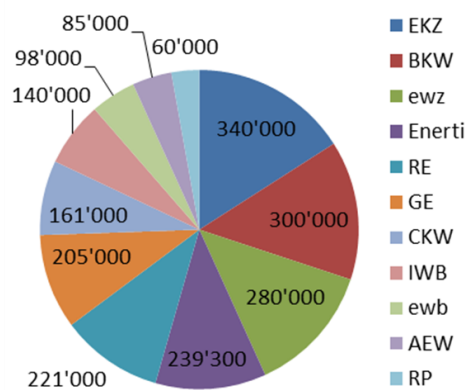
Anche IWB sta impiegando gli smart meter. Attualmente all'incirca 45'000 smart meter consentono una lettura automatizzata. I nuovi contatori digitali possono registrare il consumo medio di energia ogni 15 minuti. Una volta riuniti, da questi valori si ottiene la cosiddetta curva di carico, che viene letta il giorno

successivo. Dalla curva di carico si deducono le oscillazioni in qualsiasi momento del consumo di corrente. La conoscenza di queste oscillazioni è importante per IWB quale gestore della rete poiché la corrente non può essere immagazzinata nella rete, ma l'energia elettrica disponibile deve comunque corrispondere esattamente alle oscillazioni temporali del consumo. Ciò costituisce un vantaggio essenziale a favore di tutti i clienti della rete elettrica. I dati vengono registrati in forma anonima e memorizzati in modo aggregato ai fini di un'ottimizzazione della fornitura e delle reti di corrente. In questo modo viene fondamentalmente esclusa un'attribuzione di questi dati a singoli clienti.

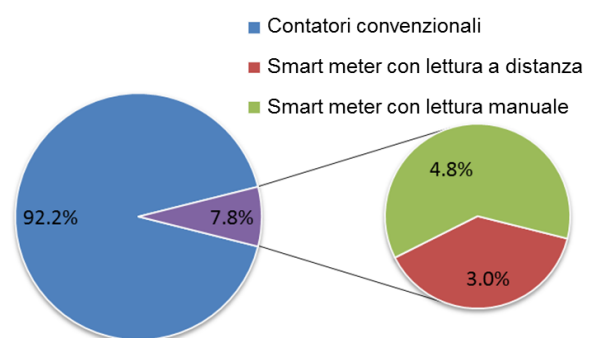
A inizio 2014 il VSGS ha elaborato presso i rispettivi membri una sintesi sullo stato degli smart meter impiegati. Il seguente grafico mostra il risultato. Dove l'impiego degli smart meter è stato lanciato in modo più diffuso (v. sopra), queste cifre sono sensibilmente aumentate.

Smart meter presso il VSGS a inizio 2014

2.13 mio. contatori elettricità



165'000 smart meters



Agli inizi del 2014 i membri del VSGS hanno impiegato, per il 7,8% dei contatori elettrici, degli smart meter. Da allora questa cifra è aumentata.

Oltre il VSGS, altri gestori di rete di distribuzione impiegano un numero consistente di smart meter per aree coperte da reti medie e più piccole, spesso in modo esteso. A mero titolo esemplificativo essi sono:

- Energie Arbon AG: La città, con i suoi 14'000 abitanti, è stata la prima in Svizzera a installare in modo esteso degli smart meter
- Smart Linth Region: Technische Betriebe Glarus Nord, Glarus Süd, Energieversorgung Schänis AG
- SWG Grenchen
- die werke - Versorgung Wallisellen AG
- Werkbetriebe Frauenfeld.

CAPITULO 4

Smart market

La svolta energetica comporta dei cambiamenti, e il mercato dell'elettricità si adeguerà. Il VSGS ha indagato gli effetti di questi cambiamenti sull'interazione delle reti elettriche e del mercato elettrico e ha sviluppato cinque tesi, che, a detta dei gestori delle reti di distribuzione, descrivono possibilità e rischi dello smart market [6]. Naturalmente ciò significa che, alle possibilità del mercato libero, si contrappongono le sfide dell'infrastruttura di rete regolamentata. Partendo dai meccanismi di mercato attuali vengono descritte le possibilità e gli ampliamenti futuri.

4.1 Interazione tra smart market e smart grid

Come mostrato nel capitolo 1, saranno necessari in futuro nuovi strumenti per far fronte alla mutevole produzione. Si profilano dei cambiamenti fondamentali. Già ora risulta chiaro che l'infrastruttura delle smart grid costituirà la base per lo smart market. Il relativo modello di mercato deve far sì che insorga una situazione ottimale tra costi infrastrutturali e per l'energia tenendo conto della sicurezza di approvvigionamento. A questo proposito la catena di creazione del valore tradizionale, principalmente lineare, è più collegata in rete. Sono già state citate diverse idee:

- adeguamento del consumo di corrente alla produzione di corrente presente
 - a) con segnali di controllo fissi (demand side management) o
 - b) mediante una struttura tariffaria più flessibile (demand response)
- Considerazione delle condizioni della rete a livello locale tramite la produzione di corrente (decentralizzata): riduzione della produzione o attivazione dei carichi

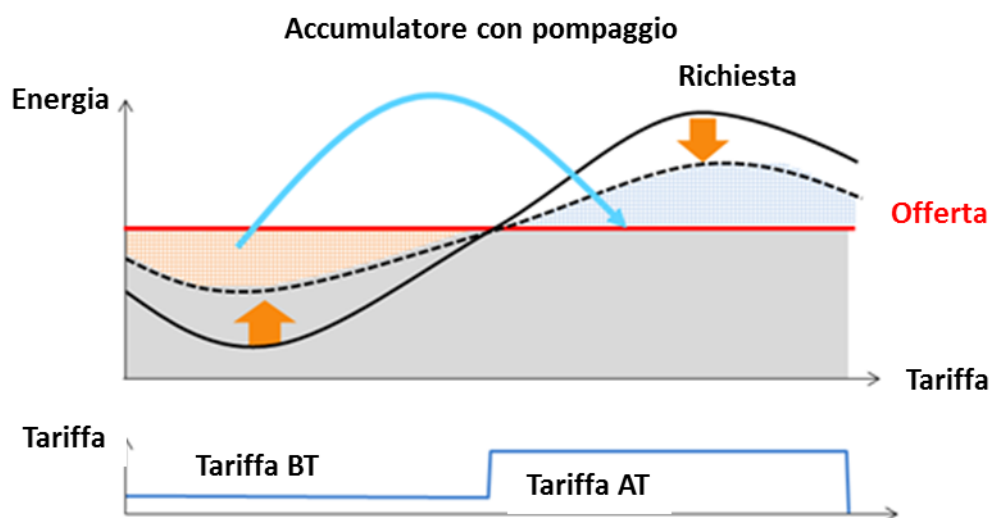
- Compensazione di produzione e consumi con gli accumulatori di energia.

Per combinare queste funzioni potrebbero essere usati gli accumulatori di veicoli elettrici.

Grazie a reti e a processi più intelligenti compariranno sul mercato anche nuovi attori con nuovi ruoli. È ragionevole credere che ciascuno degli attori si specializzerà in aspetti parziali. Affinché i nuovi meccanismi, i nuovi ruoli e gli attori producano insieme una soluzione complessiva sensata, le reti elettriche e i mercati dell'elettricità devono restare armonizzati

4.2 Meccanismi di mercato oggi e domani

Compensazione di offerta e domanda di corrente



*Esempio di domanda di corrente (in nero) e offerta di corrente dall'energia di banda (in rosso).
L'offerta segue la domanda di corrente.*

Oggi la corrente viene prevalentemente prodotta presso centrali elettriche centralizzate di grandi dimensioni. L'offerta di corrente (produzione) segue in questo caso la domanda di corrente (consumo). Tipicamente il consumo di corrente è più alto di giorno rispetto alla notte. Il valore massimo si raggiunge

intorno a mezzogiorno, quello più basso di notte (v. grafico). La produzione e il consumo di corrente devono essere sempre equilibrati per ragioni connesse alla stabilità della rete. Ciò oggi viene conseguito avvalendosi di diverse possibilità.

Compensazione delle oscillazioni giornaliere tramite i segnali dei prezzi: grazie a diverse tariffe dei prezzi diurni e notturni si cerca di avvicinare la domanda all'offerta di corrente (curva tratteggiata in nero nel grafico). I consumatori con accumulatori vengono così guidati affinché si proceda a una ricarica nel corso della notte (tariffa bassa, TB), quando viene consumata meno energia. Le lavatrici possono essere bloccate intorno a mezzogiorno, così da evitare cicli di lavaggio nel corso del picco di mezzogiorno (tariffa elevata, TE). I terminali non possono richiedere autonomamente le informazioni sulle tariffe. Vengono attivati e disattivati centralmente tramite un cosiddetto impianto di comando centralizzato.

Compensazione delle oscillazioni giornaliere dalle centrali di pompaggio: tramite le centrali di pompaggio l'energia in eccesso di notte (area arancione nel grafico) viene rinviata al giorno (area blu). In questo modo è possibile una migliore conciliazione tra produzione e consumo di corrente.

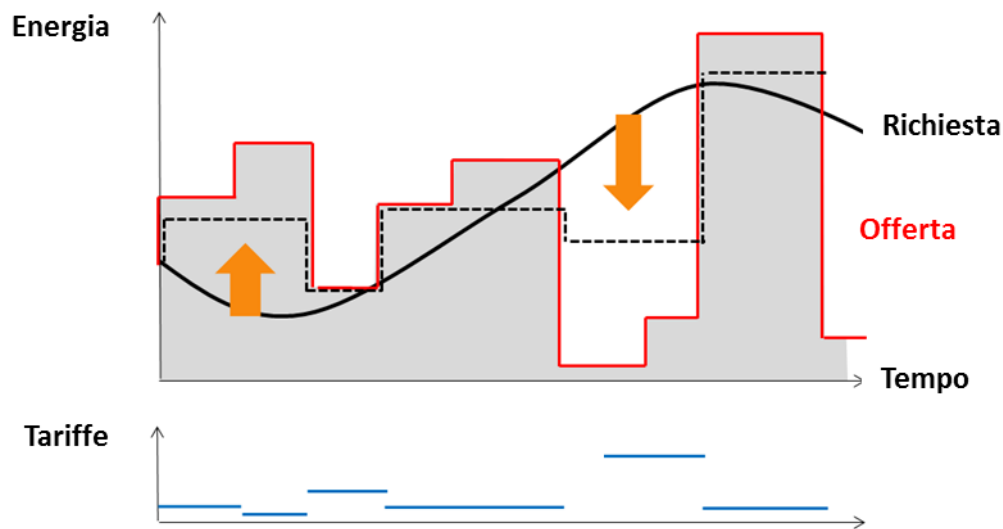
Compensazione delle oscillazioni stagionali con le centrali di pompaggio: oltre alle differenze durante le diverse ore del giorno sussistono anche differenze stagionali. Analogamente esse vengono compensate tramite le centrali idroelettriche di punta, sostenute eventualmente da tariffe per la corrente stagionali.

Compensazione delle oscillazioni a livello di minuti (prestazione di servizio del sistema): per mantenere nel breve termine l'equilibrio tra produzione e consumo vengono impiegate centrali di regolazione. Esse

mettono a disposizione, quale prestazione di servizio del sistema (PSS), dell'energia di regolazione primaria, secondaria e terziaria. Il mercato dei fornitori PSS finora si limita a pochi gestori di impianti centrali.

In futuro sussiste la minaccia che la domanda di corrente (consumo) e l'offerta di corrente (produzione) siano sempre più squilibrati a causa dell'incremento dell'immissione in rete volatile da energie rinnovabili (cfr. grafico seguente). In futuro la domanda (curva nera) dovrà quindi seguire l'offerta di corrente (curva rossa volatile) in modo molto più differenziato (curva nera tratteggiata). Occorrono ulteriori mezzi per adeguare il consumo e la produzione (freccie arancioni).

Compensazione differenziata tra offerta e domanda di corrente



Esempio di domanda di corrente (in nero) e offerta di corrente (in rosso)

Efficienza energetica: al fine di limitare la crescita dei consumi di corrente sono necessari provvedimenti estesi per l'efficienza energetica, come ad es. i provvedimenti per l'isolamento termico degli edifici. Le indicazioni sui consumi trasparenti presso il cliente finale (cosiddette tecnologie di feedback) possono fornire un sostegno a questi provvedimenti.

Tariffe variabili: il consumo di corrente dev'essere influenzato maggiormente con tariffe variabili dipendenti dall'offerta e dalla domanda. La struttura tariffaria nel corso della giornata diventa più complessa (blu nel grafico). Consumo e produzione di corrente si avvicineranno (curva tratteggiata in nero). L'offerta può essere ipotizzata tramite tecniche previsionali.

Immagazzinamento di corrente quotidiano: il ciclo per le centrali di pompaggio diventerà molto più breve. Le centrali verranno utilizzate in modo più intensivo in entrambe le direzioni e così vedranno crescere la loro importanza. Da un punto di vista tecnico le centrali di pompaggio rappresentano uno dei metodi più efficienti per l'accumulo di corrente. In base all'attuale andamento dei prezzi (price spread) il loro impiego è comunque associato sempre più a dei rischi dal punto di vista dell'economia aziendale.

Accumulo di corrente stagionale: analogamente le differenze stagionali possono essere compensate tramite delle centrali idroelettriche di punta. In questo senso occorre verificare se le capacità di immagazzinamento esistenti sono sufficienti.

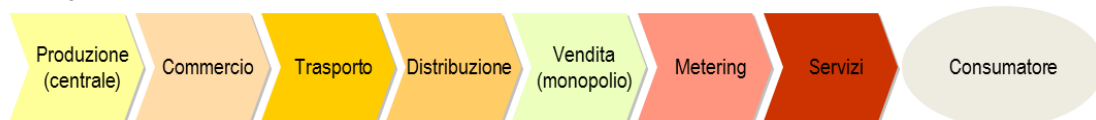
Pooling delle centrali elettriche, demand side management, energia di regolazione: l'attuale compensazione tramite l'energia di regolazione – energia di regolazione primaria, secondaria e terziaria – acquisirà in futuro un'enorme importanza. Nel caso di un'offerta eccessiva di energia, la produzione può essere limitata (centrali elettriche di regolazione, impianti solari ed eolici) o il consumo può venir aumentato (ricarica degli accumulatori: celle frigorifere, pompe di calore, batterie e via dicendo). Nel caso di un'offerta insufficiente, la produzione può essere incrementata (centrali elettriche di regolazione, impianti di cogenerazione, scarico degli accumulatori) o il consumo limitato (mancata ricarica degli accumulatori).

Introduzione di un mercato della potenza, risp. della capacità: al fine di garantire capacità di riserva sufficienti potrebbe venir creato un mercato della potenza, risp. della capacità.

Tutte queste possibilità presuppongono un collegamento in rete completo e un controllo automatico dei consumatori mobili e immobili. Si generano nuovi requisiti per il sistema energetico elettrico, che influenzeranno anche le catene di creazione di valore.

La catena di creazione di valore tradizionale è lineare

- produzione secondo consumo



La catena di creazione di valore tradizionale di un'azienda di approvvigionamento elettrico classica (AAE) è lineare, dalla produzione (centrale) al consumatore. Non ogni AAE in Svizzera dispone di tutti i livelli della creazione di valore. A questo proposito le AAE possono essere suddivise in tre categorie:

1. aziende basate sulla produzione (produzione e commercializzazione)
2. distributori (distribuzione e vendita) con i clienti finali, ma senza una produzione propria o con una quota non rilevante
3. aziende integrate a livello verticale, attive nell'ambito della catena complessiva di creazione del valore

Produzione: nel livello di creazione del valore della produzione rientrano gli impianti che producono corrente da fonti energetiche convenzionali o rinnovabili e che la immettono nella rete elettrica. Nell'attuale modello di mercato si tratta principalmente di centrali elettriche di grandi dimensioni che producono corrente

a livello centralizzato. O l'AAE è produttore e gestore della centrale elettrica o la produzione è ripartita su diversi partner. Il livello produzione gestisce un portafoglio di produzione con proprie centrali elettriche, centrali partner o centrali elettriche o centrali elettriche in gestione.

Commercio: rientrano in questo livello tutte le attività correlate alla gestione del portafoglio di produzione e vendita. La commercializzazione quale piattaforma energetica assicura la creazione di una rete tra tutti i flussi di energia all'interno della catena di creazione del valore. Di norma, il Commercio garantisce le posizioni (acquisto dell'energia mancante e vendita dell'energia in eccesso) con alcuni anni di anticipo. Il Commercio è anche responsabile per il gruppo di bilancio (produzione e vendita). Il Commercio crea la previsione, ottimizza il gruppo di bilancio sul mercato intraday (vale a dire nello stesso giorno), ottimizza l'energia di compensazione, o vende prestazioni del sistema dalle centrali elettriche flessibili del portafoglio.

Trasporto: in questo livello ha luogo la trasmissione della corrente prodotta tramite i livelli della rete superiori 3 e 4 (i livelli di rete 1 e 2 sono gestiti da swissgrid).

Distribuzione: in questo livello di creazione di valore sono comprese tutte le attività del gestore della rete di distribuzione, ossia ai livelli inferiori da 5 a 7. La finalità principale consiste nel garantire la sicurezza di approvvigionamento nell'ambito della zona di approvvigionamento.

Vendita: in questo livello di creazione di valore sono comprese tutte le attività che hanno a che fare direttamente con il cliente finale. La Vendita garantisce il contatto diretto con il cliente, in particolare servizio alla clientela, comunicazione relativa a prodotti e prezzi, e computo.

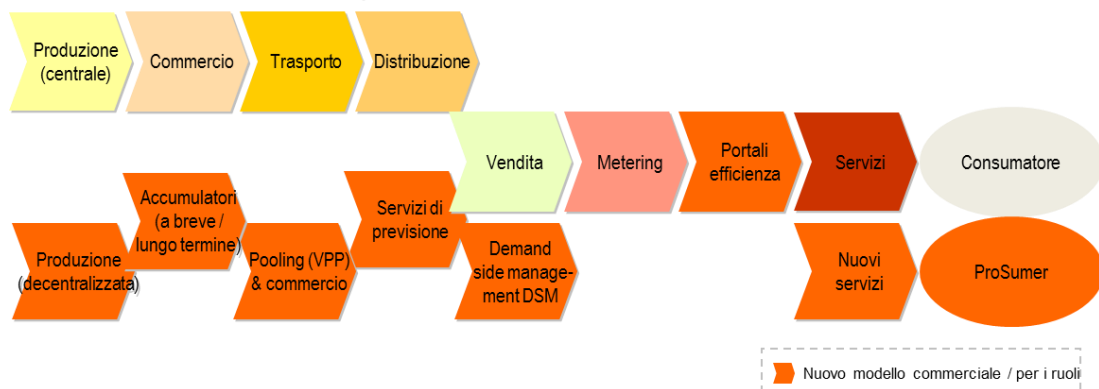
Metering: a questo livello viene misurato il consumo di energia con un contatore. A questo proposito sono gestiti punti di misura che servono a calcolare i consumi del cliente.

Servizi: al fine di garantire la stabilità della rete sono necessarie le più diverse prestazioni dei sistemi, ad esempio l'energia di regolazione terziaria. Inoltre possono essere offerte al cliente prestazioni energetiche, come le consulenze in materia di efficienza energetica.

Consumatore: il consumatore è il cliente finale della catena di creazione del valore, che consuma la corrente per se stesso. Diverse tipologie di clienti, come economie domestiche, attività commerciali, industria, ecc. hanno bisogni differenti.

Le catene di creazione di valore futuro sono collegate in rete

- parallelo e reticolato
- consommation selon production



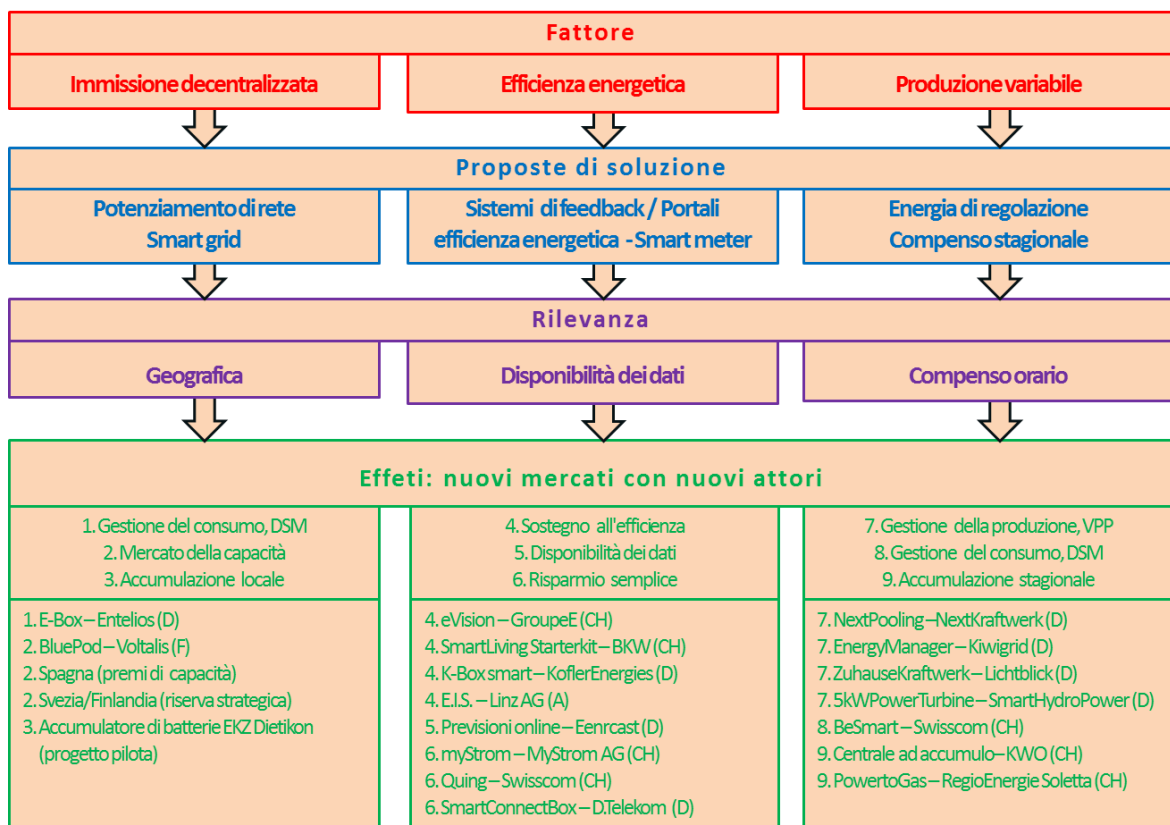
Grazie alla variazione succitata insorgeranno nuove catene di creazione del valore parallele e collegate in rete con nuovi attori di mercato, ad esempio offerenti che costruiscono impianti di produzione decentralizzati, li gestiscono o li tengono in funzione nell'ambito di un'associazione (pooling), od offerenti di soluzioni per l'accumulo di corrente, servizi di previsione per impianti eolici e fotovoltaici fino agli offerenti che collegano i piccoli consumatori e che li

controlleranno insieme. Si può immaginare anche un mercato della potenza (mercato della capacità): colui che fornisce una produzione di corrente garantita (centrali elettriche, accumulatori) riceverà in futuro per la relativa messa a disposizione un compenso.

4.3 I nuovi player incorrono in vecchie regole: 5 tesi

I diversi fattori trainanti creano uno spazio e delle possibilità per nuovi mercati e attori. La seguente immagine riporta alcuni casi a mero titolo esemplificativo e non esaustivo.

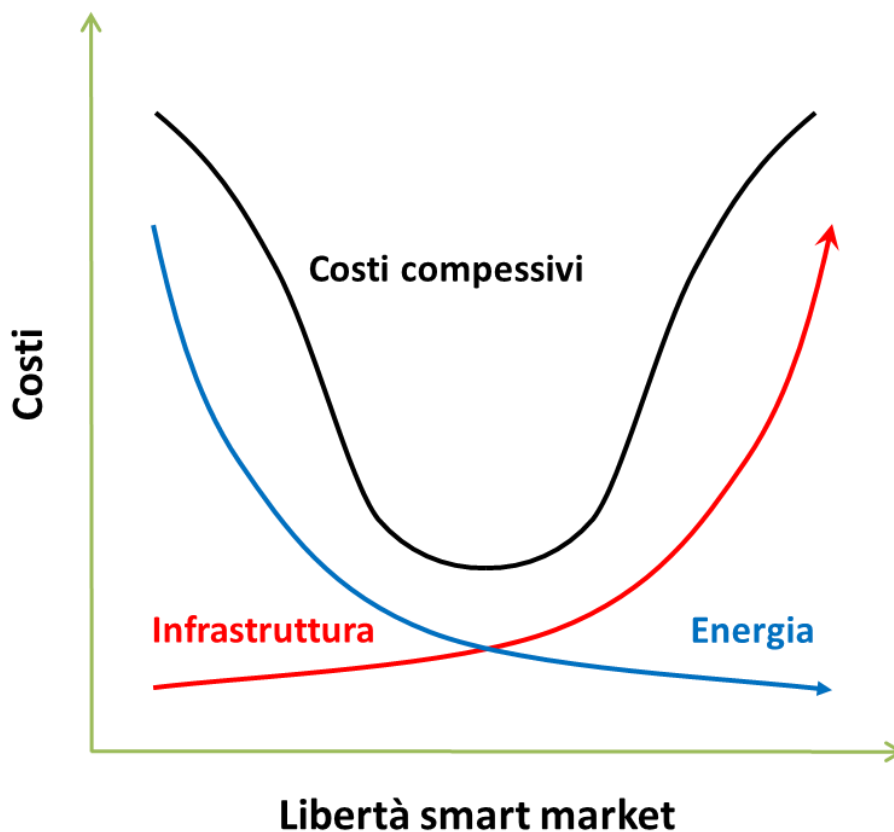
Nuovi player sullo smart market



Oltre agli elementi classici della catena di creazione di valore lineare descritta, saranno presenti, come citato, nuovi offerenti. Ogni attore persegue determinati

obiettivi in conformità al suo ruolo. A seconda dell'orientamento, si producono diverse azioni che possono anche essere in contrasto tra loro. Ad esempio un produttore di energia (centrale elettrica singola o centrale elettrica virtuale) con l'obiettivo «regolazione della rete, supporto della rete» agirà diversamente rispetto a un produttore di energia con l'obiettivo «ottimizzazione del mercato energetico» o di un consumatore con l'obiettivo «risparmio energetico».

I costi del sistema complessivo dipendono dal modello di mercato



In un quadro semplice, un mercato libero permette di far calare i costi energetici (blu). Con un crescente grado di libertà aumentano invece i costi infrastrutturali (rosso). Le regole di mercato devono fornire un aiuto per l'ottimizzazione del sistema complessivo con i rispettivi costi (nero).

Il nuovo mercato energetico determina anche nuove opportunità per gli attori coinvolti. Affinché possano essere sfruttate in modo ottimale, devono essere risolti i (potenziali) conflitti. Sussiste una certa tensione tra economia di mercato

ed economia pianificata. Il mercato dev'essere improntato a favore della svolta energetica. Tuttavia, per garantire la sicurezza di approvvigionamento, anche il mercato libero deve tenere conto delle leggi fisiche valide per la rete elettrica.

Sussiste un nesso tra i costi per l'infrastruttura e la libertà dello smart market. Una maggiore libertà di mercato comporta un'infrastruttura più estesa e quindi costi infrastrutturali più elevati (cfr. grafico). Nel contempo il mercato si attende un incremento dell'efficienza e quindi minori costi per la fornitura, il trasporto e l'utilizzo dell'energia. La crescente libertà di mercato riduce i costi energetici. Tra i crescenti costi infrastrutturali e i costi energetici in flessione è presente una situazione ottimale per i costi nel loro complesso. Occorre individuare questo punto. In questo caso occorre osservare che l'ambito regolamentato (infrastruttura) e le operazioni su un mercato libero sono in sintonia. E proprio per questo occorrono le nuove regole di mercato.

A fronte di tali considerazioni, delle possibilità e dei conflitti, possono essere formulate cinque tesi dal punto di vista dei gestori delle reti di distribuzione.

Tesi 1 – Il mercato dell'elettricità si orienta alle capacità della rete: lo smart market costituisce un mercato elettrico integrato per supportare la svolta energetica. La svolta energetica genera una maggiore produzione di corrente da energie rinnovabili. In questo modo la produzione di corrente diventa più decentralizzata e stocastica. Lo scambio dell'energia elettrica ha luogo tramite le reti elettriche. La capacità delle reti attuali è limitata. Perciò le capacità della rete devono essere integrate nel mercato elettrico.

Tesi 2 – Occorre un ampliamento della gestione delle capacità di rete: una gestione ottimale ed efficiente (pianificazione, costruzione, funzionamento) della capacità finalizzata della rete è necessaria per supportare lo smart market. Una gestione intelligente, con un supporto informatico, dei limiti temporali e a livello

locale delle capacità di rete può essere più vantaggiosa di un ampliamento illimitato della capacità di rete. Ciò vale in particolare in situazioni critiche. Una gestione intelligente consente riserve più ridotte della capacità di rete.

Tesi 3 – La gestione delle capacità di rete è prioritaria: Il gestore di rete è, ai sensi delle disposizioni di legge, responsabile del funzionamento sicuro e affidabile della rete di distribuzione e della qualità della fornitura di corrente. Laddove sussistessero delle impasse a livello di capacità di rete tali da compromettere la stabilità della rete o creare delle interruzioni di fornitura, la gestione delle capacità di rete deve avere la precedenza ed essere superiore ad altre attività.

Tesi 4 – Sono necessari nuovi prodotti per influenzare il fabbisogno della capacità di rete: oltre ai succitati provvedimenti per garantire la capacità di rete presente si devono consentire anche prodotti che vadano a influenzare il fabbisogno della capacità di rete. La gestione dei carichi è un importante prodotto in questo senso. Deve dapprima intervenire tramite meccanismi di mercato (incentivi finanziari, prodotti di rete per livellare il carico e via dicendo) e solo dopo per mezzo del controllo dei consumi e della limitazione della produzione. Un mercato della gestione dei carichi si concretizzerà nell'area della rete tramite dei prodotti specifici per la rete. Già oggi vengono offerti prodotti per la rete (ad es. tempo bloccabile). Analogamente alle prestazioni di sistema sono possibili prestazioni per la stabilità della rete a livello locale.

Tesi 5 – Lo Smart market necessita di regole del gioco chiare: al fine di creare lo smart market quale supporto ottimale per la svolta energetica, si devono sfruttare le opportunità e risolvere i potenziali conflitti. In questo senso sono necessarie regole chiare per i diversi attori. L'impiego di accumulatori è un esempio a questo proposito, come sopra descritto.

4.4 Il settore in transizione – un'analogia

Si pone la domanda se, per far fronte alle variazioni fondamentali attese nel modello di mercato, possano fornire un orientamento le esperienze nel settore delle telecomunicazioni (cfr. tabella):

Raffronto dei settori elettrico e delle telecomunicazioni

Comparto elettrico	Comparto delle telecomunicazioni
Gruppi di bilancio in parte caratterizzati a livello geografico. Ancora dipendenza dalla località	Non dipende dal luogo. Routing/numero portabilità
Circa 20 imprese energetiche e di distribuzione di grandi dimensioni e 750 imprese di dimensioni più piccole. Molte con meno di 1000 clienti	3 grandi offerenti di grandi dimensioni
Tariffazione decentralizzata presso il contatore. Fondamentalmente due tariffe per i clienti che sono delle economie domestiche (TB, TE)	Centralizzazione tramite la fatturazione. Diversi piani tariffari. Offerta prepaid/postpaid
Sfruttamento della rete calcolato in base alla quantità di energia	«Sfruttamento della rete» tramite la «potenza di allacciamento», vale a dire tramite l'ampiezza di banda messa a disposizione.
Energia (kWh)	Quantità di dati MB
Prestazione (kW)	Ampiezza di banda MB
Computo che dipende dai volumi	Flat rate, indipendente dai volumi

- Con la totale liberalizzazione del mercato perde importanza il contesto geografico e la gestione dei gruppi di bilancio diventa più complessa. Nell'intreccio N x M il gestore delle reti di distribuzione dev'essere a conoscenza di ogni possibile fornitore per lo scambio dei dati sull'energia. Ai fini di un'attribuzione efficiente dei quantitativi energetici diventano necessari nuovi meccanismi. L'industria delle telecomunicazioni conosce un meccanismo analogo con la «portabilità del numero telefonico».

- Un consolidamento del mercato è probabile, perlomeno una collaborazione più stretta tramite delle partnership. Si generano interessanti possibilità di collaborazione e per i servizi.
- Al fine di rendere più flessibile il mercato energetico anche la tariffazione deve diventare più flessibile. L'attuale implementazione delle tariffe presso ogni contatore significherebbe, per analogia, che, per ogni adeguamento tariffario, verrebbe adeguato il Natel dell'utente! La tariffazione, però, avviene a livello centrale sulla base di call data records (CDR) con una pianificazione dei prezzi individuale e la billing engine. Analogamente i dati relativi ai consumi energetici potrebbero venir computati sulla base di «energy data records».
- In relazione alla crescente immissione in rete a livello decentralizzato si pone la domanda della desocializzazione dei costi della rete. Il modello attuale di prelievo dalla rete effettua un computo dei compensi correlati all'utilizzo della rete solo per l'ottenimento di energia. Ciò non risulta in linea con il principio di causalità. Per l'elaborazione necessaria di questo modello ci si potrebbe ispirare a delle soluzioni dal settore della telecomunicazione: si procede a una fatturazione in base alla larghezza di banda messa a disposizione (ossia la «potenza della connessione»).

4.5 Risultato e raccomandazioni

L'integrazione dell'immissione in rete decentralizzata e la variabilità temporale determinano nuove sfide per le reti di distribuzione. A ciò si aggiungono le attività più consistenti di nuovi attori di mercato. La catena di creazione del valore non è più lineare, bensì è sempre più connessa in una rete.

Il mercato dell'elettricità si basa sulle reti elettriche. Per questo è importante la gestione della capacità di queste reti. Perlomeno in situazioni critiche è necessario un approvvigionamento sicuro e quindi deve avere priorità il punto di

vista delle rete. Risulta persino sensato influenzare il fabbisogno di una capacità di rete, ad esempio attraverso la gestione dei carichi o altri prodotti. Al fine di far fronte alla crescente complessità del mercato, occorrono comunque delle regole del gioco chiare.

Queste riflessioni, gli effetti e i provvedimenti necessari dal punto di vista dei gestori della rete di distribuzione sono stati riassunti in cinque tesi:

- **Il mercato dell'elettricità si orienta alle capacità della rete**
- **Occorre un ampliamento della gestione delle capacità di rete**
- **La gestione delle capacità di rete è prioritaria**
- **Sono necessari nuovi prodotti per influenzare il fabbisogno della capacità di rete**
- **Lo smart market necessita di regole del gioco chiare**

In questo senso lo smart market è stato definito come il mercato dell'elettricità configurato per sostenere la svolta energetica. Dal punto di vista dei gestori delle reti di distribuzione occorre in questo senso una maggiore gestione delle capacità di rete rispetto a quanto avvenuto finora. E per questo sono necessarie le giuste regole del gioco. Solo poi si possono continuare a effettuare investimenti in modo ottimale.

CAPITOLO 5

Informazione e comunicazione

Ciò che hanno in comune gli aspetti parziali descritti al capitolo 1 correlati alla smart energy è che essi necessitano di un ampliamento dello scambio di informazioni. A questo proposito sono necessarie infrastrutture per le comunicazioni (se di nuova costruzione richiedono costi elevati). Le soluzioni di comunicazione intelligenti sono quindi un aspetto parziale che è centrale per la smart energy. La messa a disposizione della soluzione per la comunicazione è innanzitutto una responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione.

Il focus principale di questo capitolo è il collegamento tra stazione di trasformazione ed edifici, impianti concreti o punti di misurazione specifici. Inoltre si formulano delle affermazioni relative alla comunicazione tra stazione di trasformazione e centrale. Non vengono presi in considerazione ulteriori ambiti di applicazione come TV, Internet, telefonia, smart home o automazione degli edifici.

Smart meter: i dati energetici misurati in loco vengono trasmessi ai sistemi centrali ai fini di un'ulteriore elaborazione. Accanto a questa funzionalità di base, gli smart meter devono essere operati a livello centrale, comprendendo definizione di parametri, aggiornamenti dei software e funzioni simili. I dati delle misurazioni devono poter essere messi a disposizione del cliente finale.

Smart grid: le reti di corrente diventano sempre più complesse. Per questo vengono impiegati più sensori e attori, che devono essere collegati per la funzionalità intelligente tramite la comunicazione dei dati.

Smart market: l'equilibrio produzione – consumo di energia elettrica diventa più costosa da garantire a fronte della produzione sempre più volatile. Occorrono nuovi strumenti di mercato, che necessitano di un collegamento in rete.

Questi tre comparti della smart energy pongono requisiti più estesi, ma diversi per la comunicazione dei dati, che devono venir coperti tramite un'infrastruttura di comunicazione comune. A ciò si aggiungono requisiti per il funzionamento dell'apertura del mercato.

Apertura del mercato: la graduale liberalizzazione del mercato delle corrente elvetico consente una libera scelta dei fornitori di corrente. In questo modo lo scambio di dati tra i gestori di rete e i fornitori di corrente diviene più svariato ed esigente. Si può far fronte a questi requisiti solo con una crescente automatizzazione dei processi commerciali avvalendosi di una comunicazione dei dati.

Nel presente capitolo viene analizzata la comunicazione per smart meter, smart grid e smart market. Vengono descritte, valutate e raccomandate possibili soluzioni. In questo caso si tiene conto dello scambio di dati. Non è il caso delle banche dati o di altre applicazioni.

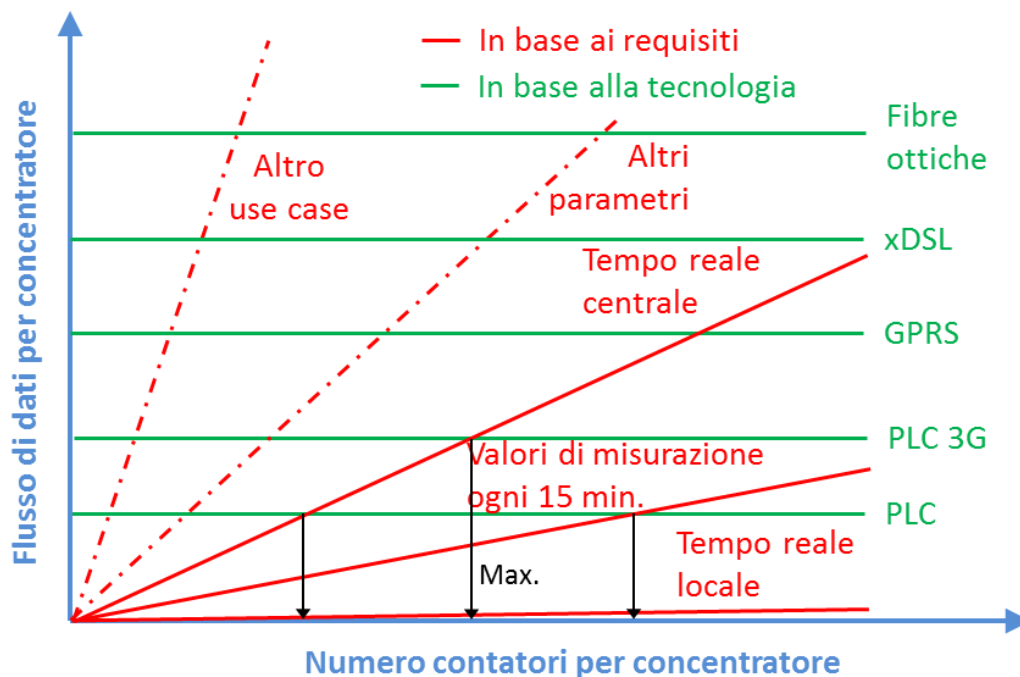
5.1 Metodologia, use case e tecnologie di comunicazione

La sintesi relativa alle soluzioni di comunicazione può essere creata con un diverso approccio: **in base ai requisiti** o **in base alla tecnologia**.

Nell'ambito del primo approccio vengono dapprima definiti requisiti e funzionalità. Tali requisiti forniscono poi parametri di comunicazione come larghezza di banda, tempo di latenza, flusso di dati e simili. In particolare i requisiti minimi ai sensi dell'UFE o una segnalazione quasi in tempo reale tramite la lettura a distanza devono essere considerati in questo modo.

Il secondo approccio prevede che siano presenti le tecnologie con le rispettive possibilità. Sulla base di tutto ciò si analizza in che misura possa essere implementata una funzionalità desiderata. In particolare occorre così esaminare una copertura massima quanto più possibile estesa sul territorio tramite il rollout degli smart meter.

Due approcci: in base ai requisiti ⇔ in base alla tecnologia



Laddove determinati requisiti fossero rispettati (sospinto dai requisiti, in rosso), cresce il flusso di dati richiesto all'aumentare del numero di contatori. Qualora fossero presenti le tecnologie (sospinto dalla tecnologia, verde), il possibile flusso di dati è costante. Così esiste un numero massimo di contatori per tecnologia, con cui una funzione può essere implementata.

Use case → in base ai requisiti

Con questa metodologia vengono presi in considerazione i due ambiti di applicazione «rollout degli smart meter» e «implementazione delle smart grid» e raffigurati in use case: un requisito generale relativamente alla(e) soluzione(i) di comunicazione è l'interoperabilità. In questo senso si impiegano standard aperti, come ad esempio IP o IDIS.

Tecnologie di comunicazione → in base alla tecnologia

Le principali tecnologie di comunicazione che entrano in gioco sono PLC o FTTH.

5.2 Use case con requisiti

Gli use case coprono le applicazioni per smart meter e smart grid.

Rollout use case per gli smart meter

Un rollout per gli smart meter è esteso e presenta diverse sfaccettature. Viene illustrato ai fini di una precisazione tramite i quattro use case da A) a D):

A) Lettura a distanza secondo i requisiti minimi dell'UFE: i requisiti minimi nel settore della lettura a distanza devono essere rispettati. Gli aspetti principali a questo proposito sono:

- Valori delle misurazioni energetiche a intervalli di 15 minuti
- Valori delle misurazioni relativamente alla qualità della rete: eventi e scostamenti dai valori limite
- Lettura quotidiana dei valori delle misurazioni
- Copertura di almeno l'80%.

B) Indicazione locale quasi in tempo reale ai sensi dei requisiti minimi dell'UFE: in questo caso si devono rispettare i requisiti minimi nell'ambito dell'indicazione locale quasi in tempo reale. Gli aspetti principali a questo proposito sono:

- Indicazione dei valori di misurazione dell'energia tramite un'interfaccia locale (eventualmente implementazione puntuale)
- Indicazione quasi in tempo reale, vale a dire entro 1-3 secondi

Questa funzionalità viene garantita a livello locale. A questo proposito non si generano requisiti a livello della comunicazione.

C) Ampliamento dell'indicazione quasi in tempo reale tramite lettura a distanza, ampliamento opzionale: in questo caso di devono adempiere ai requisiti minimi nell'ambito dell'indicazione quasi in tempo reale, però non tramite un'interfaccia locale, bensì tramite letture a distanza e Internet (ampliamento opzionale dei requisiti minimi ai sensi dell'UFE). Gli aspetti principali a questo proposito sono:

- Indicazione dei valori di misurazione dell'energia tramite letture a distanza e Internet
- Inizializzazione dei servizi: 10 sec., termine del servizio dopo 10 min.
- Tempo di risposta: 3 sec., periodo di aggiornamento: 3 sec.
- Struttura quantitativa: contemporaneamente al max. 5% per stazione di trasformazione
- Potenza attiva (nessuna potenza reattiva) per il consumo e/o la produzione
- L'accesso a Internet funzionante per l'indicazione è una premessa.

D) Copertura massima con smart meter verso il 100%: in questo caso occorre raggiungere, con le tecnologie presenti, una copertura massima con gli smart meter. In questo caso si tratta di una considerazione in termini di costi-benefici per stabilire se effettivamente possa essere raggiunta una copertura del 100%. Occorre verificare quale copertura e con quale spesa è possibile (approccio in base alla tecnologia).

Use case implementazione delle smart grid

Anche le implementazioni per le smart grid sono estese e presentano diverse sfaccettature. Ai fini di una descrizione vengono precisati gli altri tre use case da E) a G).

Le funzioni per le smart grid hanno la priorità.

E) Scostamento dal valore limite e relativa reazione: qui viene riportato quali sono i requisiti per la comunicazione nel caso in cui ci si discosti da un valore limite. A seconda della dotazione della stazione di trasformazione, con o senza intelligenza locale, ha luogo la comunicazione con la stazione di trasformazione o la centrale. I principali pilastri sono:

- Messa in allarme stazione di trasformazione (avvicinandosi all'intelligenza locale presso la stazione di trasformazione)
- Recupero di tutti i valori delle misurazioni per lo stato della rete: tip. 20 punti con 10 valori
- Controllo per risolvere lo scostamento dal valore limite
- Risposta del sistema in 30 sec.
- Disponibilità, raggiungibilità: pross. al 100% per gli allarmi
- Quantità di dati: max. 100 kByte per avvenimento
- Interruzione della corrente: la comunicazione può venir meno
- Escalazione, nel caso in cui la rimozione non fosse possibile a livello locale. Valori come sopra, ma meno frequenti
- Senza intelligenza locale: valori come sopra, con la medesima frequenza per stazione di trasformazione.

F) Misurazione continua per il controllo dell'esercizio: ai fini dell'esercizio vengono trasmessi continuamente i valori delle misurazioni, o alla stazione di trasformazione o direttamente alla centrale. Gli aspetti principali di questa applicazione sono:

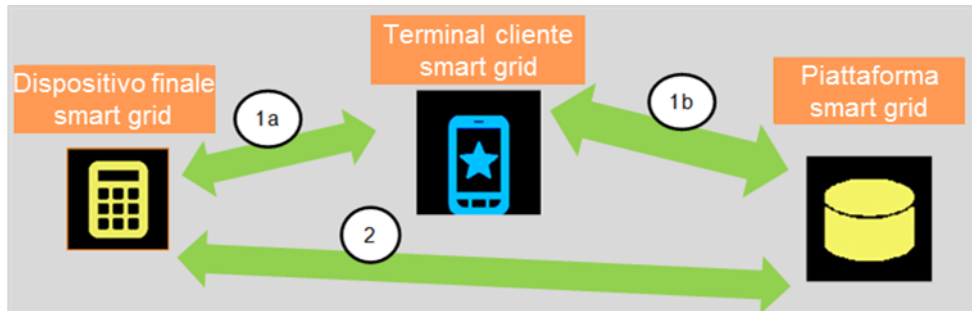
- Valori delle misurazioni come sopra: di norma 20 punti di misurazione con 10 valori di misurazione
- Frequenza: 10 min., tempo di trasmissione non critico per la normale funzionalità.

G) Controllo e comunicazione con la stazione di trasformazione: la stessa stazione di trasformazione viene comandata e controllata. La funzione «controllo / comando» dev'essere disponibile in caso di guasto ancora per un periodo di tempo limitato, ad esempio per un'ora. Gli aspetti principali sono:

- Avviso dei rilevatori antincendio, condizioni di comando ecc.
- Controllo, comando
- Interruzione della corrente: la comunicazione dev'essere possibile almeno per 1 h
(attenzione ai guasti alla rete mobile)
- Disponibilità: appross. al100%.

5.3 Varianti di soluzione e valutazione

Architettura di comunicazione: vie di comunicazione necessarie



L'architettura di comunicazione è composta da due parti:

- Allacciamento al terminal del cliente:
Localmente (1a) oppure globalmente (1b) alla piattaforma per le smart grid
- Allacciamento dei terminal alla piattaforma per le smart grid (2)

I tempi di reazione richiesti hanno un'influenza significativa sulle tecnologie di comunicazione che possono essere utilizzate. Per questo motivo i terminal vengono segmentati in tre gruppi a seconda del tempo di reazione:

- **Tempo di reazione < 1 sec.:** misurazioni necessarie sincronizzate, importante controllo o meccanismi di protezione. Ad es.: controllo della centrale elettrica.
- **Tempo di reazione 1 sec. – 10 sec.:** misurazioni per cui è sufficiente una sincronizzazione lenta. Controllo per cui è richiesto un piccolo ritardo. Ad es.: indicazione dei dati di consumo attuali.
- **Tempo di reazione > 10 sec.:** requisiti poco elevati. Ad es. trasmissione dei dati del diagramma di carico con una memorizzazione centrale, ad es. ogni giorno. La precisione della misurazione viene garantita dall'orologio interno degli smart meter.

Per una valutazione delle diverse soluzioni di comunicazione il tratto della comunicazione è stato suddiviso in segmenti (ad es. allacciamento domestico – cassetta di distribuzione – stazione di trasformazione – sottostazione – sistema centrale) e modellato con diverse tecnologie di comunicazione. Le considerazioni sono state eseguite per due esempi di regioni, una in città e una in campagna. Sono stati valutati parametri come rispetto dei requisiti, costi (capex e opex a 10 anni) e altri aspetti come flessibilità, possibilità di smontaggio, durata di vita, costi in house per gli ulteriori allacciamenti.

Approcci di soluzione che concentrano i dati in house danno risultati migliori rispetto a soluzioni con una concentrazione presso la stazione di concentrazione o persino nella centrale. Ciò è vero per le ipotesi con diversi strumenti da controllare per edificio. Il collegamento dal punto di concentrazione in house fino alla centrale del gestore di rete può venir realizzato, a seconda dell'infrastruttura presente, in modo diverso con fibre ottiche, rame, GSM o cavo coassiale. Le soluzioni PLC sono spesso le più vantaggiose dal punto di vista economico. Tuttavia la ponderazione del fattore dei costi influenza parecchio la valutazione.

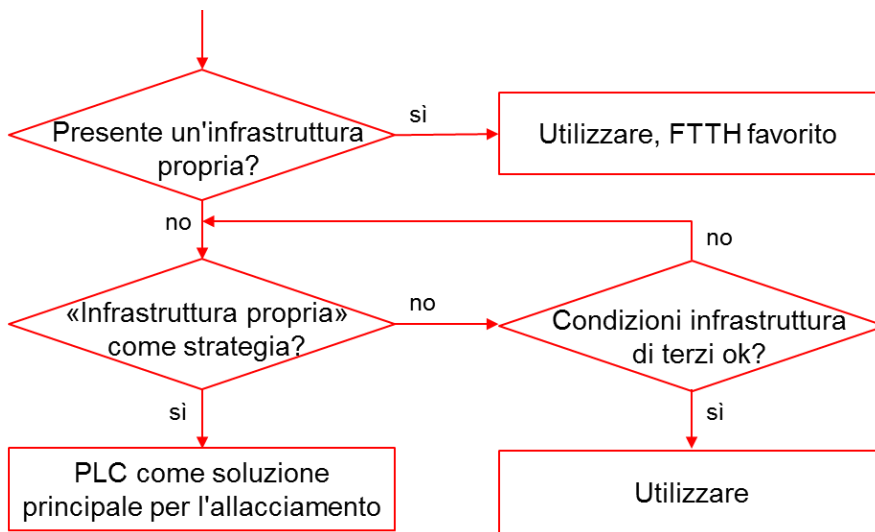
5.4 Risultato e raccomandazioni

Riassumiamo le riflessioni per la scelta della tecnologia di comunicazione nel modo seguente:

- per il collegamento destinato alle comunicazioni verso l'esterno la soluzione più progredita è il collegamento FTTH, in particolare quando è già presente un'infrastruttura propria (punto di vista dei costi). Tuttavia il collegamento FTTH è troppo costoso se dev'essere realizzato appositamente.
- Laddove non fosse presente alcuna infrastruttura di comunicazione propria, si deve chiarire come questione strategica se è necessaria un'infrastruttura propria.
- Se dev'essere costruita una rete di comunicazione propria, la comunicazione PLC è la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista dei costi per la comunicazione verso l'esterno, qualora, oltre alla rete elettrica, non fossero presenti altre infrastrutture. La comunicazione PLC è comunque una tecnologia complessa.
- Il GPRS è, nei singoli casi, una buona soluzione sostitutiva laddove insorgessero problemi.

I due grafici qui di seguito riportano l'albero decisionale, che illustra le riflessioni di cui sopra. Il primo grafico mostra il processo decisionale per la scelta della soluzione principale.

Scelta della soluzione principale per la comunicazione

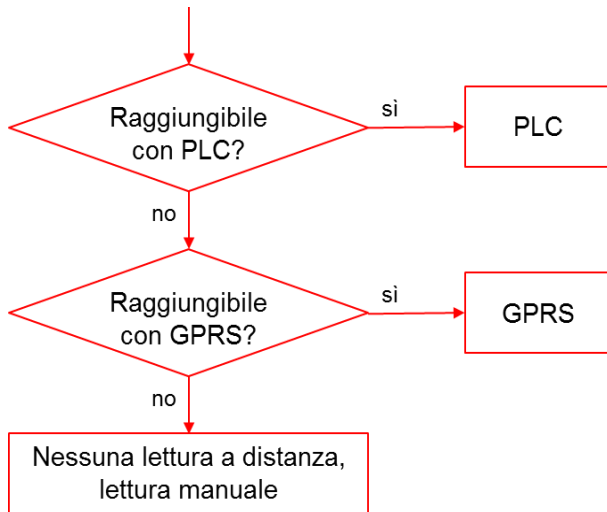


Legenda: in presenza di un'infrastruttura di comunicazione propria, la stessa dev'essere sfruttata. Essa idealmente è la rete FTTH. Nel caso in cui non fosse presente ancora una struttura propria, occorre rispondere in modo strategico se debba essere creata una struttura propria. Qualora le cose non stessero così, possono essere verificate le infrastrutture disponibili di terzi.

Se si opta per un'infrastruttura propria, che però non è ancora presente, e che quindi dev'essere dapprima costruita, quale soluzione principale si opterà ragionevolmente per la comunicazione PLC.

Con una soluzione principale prescelta per i collegamenti destinati alle comunicazioni, di norma non si può raggiungere il 100% degli strumenti. In singoli casi sono necessarie soluzioni sostitutive alternative. Ciò significa che la tipologia di collegamento individuale, ancora una volta, dev'essere verificata per singolo collegamento. Naturalmente si devono evitare quanto più possibile le eccezioni. Nel caso in cui fosse stata scelta come soluzione principale la PLC, il seguente albero delle decisioni riporta come si potrebbe procedere per singolo collegamento.

Scelta della soluzione di collegamento individuale per la comunicazione PLC quale soluzione principale



Legenda:

se l'allacciamento è raggiungibile con la comunicazione PLC, si deve impiegare quest'ultima.

In caso contrario, si deve verificare il GPRS come soluzione sostitutiva e, ove possibile, la si deve implementare.

Laddove non si potesse ricorrere né alla comunicazione PLC né al GPRS, non può essere effettuata una lettura a distanza.

Il risultato e le raccomandazioni derivanti da queste indagini sono i seguenti:

- Sono stati identificati use case per le applicazioni associate a smart meter e smart grid. Prevedono requisiti diversi in riferimento all'infrastruttura di comunicazione.
- Sinteticamente si può riassumere:
lo smart metering definisce la larghezza di banda necessaria, la smart grid ed eventualmente una funzione di indicazione, la velocità, rispettivamente i tempi di risposta massimi.
- Le funzioni per le smart grid hanno la priorità.
- Se possibile, con un'unica infrastruttura di comunicazione si devono garantire tutte le necessità.
- Se per determinate applicazioni questa infrastruttura di comunicazione non dovesse bastare, si devono definire diverse eccezioni o ampliamenti.
- Decisiva per la soluzione ottimale è l'infrastruttura già presente (mezzo di comunicazione):

- A) Sfruttare l'infrastruttura di comunicazione già → presente
- B) Assenza di una struttura di comunicazione
- Implementazione di G3-PLC e – ove necessario – integrazione con i servizi di telecomunicazione dei provider telefonici.
- Il vantaggio principale della comunicazione G3 – PLC è che l'infrastruttura per la corrente è presente. La performance della comunicazione G3-PLC dipende dalla rete concreta. Occorre indagare ulteriormente su tutto ciò. Si raccomanda di implementare nella pratica la comunicazione G3-PLC e di mostrare, ove possibile, la performance in dipendenza della configurazione della rete di distribuzione.
 - Occorre organizzare la gestione della propria soluzione.
 - Si deve tenere conto degli aspetti correlati alla sicurezza informatica.

Riassunto

Il presente Libro bianco del Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) riassume in forma compatta il fondamento della smart energy, ossia del sistema energetico elettrico intelligente. Gli elementi trainanti essenziali sono l'immissione in rete decentralizzata, l'accresciuta efficienza energetica e la produzione mutevole di corrente. Insieme questi quattro elementi generano il quarto fattore trainante del fabbisogno di informazioni e di creazione di una rete. Gli elementi richiedono soluzioni nei comparti smart grid, smart meter, smart market e tecnologia per l'informazione e la comunicazione o, per riassumere, smart energy.

Il Libro bianco ricapitola gli effetti dell'immissione in rete decentralizzata e i provvedimenti per ottenere un successo nell'ambito della sistematica inversione del flusso di energia, incremento delle prestazioni, variazione della potenza di corto circuito, e modifica delle ripercussioni sulla rete. I principali effetti sono le variazioni di tensione e potenza. Essi vengono valutati quantitativamente nell'ambito di reti di distribuzione concrete e rappresentati sinteticamente.

Le reti di distribuzione attuali non possono recepire l'immissione in rete fotovoltaica massima senza scostamenti dai valori di soglia. Sono necessari provvedimenti di accompagnamento. In via semplificata si può affermare che, nella maggior parte dei casi, i trasformatori sono i primi elementi che raggiungono la soglia di carico massimo, il «mantenimento della tensione» è praticamente ovunque rilevante e «il carico a livello di corrente delle linee» non costituisce, nella maggior parte dei casi, un problema generale.

Il mix di provvedimenti ottimale dipende dalla situazione presa in considerazione. Ai provvedimenti considerati dovrebbe essere data la seguente priorità: 1. Controllo, 2. $\cos(\phi)$, 3. Trasformatore di regolazione, 4. Rafforzamento convenzionale.

Una stazione di trasformazione intelligente garantisce un contributo all'incremento della disponibilità della rete e alla capacità della rete. Si dovrebbero prendere in considerazione soluzioni intelligenti quali alternative alla tradizionale estensione delle reti.

Per quanto riguarda un rollout degli smart meter vengono riportati i requisiti minimi, oltre che una possibile pianificazione dei progetti. Già oggi gli smart meter sono sempre più diffusi.

Alimentazione decentralizzata, mutevolezza sul piano temporale, nuovi attori di mercato e catene di creazione del valore nell'ambito di una rete modificano il quadro di mercato. Ciononostante il mercato dell'elettricità si basa sulle reti elettriche. Almeno nelle situazioni critiche la sicurezza dell'approvvigionamento, e quindi il punto di vista della rete, devono avere la precedenza. Queste riflessioni e altre sono state riassunte in cinque tesi:

- Il mercato dell'elettricità si orienta alle capacità della rete
- Risulta necessaria una gestione delle capacità delle reti ampliata
- Prioritaria è la gestione delle capacità delle reti
- Sono necessari nuovi prodotti per influenzare il fabbisogno relativamente alla capacità delle reti
- Lo smart market ha bisogno di regole del gioco chiare

Con le giuste regole del gioco si continueranno a effettuare investimenti in modo ottimale.

Per lo scambio di informazioni esteso sono necessarie soluzioni di comunicazione intelligenti. I settori della smart energy prevedono requisiti diversi per la comunicazione dei dati, che devono essere coperti tramite un'infrastruttura per le comunicazioni comune. Essi sono stati identificati basandosi su use case per gli smart meter e le smart grid. Sono state descritte, valutate e raccomandate possibili soluzioni, compresi due alberi decisionali per

la scelta di una soluzione. Sinteticamente si può riassumere che lo «smart metering definisce la larghezza di banda necessaria, la smart grid ed eventualmente una funzione di indicazione la velocità, rispettivamente i tempi di risposta massimi». Le funzioni correlate alla smart grid hanno la priorità.

Letteratura

- [1] Verein Smart Grid Schweiz (VSGS): Libro bianco sulle smart grid (28 feb. 2013). http://www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/weissbuch_smart_grid.pdf
- [2] Ufficio federale dell'energia (UFE): messaggio del Consiglio federale sulla Strategia energetica 2050 (4 Sett. 2013). <https://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=50123>
- [3] Ufficio federale dell'energia (UFE): Fondamenti della configurazione di un'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti presso l'utente finale in Svizzera; requisiti tecnici minimi e modalità d'introduzione (17 nov. 2014). <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>
- [4] Ufficio federale dell'energia (UFE): Smart grid roadmap Svizzera; strade nel futuro delle reti elettriche svizzere (27 marzo 2015). <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38814.pdf>
- [5] Bundesnetzagentur: "Smart Grid" e "Smart Market"; documento sui punti chiave della Bundesnetzagentur sugli aspetti del sistema di approvvigionamento energetico in continuo cambiamento (dic. 2011). http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html
- [6] Ch. Aichele, O. D. Doleski: Smart Market; Dalla smart grid al mercato energetico intelligente, Springer (maggio 2014). O. Krone, M. Bachmann, Smart market dal punto di vista della Svizzera (capitolo 7, pag. 167 e segg.)