



UNIVERSITÀ DI PISA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

RELAZIONE PER IL CONSEGUIMENTO DELLA  
LAUREA SPECIALISTICA IN INGEGNERIA GESTIONALE

***Smart Grids:  
Stato dell'arte e ricerca di un Modello di Equilibrio di  
Mercato non strettamente competitivo***

---

RELATORI

Prof. Ing. Stefano Giordano  
*Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione*

Ing. Andrea Manni  
*Generplus R&D Director  
Member of board*

IL CANDIDATO

Giacomo Silvestri

Sessione di Laurea del 23/02/2011  
Anno Accademico 2010/2011  
Consultazione consentita

## ***Ringraziamenti:***

### ***Ringrazio:***

***Il Prof. Stefano Giordano per la disponibilità e l'interesse dimostrato per questo lavoro.***

***Il Dr. Luigi De Pascale del D.M.A. per l'aiuto fondamentale datomi nella realizzazione del modello.***

***Generplus, nelle persone degli Ingg. Andrea Manni, Carlo Giangregorio, Giacomo Betti, e del Dr. Emiliano Niccolai, per la pazienza e il sostegno dimostratomi sempre in ogni momento.***

***I miei genitori, Guido e tutti i miei Amici.***

***Annacarla, la mia fonte di energia verde preferita.***

## Capitolo 1 - Introduzione

### 1.1 Sommario

Questo lavoro di tesi nasce allo scopo principale di cominciare un percorso di ricerca e di crescita interna aziendale, di acquisizione di conoscenze e know-how teorico e pratico sulle tematiche che si pensa potranno costituire un interesse futuro per GENERPLUS SpA, e che al momento sono attività collaterali al Core Business Aziendale.

La tematica della Smart-grid e di cosa essa sarà in un futuro prossimo, compresa la road-map di evoluzione della attuale rete, è ad oggi allo studio dei principali gruppi di ricerca universitari e privati che operano nel settore dell'energia.

C'è la consapevolezza diffusa che in futuro diventerà necessario avere la padronanza di una infrastruttura elettrica in grado di poter integrare una serie di problematiche quali la generazione distribuita su molte piccole centrali ( da 1-3 kWp all'ordine massimo del MWp ), l'uso delle fonti energetiche rinnovabili, il routing dell'energia on-demand, lo storage distribuito e molte altre.

In questa tesi lo studente, insieme al gruppo di ricerca aziendale che studia le Smart-grid ha svolto un lavoro di sintesi e di studio, in modo da poter formulare alcune ipotesi su un modello matematico di equilibrio del mercato elettrico a livello di dorsale che possa racchiudere al suo interno alcuni dei principali aspetti innovativi che la Smart-grid offrirà in futuro, compresi alcuni aspetti etici e sociali per tutti gli attori coinvolti. Si è arrivati a studiare la formulazione e validazione di un modello basato sulla massimizzazione delle funzioni di utilità degli attori in forma aggregata.

Successivamente il modello è stato modificato e riscritto al fine di inserire anche il concetto di Utilità Sociale come obiettivo ulteriore per la migrazione verso la Smart-grid, sempre mantenendo ben salde le componenti legate alle singole utilità, all'uso delle fonti rinnovabili e a tutti gli altri aspetti innovativi che questo cambiamento potrà offrire al "*sistema energia*".

## 1.2 Abstract

This thesis work was developed with the aim of begin a research walk and interior enterprise growth, for know how and best practices acquisition about main smart grids themes.

Talking about Smart Grid and what it will be in a quick future, is talking about the reaching roadmap too. This roadmap will involve also universities, companies and government authorities.

For the future, there is now a global understanding that will become necessary have the ownership of the electrical infrastructure, to integrate distributed generation from renewables with many small power plants, on-demand energy routing, distributed storage devices and many others.

In this thesis, the student and his tutor, with the help of Pisa University, did a synthesis job, with the aim to be able of develop several ideas about a mathematical model of electrical market at backbone level. This market shall cover inside itself the most important topics that are characteristic of smartgrid's scenario.

At the and of the work, we studied the formulation and validation of a model based on the utility function's maximization for the profit of the aggregated actors in the market. After that, analyzing the strength and the weakness points of the model, it was modified and re-written with the Social Utility concept inside, as a main scope for Smart-Grid migration, with a positive conception of renewables and of all other main innovative Smart-grids topics that this global change could offer to our "*Energy System*".

### **1.3 GENERPLUS SPA Presentazione Azienda**

GENERPLUS è una società capitalizzata nel 2007 da un gruppo di azionisti per rafforzare ed ampliare le attività svolte da EIS (Energy Innovative Solutions), un'azienda costituita nel 2005 sul know-how e la visione di quattro ingegneri, divenuta rapidamente punto di riferimento per il comparto delle energie rinnovabili, con una particolare attenzione al settore fotovoltaico.

Grazie all'apporto di tecnici, progettisti e collaboratori GENERPLUS ed EIS hanno curato e seguito la realizzazione di numerosi impianti di piccola e grande scala, sia per privati imprenditori che per conto di grosse compagnie industriali, installando in due anni, più di 500 kW in diverse aree, sparse in tutta Italia.

Con la volontà e l'obiettivo di seguire lo sviluppo di un mercato in continua crescita GENERPLUS, si sta muovendo per acquisire importanti quote di mercato, sottoscrivendo convenzioni con importanti istituti bancari e compagnie d'assicurazione per poter fornire ai propri clienti servizi completi, chiavi in mano.

La missione di GENERPLUS è quella di fornire una gamma di prodotti e servizi per generare e utilizzare l'energia attraverso applicazioni innovative collaborando con fornitori di tutto il mondo. Attraverso le proprie attività GENERPLUS vuole creare valore aggiunto per gli azionisti e assicurare una crescita sostenibile delle attività svolte; trasferire le innovazioni alle persone contribuendo al loro sviluppo; dare risposte effettive per razionalizzare i consumi energetici e limitare gli sprechi.

## 1.4 Indice

Ringraziamenti: .....	2
Capitolo 1 - Introduzione .....	3
1.1    Sommaio .....	3
1.2    Abstract .....	4
1.3    GENERPLUS SPA Presentazione Azienda .....	5
1.5    Che cosa è la smart Grid .....	10
1.5.1    definizione .....	10
1.5.2    Concetti e requisiti fondamentali .....	10
1.6    Obiettivo della tesi.....	12
Capitolo 2 - L'infrastruttura Elettrica Attuale ed il Mercato dell'Energia.....	13
2    Il sistema elettrico .....	13
2.1    La filiera dell'energia elettrica .....	13
2.1.1    Generazione.....	13
2.1.2    Trasmissione .....	14
2.1.3    Distribuzione.....	14
2.1.4    Dispacciamento .....	15
2.2    Il mercato elettrico e la gestione.....	16
2.2.1    principali attori del mercato dell'energia in Italia .....	16
2.3    La filiera al mercato elettrico.....	19
2.3.1    Approvvigionamento .....	19
2.3.2    Dispacciamento .....	21
2.3.3    Trasporto .....	21
2.3.4    Vendita (e Acquisto) .....	22
2.4    Modello del mercato elettrico italiano.....	22
2.4.1    Vincoli tecnici del sistema elettrico .....	23
2.5    Mercato e borsa elettrica. ....	23
2.5.1    Borsa elettrica.....	23
Capitolo 3 - Nuovi sviluppi nella generazione e cambiamenti in corso nella rete .....	29
3.1    L'Origine della Smart Grid, l'evoluzione della rete elettrica odierna .....	29
3.2    Analisi degli Stakeholders, bisogni e responsabilità.....	30
3.2.1    L'utente finale [Prosumer].....	30

3.2.2	Gestori delle reti elettriche .....	31
3.2.3	Aziende di Servizi Energetici .....	31
3.2.4	Fornitori di Tecnologie.....	31
3.2.5	Ricercatori.....	31
3.2.6	Traders.....	31
3.2.7	Produttori .....	32
3.2.8	Enti Regolatori .....	32
3.2.9	Agenzie ed Autorità Governative .....	32
3.2.10	Advanced electricity service e solutions providers .....	32
3.2.11	Preparare una task-force adeguata e l'importanza di una erudizione continua.....	33
3.3	SG - uno sguardo al futuro.....	33
3.3.1	SG Perché agire ora?.....	33
3.3.2	Drivers verso la SG .....	34
3.3.3	Nuove fonti di generazione energetica – la generazione distribuita .....	35
3.4	Dalla rete di Oggi alla rete di Domani.....	36
3.4.1	Il futuro mercato dell'elettricità .....	38
3.4.2	Dalla rete del Domani alla SG .....	39
3.4.3	Nuove Reti, nuovi sistemi, nuove logiche e nuove tecnologie.....	41
3.5	Il Demand Response e la gestione dei picchi di domanda e di prelievo .....	44
3.6	SG e Load Forecasting, la determinazione del profilo di carico. ....	45
3.6.1	Profili di carico della domanda .....	45
<i>Capitolo 4 - Modello matematico della funzione di ottimo degli agenti di mercato.....</i>		52
4.2	Considerazioni introduttive .....	52
4.3	Scelta del metodo di ottimizzazione, il sistema KKT .....	53
4.4	Compagnie Generatrici.....	54
4.5	Modello del consumatore .....	55
4.6	Effetto dell'incertezza e Demand Response.....	56
4.7	L'Operatore di Sistema Indipendente - OSI.....	58
4.8	La ricerca dell'equilibrio di mercato .....	60
<i>Capitolo 5 - Architettura della SG, rete di comunicazione e tecnologie .....</i>		62
5.1	Il modello Concettuale di SG .....	62
5.1.1	Descrizione del modello concettuale di SG .....	63
5.1.2	Modelli di reti informative SG .....	65

5.2	Cambiamenti tecnologici sull'infrastruttura elettrica, situazione To Be .....	67
5.2.1	Rete di distribuzione trasmissione e dispacciamento. ....	67
5.3	Applicazioni SG .....	68
5.3.1	Smart Metering.....	68
5.3.2	Broadband over powerlines .....	70
5.3.3	Automated Demand Response.....	71
5.3.4	Teleprotezione.....	73
5.3.5	Distribuzione Automatizzata .....	73
5.3.6	Micro Grid [MG] Management.....	73
5.4	Architettura di Rete .....	75
5.4.1	Sovrapposizione della rete comunicazione e Trasmissione / distribuzione.....	75
5.4.2	Connessione Fisica.....	76
5.4.3	Modelli di connessione logica .....	79
5.4.4	Tecnologie per il Networking.....	80
5.4.5	La proprietà del Network: Utility VS Proprietà pubblica .....	82
5.4.6	Topologia del Network per Applicazioni SG .....	82
5.5	Benefici Verdi.....	84
<i>Capitolo 6 - Modello di equilibrio di mercato Profit Oriented .....</i>		86
6.1	Obiettivo della ricerca di un modello di equilibrio .....	86
6.1.1	Scenario 1- affermazione del mercato del massimo profitto.....	86
6.1.2	Scenario 2 – affermazione del mercato del Social Welfare.....	87
6.1.3	Scenario 3 – Nessuno dei due Scenari.....	88
6.2	Modello di mercato volto al massimo profitto.....	88
6.3	Validazione del modello e Risultati .....	90
6.4	Considerazioni generali sul modello.....	91
<i>Capitolo 7 - La ricerca di un equilibrio di mercato per la SG.....</i>		93
<i>Modello di equilibrio non strettamente competitivo.....</i>		93
7.1	Rivisitazione del modello del massimo profitto .....	93
7.2	Modello dell' Utilità sociale, un modello non strettamente competitivo.....	93
7.2.1	Funzione di utilità sociale .....	93
7.2.2	Funzione di incentivo alle “best practices” : .....	94
7.2.3	Funzione di utilità accettabile per gli attori.....	94
7.2.4	Obiettivo generale .....	95

7.3	Descrizione del modello .....	95
7.3.2	Funzioni di utilità degli attori.....	98
7.3.3	Funzione di utilità sociale .....	102
7.4	Dimostrazione del problema .....	106
7.5	Sviluppi Futuri.....	109
<i>Capitolo 8 - Conclusioni</i> .....		110
8.1	Conclusioni .....	110
<i>Livorno, 07/02/2011</i> .....		113
Bibliografia:.....		114
Indice degli acronimi [in ordine di prima apparizione]: .....		116

## 1.5 Che cosa è la smart Grid

### 1.5.1 definizione

*“ Una Smart Grid è un assortimento di tecnologie, dispositivi e sistemi che forniscono e usano informazione digitale, comunicazione e controllo al fine di ottimizzare un efficiente, attendibile, incolume e sicuro trasferimento di energia elettrica. ”*

Alan C. Rotz, President of *IEEE* Power & Energy Society

In pratica una Smart Grid [SG] è una rete elettrica, parallelamente o internamente alla quale viene costituita una rete di telecomunicazioni, in grado di controllare e smistare informazioni generali per la gestione dei flussi energetici e il loro instradamento sulla base della domanda, della possibilità di un accumulo o secondo principi di convenienza economica.

### 1.5.2 Concetti e requisiti fondamentali

Il concetto di SG, ad oggi, è un concetto in perpetuo divenire, sotto tutti i punti di vista, sia dal punto di vista delle tecnologie da usare per la comunicazione, dal punto di vista dei dispositivi di controllo, dei software di gestione delle informazioni e dell'energia, ma anche dal punto di vista dell'architettura di rete, al giorno d'oggi non vi è ancora una visione unanime ed uniforme nella comunità internazionale che svolge attività di ricerca sviluppo e dimostrazione (R,D&D) in merito alle SG; di cosa sia effettivamente questo concetto di rete, e di quale sia la roadmap per raggiungere un livello di Smartness (intelligenza) nella rete accettabile e che sia foriero di benefici per gli stakeholders.

La comunità internazionale oggi è unanime però nel definire i principali aspetti che rendono la rete una struttura dinamica ed intelligente, partendo dall'assunto che l'elettricità è uno dei fondamentali della nostra civiltà, e che una rete intelligente, debba avere i seguenti requisiti:

1. Convogliare insieme Energia ed Informazione
2. Consegnare energia all'utente finale con zero emissioni all'utenza.
3. Fornire un insieme crescente di prodotti e servizi innovativi.

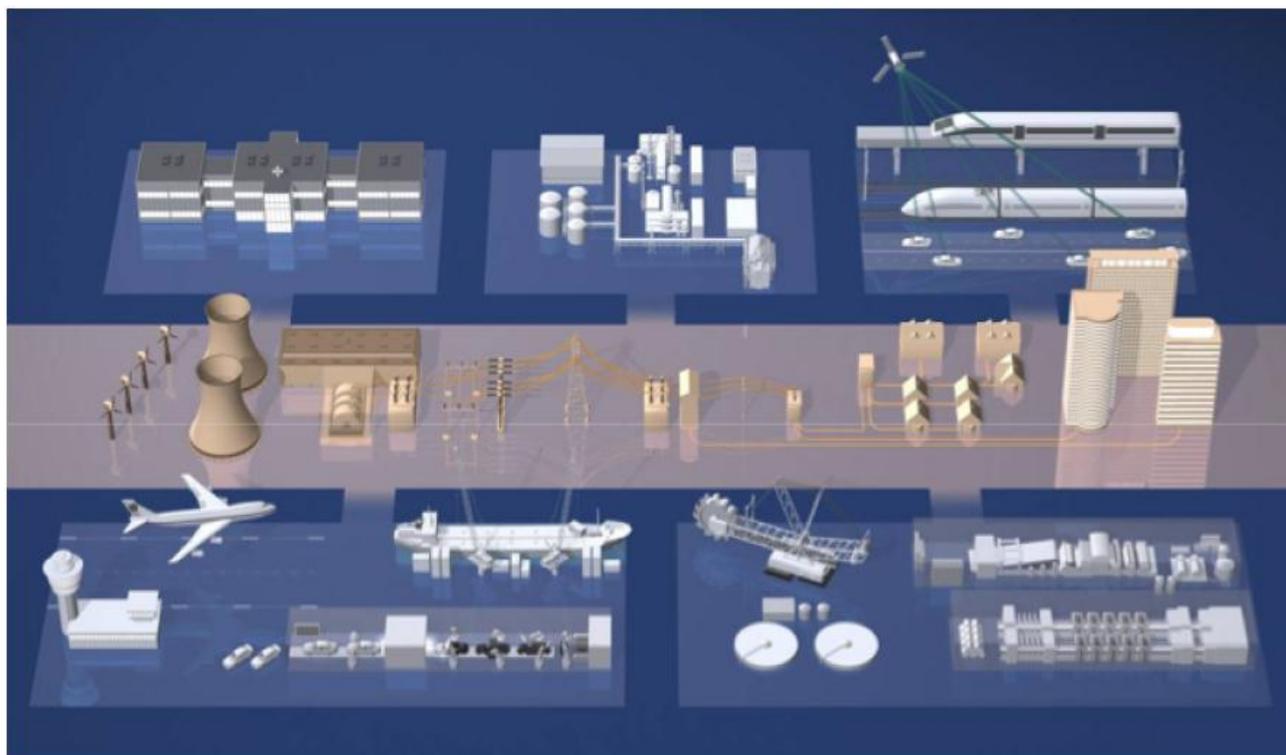


Fig. 1.1 – Distribuzione e diffusione nell'uso dell'elettricità, dalla generazione alle più svariate utenze. Fonte "Quanta technology" Ltd

L'energia elettrica è la più versatile e largamente usata forma di energia, la domanda globale di energia cresce continuamente. La generazione di energia elettrica è correntemente la più larga fonte di emissioni di diossido di carbonio, dando un contributo significativo al cambiamento climatico. Per mitigare le conseguenze del cambiamento climatico, il sistema elettrico corrente ha bisogno di sottostare a dei rilevanti miglioramenti.

Ogni miglioramento del sistema elettrico deve andare nella direzione di portare la rete a dei livelli accettabili di:

- a. Capacità auto adattativa : ovvero la rete elettrica del futuro dovrà essere in grado di soddisfare la crescente domanda di energia elettrica, una generazione distribuita su piccole centrali e un numero sempre più crescente di utenti sia finali che intermedi, che avranno un flusso energetico ed informativo bidirezionale , in qualità di produttori e consumatori.
- b. Affidabilità: mantenere il livello di qualità di energia elettrica a dei livelli accettabili e garantire la affidabilità del servizio di fornitura nonostante i macro-cambiamenti ambientali, oltre che la disponibilità all'uso dell'energia secondo i picchi di domanda e con un'attenzione ai bisogni dell'utente sempre più capillare.
- c. Efficienza: dalla produzione al trasporto dell'energia fino al consumo, la rete sarà più smart possibile per quanta meno energia verrà dissipata nel mezzo, nelle cabine di scambio, e nella conversione da continua ad alternata.

- d. Sostenibilità: Capacità di integrare le fonti tradizionali con le fonti rinnovabili o comunque a basse emissioni, la macrogenerazione e la micro generazione distribuita.

## 1.6 Obiettivo della tesi

Questa tesi ha l'obiettivo principale di costituire il punto di partenza per fare una analisi di una possibile linea di sviluppo aziendale, affrontando dunque lo stato dell'arte in materia di SG, analizzando i nuovi sviluppi dello scenario contemporaneo, con la trattazione delle principali problematiche, sia in termini di tecnologie, scenari economici e normativi. Si punterà poi a produrre uno studio sulle prestazioni attese, sulla topologia, sulle problematiche di immagazzinamento e instradamento dell'energia sulla rete elettrica, concepita come un grafo nel quale i principali stakeholders a livello di dorsale (backbone) abbiano la possibilità di scegliere delle strategie e quindi di condizionare l'azione degli altri stakeholders. Partendo dunque dal concetto che la SG sia schematizzabile come una serie di nodi connessi in una rete, nel quale tutti o parte dei nodi sono attivi generando e assorbendo energia, questo lavoro avrà come obiettivo centrale lo sviluppo anche solo teorico di un modello matematico di equilibrio della dorsale elettrica in presenza degli aspetti più innovativi e determinanti che la SG apporterà al sistema, quali la diffusione capillare della Generazione Rinnovabile [GR], il Demand Response [DR], la generazione distribuita [DG]. Una volta analizzati i modelli presenti in letteratura, si arriverà ad individuare quello più affine alle dinamiche che dominano questo tipo di mercato. Tale modello sarà poi modificato per provare a verificare la possibilità che vi sia una utilità residua per gli attori coinvolti chiamata Social Welfare, che potrà essere Gestita da un operatore indipendente [OSI] e redistribuita in servizi, incentivi e quant'altro, non solo verso i comuni consumatori, ma verso tutti, utilities comprese. L'obiettivo della tesi, come inizio di un'attività di ricerca di più ampio spettro sulla SG, è dunque provare a dimostrare con l'ausilio della matematica, la possibilità della convivenza, con la migrazione verso questo tipo di rete, di obiettivi di business per tutti gli attori coinvolti, della diffusione delle fonti rinnovabili e di un incremento dei servizi a consumatori e produttori.

## Capitolo 2 - L'infrastruttura Elettrica Attuale ed il Mercato dell'Energia.

### 2 Il sistema elettrico

#### 2.1 La filiera dell'energia elettrica

Il percorso che porta dalla produzione di energia elettrica al suo ingresso nelle case, nelle fabbriche o negli uffici si articola in:

- 2 generazione
- 3 trasmissione
- 4 distribuzione

Il passaggio dalla fase 1 alla fase 3 è regolato da un'attività specifica del sistema elettrico:

- 5 dispacciamento

##### 2.1.1 Generazione

La generazione dell'energia elettrica ha luogo in impianti che trasformano in elettricità altre forme di energia e la immettono nella rete di trasporto, che la conduce fino al cliente finale.

Gli impianti di produzione tradizionale, classificati in base alla forma di energia impiegata per generare elettricità, sono principalmente:

- impianti termoelettrici
- impianti termoelettrici a carbone, a gas naturale o a olio combustibile
- impianti geotermici
- impianti nucleari
- impianti generatori a mezzo fonti rinnovabili, che sfruttino il sole, il vento, il flusso idrico.

In anni recenti, l'innovazione si è mossa con una crescente attenzione verso l'impatto ambientale delle grandi centrali, in particolare per le centrali nucleari. Accanto alle ricerche mirate a un ottimale impiego di fonti rinnovabili e allo sfruttamento dei residui industriali inquinanti per la produzione di energia elettrica, ovvero le moderne tecnologie che consentono la costruzione di centrali a ciclo combinato ( CCGT = combined cycle gas turbine)

## 2.1.2 Trasmissione

Il trasporto dell'energia prodotta nelle centrali fino alla rete di distribuzione (quella cui sono collegati gli utenti finali) avviene tramite la rete di trasmissione. Si tratta di linee elettriche che collegano punti distanti fra loro centinaia di chilometri, costituite da conduttori lineari isolati: le classiche linee aeree oppure cavi interrati, (molto diffusi nei centri abitati). Per ridurre al minimo le perdite di energia lungo le linee di trasmissione, si innalza la tensione dell'energia elettrica trasportata dai 30kV massimi di produzione, la tensione viene portata a valori compresi tra i 120 e 380 kV.

Le linee di trasmissione hanno una tensione di riferimento pari a 380 kV e riguardano il trasporto di energia elettrica.

## 2.1.3 Distribuzione

Le reti di distribuzione rappresentano l'estensione capillare sul territorio delle linee di trasmissione: trasportano l'energia elettrica a tutti i clienti finali. Servono consumatori che vanno dai grossi impianti industriali (che normalmente sono collegati alla rete di alta tensione) alle utenze domestiche (bassa tensione)

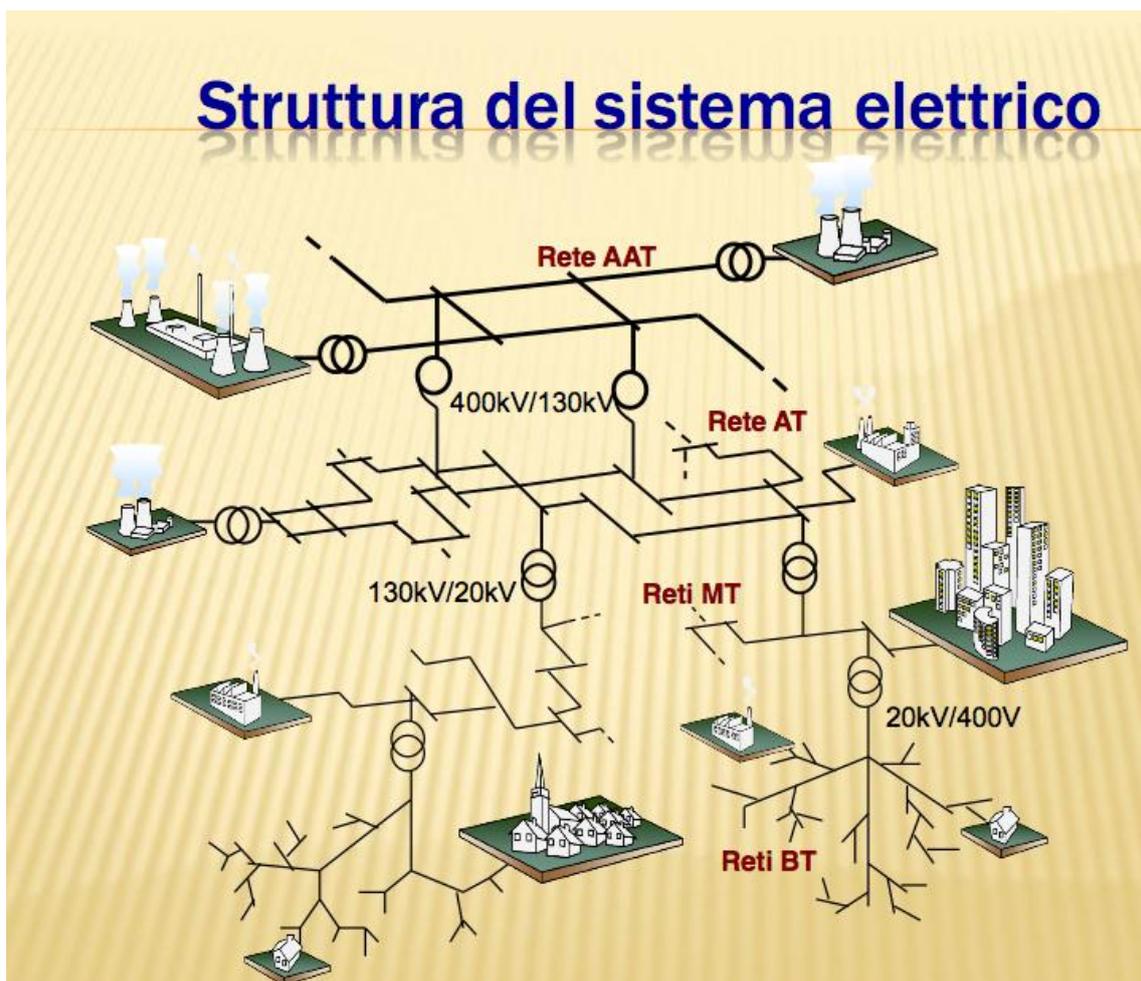


Fig. 2.1 Struttura del sistema elettrico

Tab. 1 – tipologie di clientela e livelli di tensione

TIPO DI TENSIONE	LIVELLO DI TENSIONE kV	TIPO DI CLIENTELA
Alta tensione AT	32-150	Grande Industria
Media Tensione MT	1-35	Industria e terziario
Bassa Tensione BT	< 1	Piccole e medie industrie - clientela domestica

### 2.1.4 Dispacciamento

Il dispacciamento è l'attività di regolazione del sistema elettrico e di gestione della rete di trasmissione e distribuzione, in modo da garantire l'adeguata fornitura a tutti i clienti finali e in modo da ridurre al minimo le dispersioni.

Si tratta di un'attività resa necessaria dalle particolari caratteristiche dell'energia elettrica e dalle sue modalità di consumo e distribuzione. L'elettricità, infatti è un bene immagazzinabile solo in minima parte, la cui domanda varia nel tempo (ad esempio in funzione della stagione e della fascia oraria) ed è soggetta a vincoli fisici ben precisi. Il dispacciamento pertanto è l'insieme di attività, basate sulle analisi storiche e sulle previsioni di consumo di energia elettrica, volto a coordinare la produzione e il trasporto dell'elettricità: la sua funzione è garantire che l'energia prodotta venga consegnata "istantaneamente" agli utilizzatori finali.

Sinteticamente, si può affermare che il dispacciamento consiste nell'individuazione dei giusti flussi di potenza in modo da rispettare due condizioni:

- energia prodotta = energia richiesta
- devono essere rispettati vincoli di potenza e frequenza nei vari nodi della rete



fig. 2.2 Generazione, trasmissione, distribuzione e dispacciamento

## 2.2 Il mercato elettrico e la gestione

Con il DLGS 16/03/99 n.79 cosiddetto decreto "Bersani" G.U. n.75 del 31/03/1999 è stata recepita la direttiva europea 96/92/CE recepimento di norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Unitamente all'analoga direttiva relativa al settore del gas, la direttiva si inquadra nell'obiettivo dell'Unione Europea di attuare un ampio processo di apertura dei mercati in modo da conseguire importanti risultati di politica energetica ed ambientale, quali per esempio una maggiore qualità ed efficienza del servizio, il contenimento dei prezzi, un maggiore sviluppo tecnologico.

### 2.2.1 principali attori del mercato dell'energia in Italia

Analizziamo i singoli compiti più nello specifico:

#### **AEEG – Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas**

Autorità indipendente, istituita con la legge n.41 del 14/11/95, con funzioni di regolazione e di controllo dei servizi pubblici nei settori dell'energia elettrica e del Gas. Per effetto del Decreto Bersani, fra le sue competenze rientra la definizione delle condizioni tecnico-economiche di accesso alla rete di trasmissione nazionale e la risoluzione di eventuali controversie in materia di diritto d'accesso alla rete.

#### **IL GSE**

Il Gestore del Sistema Elettrico è una società per azioni, istituita successivamente all'emanazione del DLGS 79/99 del 16/03/99 con cui si istituiva il GRTN ed operativa dal 1° Aprile 2005 (D.M. 21/01/2000), sorta nell'ambito della riorganizzazione del sistema elettrico. Principale obiettivo della riforma è quello di favorire la liberalizzazione e la concorrenza in un settore di importanza strategica per lo sviluppo dell'economia. Le attività del GSE riguardano la trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione, la cui gestione è stata affidata alla società in regime di concessione [D.M. del 17 Lug 2000] ed il dispacciamento, attività quest'ultima che coordina il funzionamento degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e delle reti ad essa connesse e dei servizi ausiliari del sistema elettrico.

Il GSE nasce dalla fusione con il GRTN, Gestore di Rete Trasmissione Nazionale, e Terna. L'ex GRTN ha passato a Terna il ramo d'azienda relativo alle attività di dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete di trasmissione e ora si focalizza sulla gestione delle fonti rinnovabili. L'attività di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili e assimilate, e la gestione di tutte le attività di natura pubblicistica del settore elettrico, è quindi la nuova missione del gestore del sistema elettrico, che diventa il punto di riferimento nel settore per l'attuazione della politica energetica del paese. Il GSE promuove nel rispetto delle disposizioni nazionali e internazionali di settore, lo sviluppo delle fonti rinnovabili sia attraverso l'erogazione di incentivi agli impianti di generazione, sia con campagne di sensibilizzazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con le

tematiche dello sviluppo sostenibile in coerenza con la politica di risparmio energetico nazionale. In particolare il nuovo GSE ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate Cip6; gestisce il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici; emette i certificati verdi e verifica i relativi obblighi da parte dei produttori e importatori; qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili; rilascia la Garanzia d'Origine (G

Con la fusione fra il Grtn e Terna (al vertice è Flavio Cattaneo), diventa operativo il Gestore del sistema elettrico-Grtn. La società ha passato a Terna il ramo d'azienda relativo alle attività di dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete di trasmissione e ora si focalizza sulla gestione delle fonti rinnovabili. L'attività di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili e assimilate, e la gestione di tutte le attività di natura pubblicistica del settore elettrico, è quindi la nuova missione del Gestore del sistema elettrico, che diventa il punto di riferimento nel settore per l'attuazione della politica energetica nel Paese. "Il Gestore del sistema elettrico-Grtn – informa la società - promuove, nel rispetto delle disposizioni nazionali e internazionali di settore, lo sviluppo delle fonti rinnovabili sia attraverso l'erogazione di incentivi agli impianti di generazione, sia con campagne di sensibilizzazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con le tematiche dello sviluppo sostenibile in coerenza con la politica di risparmio energetico nazionale".

In particolare il nuovo Gse-Grtn ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate Cip6; gestisce il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici; emette i certificati verdi e verifica i relativi obblighi da parte dei produttori e importatori; qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili; rilascia la Garanzia d'Origine (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili; effettua il riconoscimento degli impianti di produzione in cogenerazione.

Il nuovo Gse-Grtn partecipa inoltre alla piattaforma internazionale di scambio certificati gestita dall'Aib (Association of issuing bodies), associazione internazionale di cui è membro. In tale ambito, il Gse-Grtn emette i certificati Recs (Renewable energy certificate system), titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione di energia elettrica rinnovabile. Rilascia la Garanzia d'Origine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; effettua il riconoscimento degli impianti di produzione in cogenerazione. Il GSE partecipa inoltre alla piattaforma internazionale di scambio certificati gestita dall'Aib ( Association of issuing bodies ), associazione internazionale di cui è membro. In tale ambito, il GSE emette i certificati Recs ( renewable energy certificate system), titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione di energia elettrica rinnovabile.

Le azioni della società sono detenute dal Ministero dell'Economica e delle Finanze, il quale esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero delle Attività produttive, che ne definisce anche gli indirizzi strategici ed operativi. In una configurazione di gruppo il Gestore della rete ha successivamente costituito l'Acquirente Unico ed il Gestore del Mercato Elettrico, società per azioni delle quali è unico azionista.

## Acquirente Unico [AU]

L'acquirente unico è un nuovo soggetto del mercato elettrico, costituito dal GRTN in base al dlgs 79/99. L'AU ricopre in esclusiva il ruolo di garante della disponibilità della capacità produttiva e della fornitura di energia elettrica per gli utenti del mercato vincolato, famiglie, piccole imprese e artigiani. All'AU spetta il compito di acquistare energia elettrica e rivenderla, secondo le direttive AEEG, alle imprese distributrici per la quota destinata alla fornitura del mercato vincolato. La data in cui l'Acquirente.



Fig 2.3 Il modello del mercato elettrico italiano

## Gestore del mercato elettrico (GME)

Al Gestore del mercato elettrico (GME), società costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale, è affidata la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di trasparenza e obiettività, con l'intento di promuovere la concorrenza tra produttori, assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza.

A tal fine il GME predispone la disciplina del mercato che viene approvata dal Ministero delle Attività Produttive, sentita l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con proprio decreto. Il Gestore del mercato ha, inoltre, il compito di bilanciare le domanda e l'offerta dell'energia e prevedere gli obblighi dei produttori ed importatori che non si avvalgono della contrattazione bilaterale.

Dall'entrata in funzione del dispacciamento di merito economico, è stata affidata al Gestore del mercato elettrico la gestione della Borsa dell'Energia, che rappresenta il punto di incontro tra le offerte di acquisto e di vendita di energia e dei servizi connessi. Partita l'8 gennaio 2004 come mercato per l'offerta, la Borsa dell'Energia è pienamente operativa dal 1 gennaio 2005.

## 2.3 La filiera al mercato elettrico

Per effetto del Decreto Bersani, in Italia il sistema elettrico diventa mercato elettrico, con evidenti modifiche sul processo che porta all'approvvigionamento al trasposto o vettoriamento, fino alla vendita dell'energia.

### 2.3.1 Approvvigionamento

Nel libero mercato dell'elettricità, tre sono le principali fonti di approvvigionamento: - Importazioni - Impianti CIP6 - Produzione nazionale

- Importazioni I paesi confinanti (Francia, Austria, Svizzera, Slovenia e Grecia<sup>1</sup>), con i quali l'Italia risulta interconnessa, possono contare su una produzione di energia elettrica superiore al proprio fabbisogno interno. Una quota dell'elettricità da loro prodotta è quindi disponibile per l'esportazione, a prezzi molto inferiori rispetto a quelli della produzione interna italiana. Al momento le importazioni rappresentano una fonte di energia disponibile decisamente importante per il mercato libero italiano, sino a che non entreranno in funzione le nuove centrali a ciclo combinato e le centrali vendute da Enel tramite le Genco non saranno state completamente rimodernate, così da aumentarne l'efficienza. Si tratta comunque di una quantità di energia elettrica estremamente ridotta rispetto alle effettive esigenze, anche se sono stati previsti importanti ampliamenti della rete di interconnessione, tali da garantire un notevole incremento della quota di importazione.



Fig. 2.4 – Importazione di energia elettrica dai paesi confinanti col nord Italia

1 L'Italia è connessa alla Grecia mediante un cavo sottomarino ad alta tensione continua, attraverso il quale transita normalmente verso il nostro Paese una potenza di circa 300 MW.

- Impianti CIP6

I cosiddetti impianti "CIP6" sono impianti di produzione di energia elettrica che godono di particolari condizioni economiche, derivanti dall'applicazione del Provvedimento CIP6/92 relativo alle produzioni da fonti rinnovabili, da rifiuti o da impianti ad alta efficienza (in cogenerazione). Il Ministero delle Attività Produttive ha previsto che la produzione di energia elettrica di questa tipologia di impianti fosse destinata al mercato libero per soddisfare le esigenze dei clienti idonei.

- Produzione nazionale

Come già sottolineato, la produzione nazionale è caratterizzata da costi di produzione decisamente elevati. L'energia di produzione nazionale destinata al mercato libero è quindi piuttosto limitata. La cessione da parte di Enel di una quota delle proprie centrali (per una potenza complessiva di circa 15.000 MW) ha avuto come conseguenza la creazione di una più ampia offerta di energia per il mercato libero.

Questi benefici non potranno però manifestarsi che sul medio e lungo termine: è infatti necessaria una preliminare azione di riammodernamento delle centrali vendute tramite le Genco, il cui tasso di rendimento non può competere con quello dei più moderni impianti esteri o con quello delle nuove centrali a ciclo combinato.

Tra le società più importanti vi sono:

- Enel Produzione; -
- Edipower (già Eurogen);
- Alcune centrali di proprietà Edison, maggiore azionista di Edipower; -
- Endesa Italia S.p.a. (già Elettrogen); -

- Tirreno Power S.p.a. (già Interpower); -
- Capacità residua afferente alle ex municipalizzate (in particolare AEM Milano, AEM Torino e ASM Brescia); -
- Altre piccole compagnie; -
- Impianti di nuova costruzione che non sono di pertinenza di nessun altro grande operatore

(centrali costruite per esempio da Foster Wheeler ed Enipower).

### 2.3.2 Dispacciamento

L'attività cruciale del dispacciamento è affidata a un ente autonomo rispetto a tutti i soggetti, fra loro concorrenti, attivi sul libero mercato: il GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale). La sua completa proprietà da parte del Ministero del Tesoro assicura neutralità e trasparenza nella gestione della rete, finalizzata a garantire sia la libera concorrenza sia l'equa distribuzione di un bene primario come l'energia elettrica, su tutto il territorio nazionale e a tutti gli utenti che ne facciano richiesta.

### 2.3.3 Trasporto

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) indica i criteri in base ai quali devono essere articolate le tariffe per il trasporto di energia elettrica da un punto di consegna (la centrale o il punto della frontiera di ingresso dell'elettricità importata) a un punto di riconsegna (il consumatore finale).

Le tariffe sono fissate dai differenti gestori locali delle reti di distribuzione. La quota derivante dalla componente di trasporto che il cliente deve al suo fornitore viene infatti versata al gestore della rete di distribuzione, per la copertura dei costi di gestione, manutenzione e ammortamento delle reti elettriche. Ferma restando la possibilità per il gestore della rete di distribuzione locale di stabilire, sotto i valori limite decisi dall'AEEG, i costi di trasporto da applicare ai clienti allacciati alla propria rete (le cosiddette "opzioni tariffarie"), si può affermare che tipicamente il costo del trasporto è indipendente dalla distanza ed è legato al livello di tensione a cui è collegato il cliente, nonché alla sua tipologia di consumo (es. mono oraria vs. multioraria).

Le diverse opzioni tariffarie si diversificano a seconda della tipologia di utente, ovvero in base al tipo di fornitura (BT, MT...) e alla quantità di potenza richiesta.

Le opzioni tariffarie per gli utenti Enel Distribuzione sono:

#### BASSA TENSIONE:

- Opzione base B1: potenza disponibile fino a 16.5 kW
  - Opzione base B2: potenza disponibile oltre i 16.5 kW
  - Opzione base B3: qualsiasi potenza, contratti di durata inferiore all'anno
  - Opzione speciale SB1: potenza variabile oltre i 16.5 kW
  - Opzioni speciali bioraria:
- SB2: per i clienti "non domestici" allacciati in bassa tensione con potenza disponibile

superiore a 30 kW. I prezzi dell'energia variano in funzione delle fasce orarie e dei periodi di utilizzo

- SB3: per tutte le altre forniture, allacciate in bassa tensione di durata inferiore a 1 mese (prorogabile fino alla durata complessiva di 60 giorni)
- SB4: per tutte le forniture altri usi allacciate in BT con potenza disponibile  $\leq 1,7$  kW

#### MEDIA TENSIONE:

- Opzione base M1: fino a 500 kW
- Opzione base M2: opzione multioraria oltre i 500 kW
- Opzione base M3: qualsiasi potenza (superiore a 500 kW), contratti di durata inferiore ad 1 anno
- Opzioni speciali:
  - SM1: per i clienti allacciati in media tensione, con potenza disponibile inferiore o uguale a 500 kW, in alternativa all'opzione M1
  - SM2: per tutte le altre forniture, allacciate in media tensione, di durata inferiore a 1 mese (prorogabile fino alla durata complessiva di 60 giorni)
  - SM3: per tutte le forniture allacciate in media tensione con potenza disponibile  $\geq 300$  kW e  $\leq 500$  kW.

#### 2.3.4 Vendita (e Acquisto)

La vendita di energia elettrica è svincolata dall'attività di produzione e trasmissione, ma può essere praticata da operatori specializzati nella sola commercializzazione. L'energia elettrica è acquistata e messa in vendita secondo i principi del libero mercato. Per i consumatori l'accesso al libero mercato è ispirato a un criterio di gradualità, secondo un calendario che prevede la successiva estensione dei requisiti d'idoneità a fasce di utenza sempre più ampie.

Il riconoscimento d'idoneità avviene con l'autocertificazione del possesso dei requisiti presso l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ai sensi della delibera 30 giugno 1999, n° 91/99. Occorre evidenziare che acquistare energia sul mercato libero non implica alcuna modifica al proprio impianto elettrico (eccetto dispositivi di misura adatti a registrare consumi orari) e non richiede pertanto un intervento da parte del proprio gestore dell'impianto: si tratta semplicemente di una variazione dell'interlocutore commerciale, che deve essere in grado di rispondere adeguatamente alle esigenze del cliente.

15

## 2.4 Modello del mercato elettrico italiano

Si tratta di un modello a "dispacciamento di merito economico": il GME ammette a produrre i gruppi di produzione in base ad un ordine di merito economico risultante da un offerta a breve termine fatta, unità di tempo per unità di tempo (normalmente ora per ora) e gruppo per gruppo, dai produttori sui mercati elettrici.

In pratica il produttore fa una certa offerta specificando energia, costo, ora. Il Gestore del mercato ordina in merito economico tutte le offerte, poi accende le varie centrali partendo dalle più economiche fino ad avere il soddisfacimento della potenza richiesta. Le offerte sono gestite dalla Borsa Elettrica, detta anche Mercato Elettrico, che stabilisce il prezzo di

equilibrio, prezzo orario dell'energia, sulla base della più alta offerta accettata, valido per tutte le transizioni sia di acquisto sia di vendita.

In tal modo si garantisce sia il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori, sia il rispetto dei vincoli di trasporto sulla rete stabiliti dal GRTN, mercato fisico (diverso dal mercato francese e tedesco). Si tratta di un modello di dispacciamento di merito economico "misto": è prevista anche la possibilità di istituire contratti bilaterali a medio e lungo termine tra produttori e clienti idonei o distributori, per vendere e acquistare energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte (analogo al mercato inglese). Anche i contratti bilaterali devono passare attraverso la Borsa fisica; sono presentate come offerte a prezzo zero, quindi saranno sicuramente accese.

Il modello di mercato è influenzato da diversi fattori divisibili in diverse categorie:

### 2.4.1 Vincoli tecnici del sistema elettrico

Bilanciamento di ciò che viene prodotto deve essere consumato Frequenza e tensione devono stare entro limiti molto ristretti Limiti di transito, l'energia che può passare nella rete è limitata

#### 2. **Caratteristiche tecnologiche di produzione, trasporto e consumo dell'energia elettrica:**

- Impossibilità di immagazzinare energia elettrica : Limiti min/max di potenza erogabile
- sono relativi ai gruppi delle centrali Tempi di start up e limiti di rampa accensione e spegnimento sono momenti particolari e delicati del funzionamento (rampa = aumentare la potenza erogata)

#### 3. **Variabilità notevole della domanda di energia:**

- breve periodo - medio periodo

#### 4. **Comportamento della rete: propagazione di ogni squilibrio locale non compensato**

È importante in quanto nessuna zona lavora in isola e tutti sono collegati alla rete

#### 5. **Elementi geografici**

L'Italia ha una conformazione particolare e difficile da trattare

## 2.5 Mercato e borsa elettrica.

### 2.5.1 Borsa elettrica

Il mercato elettrico, comunemente detto Borsa Elettrica è il luogo dove si incontrano la domanda e l'offerta e si determinano i prezzi d'equilibrio. Partita l'8 gennaio 2004 come mercato per l'offerta, è pienamente operativa dal 1 gennaio 2005. In Tabella 3 sono riassunte le principali caratteristiche dei tre tipi di Mercato che costituiscono la Borsa Elettrica.

Tab. 2 – Caratteristiche dei tre tipi di Mercato

	Mercato del giorno prima (MGP)	Mercato di aggiustamento (MA)	Mercato del servizio di dispacciamento (MSD)	
Risorsa scambiata	Energia	Energia	Energia per la soluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Punti di offerta ammessi a partecipare	Tutti i punti di offerta in immissione + Tutti i punti di offerta in prelievo	come MGP	Tutti i punti di offerta in immissione e prelievo abilitati dal GRTN alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di mercato	Operatori di mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di equilibrio	Prezzo di equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

**I tre tipi di mercato risultano molto differenti tra loro, vediamo le singole caratteristiche:**

#### **Il Mercato del Giorno Prima (MGP):**

- Scambio di energia tra i produttori e i clienti idonei - Alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno dopo

#### **Il Mercato di Aggiustamento (MA):**

- Operatori possono presentare ulteriori offerte di vendita o di acquisto per modificare i programmi definiti in esito al MGP al fine di adeguarli alle reali esigenze tecniche

#### **Il Mercato per il Servizio del Dispacciamento (MSD):**

- Unica sede il mercato per la risoluzione delle congestioni, della riserva e del bilanciamento
- In questa seduta gli operatori presentano le offerte di disponibilità di aumento o di riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che il GRTN utilizza:

a) In via prestabilita, per correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete e costituire margini di riserva per il giorno successivo

b) Nel tempo reale, per bilanciare il sistema a far fronte di scostamenti dai programmi

Per la determinazione del prezzo di equilibrio e della quantità di equilibrio si considera il seguente algoritmo:



Fig 2.5 Determinazione grafica del prezzo e della quantità di equilibrio

Dal punto di intersezione tra la curva della domanda e quella dell'offerta si ricavano il prezzo di equilibrio, ovvero la sua ordinata, e la quantità di equilibrio, ovvero la sua ascissa. Il precedente algoritmo viene diviso nelle varie zone a livello locale per determinare i singoli prezzi zonali.



Fig. 2.6 Diagramma di flusso per la determinazione del prezzo di equilibrio e di quello zonale

Dall'applicazione reale dell'algoritmo e del diagramma di flusso sopra esposti, si ottengono risultati reali sui prezzi medi zonali su base mensile, e sull'andamento e le fluttuazioni dei suddetti prezzi su base annuale.

Per passare poi dalla tariffa al prezzo, i risultati ottenuti dalle aziende che già hanno potuto e voluto passare al libero mercato dell'energia dimostrano che la liberalizzazione del mercato rappresenta un'effettiva opportunità di risparmio. La stessa opportunità prima riservata solo ad alcune aziende è disponibile da maggio 2003 anche per le piccole e medie imprese, così come per tutti coloro che amministrano consumi superiori a 100000 kWh/anno: un condominio di 5 piani, un ufficio con qualche decina di dipendenti, un piccolo artigiano.Cogliere l'occasione è molto semplice: basta pensare che l'energia non è più un costo fisso, ma un servizio come gli altri, su cui è possibile risparmiare in modo concreto. In un sistema libero, non esiste più la tariffa: un importo fissato una volta per tutte che il consumatore deve limitarsi ad accettare.

Esistono invece dei prezzi e delle tipologie di contratto differenziate: ciascuno può scegliere quella che più si addice alle sue esigenze.

Non si paga più la bolletta, ma una fattura: un documento su cui sono riportate le singole componenti che vanno ad incidere sull'importo finale, diverse a seconda della soluzione di acquisto che il cliente ha deciso di scegliere.

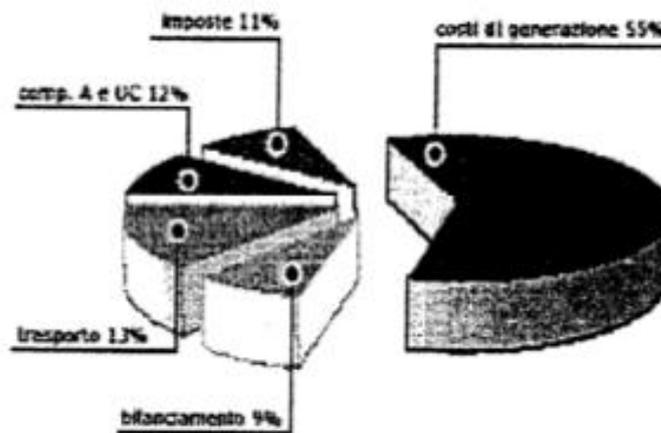


Fig 2.7 - Diagramma delle diverse componenti che compongono il prezzo dell'energia

Il nuovo mercato dell'energia si presenta dunque libero per il cliente finale, che può scegliere il fornitore più adeguato alle sue esigenze. Per il fornitore sussistono invece dei vincoli nella determinazione del prezzo dell'energia elettrica, che deve essere conforme alle regole fissate dall'autorità.

Fra le voci che compongono il prezzo finale rientrano:

- Costi di dispacciamento
- Costi di trasporto
- Costi di bilanciamento
- Oneri generali di sistema e oneri sostenuti nell'interesse generale, costituiti dalle cosiddette componenti "A" e "UC", relative a:
  - A2: Oneri nucleari
  - A3: Copertura degli incentivi per fonti rinnovabili
  - A4: copertura dei contributi sostitutivi di regimi tariffare speciali
  - A6: copertura degli stranded costs costi derivanti dagli impegni contrattuali e dalle decisioni di investimento assunte dalle imprese elettriche in un mercato non concorrenziale e che si sarebbero potuti recuperare in regime di monopolio: in Italia vengono riferiti a Enel )
- Imposte,

Nella tabella qua di seguito è riportato un esempio di fattura di un operatore nel mercato libero dove è possibile ritrovare le voci sopra citate.

Tab 3 – Esempio di fattura energia elettrica

<b>CONSUMI E IMPORTI RIEPILOGATIVI CALCOLATI IN DETTAGLIO</b>					
Descrizione addebito / accredito	UM	Quantità	Prezzo unitario (Euro)	Importi parziali (Euro)	Importi totali (Euro)
<b>Energia di Base</b>					
Energia di Base - Fascia F1	MWh	4,508	35,636000	160,65	
Energia di Base - Fascia F2	MWh	12,397	35,636000	441,78	
Energia di Base - Fascia F4	MWh	19,600	35,636000	698,47	
<b>Totale</b>				<b>1.300,90</b>	
<b>Energia di Modulazione</b>					
Energia Modulazione - Fascia F1	MWh	27,132	98,361000	2.668,73	
Energia Modulazione - Fascia F2	MWh	72,381	74,346000	5.381,24	
Energia Modulazione - Fascia F4	MWh	33,235	44,701000	1.485,64	
<b>Totale</b>				<b>9.535,61</b>	
<b>Dispacciamento</b>					
Riserva - Fascia F1	MWh	33,127	8,200000	271,64	
Riserva - Fascia F2	MWh	88,763	3,300000	292,92	
<b>Totale</b>				<b>564,56</b>	
<b>Energy Management Service</b>					
Servizio Ottimizzazione Contratto (A)	MWh	169,253	0,260000	44,01	
Servizio Ottimizzazione Contratto (B)	MWh	169,253	0,450000	76,16	
<b>Totale</b>				<b>120,17</b>	
<b>C.Tariffarie A Entro 8 GWh Bilanc</b>					
A2 -Attività nucleari residue	MWh	169,253	0,400000	67,70	
A3 -Costruzione impianti fonti rinnovabili	MWh	169,253	8,800000	1.489,43	
A5 -Attività di Ricerca	MWh	169,253	0,200000	33,85	
A6 -Reintegrazione costi di transizione	MWh	169,253	1,500000	253,88	
<b>Totale</b>				<b>1.844,86</b>	
<b>Componenti annuali A-Bilanciamento</b>					
A2 -Attività nucleari residue	Eur.			0,31	
A3 -Costruzione impianti fonti rinnovab.	Eur.			3,10	
A5 -Attività di Ricerca	Eur.			0,31	
<b>Totale</b>				<b>3,72</b>	
<b>Corrispettivo di potenza Trasporto</b>					
Potenza prelevata max mensile (Pmax)	MW	0,545	1.810,000000	986,45	
<b>Totale</b>				<b>986,45</b>	
<b>En. Attiva (Tariffa Base) Trasporto</b>					
Fino a 100 ore/mese utilizz di Pmax	MWh	54,500	15,500000	844,75	
Oltre 100 e fino a 200 ore/mese	MWh	54,500	6,800000	370,60	
Oltre 200 ore/mese utilizz di Pmax	MWh	60,253	5,200000	313,32	
<b>Totale</b>				<b>1.528,67</b>	
<b>C.Tariffarie A-UC Entro 8 GWh Trasp</b>					
AA -Contrib. sostitutivi regimi speciali	MWh	169,253	2,100000	355,43	
<b>Totale</b>				<b>355,43</b>	
<b>Totale per fornitura</b>					<b>16.240,37</b>
<b>Imposte</b>					
Add.Provinciale entro 200.000 kWh	MWh	169,253	9,813000	1.660,88	
Imposta Erariale	MWh	169,253	3,100000	524,68	
<b>Totale imposte (di cui 524,68 imposta erariale e 1.660,88 addizionale enti locali)</b>					<b>2.185,56</b>
<b>Totale imponibile</b>					<b>18.425,93</b>
<b>Addebiti IVA: non imponibile - Esportatori abituali</b>					
<b>Ulteriori importi in addebito/accredito non soggetti ad IVA</b>					
Imposta bollo assolta in modo virtuale				1,29	
Aut. ministeriale n. 3/8411 del 16/01/01	Eur.				
<b>Totale</b>					<b>1,29</b>
<b>Totale generale</b>					<b>18.427,22</b>
<b>Arrotondamento precedente</b>					
<b>Arrotondamento attuale</b>					
<b>Totale fattura</b>					<b>18.427,22</b>
<b>(salvo errori e omissioni)</b>					

## Capitolo 3 - Nuovi sviluppi nella generazione e cambiamenti in corso nella rete

### 3.1 L'Origine della Smart Grid, l'evoluzione della rete elettrica odierna

Molti sono i cambiamenti importanti che dovranno essere incorporati nelle modalità di fornitura dell'elettricità, come la crescita della domanda e il superamento delle risorse tradizionali di energia. Sono state fatte innumerevoli simposi e riunioni tra i principali Stakeholders del settore, ma fino ai giorni nostri, non esiste ancora una chiara e unanime visione del futuro. Si parla di SG fin dalla fine degli anni '90, ma la concreta visione di cosa potesse essere questa rete intelligente, a livello europeo, è venuta solo nel 2005, con la costituzione del " *Smartgrids European Technology Platform* ", conferenza permanente che ha come scopo di formulare e promuovere una visione di sviluppo per le reti elettriche europee guardando verso il 2020 e oltre.

La rete elettrica che serve adesso i consumatori europei, si è evoluta attraverso un secolo, e nuove sfide vengono dalla liberalizzazione del mercato e dallo sviluppo e diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, dalla necessità di avere delle reti sicure e di forniture elettriche sostenibili attraverso tutta Italia ed Europa. Dai cambiamenti nelle politiche energetiche.

Dalle reti elettriche del presente e del prossimo futuro ci si aspetta esse abbiano:

- Approccio User-centric: ovvero che il consumatore finale, sia esso azienda, utenza commerciale o privato cittadino, sia messo in condizione di cogliere appieno tutte le opportunità di mercato, di poter usufruire di servizi a valore aggiunto, di poter ovviare alla sua domanda flessibile e variabile di energia, ad un basso prezzo, e anche di poter produrre la propria energia, immagazzinandola e usandola quando ne ha necessità, o venderla a coloro che ne hanno bisogno.
- Approccio Innovativo e di rinnovamento in genere: ovvero, che si effettui nella loro progettazione od ammodernamento una gestione più efficiente rispetto a quella di oggi, che consenta a tutti gli Stakeholders della rete di poter risparmiare energia, attraverso la crescita nell'uso dell'automazione per una migliore qualità del servizio; usando sistemi di controllo remoto ad ampio spettro; sostenendo investimenti reali per risolvere il problema dell'invecchiamento dell'infrastruttura sia di produzione, che di trasmissione, distribuzione e controllo.
- Interoperabilità delle reti elettriche Continentali: ovvero supportare l'implementazione del mercato interno, la gestione efficiente dei punti di attraversamento dei confini e la congestione nel transito dalle reti; sviluppare il trasporto dell'energia sulla lunga distanza e integrarsi con le fonti di energia rinnovabili, rinforzando la sicurezza di fornitura attraverso una incrementata capacità di trasferimento.
- Generazione Distribuita [DG] e fonti energetiche rinnovabili [RES]: Implementare sistemi di gestione energetica locale, riduzione delle perdite e delle emissioni inquinanti, integrazione con le fonti energetiche rinnovabili e risoluzione di tutti i problemi che ad oggi ci sono. Supportare la gestione della DG, ovvero supportare flussi

bi-direzionali di energia e monitorare e controllare produzione, consumi, immissioni e prelievi con algoritmi di calcolo precisi e puntuali anche a livello di micro generazione, dalle centrali eoliche / fotovoltaiche nell'ordine del MWp fino al singolo tetto monofamiliare nell'ordine dei pochi kWp.

- Generazione Centrale: rinnovare le esistenti centrali energetiche, sviluppare cambiamenti che portino ad una migliore efficienza delle reti elettriche e favorire l'integrazione delle grandi centrali di produzione con DG e RES.
- Demand response e demand side management [DSM]: sviluppo di strategie per la modulazione della domanda locale e il controllo del carico attraverso dispositivi elettronici e di automazione, incluso lo sviluppo di una infrastruttura sia Hardware che Software di controllo e warehousing dei dati che consenta di poter effettuare previsioni del carico e dimensionamento delle reti ad-hoc così da poter effettuare una fornitura di energia elettrica al singolo utente finale on-demand, con una previsione di carico orario personalizzata.
- Aspetti politici e Regolamenti: lo sviluppo continuo e l'armonizzazione delle politiche e delle strutture regolatorie nei contesti continentali ed intercontinentali.
- Aspetti sociali e demografici: considerando il cambio della domanda di una società che purtroppo, si fa sempre più anziana, incrementare il comfort e la qualità della vita.

### 3.2 Analisi degli Stakeholders, bisogni e responsabilità.

Il mercato europeo dell'energia è sempre più liberalizzato e dinamico, un sempre più crescente numero di persone sono implicate nel futuro del mondo dell'energia elettrica. Ciascun portatore d'interesse, avrà come scopo quello di fornire il proprio apporto di crescita alla rete, e di poterne beneficiare in maniera più o meno diretta lui stesso.

#### 3.2.1 L'utente finale [Prosumer]

L'utente ha bisogno di includere qualità del servizio e vantaggi monetizzabili. Nei prossimi anni, le aspettative dell'utente includeranno servizi a valore aggiunto, servizi di domanda energetica e totale connettività. Saranno sempre più frequenti richieste di connessione di generazione domestica, e la possibilità di poter vendere alla rete il surplus di generazione, di poter usufruire di tariffe real-time e di poter scegliere i propri fornitori di energia. Proprio per quanto riguarda la possibilità di poter auto-prodursi la propria energia, questa è di fatto già una realtà, che però si sta estendo a macchia d'olio e sta contagiando sia privati cittadini, sia utenze commerciali che industriali. Si passa dunque dal concetto di Consumatore [Consumer] ovvero, colui che sfrutta una fornitura di energia elettrica per le proprie esigenze personali, e dal concetto di Produttore [Producer], ovvero colui che produce energia per venderla lucrando sopra, al concetto di ben maggiore interesse di Prosumer, ovvero un produttore consumatore, che produce e consuma la propria energia, usando accorgimenti atti a incrementare l'efficienza energetica della propria utenza, e a razionalizzare i propri consumi per poter vendere più energia possibile agli altri in maniera da rendere remunerativi tutti gli investimenti effettuati.

### 3.2.2 Gestori delle reti elettriche

I proprietari della rete e gli operatori sono chiamati a soddisfare le aspettative dei consumatori, in maniera efficiente anche sotto il profilo dei costi. Dovranno sostenere i necessari investimenti per garantire alti livelli di qualità di energia e di sicurezza del sistema, e al contempo assicurare una adeguata remuneratività per chi investe nella rete elettrica. In un mercato liberalizzato una intelaiatura di regolamenti sarà poi necessaria per definire bene i ruoli e i comportamenti di tutti i protagonisti.

### 3.2.3 Aziende di Servizi Energetici

Queste compagnie dovranno soddisfare i crescenti bisogni degli utenti. Alcuni utenti cercheranno dei servizi semplici, ma altri avranno esigenze maggiori [per esempio i Prosumers]. L'importanza di tenere bassi i costi e alti i savings dovrà essere anteposta a tutto, e visibile soprattutto in termini monetari. Questo dovrà essere accompagnato da una crescita nel numero e nella qualità dei servizi forniti e la riduzione di intrusioni da parte dei consumatori, specie nelle manutenzioni del sistema. In generale il trend che si dovrà osservare sarà il più possibile una transizione da un sistema "infrastructure driven" ad un sistema "service driven", ovvero le attenzioni dovranno necessariamente migrare più possibile verso le utenze finali.

### 3.2.4 Fornitori di Tecnologie

I significativi cambiamenti nella tecnologia e nel business energetico, fanno sì che i produttori di infrastrutture tecnologiche hardware e software giochino un ruolo chiave nello sviluppo di soluzioni innovative e di accrescere la loro possibilità di lavorare con il settore dell'industria di rete. Dovranno anche fare importanti scelte di investimento. Una visione condivisa sarà critica per assicurare lo sviluppo di dispositivi che aprano l'accesso al mercato, e abbiano valore a lungo termine e che si possano integrare con le infrastrutture esistenti, e perché no, poter mettere in comunicazione infrastrutture che ad oggi non comunicano. L'innovazione è necessaria in relazione soprattutto alle reti, alla domanda, alla gestione dei flussi e dei carichi di energia e per la generazione, sia distribuita che centralizzata, a seconda delle caratteristiche dei cambiamenti operazionali della rete.

### 3.2.5 Ricercatori

La comunità di ricerca ha un ruolo critico da giocare. Senza la ricerca non c'è innovazione e senza innovazione non c'è sviluppo. La cooperazione con le università e i centri di ricerca, le utilities, il settore industriale, regolatori e legislatori deve essere notevole, non solo per lo sviluppo positivo delle nuove tecnologie ma anche per superare barriere non tecnologiche.

### 3.2.6 Traders

Il libero commercio attraverso l'Europa potrà essere facilitato dal mercato aperto, da ruoli armonizzati e da procedure di commercio trasparenti. La Gestione della congestione e delle riserve di energia deve essere risolta per una piena integrazione del mercato europeo. I

consumatori beneficeranno della opportunità di scegliere i fornitori di energia che meglio si allineano alle loro esigenze.

### 3.2.7 Produttori

La rete elettrica è complessa, i sistemi integrati sono sensibili ad una interazione tra generatori, il sistema di rete e la domanda. Sarà importante per il futuro assicurare la crescita uniforme delle compagnie di generazione, cercando di capire le caratteristiche elettriche dei loro impianti, e le dinamiche operazionali.

### 3.2.8 Enti Regolatori

Il mercato europeo dell'energia e i servizi relativi dovrebbero essere supportate da una intelaiatura di regolamenti stabile e chiara, con ruoli ben stabiliti e armonizzati a livello continentale. Questa intelaiatura dovrebbe avere incentivi allineati che assicurino un accesso aperto alla rete, una remuneratività chiara degli investimenti che rendano i costi di trasmissione e distribuzione il più bassi possibile. Dovrebbe essere tutelata l'innovazione effettiva ed efficace.

### 3.2.9 Agenzie ed Autorità Governative

I governi e i legislatori dovranno preparare una nuova legislazione che contenga quegli obiettivi che sono apparentemente in contraddizione. La crescente competizione, ci si aspetta che faccia da auto-calmiere al prezzo dell'energia, facendo cambiare i costi delle bollette; ci si aspetta che anche un mix di energie, con predominanza di fonti rinnovabili possa reggere la sfida del costo. La legislazione dovrà stare al passo delle tecnologie, dell'evoluzione della organizzazione di rete, della richiesta di una maggiore flessibilità e di un inasprimento delle contrattazioni commerciali, della nascita di nuove professioni, e della qualità e della sicurezza nelle forniture.

### 3.2.10 Advanced electricity service e solutions providers

I nuovi business saranno forniti con la scelta tra la autoproduzione, inclusa la possibilità di vendere il surplus alla rete, e la scelta di comprare l'energia dalle compagnie di fornitura. I distributori avranno l'opportunità di offrire alla domanda prodotti e servizi sulla rete. Nel caso di industrie ad intensi consumi, la loro decisione sarà influenzata dal cambio di mercato del costo dell'energia. Ovviamente questi business dovranno contenere il massimo e più vasto numero di soluzioni possibile.

### 3.2.11 Preparare una task-force adeguata e l'importanza di una erudizione continua

L'ingegneria energetica è spesso riconosciuta come qualcosa passata di moda. Invece una particolare attenzione dovrà essere posta per mettere insieme le giuste abilità e i giusti soggetti negli eventuali committee che si creeranno e includere in questi esponenti di aziende, operatori di rete, authorities etc. Sarà importante adottare un approccio multidisciplinare.

La coordinazione tra gli attori è essenziale per il mantenimento di una sicura fornitura, di reti efficienti e di un mercato trasparente, si dovrà fare in modo che tutti i giocatori giochino in maniera leale e massimizzino al contempo la loro utilità. Si dovrà giungere ad una serie di ruoli e tools tecnici che ogni giocatore dovrà adottare e seguire, modellare la rete, i servizi accessori e il profilo dell'utente. Un approccio paneuropeo alla Smart-grid è essenziale, anche se la tecnologia, la visione e la motivazione esiste, una SG non sarà implementata senza una evoluzione collettiva verso il futuro.

## 3.3 SG - uno sguardo al futuro

La rete elettrica odierna fornisce un servizio essenziale per la società, è costruita per assicurare la fornitura ad ogni singolo consumatore. Essi formano uno schema integrato che fa capo ad una struttura di macro-generazione centralizzata; assorbimenti distribuiti, interconnessioni tra i nodi della rete limitati, e regolamenti e leggi del mercato dell'energia che non sono armonizzate per il mutuo vantaggio di tutti gli stakeholders.

In risposta alla nuova sfida e alle opportunità crescenti, la rete elettrica si sta cominciando ad evolversi. Lo scopo è quello di suddividere un unico servizio di distribuzione e di generazione ad una serie di stazioni di generazione e controllo decentralizzate, al fine di capillarizzare e di distribuire sul territorio sia le centrali, così da dimensionarle in maniera più efficiente e ridurre gli sprechi, e di rendere l'infrastruttura del controllo di rete più precisa e più in grado di fornire dati attendibili una volta aggregati. Nel prossimo futuro tuttavia, si pensa che la generazione ad alta tensione da grosse centrali giocherà sempre un ruolo principale.

### 3.3.1 SG Perché agire ora?

Le nuove tecnologie per la generazione, la rete, lo storage, l'efficienza del carico, il controllo e le comunicazioni, il mercato libero e i cambiamenti ambientali, richiedono una visione condivisa e strategica per tutti i portatori d'interesse. Questo assicurerà il certo raggiungimento di un Agreement unico a livello continentale, e il soddisfacimento dei bisogni futuri dei consumatori.

Adesso, i Driver principali necessari al cambiamento sono:

- Crescente partecipazione dei consumatori in campo energetico.
- Politiche nazionali e continentali che incoraggino la generazione rinnovabile, o comunque a basso impatto ambientale, ed un uso più efficiente dell'energia.
- I bisogni di capire e gestire il cambiamento tecnico e le opportunità per integrare nuove e diverse forme di energia nella rete.
- Il bisogno di investimenti mirati di rinnovamento della rete che garantisca una operabilità efficiente per i prossimi 50 anni.
- Il bisogno di contenere le congestioni di rete, con metodi basati sul mercato
- Il desiderio di condividere i benefici ai consumatori, e metterli in condizione di carpire le più immediate opportunità.
- Il bisogno di ridurre l'incertezza e il rischio di investire in tecnologie "oscure".
- Il progresso tecnologico, che potrà abbattere il costo di dispositivi e servizi.

E da questi si ricava la Vision per la SG:

- Non solo una ricerca prettamente accademica.
- Non solo una rete circoscritta ai continenti ricchi, ma a tutto il mondo
- Non solo relativo alla rete di distribuzione, ma anche alla produzione, alle singole utenze, etc
- Non una visione di infrastrutture specifiche o di dettagli su investimenti e gestione del rischio.
- Non solo volta al commercio di titoli energetici, o all'assicurare un corretto uso dei combustibili primari residui.
- Non su argomenti di ricerca dettagliati, ma su temi e argomenti.

L'obiettivo di questa tesi è proprio quello di avvicinarsi ad una logica di base con la quale costruire una architettura tipo di rete, servendosi di alcune teorie matematiche che approfondiremo in seguito.

### 3.3.2 Drivers verso la SG

- **Il mercato:** l'evoluzione del mercato, associata con un insieme di regolamenti efficienti, promuoverà una crescita economica e giocherà un ruolo chiave per lo sviluppo continentale. Il mercato interno dovrà favorire il proliferare di servizi e spingere al ribasso il prezzo dell'elettricità.
- **Sicurezza e Qualità della Fornitura:** la società moderna dipende criticamente da una sicura fornitura di energia elettrica, gli stati senza delle riserve adeguate di combustibili fossili sono quelle più a rischio di carenza di energia primaria. La vecchiaia della rete elettrica è una minaccia per la sicurezza, la disponibilità e la qualità della fornitura.
- **L'ambiente:** dietro bisogni primari di energia, il principale svantaggio dei combustibili fossili è che essi emettono CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>. e altre sostanze inquinanti che sono emesse quando si bruciano per produrre energia. I gas serra, contribuiscono in maniera ormai

insindacabile al cambiamento climatico, che è riconosciuto essere una delle principali catastrofi ambientali e economiche per il genere umano. La ricerca ha l'obiettivo di individuare le più convenienti tecnologie affinché vengano raggiunti gli obiettivi per il 2020 ed oltre dei protocolli sottoscritti.

### 3.3.3 Nuove fonti di generazione energetica – la generazione distribuita

L'acqua e il nucleare sono due fonti energetiche che hanno emissioni di gas serra quasi a zero. Un'altra fonte energetica che sta avendo un enorme successo specie nei paesi del Nord Europa, è il vento, mentre nei paesi come l'Italia si sta assistendo al boom della generazione Fotovoltaica. La SG dovrà essere in grado di incorporare e controllare questi tipi di tecnologie di generazione. Queste forme di integrazione hanno differenti caratteristiche dalle centrali tradizionali. Fatta eccezione per le grosse piattaforme eoliche Off-Shore, e le centrali idroelettriche, questo tipo di generazione tende ad avere piccoli output energetici da piccole centrali, oltre ad avere un rate di intermittenza produttiva molto maggiore delle centrali tradizionali, ed in questo caso per esempio per il fotovoltaico, l'alternarsi del giorno alla notte, ma anche il passaggio di sistemi nuvolosi più o meno consistenti.

E' difficile predire l'impatto della generazione distribuita sul futuro mix energetico. Comunque sia, se le politiche energetiche dell'Europa, come sembra, continueranno a promuovere la crescita della DG, ci sarà un urgente bisogno di trasformare la rete elettrica su larga scala, per lo sviluppo di queste nuove tecnologie. La DG può avere un impatto sulla rete locale, causando l'inversione dei flussi energetici e la variazione del voltaggio di rete e di altri parametri tecnici necessari per assicurare le operazioni. Non c'è ancora per questo problema una soluzione economica ed effettiva.

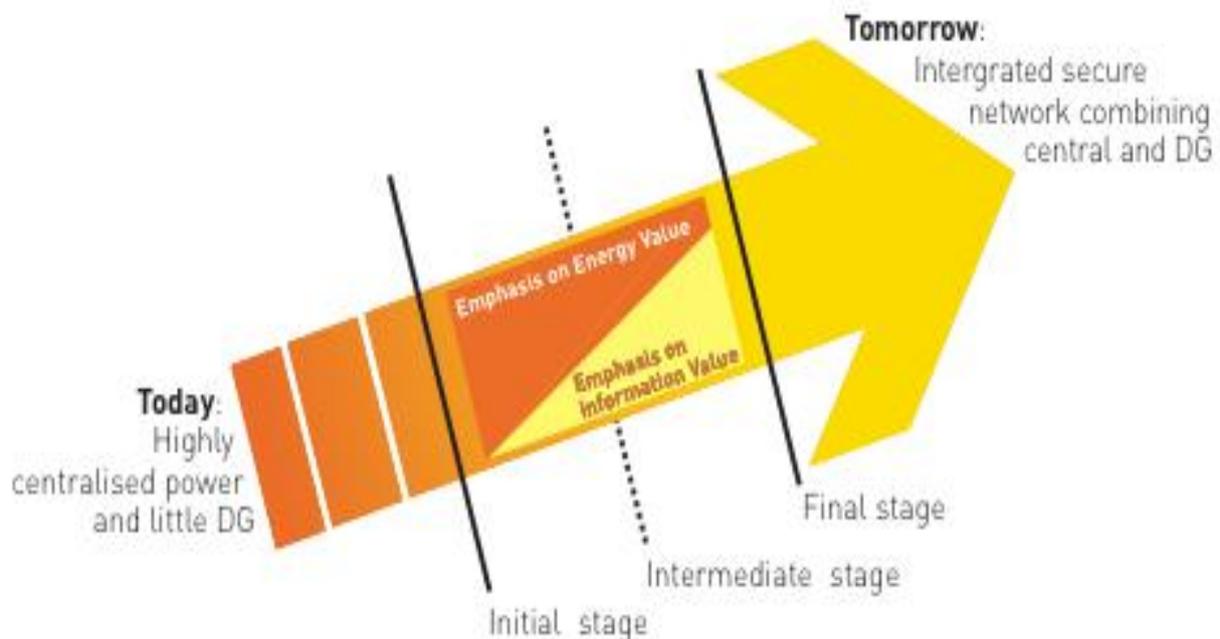


Fig. 3.1- Introduzione della generazione distribuita per gradi.

### 3.4 Dalla rete di Oggi alla rete di Domani

La rete odierna è per la maggior parte dei casi basata su grandi centrali di generazione, connesse con reti di trasmissione ad alto voltaggio (vedi cap. 1) che forniscono a turno i sistemi a medio – bassa tensione. La trasmissione e la distribuzione è comunemente strutturata su monopoli naturali, per esempio regionali o nazionali, sotto il controllo di autorità energetiche. In contrasto, il settore della generazione sta aumentando la competitività. Adesso, il flusso energetico è monodirezionale, dalla Centrale, attraverso il sistema di distribuzione e trasmissione al consumatore finale. Il dispacciamento dell'energia e il controllo di rete è tipicamente svolto da una singola stazione in maniera centralizzata. Non vi è se non in minima parte una partecipazione dei consumatori, e non vi è assolutamente una comunicazione end-to-end tra i nodi della rete. La rete tradizionale si è evoluta locando le centrali in vicinanza delle fonti energetiche, siano esse carbone, acqua o petrolio.

La rete di trasmissione serve una area che ha completa disponibilità di energia a piacimento. L'esistente sistema di rete costituisce un eccellente fondamenta dal quale le sfide future e i sistemi di rete possono cominciare, e il cambiamento potrebbe avere luogo attraverso un miglioramento incrementale più che rivoluzionario e per questo è necessaria una strategia a lungo termine.

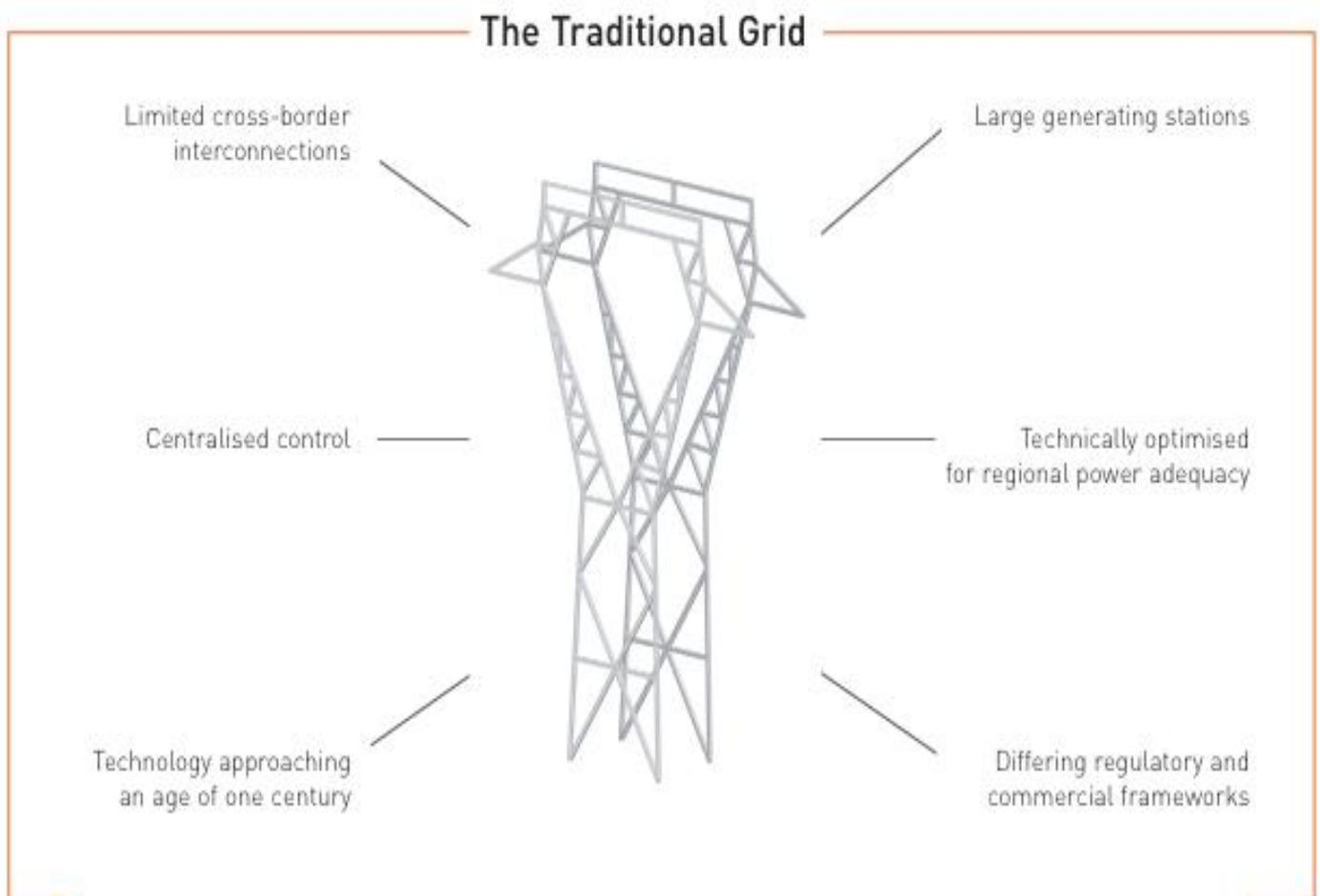


Fig 3.2 – Rete tradizionale

La rete del futuro sarà una rete attiva e dovrà garantire un flusso energetico bidirezionale. Quella europea opera sotto un modello di mercato in cui i generatori sono spacciati in accordo con le forze di mercato e le centrali di controllo operano un ruolo di supervisione. Le reti di distribuzione d'altro canto, hanno visto piccoli cambiamenti verso una maggiore radialità ma sempre con flussi energetici unidirezionali e operazioni "passive". Il loro ruolo primario è il servizio energetico agli utenti finali.

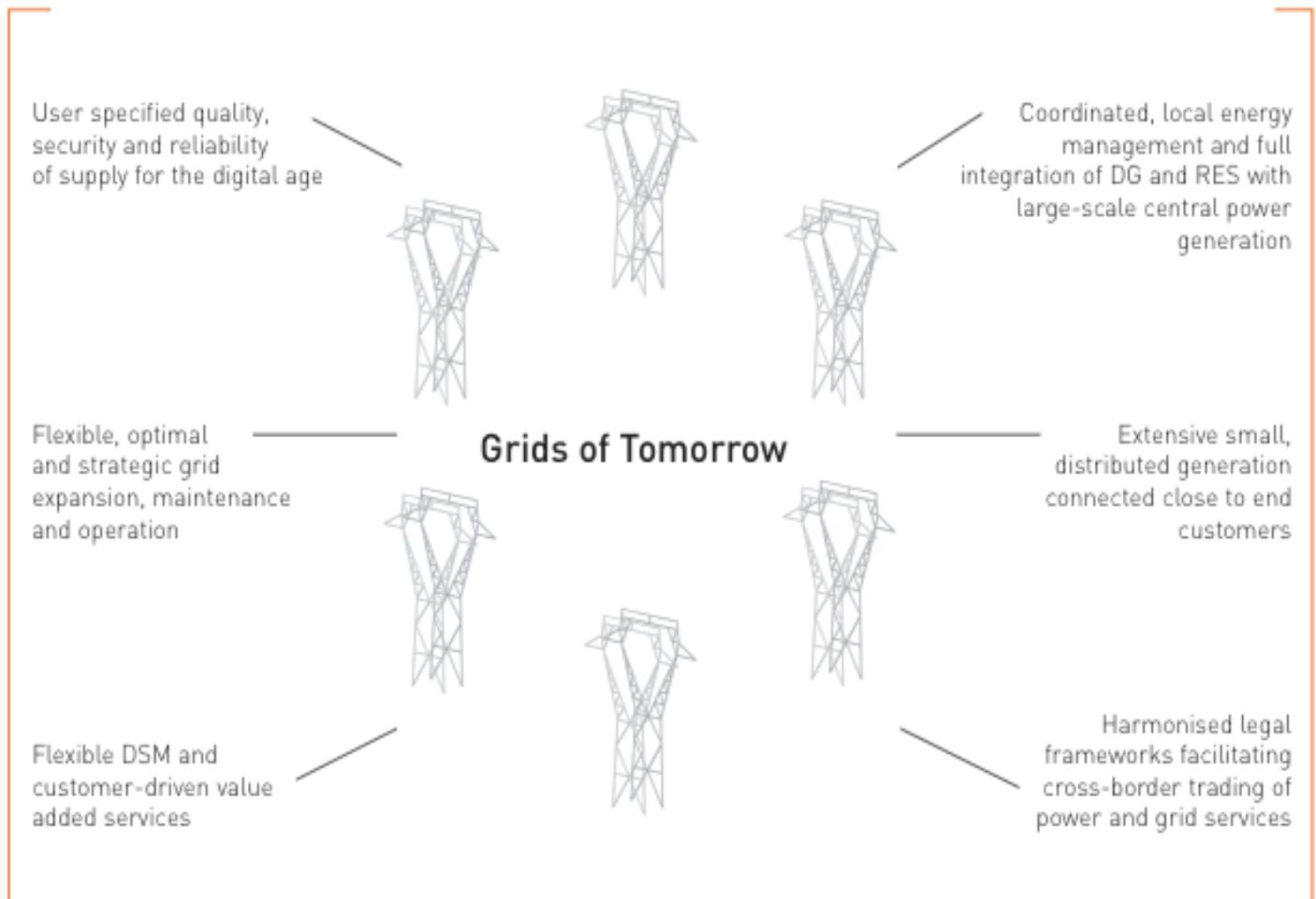


Fig. 3.3 – La rete del futuro

Il futuro modello di rete elettrica deve andare incontro a dei cambiamenti tecnologici, cambiamenti nei valori della società e nell'ambiente, oltre che nel commercio. La sicurezza, l'affidabilità l'ambiente, la qualità e il costo della fornitura verranno viste tutte sotto un altro punto di vista, e l'efficienza energetica del sistema sarà presa molto più seriamente. Le nuove tecnologie dovranno garantire alla rete, affidabilità e sostenibilità economica in una logica di libero mercato.

### 3.4.1 Il futuro mercato dell'elettricità

La liberalizzazione del mercato energetico è un fattore importante da prendere in considerazione, in primis perché ognuno punterà a perseguire i propri interessi di business, e tutti gli stakeholders dovranno poter massimizzare il loro profitto e al contempo fornire un servizio conforme ai requisiti sopraelencati agli utenti finali. Il libero mercato, che ad oggi è una parziale realtà, significa la libera scelta dei fornitori di energia da parte dei consumatori. Inoltre, la liberalizzazione separa le responsabilità tra assicurare la trasmissione e la distribuzione dalla generazione. L'intero settore elettrico vedrà un cambiamento radicale dal punto di vista commerciale, delle regole e del contesto ambientale, e tutto ciò influenzerà notevolmente le logiche di business.

La liberalizzazione non è l'unica sfida però che le reti di flusso (Flow Networks - FN ) dovranno affrontare. L'organizzazione della rete nel futuro sarà anche influenzata dalle dinamiche di mercato, che andranno incontro inevitabilmente ad una scarsità di fonti energetiche primarie, e da un'altra parte al cambiamento climatico, che influenzerà notevolmente le decisioni su nuovi investimenti nella generazione, dando priorità alle fonti rinnovabili, o comunque a basso impatto sull'effetto serra, come il nucleare. Si opererà sicuramente su un modello di generazione sparsa, distribuita sul territorio, sfruttando dei mix di fonti e tecnologie che forniscano il maggior numero di soluzioni possibili.

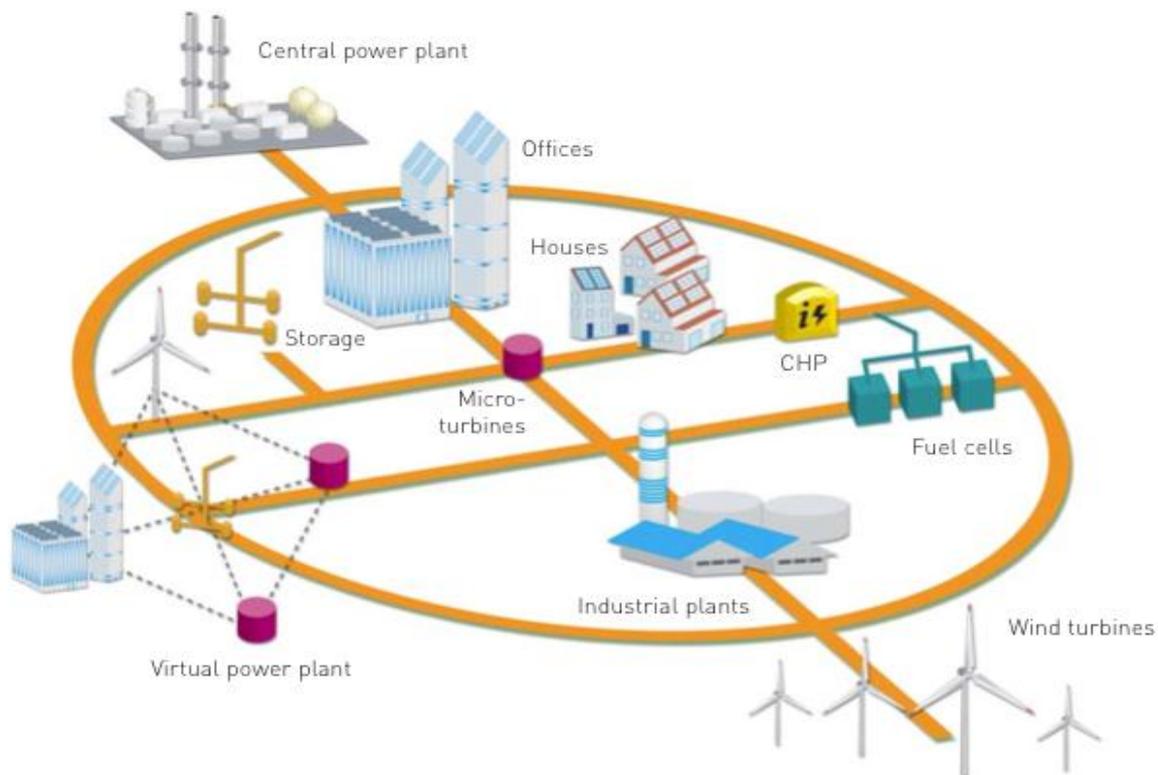


Fig. 3.4 – Situazione di generazione ibrida con generazione centralizzata, generazione rinnovabile da eolico, fotovoltaico domestico, celle a combustibile, sistemi di storage.

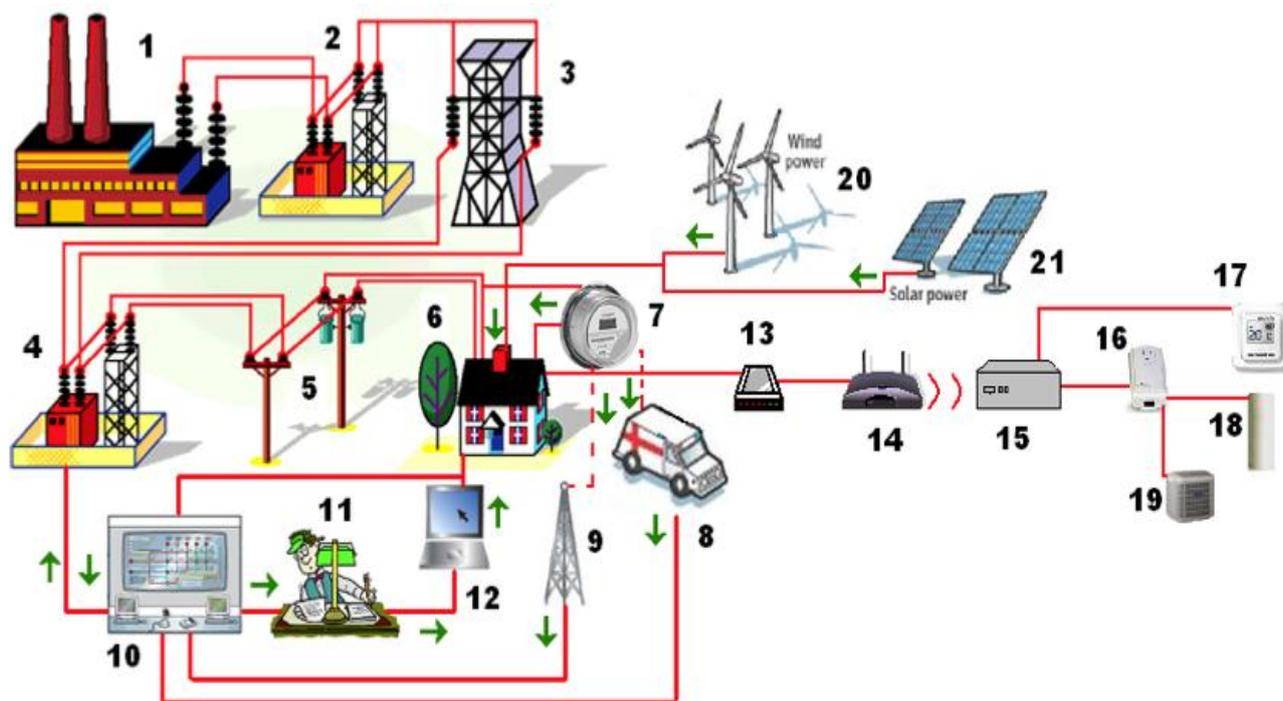


Fig. 3.5 -Altro esempio di smart-grid ibrida, con uso di veicoli elettrici, AMI, AMR e infrastruttura di telecomunicazione per il controllo, integrazione con RES

Una proporzione di elettricità generata da grandi centrali convenzionali, sarà rimpiazzata dalla generazione distribuita, attraverso fonti energetiche rinnovabili, e sistemi di gestione dei picchi e delle lacune energetiche, di gestione della domanda e di accumulo di energia. Da sottolineare che nel futuro meno prossimo, una parte dell'accumulo di energia potrà essere anche mobile, ovvero affidato a PEV *plug-in electric vehicles* con una ulteriore riduzione del carico sui combustibili fossili. Il problema sarà affrontare la natura intermittente delle RES, e generare energia in maniera economicamente efficiente.

Una integrazione efficiente con la generazione distribuita, non potrà essere fatta senza un cambiamento radicale sul sistema di trasmissione e distribuzione, partendo dalla logica di funzionamento della rete, dall'inquadramento di regole e normative interoperabili fino ad arrivare alle tecnologie HW e SW.

### 3.4.2 Dalla rete del Domani alla SG

Il concetto di Smartness di rete si ottiene attraverso diversi interventi. Questi interventi dovranno permettere agli Stake-holders principali, soprattutto a quelli che sono anche Share-holders, di poter ottenere un ruolo attivo nella fornitura di energia. La gestione della domanda e dei profili di carico, diviene quindi una fonte indiretta di risparmio e di generazione a propria volta. Ad oggi, il maggior numero di utenti è un recettore passivo di elettricità senza alcuna partecipazione nella gestione operativa delle fonti di generazione e della rete. Ogni nodo della rete rappresentato da un utente finale è semplicemente un end-node di rete, che fa da assorbitore totale. Negli ultimi dieci anni, molti stati hanno cominciato il processo di liberalizzazione dei propri sistemi elettrici, e dare accesso aperto alla trasmissione e alla rete di distribuzione. Il processo è stato accompagnato da una rapida crescita della DG con varie tecnologie, in particolare basate su RES. Questo asseconda il bisogno di dare una risposta contrastante al cambiamento climatico, di introdurre combustibili diversi, e alta qualità nella

fornitura di energia. C'è stato un rapido sviluppo dello sfruttamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione e un interesse crescente sulle tecnologie di storage o accumulo dinamico. In alcune nazioni, come l'Italia con il caso di ENEL, hanno implementato lo SMART METERING, con una comunicazione bidirezionale e la possibilità di accumulare anche informazioni sul profilo dell'utente.



Fig. 3.6 – Visione della rete elettrica del futuro

Seguendo il concetto di Internet, la rete elettrica dovrà essere una rete interattiva, sia per le fonti di generazione che per i carichi, che in un sempre più crescente numero di casi coincideranno con una unica utenza finale. Nel 2020, le compagnie di servizio energetico lasceranno ad ognuno il libero accesso alla possibilità di poter essere fornitori di energia, anche al singolo cittadino, come alla possibilità di gestire la domanda. Abilitando lo smart metering e il controllo elettronico, la fornitura locale di elettricità giocherà un ruolo chiave nello stabilire una serie di servizi che creino valore per gli utenti coinvolti.

In questo contesto, gli apparati di misura saranno un gateway di accesso alla rete e alla

gestione della domanda di energia. Per questa ragione, i contatori elettronici, e i sistemi automatici di gestione delle misure dovranno integrarsi con i sistemi di telecomunicazione e comunicare in maniera parallela o attraverso le reti di distribuzione. L'ICT (Information & Communication Technology) e il processo di integrazione del business dovranno portare ad una gestione in real-time della catena del valore che attraversa produttori, distributori, reti attive, dispositivi di misura, utenti finali e sistemi corporativi, non più in una one-way communication ma in una two way communication.

### 3.4.3 Nuove Reti, nuovi sistemi, nuove logiche e nuove tecnologie.

La realizzazione di una rete di distribuzione attiva, si muove ad oggi su due proposte principali:

- *Le microgrids*
- *Le utilities Virtuali.*

Ben inteso che non si intendono per vie mutuamente esclusive o fisse, ma anche soluzioni integrabili

La *Microgrid* è generalmente definita come una rete BT [LV eng] con fonti di generazione distribuita. Unita a sistemi di storage locali e carichi controllabili, come scaldabagni elettrici o condizionatori, avrà il controllo totale della capacità di generazione installata e del carico disponibile nell'ordine delle centinaia di kW fino a 2 MW. Un aspetto delle microgrid interessante, è che esse possono operare sia in contatto con la rete di distribuzione in media tensione e quindi con la dorsale, sia isolarsi in caso di guasti nella rete a monte e dopo una risincronizzazione con il voltaggio della rete superiore ritornare a comunicare e riprendere il flow energetico con essa una volta risolto il problema di dorsale.

Senza la rete principale, una microgrid può essere vista come una entità controllabile che può operare con una aggregazione di carichi e di generazione definita, dando dei vantaggi notevoli all'adottare il concetto di SG, massimizzare l'efficienza dell'isola e massimizzare l'utilità degli stakeholders, che possono essere micro-produttori, utenze di svariato tipo e gestori della rete locale.

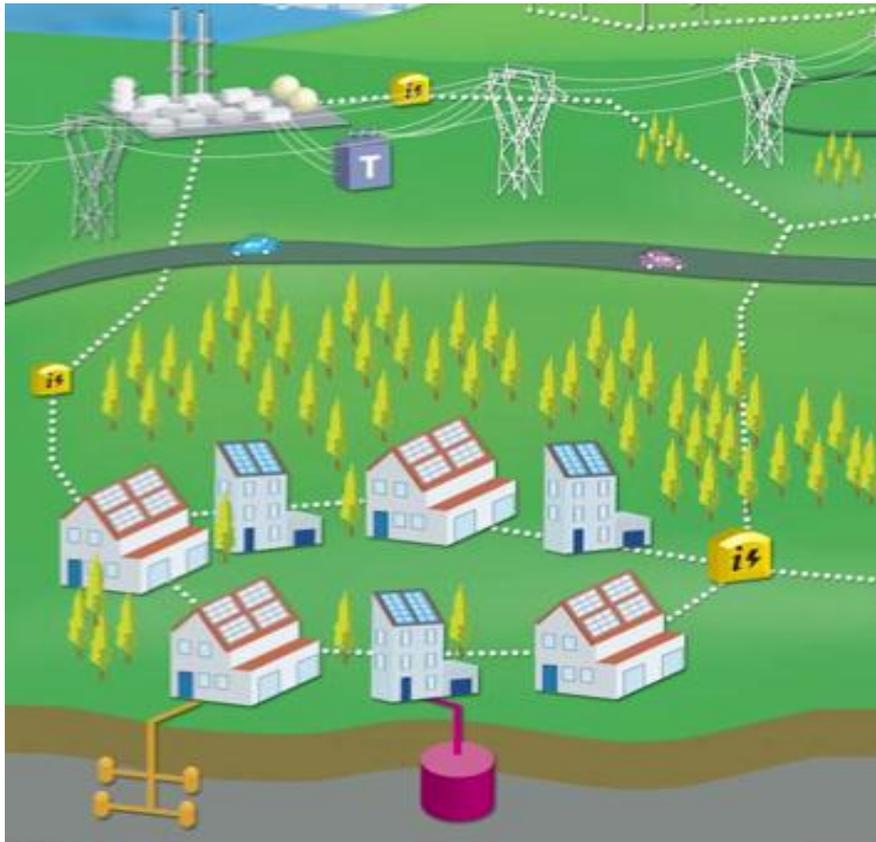


Fig. 3.6 particolare – microgrid

La *utility virtuale* adotta la struttura del modello internet, ed ha una capacità di trattare informazioni e transazioni commerciali di vendita, oltre all'uso di infrastrutture hardware. L'energia è acquistata e instradata verso i nodi. L'energia è prodotta sia con RES che con fonti tradizionali, a seconda della convenienza del momento, della disponibilità, del prezzo del momento del combustibile non rinnovabile, o delle condizioni meteo; per esempio, se una utenza commerciale, secondo il proprio profilo di carico ha bisogno dalle 15.00 alle 17.00 di 35 kWh di energia elettrica, il sistema di utility virtuale dovrà essere in grado di verificare la disponibilità di energia in maniera preventiva, fare un confronto tra le fonti diverse in produzione al momento, compresa la disponibilità di accumulo [quindi necessariamente poter prevedere le condizioni meteorologiche], dando ovviamente corsia preferenziale alle fonti rinnovabili, affrontare un trade-off tra il minimo costo orario di produzione del singolo kWh, sia per il consumatore che per l'utility stessa e poi effettuare il routing dell'energia on-demand su previsione del carico. Lo stesso ragionamento vale per lo scambio sul posto, ovvero per massimizzare l'efficienza energetica e la convenienza economica della produzione in eccesso da parte dei Prosumers.

Il sistema dovrà dunque essere dotato di tecnologie di informazione, automazione e controllo, elettronica di potenza avanzata e accumulo efficiente.

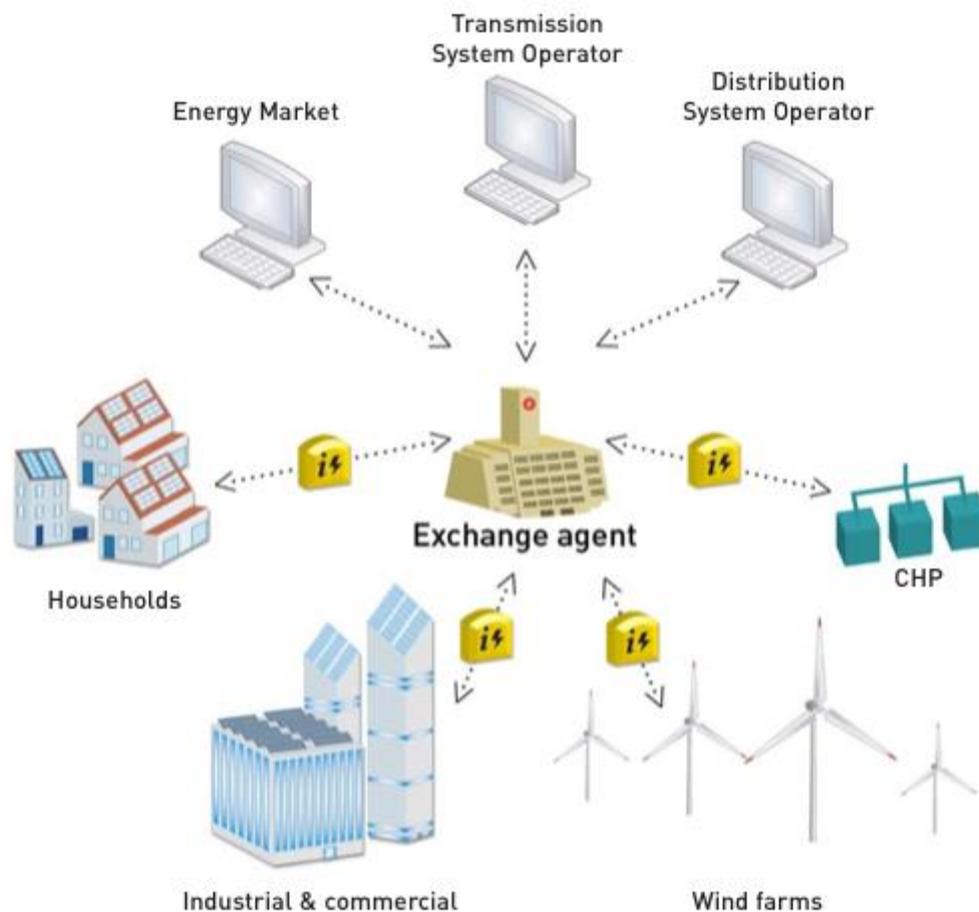


Fig. 3.7 - Modello di Utility Virtuale

L'analisi della architettura di sistema è il passo preliminare più importante, insieme alla definizione di una logica di comportamento dei singoli "giocatori" per il futuro sviluppo della rete. Trovare una architettura adeguata richiede lo sviluppo [che tutt'oggi è in corso] di tecnologie abilitanti, sia per la gestione del carico, che per l'efficienza, per la domotica, per lo storage, per il controllo di rete a tutti i livelli. Unitamente al fattore logico- comportamentale e tecnologico ci vorrà una uniformità ed una interoperabilità sia dei regolamenti, che delle normative, piuttosto che degli standards di comunicazione tra i dispositivi da un nodo ad un altro, da un dispositivo di una marca ad un altro di una diversa a pari livello, da nazione a nazione.

#### Tecnologie Abilitanti per la SG

- Reti di distribuzione attive, che si adattino alla odierna infrastruttura di trasmissione.
- Nuove tecnologie di rete, che facilitino l'incremento dei rate trasmissivi dell'energia, si pensi a GIL, a superconduttori, a mezzi che possano operare ad altissime temperature etc.
- Ampio sviluppo della comunicazione per abilitare l'automazione di griglia, i servizi on-line, il Demand Response, il Demand Side Management.
- Soluzioni di elettronica di potenza che migliorino la qualità della fornitura energetica.
- Dispositivi di accumulo efficienti.
-

### 3.5 Il Demand Response e la gestione dei picchi di domanda e di prelievo

Come già detto, con l'avvento della generazione distribuita e i flussi bidirezionali di energia da e verso isole di micro generazione e micro consumo, la rete dovrà essere in grado di gestire flussi energetici bidirezionali. Sul piano del controllo, inoltre, una grossa parte della sfida sulla riuscita o meno si baserà sul bilanciamento :

ogni casa, ogni utente, dovrà potenzialmente poter diventare un prosumer di energia elettrica, che compra ma anche vende energia, in un mercato aperto ai grandi distributori come ai piccoli utenti. Il prezzo dell'energia, sia per chi la consuma che per chi la vende, varierà nel tempo e diventerà la principale variabile in grado di bilanciare la domanda all'offerta di energia elettrica. E' presumibile che ogni utente di questo mercato sarà rappresentato da un software, che attraverso una User-id e una Password, agirà in maniera autonoma e proattiva verso la massimizzazione di obiettivi di profitto per ogni singolo utente. E' una vera e propria rivoluzione rispetto al sistema di bilanciamento attuale basato su un controllo centralizzato e con reazioni molto spesso affidate all'intervento dell'operatore umano. Il problema del Demand - Response, ovvero il bilanciamento tra domanda e offerta real-time di energia, è schematizzato nella figura seguente, dove è mostrato il tipico profilo di carico, ossia la potenza richiesta nell'arco della giornata: il dover garantire elettricità nel periodo di picco richiede di dimensionare centrali elettriche che verranno utilizzate solo in quei periodi della giornata; riuscire a gestire i consumi di picco e a ridurli, appiattendone la curva di carico e ad avere, teoricamente un profilo costante nel tempo, genererebbe vantaggi economici e di gestione altissimi.

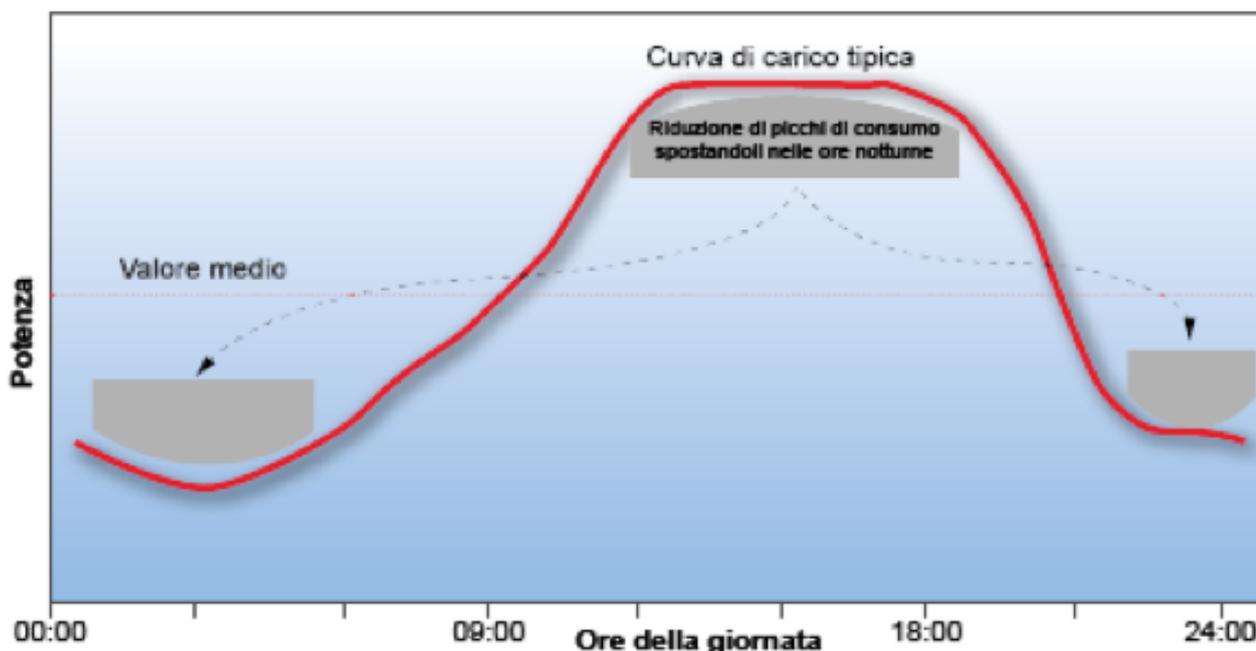


Fig.3.8 - Curva di carico tipica oraria Abitazione civile.

Ovviamente se si riuscissero ad attenuare i picchi energetici, sarebbe molto più facile anche ricavare la quantità di energia da fornire su base oraria, e poter dimensionare eventuali sistemi di accumulo, se si parla di fonti energetiche intermittenti. Una infrastruttura standard

di Demand Response abiliterebbe anche nuovi schemi di tariffazione, incluso il pre-pagato, ma che abiliterebbe un sistema di self-healing e self-control: in momenti di sovraccarico, la rete potrebbe richiedere a dispositivi elettrici meno prioritari di spegnersi, evitando un black-out o uno stacco totale di energia ad un appartamento, ad esempio spegnendo il solo condizionatore o ritardando il ciclo di accensione degli elettrodomestici. Se da un lato si richiede alle Smart Grids di generare meccanismi incentivanti di partecipazione degli utenti, dall'altro è doveroso ricordare che l'introduzione di tecnologie ICT dovrà anche saper indirizzare le persone e i loro modelli di consumo verso comportamenti e stili di vita ecosostenibili nel lungo periodo. In Finlandia per esempio è bastato fornire agli utenti domestici dati in tempo reale sui propri consumi per ottenere un risparmio energetico del 7% e si stima che il risparmio energetico potrebbe arrivare fino al 10%.

### 3.6 SG e Load Forecasting, la determinazione del profilo di carico.

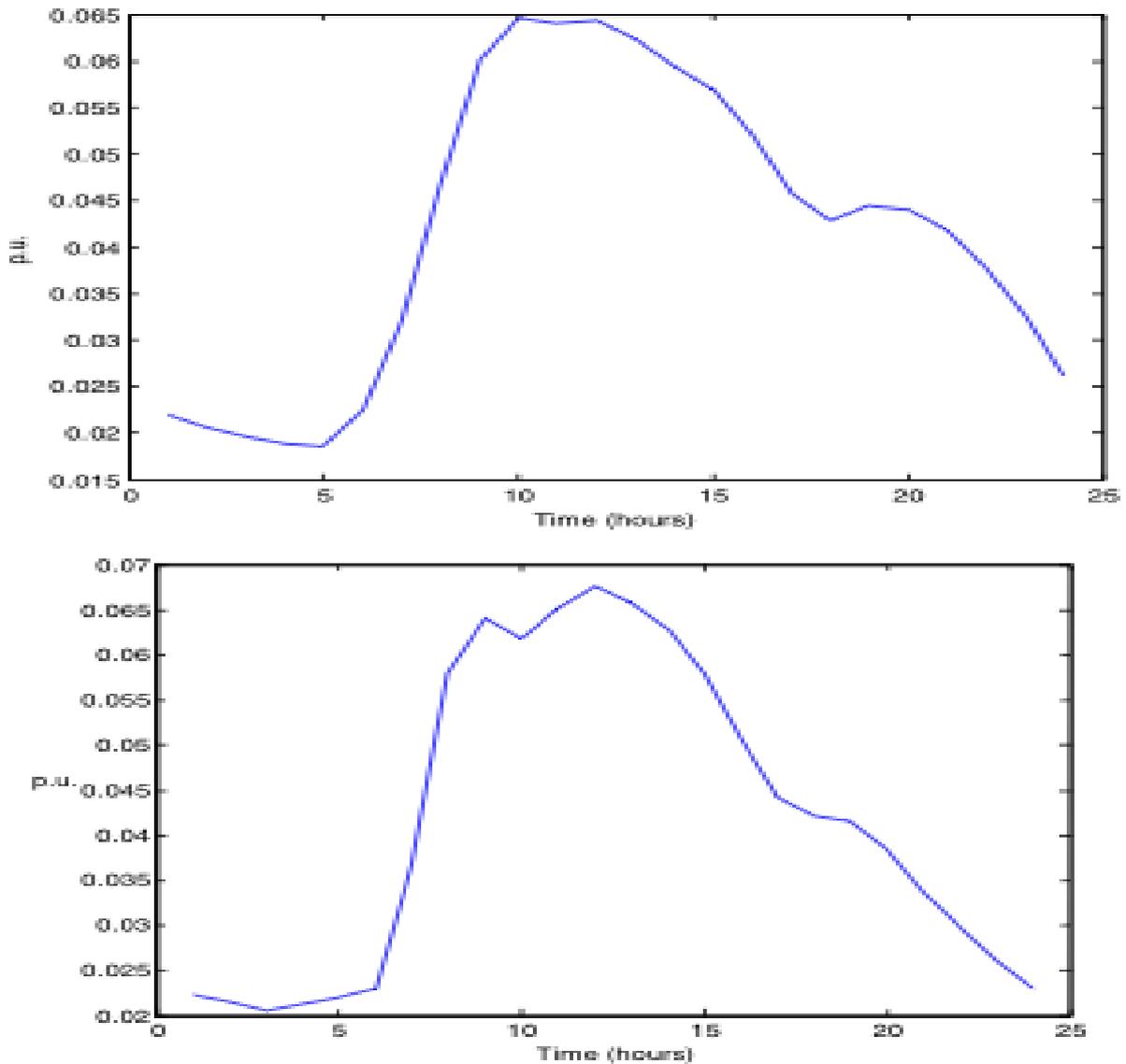
Una rete Smart, implica una serie di nuove sfide, che riguardano in primis avanzamenti nella architettura e nella gestione della distribuzione. Un sistema di gestione avanzato della distribuzione [DMS - Distribution Management System] deve essere in grado di poter modellare il profilo di carico ed effettuare in maniera automatica la stima di carico da allocare a ciascuna sottostazione ed a cascata fino alle utenze singole. I sistemi di media tensione operano principalmente in maniera radiale, e le misure real-time si limitano il più delle volte a sottostazioni di trasformazione AT/MT. L'Allocazione del carico [LA -Load Allocation] on-line è una tecnica in grado di usare tutta l'informazione disponibile per stimare accuratamente la distribuzione del carico sulla rete. Questo per poter stimare la potenza attiva e reattiva di cui hanno bisogno i nodi o i trasformatori di distribuzione della rete in media tensione. I rimanenti moduli del DMS poi, svolgono funzioni di controllo del flusso energetico, fault detection, ristorazione dell'isolamento etc., ma tutte queste funzioni si basano sulla LA, e quindi diventano inutili se essa non è precisa abbastanza.

Per molti sistemi di distribuzione oggi, la sola informazione disponibile oggi on-line, la corrente totale registrata nelle sottostazioni AT/MT. Basandosi su queste informazioni scarse, la LA è tradizionalmente fatta ricorrendo alla potenza in passaggio dai trasformatori connessi o sui consumi mensili. Questi approcci però non danno soddisfacenti risultati, in quanto non sfruttano la curva di carico giornaliera [DLC Daily Load Curve] e non forniscono una stima della potenza oraria fornita da ogni trasformatore di distribuzione ad ogni categoria di carico.

#### 3.6.1 Profili di carico della domanda

Per quanto riguarda il concetto di SG, si considerano tre tipi fondamentali di carico: Industriale, residenziale o domestico, o servizi. L'ultimo gruppo si riferisce a carichi pubblici, come ospedali, illuminazione stradale, scuole etc. Alcune delle nuove metodologie proposte per una profilazione del carico, prevedono di poter di compiere uno studio sistematico sui consumi aggregati di ciascuna tipologia di carico così da arrivare a caratterizzare la curva di carico, la quale poi assume valori diversi in funzione dell'entità della fornitura.

A turno, ogni categoria di carico ha dei sottotipi di carico a sua volta che la caratterizzano, definiti "Load Clusters", ed ognuno di questi è caratterizzato da una curva giornaliera specifica. Per esempio, le due curve nella immagine successiva, raffigurano



Figg 3.9 -Load Clusters Patterns industriali C1 e C2

Le variabili in gioco nella costruzione di un profilo di carico Clusterizzato, sono definiti fattori di utilizzazione  $\lambda_i$  :

- Totale potenza aggregata.
- Numero di clienti totale per tipo di carico per ogni trasformatore di distribuzione.

La lista dei trasformatori di distribuzione è associata alla tensione in entrata, alla potenza aggregata da fornire, ed al numero di utenze per ogni tipo di carico per il quale la tensione in entrata al singolo trasformatore è calcolata.

Determinando i valori dei fattori di utilizzazione, per ogni tensione in entrata e per ogni ora, si determina il carico fornito da ogni trasformatore attraverso un problema di ottimizzazione.

Dai dati storici si ottengono dati di tensione e corrente per le ore future, con dei metodi di previsione. Combinando queste tecniche di previsione è possibile costruire una curva di riferimento giornaliera su base oraria per ogni tensione in entrata di ciascun trasformatore. Per esempio in figura sottostante, si mostra la curva di riferimento della corrente considerando le misure reali fino al tempo  $t$  e per le successive ore da  $t$  a 24 si sfruttano i dati storici.

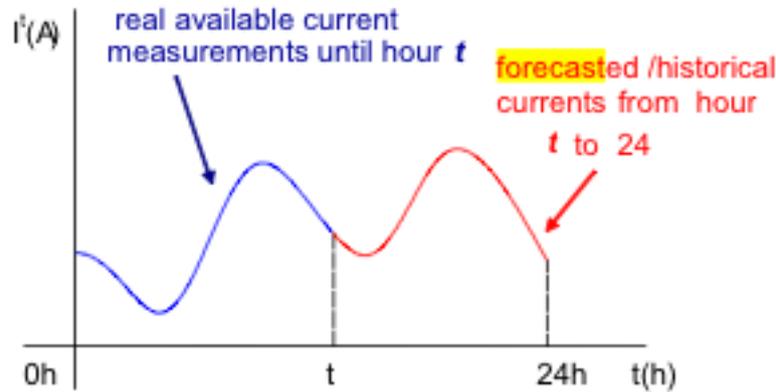


Fig. 3.10- Curva di riferimento giornaliera con dati reali e stime su dati storici

L'idea principale che è ad oggi allo studio nella ricerca, consiste nel minimizzare la somma dei quadrati delle differenze tra la curva corrente di riferimento giornaliero e quella basata sulle stime previsionali:

$$\min \sum_{i=1}^{24} [I_{est}^t - I_i^t]^2 \quad (a)$$

Si cerca dunque di stabilire una relazione tra le stime delle variabili correnti  $I_{est}$  e il carico del trasformatore di distribuzione. La corrente oraria stimata per l'alimentazione generica, può essere espressa come:

$$I_{est}^t = \sum_{j=1}^{NT_S} \lambda_S^t C_i^{Sj} + \sum_{k=1}^{NT_D} \lambda_{Dk}^t C_i^{Dk} + \sum_{m=1}^{NT_I} \lambda_{Im}^t C_i^{Im} \quad (b)$$

dove la somma è estesa a tutti i tipi di carico per ogni tipo associato con il trasformatore. Ognuno degli addendi della formula precedente è la somma della corrente stimata per ogni cluster relativo ad una categoria di fornitura. Quindi sarà lo stesso per le altre due categorie, per esempio domestico e industriale.

Unendo le formule precedenti, il problema di ottimizzazione diventa:

$$\min \sum_{i=1}^{24} (I_i^t - \sum_{j=1}^{NT_S} \lambda_S^t C_i^{Sj} - \sum_{k=1}^{NT_D} \lambda_{Dk}^t C_i^{Dk} - \sum_{m=1}^{NT_I} \lambda_{Im}^t C_i^{Im})^2 \quad (c)$$

Una volta risolto questo problema di ottimizzazione si ottiene per ogni cluster una stima delle potenze totali attive e reattive necessarie alla soddisfazione del carico, ovvero:

$$P_{est} = \sqrt{3}V^t I_{est_{Dk}}^t \cos\varphi_{tk}^D \quad \text{con } k=1, \dots, NTd \quad (d)$$

$$Q_{est_{Dk}}^t = \sqrt{3}V^t I_{est_{Dk}}^t \sin\varphi_{tk}^D \quad \text{con } k=1, \dots, NTd \quad (e)$$

E così via per gli altri due tipi di carico. Ovviamente la somma delle totali potenze attive / reattive può essere calcolata per ogni tipo di carico:

$$P_{est_D}^t = \sum_{k=1}^{NTD} P_{est_{Dk}}^t \quad (f)$$

$$Q_{est_D}^t = \sum_{k=1}^{NTD} Q_{est_{Dk}}^t \quad (g)$$

L'adattamento delle soluzioni ottenute è svolto poi con una accurata previsione degli errori e degli scostamenti, così che ogni potenza stimata per ciascun tipo di utenza, sia stimata in funzione di un errore di stima della corrente per ogni tipo di carico e traslato in un errore di potenza attiva e reattiva usando un fattore di  $\cos \varphi$  medio per S, D, I, ovvero per servizio, domestico e industriale. L'errore di potenza attiva e reattiva sono aggiunti alle potenze stimate per ogni tipo di carico.

L'ultimo stadio dell'allocazione del carico per la potenza attiva e reattiva in precedenza stimata al livello di fornitura. La completa procedura dunque per l'Allocazione del carico per una specifica ora dunque:

1. Processo di ottimizzazione:
  - a. generare le curve di riferimento giornaliere su base oraria di corrente e voltaggio
  - b. Risolvere il problema di ottimizzazione dei minimi quadrati di cui alla formula [a]
  - c. Ricavare la potenza attiva e reattiva domandata per ogni cluster di carico [d][e] e il totale [f] e [g] per ognuno dei tre tipi di carico.
2. Controllo dell'errore. Ovvero il valore risultante dalla funzione obiettivo assestato, se l'errore è maggiore di un valore specificato adotta un'altra curva DLC, altrimenti continua.
3. Gestione dell'errore. L'errore è diviso in tre tipi di carico.
4. Allocazione del carico. Assegna la potenza stimata a livello di fornitura al singolo trasformatore di distribuzione connesso con la sottorete.

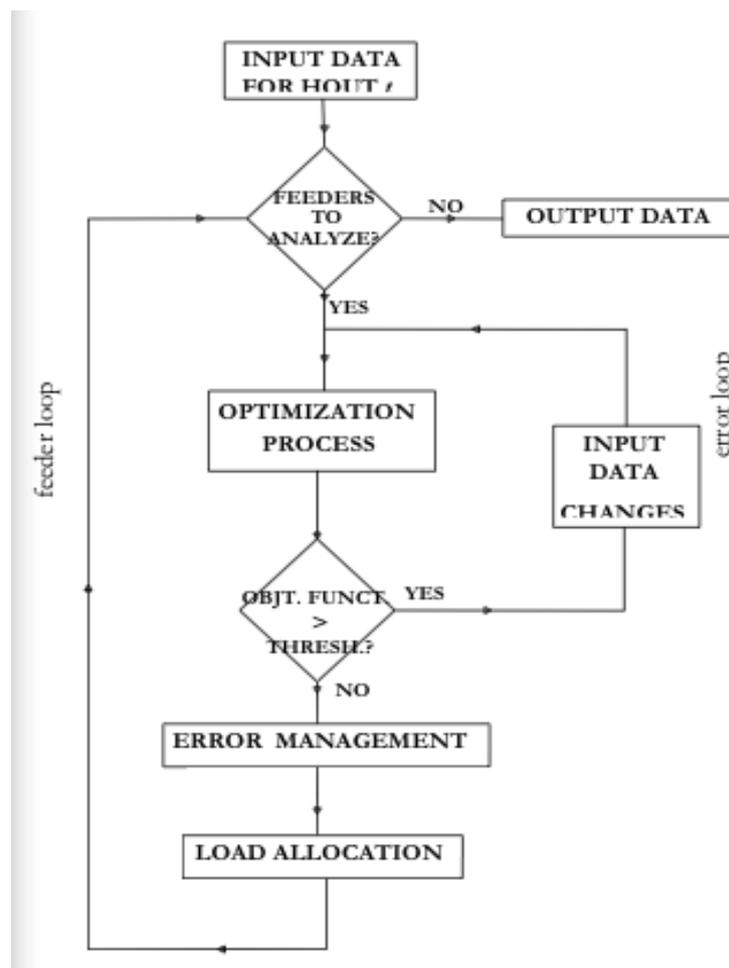


Fig. 3.11 – Flow-chart dell'intera metodologia di allocazione del carico.

I risultati che si ottengono usando questo metodo sono pienamente soddisfacenti perché si ottengono dei risultati sia nelle simulazioni sia nei casi reali di matching quasi totale dei carichi. Ovviamente senza una metodologia di questo tipo o similare, si vanifica tutta la concezione di intelligenza di rete, ovvero una rete è intelligente solo se riesce ad effettuare il DR con una previsione effettiva dei carichi ed una allocazione ad ogni trasformatore MT/BT e a salire AT/MT che rappresentano rispettivamente i nodi della Subnet e della Dorsale.

Nei grafici a pagina seguente sono riportati i grafici con le sovrapposizioni delle potenze che vengono fuori con una metodologia di allocazione del carico basata sulla risoluzione di tale problema di minimo, e con sfruttamento dei dati storici per la determinazione delle DLC dall'ora  $t$  in poi. Questi metodi di previsione della domanda e di determinazione dei profili di carico è tuttavia ancora oggetto di studi e ricerche, e ad oggi le implementazioni sono state svolte solo su reti virtuali, con l'ausilio di software o di micro-reti circoscritte a laboratori universitari, difficilmente sono stati applicati a casi reali, per esempio quartieri o zone con profili di carico miste.

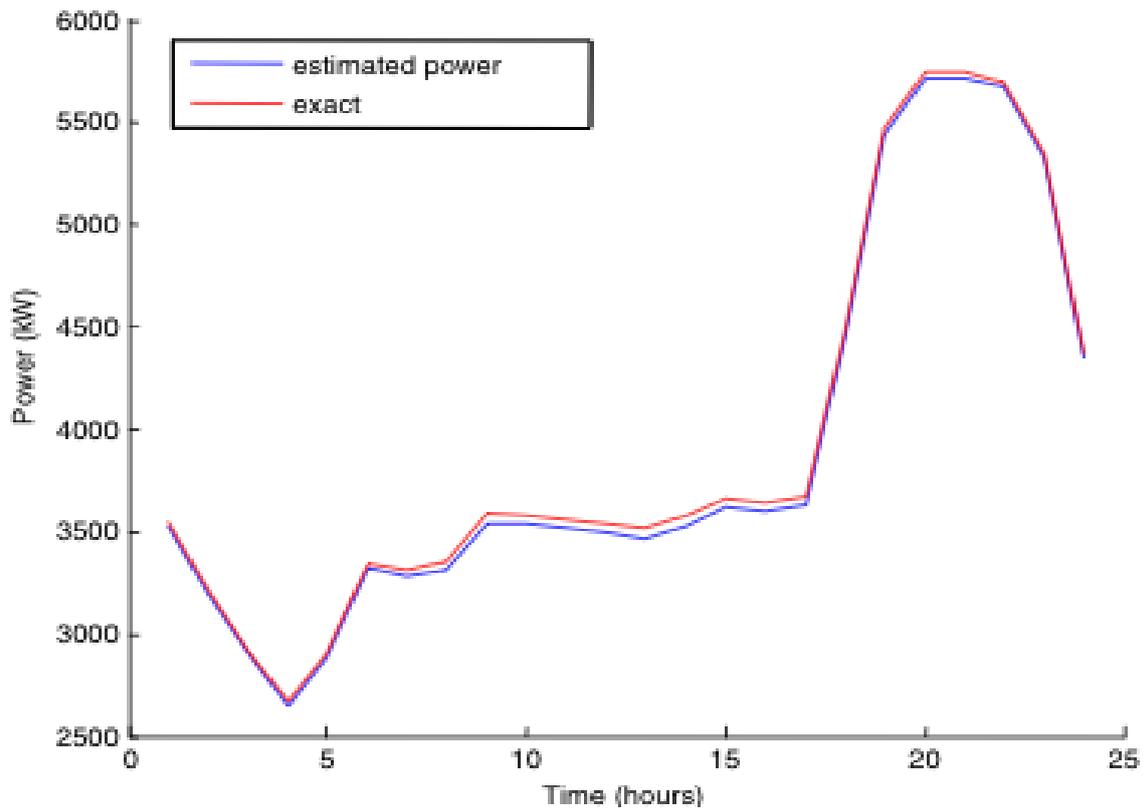


Fig. 3.12 – Sovrapposizione potenza stimata potenza esatta

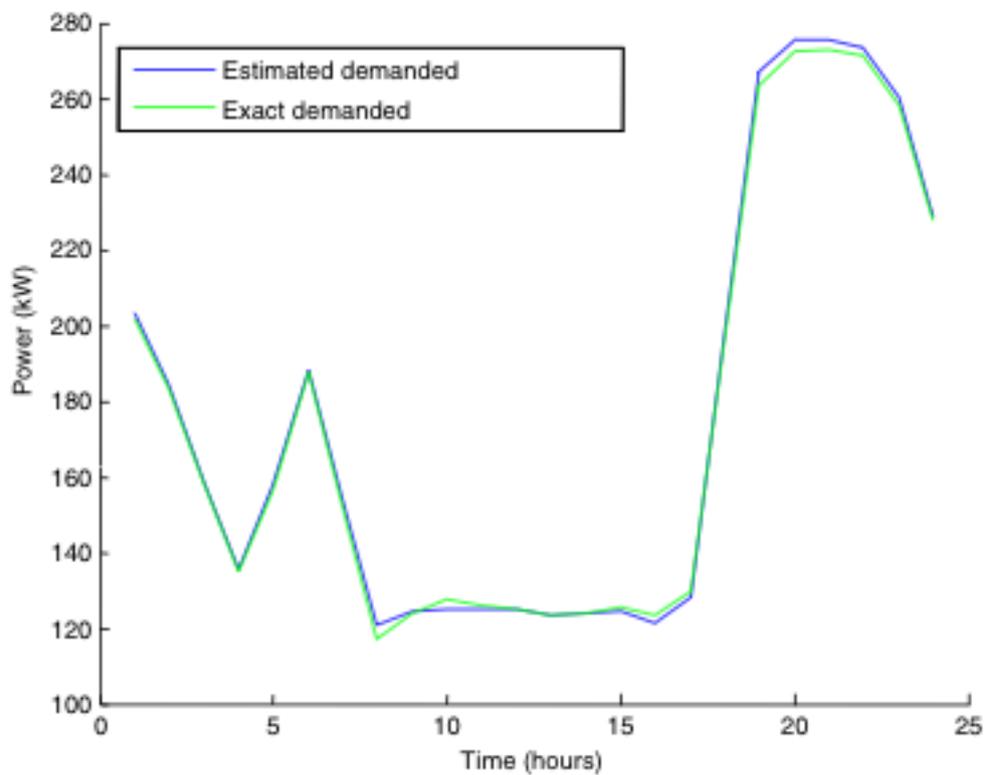


Fig 3.13 – Sovrapposizione domanda stimata domanda esatta

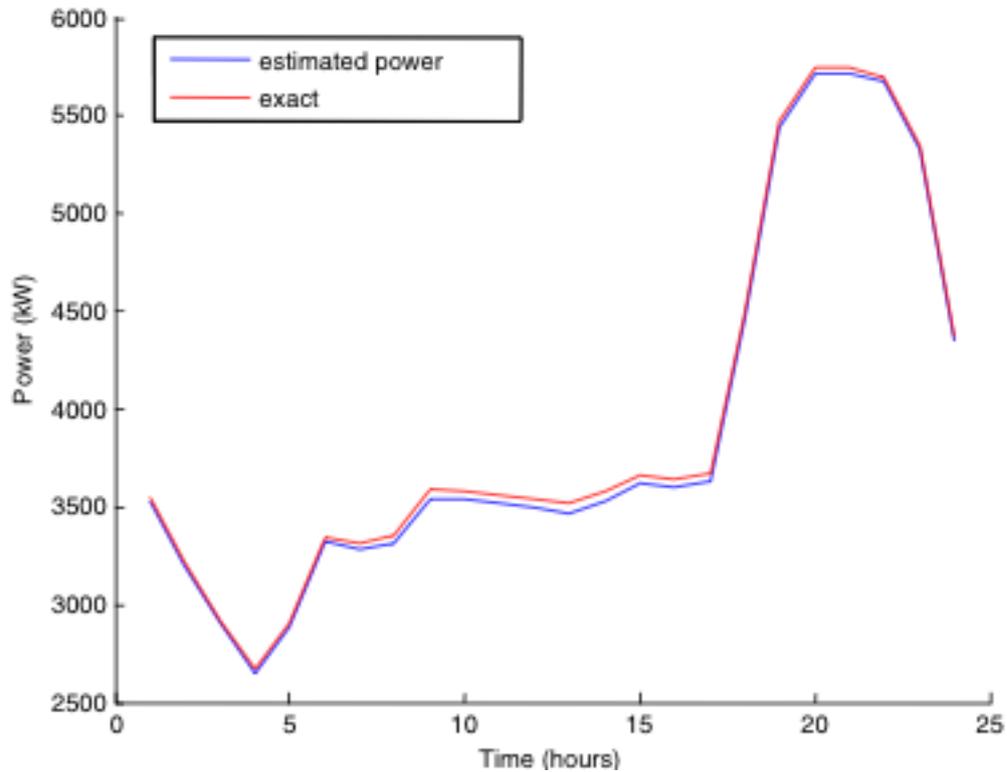


Fig 3.14- Sovrapposizione Potenza totale stimata e potenza reale

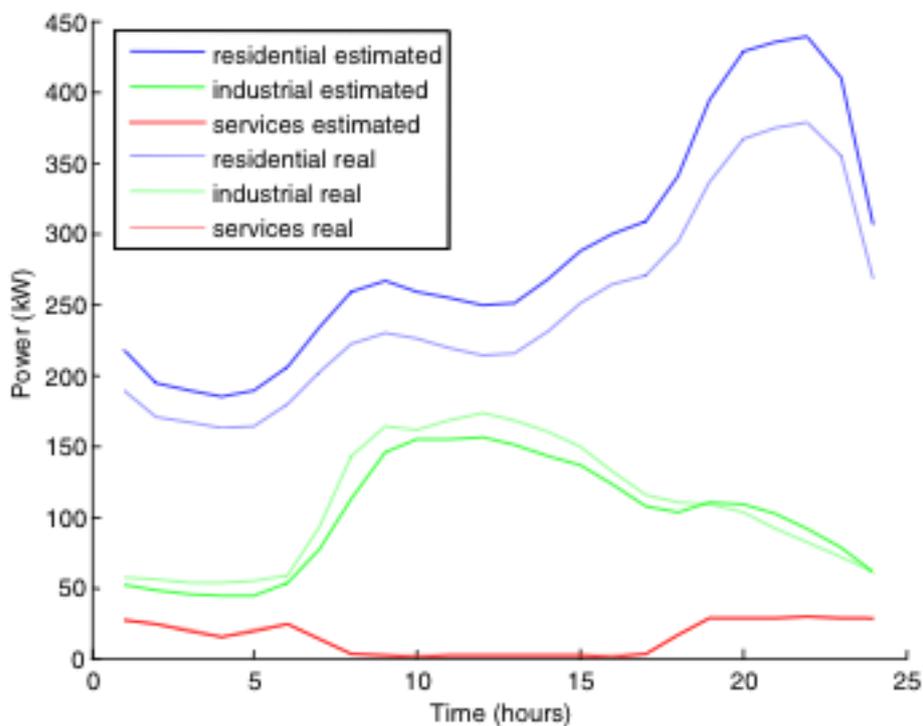


Fig 3.15- Sovrapposizione complessiva dell'attinenza di stime per le tre utenze caratteristiche, residenziale industriale e servizi.

## **Capitolo 4 - Modello matematico della funzione di ottimo degli agenti di mercato**

### **4.2 Considerazioni introduttive**

Lo scenario globale che riguarda l'energia come ampiamente visto, porterà verso la ristrutturazione della rete elettrica in una SG. L'obiettivo principale è quello di integrare la generazione rinnovabile su larga scala, e le nuove tecnologie di storage, di controllo dei segnali di carico per incrementare l'efficienza e ridurre i consumi nelle case, negli edifici e industrie, ed aumentare le performances di distribuzione, introducendo il controllo di rete, la telecomunicazione.

L'introduzione delle RER pone la sfida sull'intermittenza e l'incertezza, entrambe a turno possono inficiare la pianificazione economica e l'operatività di tutto il sistema. L'incertezza può imporre costi dovuti alla limitata dispacciabilità della generazione intermittente, la variabilità nella disponibilità delle risorse, errori in previsione di tale disponibilità e di dimensionamento dei carichi.

Negli anni recenti c'è stato un interesse crescente nel Demand Response [DR] di cui accennato al paragrafo 6 del capitolo precedente. DR è un concetto che mette in connessione la domanda di elettricità alla fornitura della stessa, in funzione delle fluttuazioni di prezzo. Una maniera per ridurre i costi della generazione eolica dovuti alla intermittenza per esempio, è introdurre il DR nella forma di una determinazione tempo variante del prezzo dell'energia, definendo un real-time price [RTP]. RTP potenzialmente può ridurre i costi dovuti a errori di integrazione e di previsione. Con un modello RTP, se la generazione rinnovabile è minore delle previsioni, vi sarà un extra costo dovuto alla necessità di coprire la mancanza di generazione con conseguente riduzione della domanda e calo dei costi di servizio al carico. Similarmente, siccome la generazione rinnovabile non ha costi marginali, la domanda elettrica può crescere quando vi sono disponibili più risorse disponibili di quelle previste. E' proprio sulla ricerca di un equilibrio in questo senso tra gli attori del mercato che si gioca una delle più ardue sfide sulla SG.

A livello di modello si cercherà di modellare l'equilibrio di mercato in presenza di GR e di DR. Rappresentando l'effetto degli errori di previsione per l'energia rinnovabile come un parametro incerto, si cercherà di valutare gli effetti sull'equilibrio di mercato e cercare di astrarre un modello unico a livello di dorsale elettrica, quindi che non vada a riguardare la microrete e la singola utenza elettrica, ma che possa essere generato per considerazioni globali, specie da parte di una Utility o di una Authority.

Il modello di mercato scelto come modello di partenza da Generplus, anche considerando le pubblicazioni reperite, consiste di tre partecipanti principali, ovvero compagnie di generazione [GeCo], che sfruttino anche la Generazione Rinnovabile, il consumatore aggregato [CoCo], in grado di rispondere ai cambiamenti di mercato, e un operatore di sistema indipendente [OSI], che ha il compito di chiarificare il mercato massimizzando il Social Welfare [SW]. Trattandosi di una analisi a livello di dorsale, e per semplificare la ricerca di un

modello di equilibrio, si è optato per tre attori principali. Per ciò che concerne l'equilibrio del mercato, esso dovrebbe essere valutato sia in assenza di incertezza sia in presenza di incertezza dovuta alle fonti rinnovabili e al DR. In questo terzo capitolo si modellano i componenti principali del mercato, focalizzandosi sul mercato di vendita, e usando un modello deterministico per rappresentare tutti i componenti. Un problema notevole si incontra però per la determinazione della produzione di energia delle unità generatrici e per quella domandata dai consumatori, affinché questa sia gestita in tutti i nodi e il SW sia massimizzato; una volta che il sistema si spinge ai limiti delle proprie capacità. Da qui nasce un problema di ottimizzazione perché tutti i componenti del mercato sono soggetti a dei vincoli per non entrare in conflitto l'uno con l'altro. I consumatori sono interessati a massimizzare i propri benefici, ad una elettricità meno cara ed a diventare anch'essi produttori ed auto consumatori. La disponibilità di una generazione Low Cost però, è limitata a causa dei vincoli sulle linee di trasmissione. In questo caso l'OSI dovrà entrare in gioco per mantenere tutte le forze in equilibrio. La soluzione di questo problema di ottimizzazione non solo determina il dispacciamento ottimale ma anche il Prezzo Locale Marginale [PLM] che è in stretta correlazione al prezzo del dispacciamento, definito come prezzo ombra.

### 4.3 Scelta del metodo di ottimizzazione, il sistema KKT

Il problema di modellare i componenti di un mercato come quello elettrico, è un problema che è riconducibile, se analizzato in forma aggregata con un numero ragionevole e finito di utenti e di stakeholders, ad un problema di studio sui massimi di funzioni soggette a vincoli. Un punto di massimo globale  $x^0$  di una funzione  $f: \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}$  è tale che per ogni  $x \in \mathfrak{R}^n$ :

$$f(x^0) \geq f(x)$$

Massimizzare una funzione, che è detta funzione obiettivo, o funzione di ottimo, significa trovare un punto di massimo globale. Se la funzione viene ristretta ad un sottoinsieme del suo dominio  $E$ , detto regione ammissibile, ossia se  $x^0$  soddisfa l'equazione di cui sopra per ogni  $x$  che appartiene a  $E$ , il problema di massimizzazione viene detto vincolato. Le relazioni che descrivono  $E$  si chiamano vincoli. Questi vincoli possono essere sia di disuguaglianza che di uguaglianza, e nel mercato elettrico ne esistono di molteplici per ciascuno dei partecipanti. Essi svolgono funzione imitatrice, per esempio se sono legati alla capacità trasmissiva della rete, oppure funzione di controllo e di regolazione, se sono imposte da un ente terzo nei confronti degli altri giocatori per mantenere gli equilibri del sistema.

Risolvere un problema di ottimizzazione vincolata dunque, significa ricercare l'esistenza di punti di massimo per una funzione  $f(x)$  in un insieme ammissibile. Quindi trovare i punti di massimo di questo problema:

$$\max_{x \in E} f(x)$$

Se si considera che la maggior parte dei metodi di ottimizzazione proposti in letteratura per risolvere tale problema, quasi sempre sono solo in grado di calcolare i punti stazionari, in questo caso di massimo, ovvero i punti che soddisfano le condizioni di ottimalità del I ordine.

Si è scelto dunque di adottare il metodo del sistema di Karush Khun Tucker in quanto è un metodo di ottimizzazione studiato durante il corso di laurea specialistica, che individua il punto di ottimo di una funzione obiettivo in una regione vincolata dove i vincoli siano continuamente differenziabili in un aperto contenente tutti i valori di  $X$ , tramite la risoluzione di questo sistema:

$$\begin{aligned} \nabla f(x^*) + \sum_{j=1}^p \lambda_j^* \nabla h_j(x^*) + \sum_{i=1}^m \mu_i^* \nabla g_i(x^*) &= 0, \\ h_j(x^*) &= 0, & j = 1, \dots, p, \\ g_i(x^*) &\leq 0, & i = 1, \dots, m, \\ \mu_i^* g_i(x^*) &= 0, & i = 1, \dots, m, \\ \mu^* &\geq 0. \end{aligned}$$

Il vettore  $(x^*, \lambda^*, \mu^*)$  è un punto di Karush-Kuhn-Tucker.

I criteri standard del sistema kkt sono usati per derivare le condizioni ottimali. Per ulteriori chiarimenti in merito a questo metodo si rimanda al testo del corso Metodi e Modelli Matematici di Ottimizzazione per la Gestione autore dei proff. Pappalardo e Passacantando.

#### 4.4 Compagnie Generatrici.

Si assuma che la generica compagnia generatrice GeCo disponga di  $N_G$  unità di generazione, e che la produzione di ogni unità  $i, i=1, \dots, N_G$  è divisa in  $b$  blocchi di potenza, dove  $b= 1, \dots, N_G$  ed è definito come  $P_{Gib}$ . Il costo operativo lineare è definito come  $\lambda_{Gib}^C$ . L'obiettivo della compagnia è ovviamente massimizzare il proprio profitto, e questo si formalizza con:

$$\max \sum_{i \in G_f} \sum_{b=1}^{N_{Gi}} (\rho_{n(i)} - \lambda_{Gib}^C) P_{Gib} \quad [1]$$

dove  $\rho_{n(i)}$  definisce il PLM dell'unità  $i$ -esima al nodo  $n$  nella rete. La produzione di potenza (e di energia) è assoggettata al seguente vincolo:

$$\sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} \leq P_{Gi}^{max}; \forall i \in G_f \quad [2]$$

$$P_{Gib} \leq P_{Gi}^{max}; \phi_{ib}; \forall i \in G_f \quad [3]$$

$$P_{Gib} \geq 0; \forall i \in G_f; b = 1, \dots, N_{Gi} \quad [4]$$

dove  $\alpha_i$  e  $\phi_{ib}$  sono i corrispondenti prezzi "ombra", o meglio le variabili duali associate con il vincolo di massima capacità rispettivamente delle unità di generazione  $i$  e dei blocchi di produzione/generazione  $b$  delle suddette unità. Le variabili di decisione di questo problema sono l'ammontare della potenza  $P_{Gib}$  che può essere generata da ogni unità  $i$  in ogni blocco  $b$ . Mentre  $\rho_{n(i)}$  è una variabile nel problema di ottimizzazione, e può essere vista come un set di valori fissi rispettando le ottimizzazioni della [1]. Le condizioni necessarie e sufficienti per l'ottimizzazione della [1] soggetta alla [2] e alla [3] usando le variabili  $\alpha_i$  e  $\phi_{ib}$ , tali condizioni corrispondono alle condizioni di Karush Khun Tucker [KKT].

$$P_{Gib}(-\rho_{n(i)} + \lambda_{Gib}^C + \alpha_i + \phi_{ib}) = 0 \quad \forall i \in G_f; b = 1, \dots, N_{Gi} \quad [5]$$

$$\alpha_i(-\sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} + P_{Gi}^{max}) = 0; \forall i \in G_f \quad [6]$$

$$\phi_{ib}(P_{Gib}^{max} - P_{Gib}) = 0; \forall i \in G_f; b = 1, \dots, N_{Gi} \quad [7]$$

#### 4.5 Modello del consumatore

Un insieme di consumatori aggregati,  $[CoCo]$  si assume che consista di  $N_D$  unità, e che la domanda di ciascuna unità  $j$ ,  $j=1, \dots, N_D$ , con una suddivisione di domanda in  $k$  blocchi,  $k=1, \dots, N_{Dj}$ . La funzione di utilità associata è definita come  $\lambda_{Djk}^U$  che rappresenta il valore dell'elettricità in uso dai consumatori, ovvero quel valore che ha per il consumatore l'uso di un singolo blocco  $K$  di potenza elettrica. L'obiettivo di CoCo è massimizzare il profitto totale mentre assorbe e sfrutta questa potenza elettrica. Questo profitto, per una unità  $j$  in un blocco  $k$  connesso al nodo  $n$ , è determinata come differenza tra l'utilità  $\lambda_{Djk}^U$  e il corrispondente PLM definito come  $\rho_{n(j)}$ . Assumendo che la corrispondente potenza consumata è definita come  $P_{Djk}$ , il problema di massimizzazione può essere posto come:

$$\max \sum_{j \in D} \sum_{k=1}^{N_{Dj}} (\lambda_{Djk}^U - \rho_{n(j)}) P_{Djk} \quad [8]$$

E come prima, sono soggette ai seguenti vincoli:

$$P_{Djk} \leq P_{Djk}^{max}; \sigma_j; \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [9]$$

$$\sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} \geq P_{Djk}^{min}; \psi_{jk}; \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [10]$$

$$P_{Djk} \geq 0; \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [11]$$

Dove  $\sigma$  e  $\psi_{jk}$  sono le variabili duali corrispondenti per la [9] e la [10] e sono associate rispettivamente al vincolo di minima domanda per il blocco di consumo  $j$ , e alla massima capacità che il blocco  $k$  ha di soddisfare la domanda  $j$ . Mentre il vincolo [11] è almeno sempre soddisfatto nel mercato del giorno corrente, ma potrebbe non essere il caso della topologia di micro-grid dove non sempre la potenza assorbita sarà positiva ma potrà essere anche ceduta alla rete e quindi negativa. Le variabili di decisione di questo problema sono  $P_{Djk}$ , ovvero il totale della potenza che viene consumata da ogni singola domanda  $j$  in ogni blocco  $k$ . Mentre  $\rho_{n(j)}$  sono variabili nel problema di ottimizzazione generale, e possono essere viste come valori fissati, come prima, rispetto all'ottimizzazione della [8]. Le condizioni necessarie e sufficienti per l'ottimizzazione della [8] sotto i vincoli [9] e [10] sono descritte sotto, usando le variabili duali  $\sigma$  e  $\psi_{jk}$ , e corrispondono alle condizioni di KKT.

$$P_{Djk}(\rho_{n(j)} - \lambda_{Djk}^u - \sigma_j + \psi_{jk}) = 0 \quad \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [12]$$

$$\psi_j(\sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} - P_{Djk}^{min}) = 0; \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [13]$$

$$\sigma_{jk}(-P_{Djk} + P_{Djk}^{min}) = 0; \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [14]$$

#### 4.6 Effetto dell'incertezza e Demand Response

L'impatto dominante prevalente dell'introduzione della generazione distribuita, è l'incertezza. Essa può direttamente alterare la generazione di potenza. Questo a turno può influenzare l'equilibrio di mercato generale sia da lato delle compagnie generatrici sia da quello del consumatore, così come subisce un'influenza il corrispondente PLM. Prendiamo come primo stadio in questa direzione l'introduzione dell'incertezza nelle variabili decisionali introdotte al 3.3. Prima separiamo la famiglia di  $P_{Gib}$  in  $P_{Gib}^C$ ,  $i = 1, \dots, n_c$  e  $P_{Gib}^R$ ,  $i = 1, \dots, n_R$ , dove  $n_c$  denota le più convenzionali unità dispacciabili di generazione, grosse centrali o centrali idroelettriche etc, e  $n_R$  denota le unità di generazione distribuita come quelle basate sulla conversione dell'energia eolica o solare, che non sono dispacciabili. Adesso introduciamo l'incertezza formalmente come  $\Delta_{Gib}$  nel modello delle unità di generazione distribuita:

$$\bar{P}_{Gib}^R = P_{Gib}^R(1 - \Delta_{Gib}) \quad 0 < \Delta < 1 \quad [15]$$

L'incertezza  $\Delta_{Gib}$  può essere dovuta a errori in previsione, mancanza di controllabilità della produzione, o effetti non lineari nella generazione.

Per esempio nella generazione eolica, la potenza può essere generata in corrente continua o alternata. Se l'aerogeneratore è un motore sincrono o asincrono si genera in corrente alternata e poi viene raddrizzata. Viceversa con un aerogeneratore a magneti permanenti la produzione avviene in continua e si generano forme d'onda (Tensione Corrente ed Impedenza di rete) irregolari e non lineari. Inoltre, a causa della presenza di numerose armoniche, vi sono delle perdite di potenza notevoli, dovute al prodotto della tensione per le armoniche di corrente, la cui potenza risultante è completamente persa. La generazione eolica, quindi è una generazione non lineare e perciò difficilmente controllabile e riconducibile ad una forma lineare.



Fig. 4.1 - Curva di prestazione aerogeneratore in ordinata la potenza generata e in ascissa la velocità del vento.

Come si vede dalla curva dell'immagine di cui sopra, la potenza generata è in stretta correlazione con la velocità del vento, fino al raggiungimento delle condizioni di Regime ed alla potenza nominale dell'aerogeneratore, mentre una volta che il vento consente di raggiungere la potenza nominale, la curva di prestazione diventa una funzione lineare o parolineare. Questi effetti sono dunque più che mai concreti, dato il fatto che le fonti rinnovabili, in special modo l'eolico generano potenza in maniera tempo / variante e non lineare. Introduciamo adesso un altro componente nel quadro che è il DR. Così come per per le GeCo, la categorizzazione in unità dispacciabili e non dispacciabili di CoCo, consideriamo il carico dispacciabile  $P_{Djk}^d$  e assumiamo che questo sia influenzato dal DR e sia sensibile ai cambiamenti di prezzo. Questo effetto è modellabile usando un parametro di controllo  $k_{Djk}$  e denota la risposta del consumatore al cambio del RTP dovuto al DR.

$$\bar{P}_{Djk} = P_{Djk}(1 - k_{Djk}) \quad 0 < k_{Djk} < 1 \quad [16]$$

Il termine che si ricava denota il consumo di potenza incorporato con la risposta alla domanda nel modello RTP. Un valore positivo del parametro di controllo, denota un calo nei consumi di CoCo mentre un valore negativo, denota un aumento. Restringiamo la nostra attenzione al valore positivo, ovvero ad un calo dei consumi causato dal DR e dove si ha un calo nella generazione non dispacciabile e come effetto del DR  $\Delta_{Gib} > 0$ . Si assuma che  $k_{Djk}$  sia calibrato per rappresentare l'effetto del RTP sul comportamento del consumatore. Si noti che questo parametro di controllo è proporzionale al fattore di elasticità della domanda  $\varepsilon$  definito in letteratura come:

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta P_{Djk}}{P_{Djk}}}{\frac{\Delta \rho_{nj}}{\rho_{nj}}} \quad [17]$$

L'elasticità è una misura della risposta del consumo ai cambiamenti del RTP, denotiamo questo parametro di controllo,  $k_{Djk}$  come fattore limite. In contrasto al  $\Delta_{Gib}$ , che potrebbe essere sconosciuto, il fattore limite si assume che sia controllabile. L'equilibrio del sistema, così come i PML sono alterati a causa della presenza dei parametri di perturbazione  $\Delta_{Gib}$  e  $k_{Djk}$ . Si rimanda ad altri studi la discussione della dipendenza di equilibrio e PML dai parametri di perturbazione. Si dovrebbe notare che l'effetto del RTP è modellato in funzione in dipendenza del parametro  $k_{Djk}$ . L'assunto inerente qui è che il Consumatore appartenente al blocco non dispacciabile osservi il PML corrispondente, che è la soluzione del problema di ottimo [12] e [14] e subito dopo aggiusta la domanda. Questo aggiustamento è rappresentato attraverso il parametro limite  $k_{Djk}$  e quindi anche dall'elasticità  $\varepsilon$ . Si può dunque argomentare che il RTP influenzi il PML, anzi che essi coincidano nel modello, e che il RTP sia essenzialmente modellato come un parametro di DR, ovvero  $k_{Djk}$ .

#### 4.7 L'Operatore di Sistema Indipendente - OSI

Insieme al consumatore aggregato, e alle compagnie di generazione, il modello da noi formulato del mercato elettrico competitivo include anche un coordinatore che è indipendente da queste due entità che hanno l'obiettivo di massimizzare il profitto. Tale entità indipendente è necessaria, per mantenere l'ordine nel mercato intero. Definendolo come Operatore Indipendente di Sistema [OSI] esso è responsabile per garantire un accesso indiscriminato a tutti i partecipanti al mercato, e ha il compito di rinforzare e rendere effettive le linee guida, per esempio sui limiti di capacità trasmissiva. Mentre in pratica, le distinzioni sono fatte tra ISO e gli Operatori di Mercato [OM] che sono invece responsabili alcuni della gestione finanziaria e altri della supervisione fisica. Si combinano i due ruoli per semplificare le cose in un'unica figura, l'OSI. Le responsabilità di questo soggetto, sono di rinforzare i limiti di capacità trasmissiva, di mantenere l'indipendenza dai partecipanti al mercato, di evitare la discriminazione contro i partecipanti, e di promuovere ed incentivare un comportamento efficiente del mercato e degli attori. Questo mercato dell'elettricità che noi consideriamo in questo lavoro, è un mercato di ingrosso per la vendita, e si assume che funzione come segue: Primo, ogni compagnia generatrice invia l'offerta ad ogni unità del proprio bacino. Ogni consumatore quindi invia il proprio piano di consumi, già depurato della propria energia autoprodotta. Dopo, l'OSI pulisce il mercato usando una procedura appropriata che abbia

come output un piano di prezzi, produzione e consumi. Questa procedura può introdurre dei vincoli nella rete, che modellino le perdite e il limite di capacità della linea. Includiamo dunque i vincoli della rete nel ricavare il modello del mercato e i prezzi risultanti che sono definiti come Prezzi Marginali Locali. Questo implica che una unità generatrice che inietta potenza in rete ad un dato nodo, si vede pagare il PML corrispondente a quel nodo; e all'incontrario una utenza che ha una domanda che riceve energia da un dato nodo paga il PML corrispondente a quel nodo. I vincoli più dominanti sono dovuti alle capacità di linea e alle perdite di rete. I vincoli tecnici del sistema sono la causa del flusso di potenza limitato sulla linea. Il flusso di potenza è congestionato quando si appropria al limite massimo. Questo vincolo è esplicitamente incluso nel nostro modello qua sotto. Il secondo vincolo è dovuto alle perdite, il più delle quali sono dovute alle perdite di calore sulle linee. Il modello non include perdite ohmiche. Questa procedura di repulisti di mercato standard è basata sul Social Welfare [SW], definito come:

$$S_w = \sum_{j \in D_q} \sum_{k=1}^{N_{Dj}} \lambda_{Djk}^B P_{Djk} - \sum_{i \in G_f} \sum_{b=1}^{N_{Gi}} \lambda_{Gib}^B P_{Gib} \quad [18]$$

dove il primo e il secondo termine sono il profitto ottenuto rispettivamente da GeCo e da CoCo, e la differenza dei quali denota un Surplus di profitto che può apportare benessere generale. La procedura di pulizia del mercato è poi data dall'ottimizzazione di  $S_w$

$$Max[S_w] \quad [19]$$

soggetta ai seguenti vincoli:

$$\sum_{i \in \theta} \sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} - \sum_{i \in \vartheta} \sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} - \sum_{m \in \Omega} B_{mn} [\delta_n - \delta_m] = 0; \rho_n \forall n \in N \quad [20]$$

$$B_{nm} [\delta_n - \delta_m] \leq P_{nm}^{max}; \gamma_{nm} \forall n \in N; \forall m \in \Omega \quad [21]$$

I vincoli [20] e [21] sono dovuti agli sbalzi di potenza e ai limiti di capacità, rispettivamente. Possiamo vedere come i moltiplicatori di Lagrange  $\rho_n$  e  $\gamma_{nm}$  siano inclusi in ogni vincolo. Il problema di ottimizzazione dunque per l'OSI può essere definito come l'ottimizzazione della [19] vincolata a [20] e [21]. Questo problema può essere riformulato come le soluzioni dei livelli di  $P_{Gib}$ , generata dai singoli blocchi di potenza, i livelli di Potenza dei blocchi di domanda  $P_{Djk}$ , l'angolo del fasore di tensione  $\delta_n$ , e le variabili duali  $\rho_n$  e  $\gamma_{nm}$ . I due moltiplicatori, sono associati rispettivamente al prezzo marginale localizzato alla singola unità di generazione  $i$  o della domanda  $j$  situata al nodo  $n$ , e associata con il vincolo della capacità trasmissiva della linea dal nodo  $n$  al nodo  $m$ .

$$P_{Gib} (\lambda_{Gib}^B - \rho_{n(i)}) = 0; \forall i \in G; b = 1, \dots, N_{Gi} \quad [22]$$

$$P_{Djk}(\rho_{n(j)} - \lambda_{Djk}^B) = 0; \forall j \in D; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [23]$$

$$\partial_n(-\sum_{i \in \theta} \sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} + \sum_{j \in \vartheta} \sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} + \sum_{m \in \Omega} B_{nm}[\delta_n - \delta_m]) = 0; \forall n \in N; \rho > 0 \quad [24]$$

$$\rho_n(-\sum_{i \in \theta} \sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} + \sum_{j \in \vartheta} \sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} + \sum_{m \in \Omega} B_{nm}[\delta_n - \delta_m]) = 0 \forall n \in N; \rho > 0 \quad [25]$$

$$\gamma_{nm}(P_{nm}^{\max} - B_{nm}[\delta_n - \delta_m]) = 0; \forall n \in N; \forall m \in \Omega; \delta_n \geq 0; \forall n \in N \quad [26]$$

Le variabili di decisione di questo problema sono il totale della potenza che deve essere generata da ogni unità generatrice  $i$  in ogni blocco  $b$ , ovvero  $P_{Gib}$ ; il totale della potenza che deve essere consumata da ogni domanda  $j$  in ogni blocco di consumo  $k$ , ovvero  $P_{Djk}$ ; e il prezzo locale marginale  $\rho_{n(j)}$ . Dunque, il modello di mercato che consideriamo in questo capitolo include gli obiettivi di ottimo per la CoGe da [1] a [4], e quelli di ottimizzazione per la CoCo da [8] a [11]. L'ottimizzazione finale dell'OSI formulata con le equazioni da [18] a [21]. Nasce dunque un problema combinato sullo stato del sistema che deve portare alla ricerca di un punto di equilibrio che ottimizza collettivamente tutti i contribuenti al mercato. Il corrispondente punto di equilibrio dovrebbe essere quello che soddisfa tutti i seguenti criteri:

1. Massimo profitto per ogni compagnia generatrice nella sua individualità.
2. Massimo profitto e utilità per ogni consumatore individuale.
3. Massimo SW per l'OSI.

#### 4.8 La ricerca dell'equilibrio di mercato

A conclusione di questo quarto capitolo, e basandosi anche su quanto scritto nei capitoli precedenti, si può affermare con certezza che gli attori principali che operano nel mercato dell'energia sono sicuramente interessati a sviluppare il concetto di una rete dinamica, intelligente e che sia in grado di gestire quasi in autonomia (non senza un controllo multilivello), gli scambi informativi tra i nodi della rete a partire dalla dorsale, fino alle sub-networks. Questo tipo di infrastruttura però si svilupperà necessariamente con dei notevoli investimenti sia per quanto riguarda la parte di distribuzione dell'energia sia per quanto riguarda la produzione, la generazione distribuita e la parte di telecomunicazione, di scambio informativo. Quindi ciascuno degli attori in gioco otterrà i propri vantaggi dal superamento di trade-off e di massimizzazione degli investimenti sostenuti, dalla ottimizzazione del proprio rapporto costo/opportunità. E' anche vero che la SG sarà veramente Smarter solo se il controllo verrà svolto a livello capillare, dalla dorsale, dalla generazione centralizzata fino alla

singola utenza, e quindi solo se verranno effettivamente messi in pratica quei metodi di previsione e allocazione del carico e di determinazione dei profili delle utenze con cadenza giornaliera, rimanendo costantemente in contatto con le previsioni meteorologiche che influenzano notevolmente la produzione da fonti rinnovabili, con conseguente capacità di dimensionare lo stoccaggio di energia. Da non tralasciare è il prezzo dell'energia che deve essere anch'esso monitorato con cadenza oraria per poter ottenere i massimi benefici dal sistema e poter scegliere da quale fonte approvvigionarsi. Ai capitoli precedenti si rimanda la ricerca di un modello matematico di equilibrio che riesca ad adattarsi a questo tipo di mercato come definito in questo capitolo, in particolare che descriva la situazione in cui se ogni giocatore persegue la massimizzazione del proprio profitto, sia esso il grande produttore / distributore, sia esso il piccolo produttore/consumatore, o l'ente regolatore [OSI], vi sia almeno una combinazione di eventi e situazioni in cui l'intero sistema è in equilibrio

## Capitolo 5 - Architettura della SG, rete di comunicazione e tecnologie

### 5.1 Il modello Concettuale di SG

Per la proposta di sviluppare un modello concettuale che supporti la pianificazione e organizzazione di cosa sarà una collezione di reti interconnesse ovviamente, si usa un approccio che divida la SG in domini. A turno, ogni dominio o sottodominio avrà degli attori e degli applicativi. Gli attori sono dispositivi, sistemi o programmi che prendono decisioni e scambiano informazioni necessarie per lo svolgimento delle applicazioni. Gli esempi di dispositivi appunto includono smart meters, pannelli fotovoltaici e sistemi di controllo. Per esempio un corrispondente applicativo può essere l'automazione domestica, l'energia solare e lo storage, l'energy management.

Come già detto nel capitolo due, e riassumendo, gli attori nei domini del modello concettuale della SG sono i seguenti:

Dominio	Attori nel dominio
<i>Utenti</i>	Possono gestire l'uso di elettricità, generarla, accumularla tradizionalmente vi sono i tre tipi di consumatori: domestico, commerciale/servizi, e industriale
<i>Mercato</i>	Operatori e partecipanti del mercato elettrico
<i>Service Providers</i>	Organizzazioni che forniscono servizi agli utenti ed alle utilities
<i>Operatori</i>	Gestori del movimento dell'elettricità
<i>Bulk generations</i>	Generano elettricità in grande quantità, possono anche accumularla per ritardare la distribuzione
<i>Trasmission</i>	Trasportano l'energia generata su lunghe distanze, possono sia accumulare che generare.
<i>Distribuzione</i>	Il distributore di elettricità gestisce il flusso da e verso i clienti. Anch'esso può storare e generare energia.

In generale, gli attori del solito dominio hanno obiettivi simili. Comunque le comunicazioni tra i vari domini possono non avere le stesse caratteristiche. Gli attori in un dominio possono anche interagire con attori di altri domini, e particolari domini possono contenere componenti di altri domini.

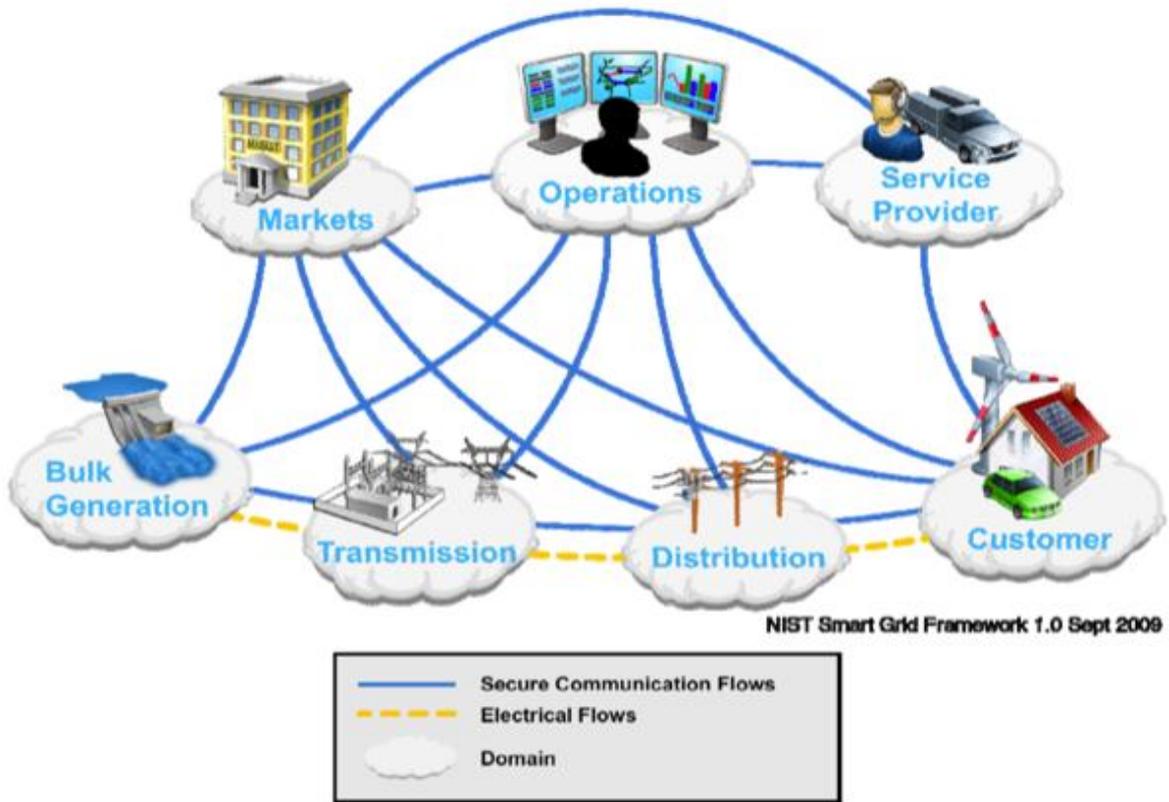
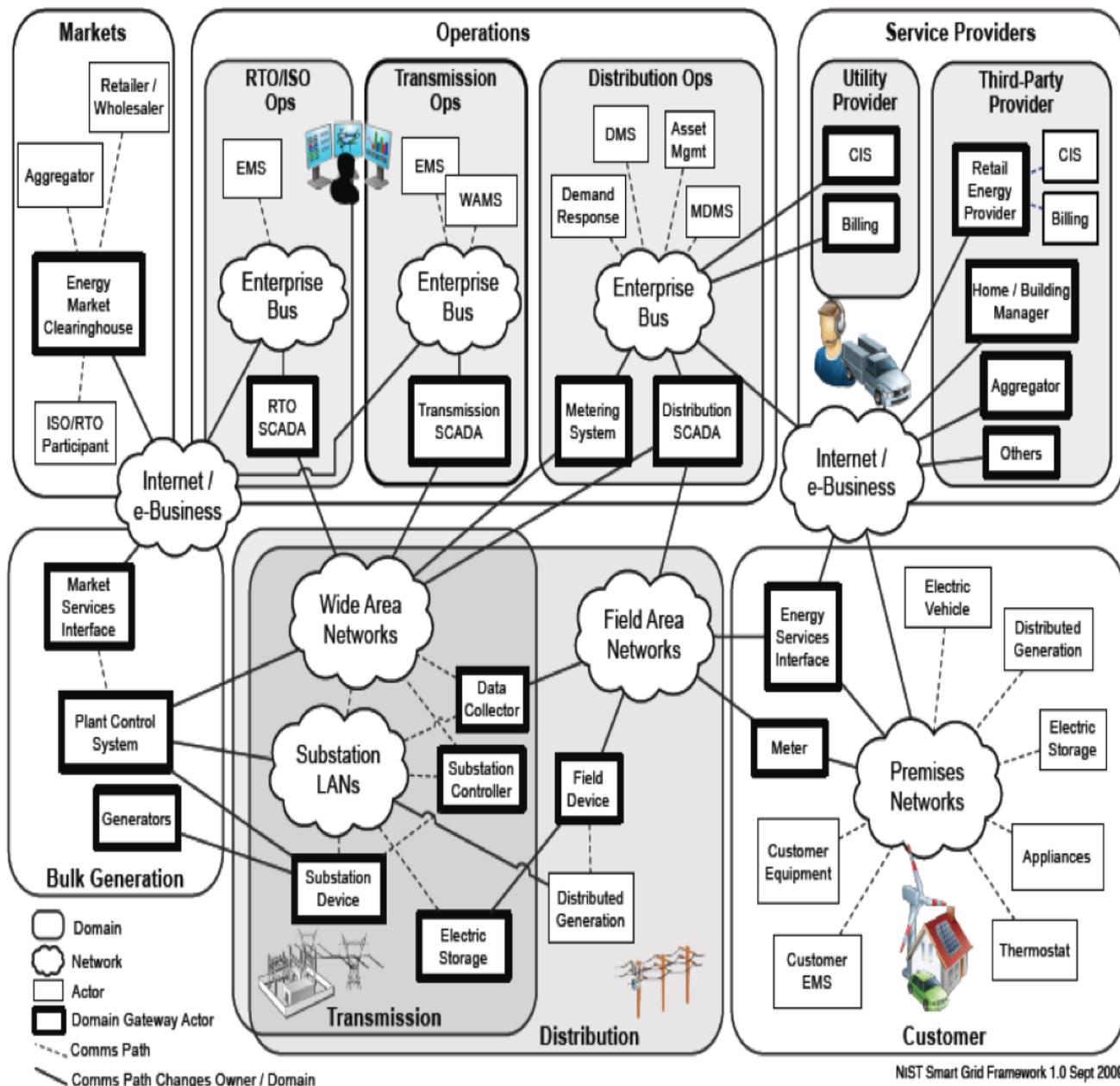


Fig. 5.1 Domini ed interconnessioni tra domini.

### 5.1.1 Descrizione del modello concettuale di SG

Il modello concettuale di SG, è un modello di integrazione ad alto livello, ovvero permette di identificare i percorsi di comunicazione tra gli attori in gioco. E' utile per identificare le potenziali interazioni inter e intra dominio, e le potenziali applicazioni e capacità che si abilitano da queste interazioni. Il diagramma mostrato in figura successiva, dovrebbe aiutare per questo tipo di analisi. Il modello concettuale è un modello descrittivo, ma non prescrittivo. Ovviamente però il modello prescrittivo, una volta che sarà raggiunta una standardizzazione, dovrà osservare quello descrittivo e permettere le interazioni descritte qua sotto tra i domini in gioco, e anche attraverso gli attori principali dei singoli domini. Il modello in questione è stato proposto dal NIST, National Institute of Standards and Technology, che è un organo del dipartimento del commercio del governo degli stati uniti, all'interno del pannello di Coordinamento governativo per l'interoperabilità della SG negli stati uniti. Ovviamente il mercato statunitense dell'energia non è normato dalle stesse leggi europee, però gli attori in gioco saranno sicuramente gli stessi, così come per le tecnologie di generazione energetica che per quelle di scambi di informazioni, di controllo e di telecomunicazioni.



NIST Smart Grid Framework 1.0 September 2009

Fig. 5.2 Modello concettuale di riferimento

- **Domini:** Ciascuno dei sette domini è un raggruppamento ad alto livello di organizzazioni, costruzioni, individui e sistemi, accomunati da obiettivi o funzioni simili. I domini possono contenere sottodomini. Il dominio di trasmissione e distribuzione ha molte funzionalità in più.
- **Attori:** Un dispositivo, un computer, un software, o un individuo, o una organizzazione che partecipa alla SG. Gli attori hanno la capacità di prendere

decisioni e scambiare informazioni con gli altri attori. Le organizzazioni possono avere attori in più domini e in più di un dominio.

- **Attore Gateway:** Un attore che si interfaccia con gli attori di altri domini in altre reti. Gli attori gateway possono usare una varietà di protocolli di comunicazione; è possibile a volte che un attore Gateway possa usare un protocollo diverso da un altro attore, o più protocolli simultaneamente.
- **Network:** Un insieme di computer interconnessi, dispositivi di comunicazione e altre tecnologie ICT. Le tecnologie in una rete scambiano informazioni e condividono risorse. La SG consiste di molti differenti tipi di reti. La rete include: il Bus d'impresa che connette il centro applicativo di controllo ai mercati, ai generatori e ad ogni altro; reti WAN, che connettono geograficamente siti distanti; reti FAN [Field Area Networks] che connettono dispositivi come Intelligent Electronic Devices [IEDs] che controllino i trasformatori; reti di sottostazione e IEDs ristrette in un luogo, e Premises Networks che includono reti di utenti. Queste reti devono essere implementate usando risorse pubbliche e non, in combinazione. Devono garantire il mantenimento di alti requisiti di sicurezza e accesso al controllo per il supporto alla SG. Esempi dove le comunicazioni possono andare attraverso reti pubbliche include: clienti con enti terzi, compagnie di macrogenerazione con operatori di rete, mercati con operatori di rete, enti terzi con utilities.
- **Percorsi di comunicazione:** Mostra la logica di scambio dei dati tra attori o tra attori e reti.

### 5.1.2 Modelli di reti informative SG

Il riferimento concettuale di cui al paragrafo precedente, mostra molti percorsi di comunicazione tra e dentro i domini. Correntemente, varie funzioni sono supportate da reti dedicate e indipendenti. Un esempio sono i sistemi SCADA. Per realizzare pienamente la SG, ci vuole una vasta implementazione della gestione e del controllo della generazione di energia, della distribuzione e dei consumi, il corrente stato della rete deve essere migliorato perché l'informazione possa fluire sicuramente tra i vari attori della rete. La SG non deve essere solo un sistema di sistemi, ma anche una rete di reti informative, una rete di molti sistemi e sottosistemi. Molti sistemi con proprietà diverse e gestioni e legami separate, sono interconnesse tra loro per fornire un servizio end-to-end tra tutti gli stakeholders usando dispositivi IEDs. Nella figura sotto si vede una visione d'insieme della rete informativa per la SG. Le nuvole rappresentano le reti con comunicazione bidirezionale tra i punti finali di differenti domini, rappresentati da quadrati rettangolari. I domini includono Generazione, Trasmissione, Distribuzione, Utenti, Mercati, Operatori, e Service Providers. Ogni dominio un unico ambiente di calcolo distribuito, e può avere la sua sottorete per le comunicazioni particolari intra dominio. Ogni rete deve avere una struttura gerarchica, divisa in Home Area Networks, Local Area Networks e Wide Area Networks, oltre a Wireless Access Networks. La rete costruita sui requisiti fondamentali della SG, dovrebbe provvedere alla capacità di abilitare una applicazione in un particolare dominio, per comunicare con una applicazione di ogni altro dominio sulla rete informativa, con un proprio controllo in modo da sapere con chi e attraverso quali applicazioni può connettersi. Una volta che tutte le reti sono connesse

insieme la sicurezza diventa un problema fondamentale, per la gestione dell'integrità e disponibilità di dati confidenziali.

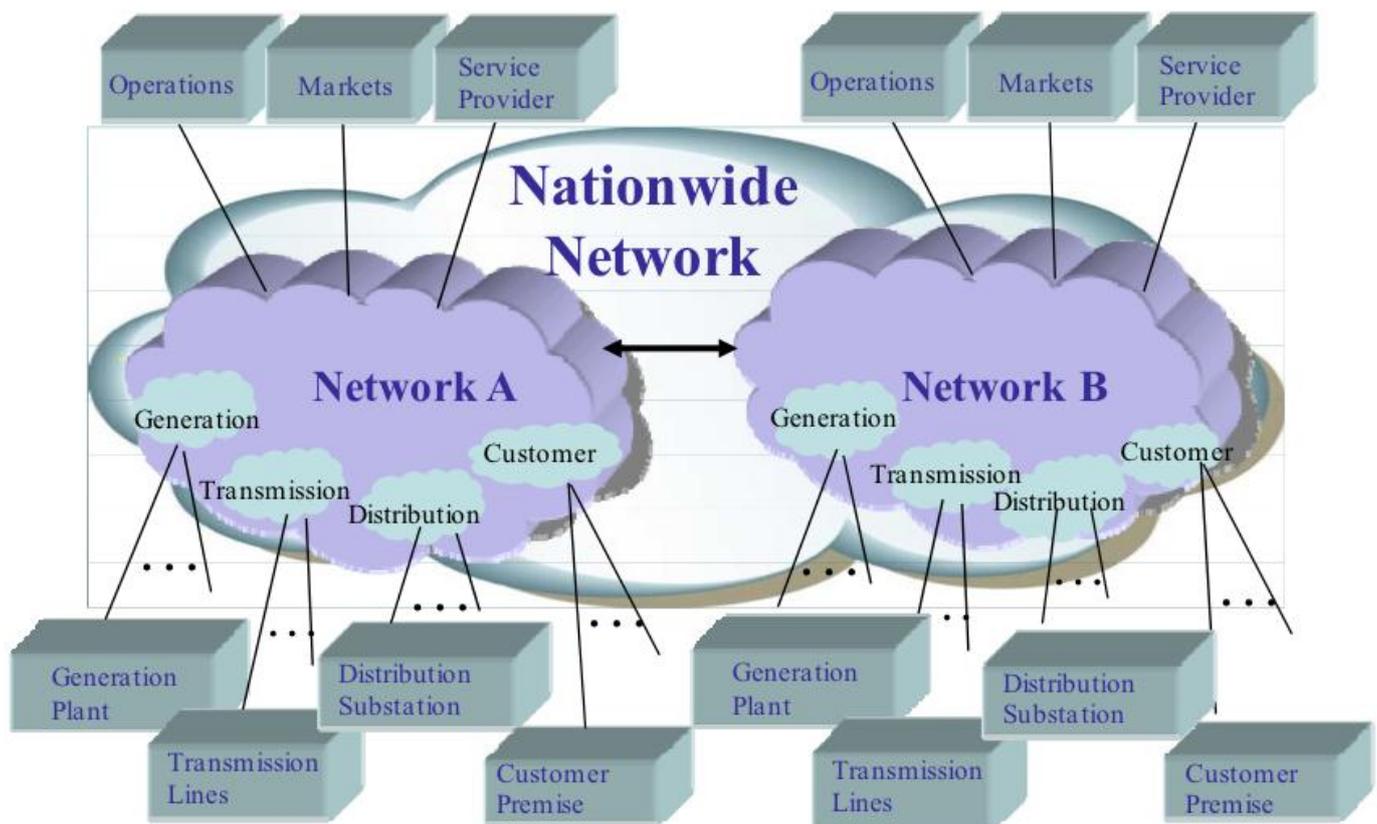


Fig. 5.3 – Rete SG per gli scambi informativi.

Siccome la SG include tutto il settore dell'IT, telecomunicazioni e settore elettrico, saranno necessari dei dispositivi e applicazioni in ogni dominio che permettano una comunicazione dei dati circa i flussi di energia elettrica scambiata, circa le condizioni di efficienza di rete anche a livello capillare fino agli end-nodes della rete. Per fare un esempio, nel dominio dell'utente finale, potrebbero essere gli smart-meter, termostati, dispositivi di accumulo elettrico, veicoli elettrici o impianti di generazione distribuita. Al livello di Trasmissione o Distribuzione saranno le PMU, unità di misura basate su fasori e sincrofasori anche a livello di trasmissione di linea tra sottostazioni, controllori di sottostazione, anche qui accumulo elettrico e quadristica di campo. Nel dominio degli operatori, potrebbero essere sistemi SCADA, computer o display nei centri operativi. Per quanto riguarda il dominio di Mercato e Service Provider, essi saranno simili ai tipici strumenti Web, e di processing dell'informazione di business.

## 5.2 Cambiamenti tecnologici sull'infrastruttura elettrica, situazione To Be

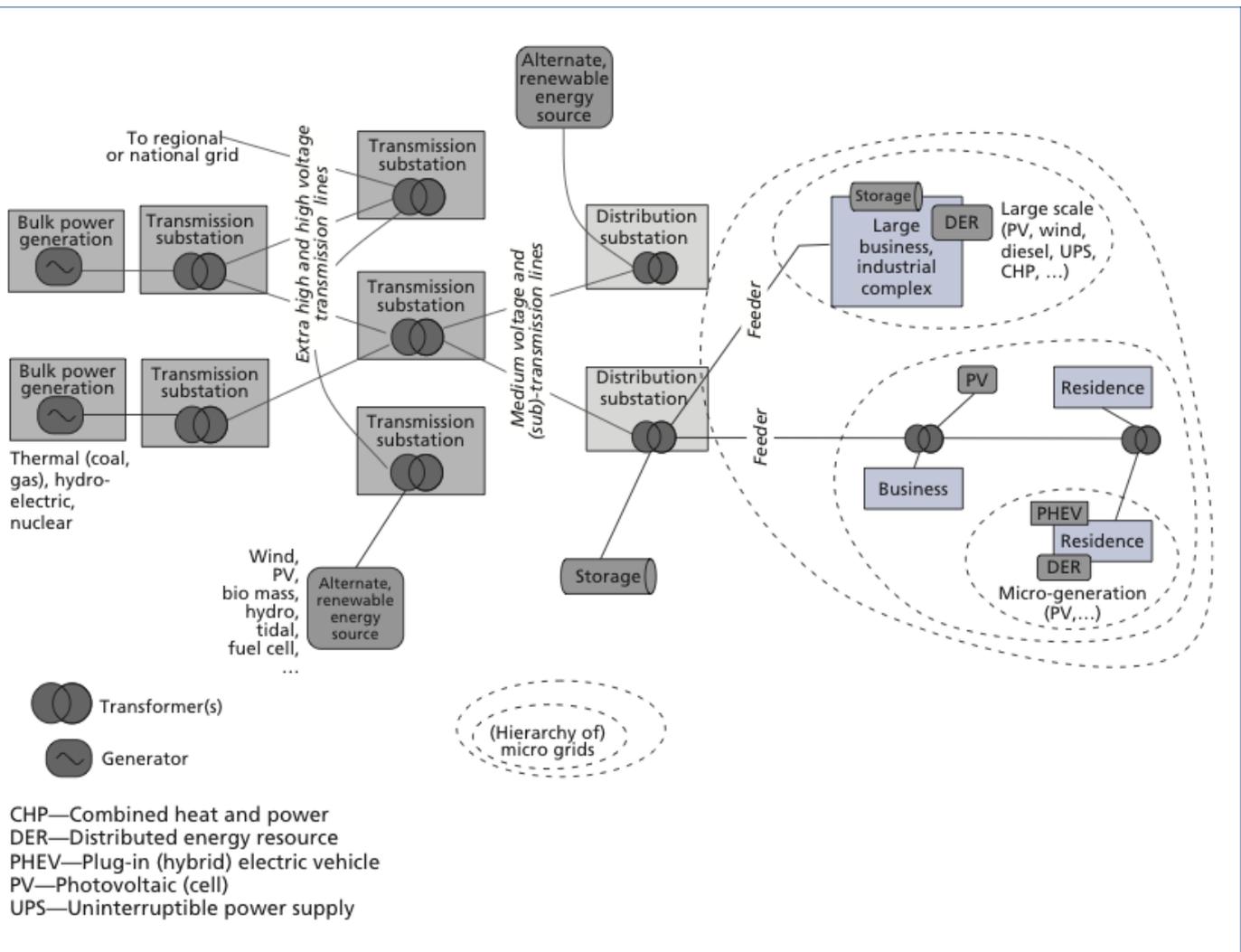


Fig. 5.4 – Generazione, Trasmissione e Distribuzione in SG, in evidenza a destra la Microgrid

### 5.2.1 Rete di distribuzione trasmissione e dispacciamento.

Come possiamo vedere dalla figura 4.4, la SG si basa su una struttura gerarchica di linee di trasmissione, connesse attraverso una serie di sottostazioni di trasmissioni, connesse a loro volta con sottostazioni di distribuzione ai confini della dorsale. Vi sono poi dei trasformatori step-up / step-down dentro le sottostazioni e sono usate per cambiare voltaggio a livelli appropriati per le linee e i carichi corrispondenti. Un trasformatore di distribuzione abbassa il voltaggio a livelli standardizzati richiesti a livello di consumatore. Alcune utenze industriali o small-business possono connettersi con la rete in media tensione e direttamente al voltaggio di sottostazione.

Con l'avvento della nuova generazione da fonti rinnovabili, o comunque da fonti intermittenti e alternanti, è ora possibile connettersi a queste fonti energetiche, in varie modalità. Come

risultato, la direzione del trasferimento di energia elettrica, subisce fluttuazioni in base alle condizioni meteo, alla posizione del sole, e ad altri fattori meteorologici. Per compensare la natura variabile della generazione solare ed eolica, si useranno dispositivi di Storage distribuiti sul territorio. Alcuni dei sistemi di storage più diffusi, che possono essere anche associati con la generazione in sistemi isolati, includono batterie, volani ad alta energia, ultracapacitori, sistemi compressi ad aria ed ad acqua. Un' importante classe di dispositivi di accumulo potranno essere i PEV/ PHEV, ovvero Plugin Electric e Hybrid Electric Vehicles, come supporto al trasporto, i quali una volta caricati con le batterie possono potenzialmente essere usati per fornire elettricità alla rete, ovvero come accumuli ambulanti.

## 5.3 Applicazioni SG

### 5.3.1 Smart Metering

Lo Smart Metering è una delle prime nuove applicazioni smartgrid sviluppate dalle utilities. Lo SM è molto di più di un sistema di misurazione periodica dell'energia. Molte nuove applicazioni SG richiedono dati frequenti sulle potenze attive e reattive e sulla qualità della potenza. Tali misurazioni, svolte dagli smart meters, possono essere richieste anche ogni 15 minuti per supportare le applicazioni di gestione dei flussi energetici. Le misure fatte dagli SM e sono anche usate per supportare il RTP ( di cui al capitolo 2 ), ovvero la determinazione real-time del prezzo dell'energia, il costo del tempo di uso ( TOU ), e il costo del picco critico, che servono per le bollette e per applicazioni DR.

1. A seconda della taglia di utilizzo, il numero di SM nella rete può variare da poche migliaia a qualche milione.
2. La mancanza di normative in merito, il costo e la assenza di standards per lo Smart metering, hanno lasciato lo sviluppo di questi dispositivi alle aziende distributrici o produttrici, con conseguente sviluppo di soluzioni basate sulle neighborhood area networks, ovvero senza la ricerca di una interoperabilità universale. Queste soluzioni però possono essere prontamente sviluppate usando tecnologie wireless o la Powerline Communication. Ogni tot numero di meters, ci sono dei concentratori che aggregano i dati dei singoli contatori per poi connettersi ai MDMS, ovvero Meter Data Management Systems e comunicare attraverso una rete IP.
3. Ci sono prodotti con interfacce dirette a servizi di wireless Ethernet. Le connessioni tra gli SM nelle HAN sono fondamentali per la gestione dell'energia nelle zone residenziali o nei palazzi. Tali connessioni, per esempio permettono di rispondere agli aumenti di prezzo o ad altri segnali.
4. Alcune applicazioni SG possono richiedere il data transfert da tutti gli SM collegati per un relativamente piccolo intervallo di tempo, cioè alcuni minuti, che richiede un livello di funzionamento alto e basso down-time.
5. Un altro aspetto interessante per gli smart meters è quello relativo alla sicurezza, ed è importante sottolineare che, forse, esso è il peggiore tra tutti i link della SG. Vi sono infatti molte minacce alla sicurezza nell'uso elettrico dei dati e per l'accesso fisico non autorizzato al

contatore stesso, e le minacce spesso e volentieri sono da attribuirsi alla connettività wireless che devono essere considerati parte della rete.



Fig. 5.5 Smart meter con comunicazione wi-max

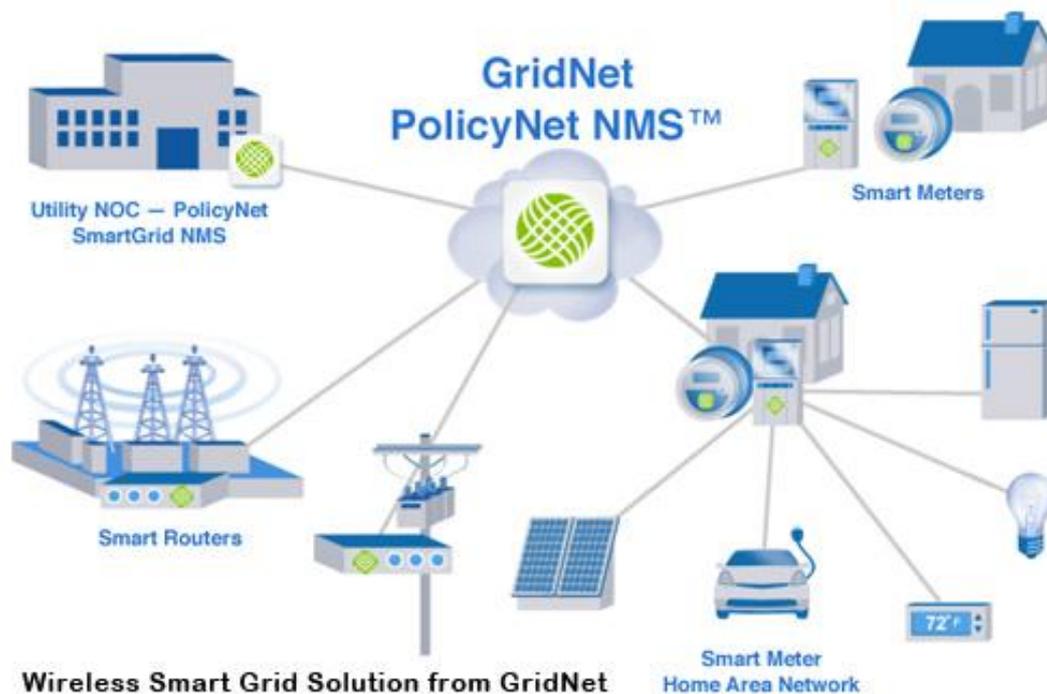


Fig. 5.6 Applicazione smart metering.

### 5.3.2 Broadband over powerlines

Da quando esiste la rete elettrica, il sistema di trasmissione è sempre stato più smart rispetto a quello di distribuzione. Il focus sulle SG si è concentrato sul sistema di distribuzione. La tecnologia digitale e l'elettronica di alta potenza sono oggi impiegate in vari gradi attraverso il sistema di distribuzione, come si vede in un ampio range di protezione, monitoraggio e installazioni di controllo. Sfortunatamente il canale di comunicazione che supporta queste applicazioni trasmissive può essere un elemento limitante che preclude molte funzionalità avanzate. La trasmissione SG, richiede la banda larga [broadband], connettività sicura tra tutte le stazioni che trasmettono e dalle stazioni ai centri di controllo. Deve dunque essere possibile un controllo più veloce, maggiore protezione, e informazione sullo stato di rete. Quindi computer più potenti interagiranno con sottosistemi remoti per creare simulazioni veloci e modificare le condizioni di rete in maniera più facile e facilmente comprensibile. Dispositivi di elettronica di potenza, come i Flexible AC Transmission Systems ( FACTS ), risponderanno in millisecondo ai segnali che gli arrivano sia centralmente che localmente. Così come la velocità di penetrazione della rete cresce, il controllo della trasmissione si evolverà da quasi statico a dinamico. Tutti questi risultati portano al raggiungimento del massimo grado di trasmissione nella rete, il che richiederebbe di installare dispositivi di comunicazione ottica tra stazioni e centri di controllo. Questa sarebbe una soluzione eccellente ma costosa e dispendiosa di tempo da implementare.

Negli Stati Uniti si identifica la BPL come una potenziale alternativa. Essa è una tecnologia che permette ai dati di essere trasmessi attraverso le linee elettriche. BPL è stata testata sulle linee di media e bassa tensione, ma mai sulle linee AT. Le linee di trasmissione in Alta Tensione, attualmente rappresentano un mezzo migliore per la BPL perché esse sono più uniformi e non hanno discontinuità inerenti ai moltissimi dispositivi installati sulle linee di

distribuzione. Il risultato netto è che i segnali BPL hanno meno attenuazione sulle linee di Alta Tensione, e possono viaggiare anche su lunghe distanze. Il problema della mitigazione del rumore è poi molto più gestibile sulle linee di trasmissione che su quelle di distribuzione. Vi sono dei progetti pilota per quanto riguarda la HVBPL, svolti dalla Amperion Ltd, una compagnia statunitense che lavora sulle applicazioni SG, e vi sta lavorando anche il Dipartimento Nazionale per le tecnologie energetiche americano (NETL), che ha testato una Broadband over Powerline a più di 69 kV, lunga 5 miglia e che connette due sottostazioni. La comunicazione va a più di 10 Mbps, con una latenza tipica di circa 5 millisecondi. Le distanze raggiunte includono approssimativamente 4 miglia senza ripetitore e molto più di 5 miglia con un solo ripetitore. Questo risultato indica la comunicazione digitale sulle linee di trasmissione di Alta Tensione ad alta velocità, può essere una alternativa percorribile ai tradizionali approcci di comunicazione ottica, e con una piccola porzione di costo in più, dato che non bisogna stendere il mezzo.

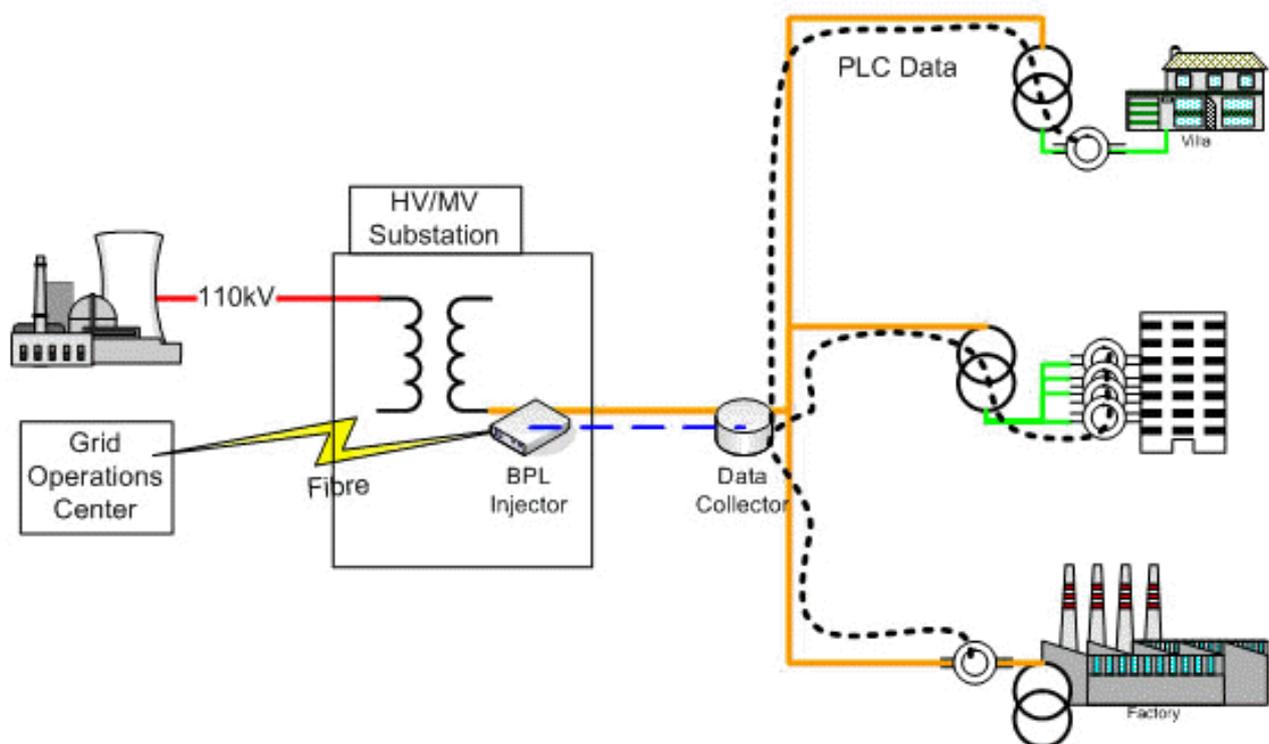


Fig. 5.7 BPL Schema

### 5.3.3 Automated Demand Response

L'attività di DR, già in parte trattata nel capitolo precedente, è un'azione fatta per ridurre la domanda di elettricità in risposta all'andamento del prezzo, degli incentivi monetari o delle direttive delle utilities, così da calmierare il costo del servizio elettrico e di renderlo realizzabile. DR è un cambio temporaneo dei consumi in risposta alle condizioni di fornitura o ad altri eventi nella rete. Con l'inclusione delle fonti energetiche rinnovabili e sistemi di

accumulo c'è bisogno di ridurre i picchi di carico e conservare energia. Le applicazioni ADR, per esempio, possono essere usate per ridurre il totale di energia consumata dai dispositivi durante i periodi di picchi di potenza. Mentre il DR è usato dalle utilities negli anni attraverso la schedulazione del carico e gestito in parte manualmente, ADR spesso lavora in concerto con la GD connessa alla rete. In qualche caso non necessariamente riduce i consumi elettrici, ma trasferisce l'approvvigionamento da fonti locali o centralizzate, effettua lo shifting con il vincolo di ridurre le emissioni inquinanti e cerca di optare sempre per le fonti rinnovabili. Le applicazioni ADR sono necessarie per la determinazione del prezzo dinamica e per poter ridurre i costi in maniera efficace.

1. Le applicazioni ADR si stanno ancora evolvendo, e si stanno sviluppando dei moduli per facilitare il DR specie a livello locale, in maniera capillare fino alla singola abitazione.
2. I veicoli elettrici offrono un'altra forma di storage per la SG, e perciò le utilities si stanno attrezzando per supportare la domanda crescente di generazione. I PEV o PHEV, aggiungeranno decine di migliaia di nodi di ricarica mobili o fissi, non solo sulla rete di distribuzione, ma anche sulla rete di comunicazione. Un PEV può essere caricato o scaricato a casa del proprietario, presso speciali stazioni di ricarica, o altre locations. La mobilità e il collegamento con il trasferimento di energia dovrà essere accuratamente analizzato specie per le relazioni tra la comunicazione tra le porte dei veicoli e le porte elettriche connesse alla rete.

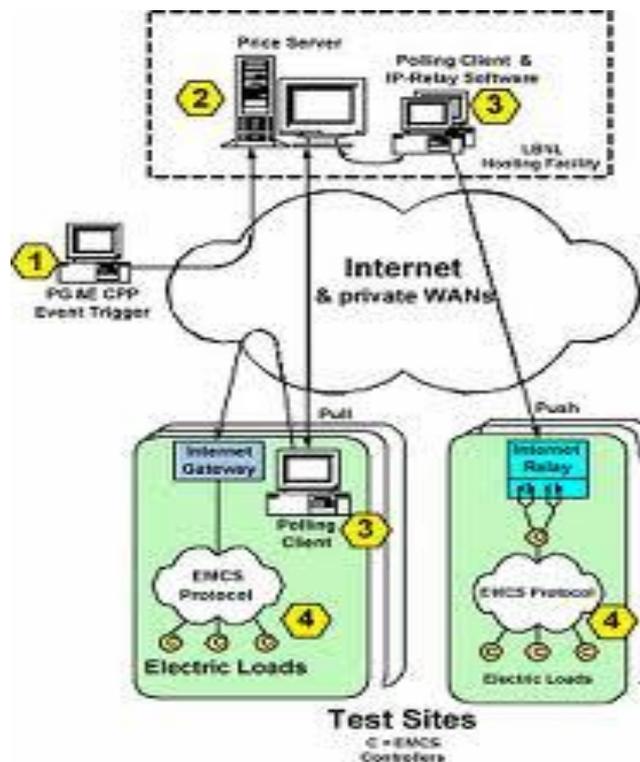


Fig. 5.8 Sistema ADR

### 5.3.4 Teleprotezione

Lo standard IEEE 1646 delinea alcuni requisiti per le operazioni di sottostazione, in particolare il requisito di latenza deve essere pari a  $\frac{1}{4}$  di ciclo, e deve poter traslare tra i 4 e i 5 ms, da frequenze di 60 Hz a frequenze di 50 Hz rispettivamente. Per le applicazioni che richiedono comunicazione tra sottostazioni, lo IEC 61850 norma un requisito di  $\frac{1}{2}$  di ciclo. Questa attivazione remota dello schema di protezione per una sottostazione ha bisogno di 8 ms e 10 ms dopo un guasto è stato riscontrato nella sottostazione stessa da una in comunicazione.

Le applicazioni di tele protezione richiedono una disponibilità di rete molto alta: il fallimento di alcune applicazioni può portare alla distruzione dell'infrastruttura di rete e potenzialmente alla perdita della vita dell'operatore. Per questa ragione, le utilities hanno sviluppato una comunicazione ridondante tra sottostazioni usando una varietà di opzioni, includendo fili pilota, linee voce e linee dati, PLC e fibre, includendo Ethernet, reti ottiche sincrone del tipo SONET / SDH e microonde. Per supportare i requisiti di bassa latenza, le connessioni sono tipicamente punto-punto sulla linea di trasmissione, anche se più lunghe di 300 km.

### 5.3.5 Distribuzione Automatizzata

La distribuzione automatizzata DA, estende il monitoraggio e controllo più in profondità nella rete di distribuzione e riguarda le richiuse di linea, i regolatori del voltaggio, i capacitori, i sezionatori, gli switches di linea, i fault indicators, trasformatori etc. In aggiunta a questi elementi, saranno anche supportati nuovi IEDs.

Le utilities dell'energia hanno customizzato la gestione di un limitato numero di punti di controllo e monitoraggio, circa centinaia di sottostazioni. Le nuove tecnologie di comunicazione hanno bisogno di essere introdotte dentro le operazioni di rete per connettere decine di migliaia di end-nodes, trasformatori e sottostazioni. Le comunicazioni con questi end-nodes distribuiti in maniera vasta può essere sostenuta in relazione alla metodologia di accesso alla rete consentita e disponibile.

### 5.3.6 Micro Grid [MG] Management

Il sistema di gestione dell'energia, EMS, di una tipica utility, consiste di sistemi multipli, centralizzati o distribuiti. La SG può includere e connettere alle microgrids sistemi gestiti da individui od organismi. Una microgrid con la propria generazione, storage, linee elettriche dedicate e carichi, diventa un sottosistema di una rete multi utility più grande. La microgrid, può essere più piccola e semplice, anche a livello domestico, facilitare l'interconnessione tra nodi vicini con le stesse modalità con le quali mette in connessione due microgrid contigue. Nel maggior numero dei casi, la microgrid è un sistema autonomo che può essere disconnesso volontariamente o involontariamente dalla dorsale e continua a supportare i propri

consumatori in maniera adeguata. Se si assume l'esistenza di un EMS per la microgrid che possa comunicare con quello dell'utility o di altre MG simili, e supportare applicazioni Automatic Demand Response:

1. Il networking e l'architettura che lo abilita dovrebbero essere divisi secondo una gerarchia che consenta di raggiungere il livello locale anche se disconnessa.
2. Deve essere possibile che il gestore della rete di comunicazione MG sia distinto da il proprietario del network dell'utility.

Nella tabella successiva si effettua un confronto tra le applicazioni microgrid.

<b>Applicazione</b>	<b>Scopo HS P2P</b>	<b>Data Rate/ Data Volume end-2-end</b>	<b>Latency All One way</b>	<b>Efficienza</b>	<b>Sicurezza</b>
Smart metering	HS	Basso / Molto Basso	Alto	Media	Alta
Teleprotection	P2P	Alto / Basso	Molto basso	Molto alta	Molto alta
SCADA	P2P, HS	Medio / Basso	Basso	Alta	Alta
Operations data	HS, P2P	Medio / Basso	Basso	Alta	Alta
Automazione Distr.	HS, P2P	Basso / Basso	Basso	Alta	Alta
Distributed Energy management and control, ADR, Storage, PEV, PHEV	HA, P2P	Medio / basso	Basso	Alta	Alta
Video Sorveglianza	HS	Alto / medio	Medio	Alta	Alta
Mobile workforce	HS	Basso / Basso	Basso	Alta	Alta
Corporate Data	HS	Medio / Basso	Medio	Media	Media
Corporate Voice	P2P	Basso / Molto Basso	Basso	Alta	Media
Micro EMS	HS, P2P	Alto / Basso	basso	alta	Alta
ADR: Automatic Demand Response					
EMS: Energy Management System					
HS: Hub Spoke					
P2P: Peer to peer					
P(H)EV: Plugin hybrid electric vehicle					
SCADA: Supervisory control and data acquisition					

## 5.4 Architettura di Rete

### 5.4.1 Sovrapposizione della rete comunicazione e Trasmissione / distribuzione

La nuova rete in figura 4.4, è molto di più di una interconnessione di linee di applicazioni di trasmissione e distribuzione per il dispacciamento dell'energia elettrica a case o aziende. Una delle definizioni di SG, dice che è una rete di potenza, dove le applicazioni sono gestite da tecnologie su una rete di comunicazione integrata, ad alta performance, affidabile e sicura.

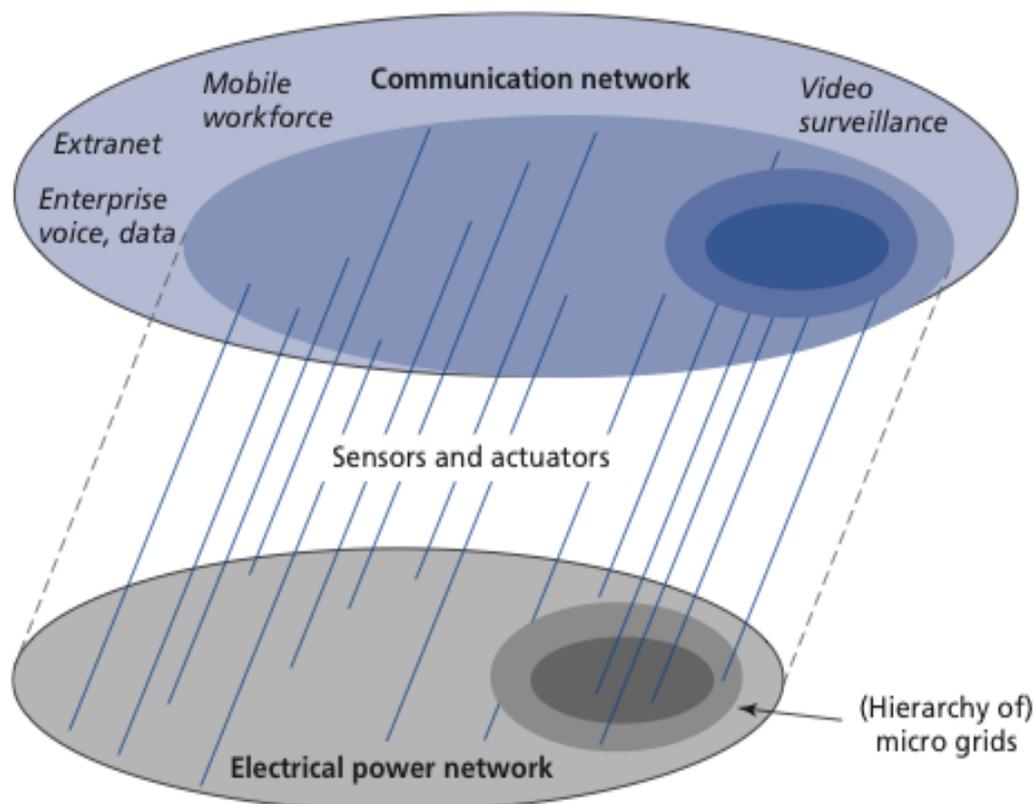


Fig 5.9 Sovrapposizione Rete Comunicazione su rete elettrica [SG]

La figura di cui sopra mostra la composizione di una rete integrata di comunicazione per una utility. La rete di comunicazione supporta lo scambio di dati tra sensori ed attuatori connessi agli elementi di griglia, e le applicazioni SG rinforzano le logiche di griglia, fornendo misure attraverso gli attuatori. In aggiunta alle applicazioni di controllo SG, la rete integrata supporta altri bisogni dell'utility, come un data transfer multimediale dalle sottostazioni, applicazioni voce e dati per l'azienda e per le forze di intervento mobili. Inoltre, il network può essere connesso con quelli di altre utilities così come con altre entità come per esempio gli OSI [modellati nel capitolo 3]. Infine, per semplificare l'azione di sistema, è doveroso ricostruire una gerarchia basata sulla microgrid.

Una rete di comunicazione SG, è presentata in questa sezione includendo una architettura di connettività fisica, connessioni logiche, opzioni di accesso alla rete e implicazioni architettoniche per la proprietà condivisa della rete.

### 5.4.2 Connessione Fisica

La connessione fisica, rappresenta l'essenza della architettura di networking, per connettere la maggior parte degli end-points della SG e di altre reti. Come illustrato nella figura sotto, dove un end-point della rete si connette a più di una rete diversa, non tutte le connessioni possono essere applicabili in una sola implementazione. Per esempio, un palazzo può connettersi solo ad uno dei quattro possibili network mostrati: una fonte energetica rinnovabile può connettersi solo all'accesso wireless o via cavo, mentre una sottostazione può richiedere connessioni a più di una rete. Non è possibile mostrare tutti gli elementi di una SG, e ci saranno differenze, anche se non sostanziali dalla figura qui sotto con l'attuale sviluppo del network. Per esempio, una centrale di generazione tradizionale in un'area marginale può connettersi attraverso una porta di accesso alla rete. Molti sistemi di controllo e management, sono citati genericamente: la loro implementazione dipenderà dalle utilities e dai prodotti venduti sul mercato.

Comunque sia c'è un largo consenso sul fatto che IP sia una scelta ragionevole per un protocollo di comunicazione SG.

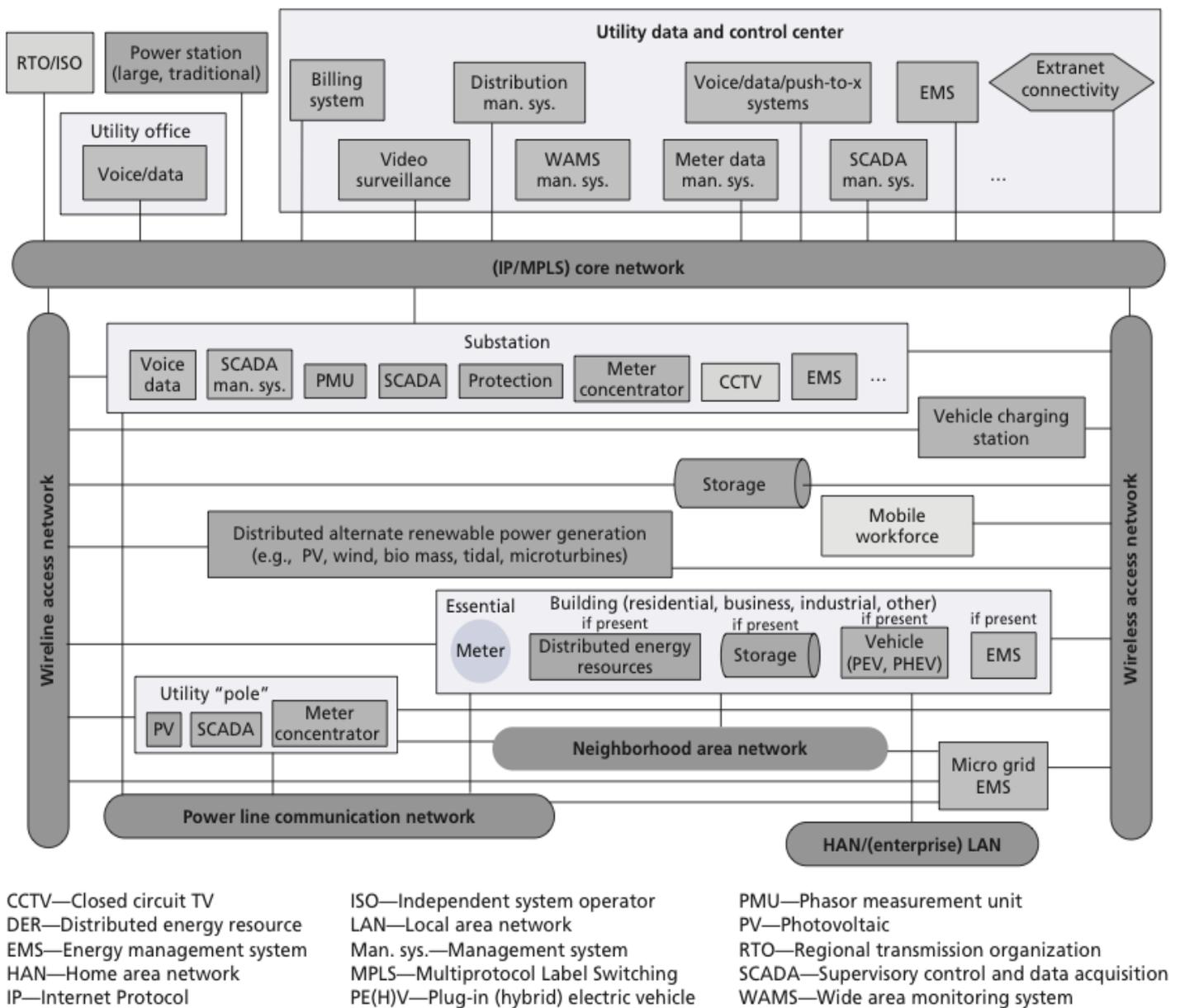


Fig. 5.10 - Architettura della connettività fisica SG.

Secondo il NIST, vi sono numerose aspettative sul fatto che reti IP possano servire come elemento chiave per il network informativo IP. Il problema sarà fare una analisi di performance per ogni aspetto della SG, per vedere l'appropriatezza o meno dell' Internet Protocol. Assumiamo che IP sia il protocollo per il networking, per molte utilities potrebbe essere prudente implementare un MPLS, Multiprotocol Label Switching, su Virtual Private Networks. [VPN], con ogni VPN che supporti un set di applicazioni o di comunità di utenti. Nella figura qua sopra, le connessioni dirette alla core-network, sono considerate come connessioni point2point di primo o secondo livello. Ci potrebbero essere più di un centro di raccolta dati e controllo, per la condivisione del carico di sistema. Ci si aspetta tuttavia che molte applicazioni SG richiederanno un controllo distribuito e un sistema di gestione che possa essere allocato alle sottostazioni e in corrispondenza delle Microgrids. Il Network dovrà anche connettersi alle reti di altre utilities a livello di SG regionale e nazionale. La connettività

sarà anche richiesta per i partener dell'utility, e per servizi corporate come il billing, l'installazione etc.

Ogni utenza si assume che abbia uno smart-meter che sia connesso alla rete. Un edificio potrà avere delle risorse energetiche distribuite, elementi di storage, e veicoli elettrici. Le fonti energetiche distribuite possono essere classificate come micro generazione, per utenze residenziali e small-business, o su larga scala per large business o utenze industriali. A seconda della complessità del sistema a livello ingegneristico, le risorse energetiche distribuite possono fornire una potenza che va dai 3 kWp ai 10.000 kWp, e sono tipicamente situate in situazioni di vicinanza con le utenze che usano direttamente l'energia prodotta. Una stazione di generazione distribuita, dispositivi di storage, veicoli elettrici e smart-meters, dovrebbero essere connessi tramite una HAN o LAN dedicata, che a propria volta è connessa con il network di comunicazione generale attraverso lo smart-meter (nel caso di utenze residenziali).

I sistemi stand-alone (microgrids comprese) basati su energia rinnovabile, gli elementi di storage e le stazioni di ricarica dei veicoli, si connettono alla rete con accesso wireless o via cavo. Ciascun Energy Management System della micro-grid, si può connettere (come vediamo in figura 4.9) a ciascun'altra microgrid ed alla rete dell'utility.

La comunità scientifica, ad oggi, si aspetta che il Voice Over Internet Protocol (VoIP) sarà usato per applicazioni Peer-to-peer (P2P) voce e comunicazioni push-to-talk (PTT) da parte della work-force mobile dell'utility. Ci si aspetta anche che le applicazioni dati che ora avvengono su dispositivi wireless mobili, migrino su dispositivi broad-band. Per quanto riguarda le sottostazioni, una di queste può ospitare più SGs, e altri sistemi che richiedono comunicazioni con altri nodi di frontiera. Solo pochi di questi sistemi sono mostrati in figura 4.9.

In figura 4.10, viene dettagliata in maniera schematica l'infrastruttura di comunicazione e la sua connettività con le varie possibili Wide Area Networks, (WANs). Lo Standard IEC 61850 fornisce delle specifiche per l'automazione delle sottostazioni per permettere ai sistemi di sottostazioni di supportare le operazioni di griglia nelle modalità più smart possibile. Questi sistemi includono anche applicazioni legacy, sia analogiche che digitali così come nuovissimi IEDs, per esempio sistemi advanced SCADA. La LAN risultante per l'automazione di sottostazione, può essere implementata su Ethernet in maniera gerarchica, dove il bus di una stazione si connette a buses di molti altri processi dove ogni bus di ciascun processo è connesso a sistemi operativi sia moderni che legacy. La sottostazione può avere una LAN separata per applicazioni che non contribuiscono direttamente alla sua automazione. Il router può aver bisogno di essere connesso a più di un network di quelli mostrati in figura 4.10. In relazione alla tecnologia di rete, necessiterà di un adattatore o di un gateway di accesso. Un'applicazione come la tele protezione per esempio, può aver bisogno di connettersi al router di sottostazione, e tale connessione può essere facilitata dall'IEC 61850, che può mettere in comunicazione differenti tecnologie di networking con specifici gateways. L'evoluzione dell'IEC 61850 sarà quella di supportare la comunicazione tra sottostazioni utilizzando un approccio multicast su Ethernet, il che permetterà alle LAN di sottostazione di connettersi ad altre reti Ethernet.

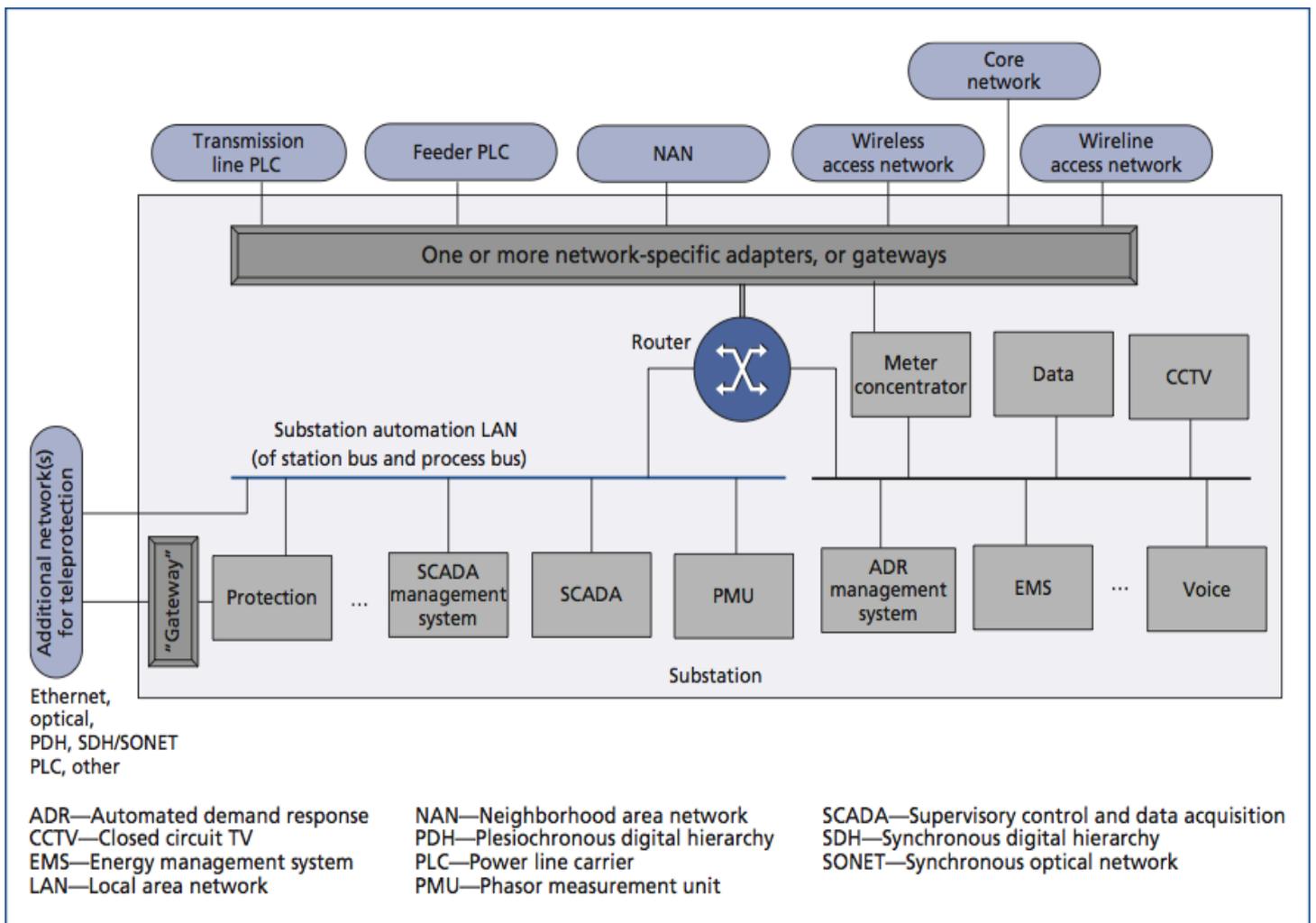
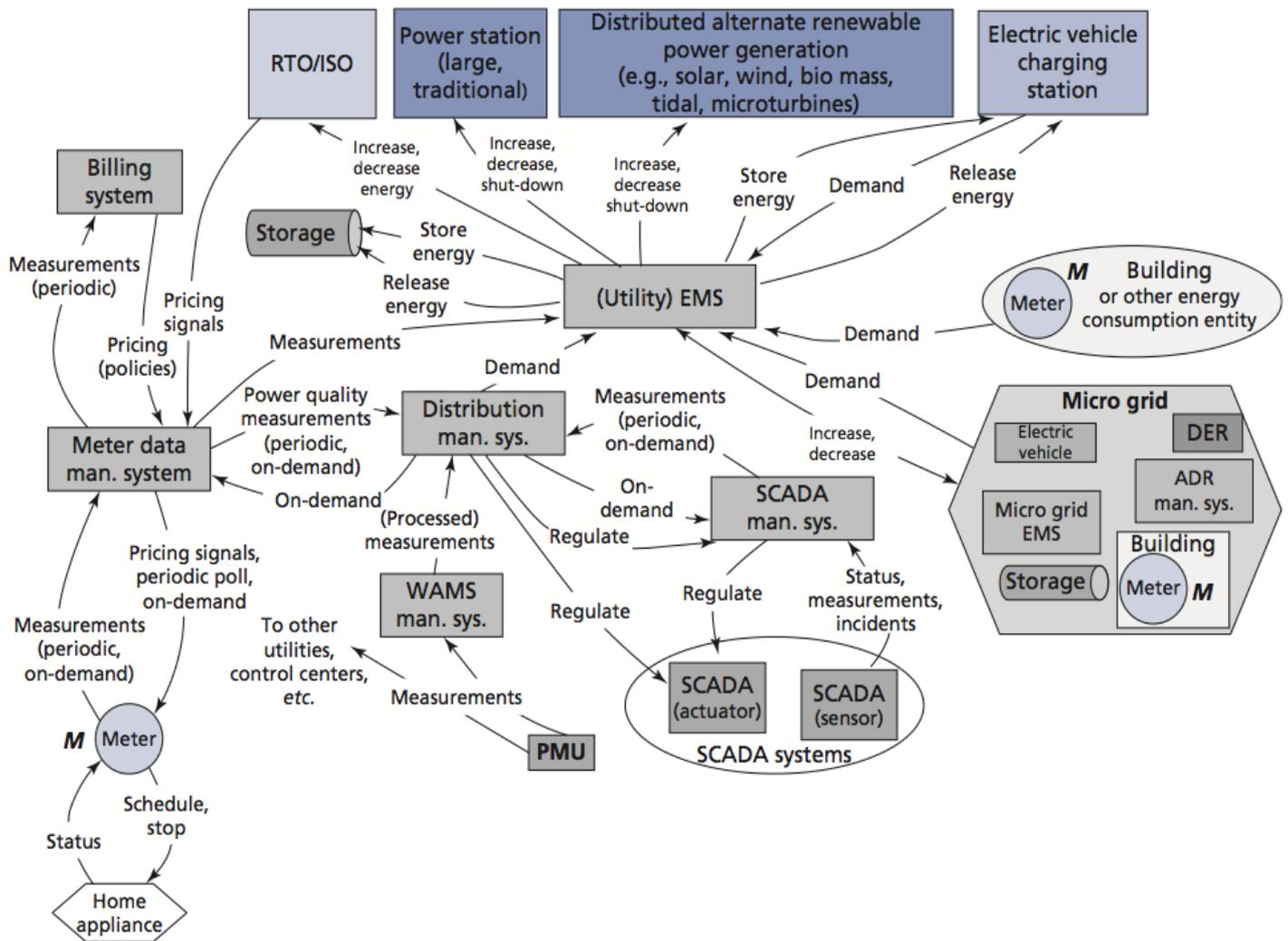


Fig 5.11 -Network e Networking di sottostazione.

### 5.4.3 Modelli di connessione logica

In merito alle connessioni della rete fisica, è importante determinare gli end-points di una applicazione che sfrutta un certo network. Come illustrato in figura 5.12, i modelli di connessione logica per le applicazioni mostrate, evidenziano l'interdipendenza delle applicazioni con sistemi ADR, SCADA e di gestione della distribuzione. Un EMS, in relazione agli elementi della rete sotto il suo controllo, comunica solo con una sottosezione di elementi di storage e di generazione. Gli smart-meters [definito come M] giocano un ruolo centrale in molte applicazioni. Le più nuove applicazioni di automazione nella distribuzione, come il controllo del Voltaggio e della Potenza (VWVC) incrementeranno l'uso periodico e le misurazioni on-demand sugli smart-meters. In più questo dispositivo è un componente centrale delle applicazioni di ADR (Automatic Demand Response) e di HEM (Home energy management).



ADR—Automated demand response  
 CCTV—Closed circuit television  
 DER—Distributed energy resource  
 EMS—Energy management system  
 ISO—Independent system operator  
 Man. sys.—Management system  
 P(H)EV—Plug-in (hybrid) electric vehicle  
 PMU—Phasor measurement unit  
 RTO—Regional transmission organization  
 SCADA—Supervisory control and data acquisition  
 WAMS—Wide area measurement system

Fig 5.12 – Modelli di connessione logica per applicazioni SG

### 5.4.4 Tecnologie per il Networking

Questo paragrafo tratta le tecnologie di networking per un segmento di rete simile a quello raffigurato in fig. 5.10.

#### 5.4.4.1 PLC Networks

La comunicazione sulla powerline viene effettuata in varie bande, dai 10 Hz ai 500 kHz, l'ultima viene usata dalle utilities per alcuni dei loro fabbisogni di comunicazione. Il vantaggio

principale della PLC è la disponibilità di una linea già esistente che connette tutti gli end-points che sono serviti dal network di comunicazione. Alcuni degli svantaggi invece sono: un basso data-rate, la presenza di interferenze su lunghe distanze per le linee AT, e il bisogno di utilizzare dei trasformatori. Mentre il data-rate tradizionale è variato da 15 bps fino a 4 kbps, vi sono delle nuove tecniche di lavoro chiamate Orthogonal Frequency Division Multiplexing (OFDM) che permettono dai rates trasmissivi fino a 130 Kpbs. Le bozze correnti dell'IEEE P1901 BPL Standard indicano un futuro supporto anche per rates molto maggiori, nell'ordine delle decine di Mbps.

#### 5.4.4.2 Neighborhood Area Networks

Una rete PLC è un esempio di NAN che connette edifici in rapporti di vicinanza geografica. Un altro esempio è il RF [radio frequency] su bande non licenziate di tipo industriale, scientifico e medico a 900 MHz. Le NANs sono principalmente usate per lo smart-metering, e potrebbero servire anche per applicazioni SCADA tra trasformatori vicini. Solo negli ultimi tempi si è usato anche il Wi-Fi per questo tipo di applicazioni.

#### 5.4.4.3 Accesso Wireless

L'accesso basato sul broadband wireless è uno degli aspetti chiave per il futuro sviluppo della SG. in molte nazioni, con l'eccezione degli spettri non sottoposti a licenza, il maggior numero degli spazi liberi è usato e posseduto dai service providers per servizi broadband basati su tecnologie come il CDMA2000, UMTS e WiMAX. In relazione alla tecnologia ed alla configurazione, sono possibili anche data-rate molto alti. Se le utilities potessero usare anche solo un po' di banda in via esclusiva potrebbero utilizzare anch'essi dei servizi broadband, con adeguata copertura del service-provider, che soddisfi i requisiti di sicurezza e affidabilità, e supporti in via preferenziale il trattamento dei bisogni critici delle applicazioni di utility quando necessario. Per esempio, le utilities negli Stati Uniti hanno uno spettro dedicato a banda stretta, essenzialmente per portare servizi voce sui loro network radio privati. In alcuni casi, le utilities possono essere abili ad acquisire spettro per le loro reti SG, se tale spettro è disponibile con il corrispondente supporto. Mentre lo spettro può essere disponibile in poche nazioni, una possibilità per le utilities può essere quella di entrare in partnership con gli wireless service providers più forti, e proprietari di licenze, al fine di effettuare una condivisione di risorse come appunto la banda, i ripetitori, cabine e anche equipaggiamenti di rete più disparati con opportune ed accettabili partizioni logiche. La relazione tra una utility e un wireless service provider dovrà necessariamente impattare sull'architettura e progettazione della SG.

#### 5.4.4.4 Accesso Wireline

Sono possibili per la SG anche accessi DSL, via cavo, basati su reti ottiche e molti altri. Essi possono soddisfare tutti i bisogni degli Smart-meters, degli SCADA, dei trasformatori di Distribuzione, possono mettere in comunicazione sottostazioni attraverso degli appositi routers. Alcune utilities potrebbero essere però avverse a sviluppare delle connessioni broadband a livello residenziale per lo smart-metering, a causa del fatto che poi il mezzo potrebbe essere usato dal proprietario dell'utenza anche per scopi che esulano dal metering. D'altro canto però, se il servizio broadband e l'utility sono possedute o vi è la partecipazione

dell'ente locale o dello Stato, il broadbanding residenziale è da preferirsi anche per l'utility stessa. Si noti che le reti Wired Ethernet sono già usate per connettere sottostazioni per applicazioni come la Teleprotezione.

#### 5.4.4.5 Core Networks

In relazione al numero di End-points per l'utility, alla loro collocazione sul territorio, ai loro requisiti di comunicazione, una CN può consistere in un router collocato nel centro di elaborazione dati, o più routers connessi su un ring ottico in un'area metropolitana, o un mesh di routers connessi con link point-to-point.

Se i requisiti di performance, sicurezza e affidabilità sono accettabili, la CN può essere anche una VPN che connetta i routers delle utilities al router centrale di un service provider predefinito. L'utility poi potrà direttamente fornire il servizio al proprio gruppo di utenti, di applicazioni e gestire tutte le aree geografiche in modo autonomo. In un caso dove la CN stessa è una VPN che usa una rete di un service provider, le sottoreti VPN all'interno dell'area gestita dall'Utility possono essere create in maniera indipendente alla VPN gestita dal service provider.

#### 5.4.5 La proprietà del Network: Utility VS Proprietà pubblica

La maggior parte delle Utilities preferiscono avere la proprietà end-to-end della rete attraverso la quale operano, in relazione però anche ai costi, alla disponibilità di spettro. Ci sono molti vantaggi e pochi seri svantaggi per l'utility che vuole essere proprietaria del network e ne condivide alcuni segmenti con il service provider. Il fatto che molti enti condividono la proprietà di segmenti di rete all'interno di una rete integrata, si ripercuote sull'architettura fisica e sulla connettività logica, sul routing, sulla affidabilità e sicurezza. In aggiunta a considerazioni commerciali, gli accordi sull'interoperabilità tra utility e service providers di rete, possono influenzare l'architettura e le operazioni end-to-end, il monitoraggio e le numerose sfide di gestione che la SG ha bisogno di vincere. Anche se l'utility è proprietaria della rete end-to-end, non è detto poi che i service providers, all'interno di questa rete non possano gestire la comunicazione point-to-point a livello L1 e L2 su una propria rete wireless.

#### 5.4.6 Topologia del Network per Applicazioni SG

Una delle scelte più ovvie per una topologia di rete, è quella ad albero. Come si vede in figura 4.12, l'analisi dei dati viene effettuata a livello centralizzato per una quantità significativa del traffico, così come un altro punto di aggregazione dei dati è il router di sottostazione [Fig. 5.10]. Il traffico può essere gestito in maniera piramidale risalendo l'albero di comunicazione attraverso l'aggregazione da sottostazione in sottostazione. A seconda delle tecnologie di metering usate, il traffico di informazioni relativo a questa attività, può essere instradato direttamente nella CN o aggregato tramite concentratori alla sottostazione. Infine, i punti di generazione energetica, i punti di storage possono anch'essi essere connessi o alle sottostazioni o direttamente ai routers della CN a seconda della loro collocazione geografica o del loro EMS. La progettazione della topologia è anche influenzata dal fatto che l'attività di

scelta del netto di accesso è pilotata più dalla copertura del maggior numero di end-points che dal volume del traffico.

La topologia di rete deve essere in grado anche di integrare le nuove applicazioni con quelle già datate, definite Legacy. Le applicazioni SG dovranno supportare la connettività IP, perché la rete integrata di comunicazioni SG dovrà connettersi ad applicazioni Legacy per alcuni periodi di tempo, necessitando anche l'utilizzo di un gateway di comunicazione con questo tipo di applicazioni. In relazione all'evoluzione dei sistemi, questi gateway possono essere anche molto semplici, tali da fornire una conversione da seriale a Ethernet fino a operazioni anche molto più complesse. Per poche analoghe applicazioni, come il PTT, il TDM avverrà una migrazione verso IP.

Ovviamente la gestione delle priorità e delle dinamiche di flusso dovrà acquisire un ruolo rilevante, essa infatti dipenderà dal contesto o dal settaggio delle corrispondenti operazioni di griglia. Per esempio, un contatore che periodicamente legge il traffico può avere meno priorità e i dati che trasmette possono essere ritardati. Altri esempio sono settare a priorità più alta della normale una trasmissioni di segnali PTT, o le comunicazioni che avvengono dopo la detection di un incidente o di intrusioni etc. L'affidabilità dell'infrastruttura di comunicazione è poi estremamente importante ed è un requisito fondamentale della SG. L'affidabilità di una rete di comunicazione ha come obiettivi la disponibilità del mezzo, con un down-time tollerabile massimo di 5.3 min/anno. Le connessioni multiple punto-punto contribuiscono tra due sottostazioni connesse l'una con l'altra sono essenziali, e devono avere una infrastruttura IP di connessione ai massimi livelli di efficienza, in conformità con gli elementi della rete, aspetti normativi, standards e preferenze dell'utility. Comunque, ogni sforzo deve essere fatto per includere il maggior numero possibile dei link tra sottostazioni nella rete IP integrata. In aggiunta, l'inclusione dell'applicazione di tele protezione nella rete integrata a queste interconnessioni tra sottostazioni, fornisce un incremento di affidabilità per tutte le applicazioni che sono portate sopra il mezzo.

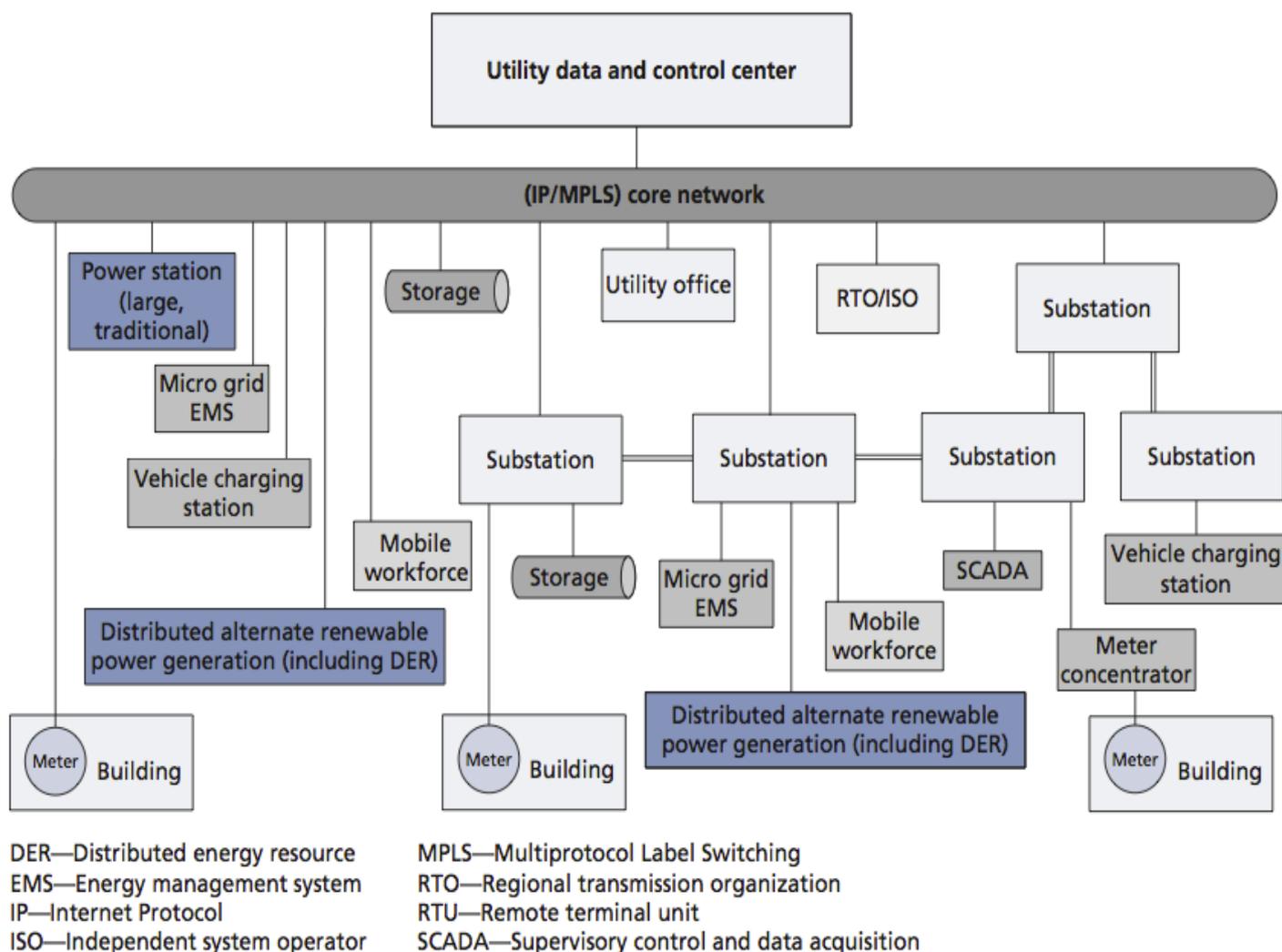


Fig. 5.13 Topologia di Network per SG

## 5.5 Benefici Verdi

L'introduzione delle applicazioni SG apporta dei benefici verdi al sistema. Lo Smart2010 Report del NIST, prevede che un 14% del totale di riduzioni dall'anno 2020 per le emissioni di carbonio a livello globale, sia da imputare allo sviluppo della SG, corrispondente alla riduzione di 2.03 Gt di CO<sub>2</sub> delle attuali emissioni di CO<sub>2</sub> che sono di circa 14.26 Gt. Il tutto dipenderà dal livello di sviluppo di questo tipo di infrastruttura considerando che il 24% delle emissioni totali ad oggi è da attribuirsi al settore energia. Le sfide più interessanti sono la diffusione in larga scala dell'uso delle rinnovabili, la riduzione dei picchi di potenza, lo storage dell'energia, e la riduzione e il controllo delle perdite di trasmissione sulla linea, considerando che la maggioranza dell'energia oggi è prodotta con fonti fossili, e che dunque si producono emissioni inquinanti per dissipare energia.

Un altro beneficio sostanziale è quello che l'ADR con comunicazione istantanea, può ridurre il tempo di shifting manuale nel passaggio dalla bulk generation all'uso delle rinnovabili nel

momento in cui esse convengano di più. Per esempio se analogicamente ci vogliono 20', per ogni kWh di energia shiftata usando l'ADR, 0,333kWh in meno di energia vengono prelevati da generazione fossile per ogni operazione di shifting. Sotto l'assunto che la Bulk Generation sia essenzialmente termoelettrica, quindi carbone o petrolio, con una centrale al 40% dell'efficienza termica si può produrre una media di 0,83 kg di CO<sub>2</sub> per kWh di energia elettrica generata. Con le rinnovabili e un sistema ADR, si pensi che un risparmio di 20' di shifting porta ad una riduzione di 0,277 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh di energia immessa in rete. La riduzione che dunque porterebbe l'uso di una applicazione SG come l'ADR, ovvero di fornire uno shifting istantaneo della fonte energetica è nell'ordine dei 100 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh elettrico prodotto all'anno.

## Capitolo 6 - Modello di equilibrio di mercato Profit Oriented

In questo quinto capitolo si riporta un “abstract” del lavoro di ricerca per la modellazione dell'equilibrio di mercato in caso di massimizzazione dei profitti per ogni compagnia generatrice, ed in secondo luogo per gli altri due attori. Si fa riferimento ad una serie di articoli presentati alla' IEEE ISGT 2010 di Goteborg, al quale lo studente ha partecipato insieme al suo tutor. Si riprendano dunque le definizioni e le espressioni contenute nel capitolo 4. Tale modello verrà poi sottoposto attraverso un simulatore ad un'analisi di stress chiamata *Perturbation Analysis* che introduce i parametri tipici della SG, e che porterà ai risultati che sono illustrati brevemente al punto 6.3. Nel lavoro di ricerca svolto dallo studente e da Generplus questo modello è stato considerato come un punto di partenza e sviluppato poi ulteriormente nel Capitolo 7 cercando di migliorarlo e di superare alcune logiche secondo noi non del tutto corrette.

### 6.1 Obiettivo della ricerca di un modello di equilibrio

Basandosi sulle funzioni di utilità dei tre principali agenti aggregati che partecipano e competono nel mercato elettrico, enunciate nel capitolo 4, in questa fase dell'attività di ricerca si è formulata l'ipotesi che vi possano essere minimo tre scenari competitivi, ovvero che prenda il sopravvento un certo tipo di logica di mercato, e che essa possa essere sintetizzabile con una serie di situazioni standard e successivamente modellabile matematicamente. Si tenga presente però che il mercato elettrico della SG, differirà in maniera sostanziale per alcuni parametri dal mercato attuale dell'energia elettrica, come spiegato nei capitoli precedenti, e che dunque vi saranno dei fattori di incertezza e di aleatorietà che influenzeranno notevolmente le strategie e i comportamenti concorrenziali tra le compagnie di generazione stesse e tra le interazioni tra Consumatori e Generatori ( che in molti casi con la microgenerazione potranno anche essere un unico soggetto ). Questi fattori sono stati modellati anch'essi in maniera generica (parametro di incertezza sia in generazione che in consumo) nel capitolo 3.

#### 6.1.1 Scenario 1- affermazione del mercato del massimo profitto

Si provi a pensare un modello di mercato in cui ciascuno degli attori coinvolti nella generazione distribuita sfrutti quelle che sono le opportunità del DR e della Generazione a mezzo di fonti energetiche Rinnovabili per massimizzare i propri profitti.

Dal punto di vista di mercato, i consumatori cercheranno di abbattere i propri costi di produzione dell'energia elettrica dai propri impianti ( si pensi a impianti fotovoltaici per uso domestico o di piccola industria ) e ad abbattere i consumi il più possibile, per poter conseguire un margine operativo maggiore possibile, questo per quanto riguarda l'energia

autoprodotta, mentre per quella acquistata dal distributore cercheranno anche a livello di associazione dei consumatori di abbattere il più possibile il prezzo di acquisto anche con l'ausilio di fasce orarie e pacchetti commerciali vari.

Dal punto di vista della Compagnia di Generazione, assumendo che esse si comportino tutte allo stesso modo, esse cercheranno di minimizzare i costi di produzione dell'energia e gli over-head così da non avere costi marginali, e contrattare a rialzo il prezzo di vendita dell'energia e a ribasso quello di ritiro e quindi dell'acquisto della stessa dai Prosumers. Sarà da verificare il comportamento del OSI, che vedrà la funzione di utilità del Social Welfare soggetta ai comportamenti di massimizzazione dei profitti.

### 6.1.2 Scenario 2 – affermazione del mercato del Social Welfare

L'affermazione di questo stato del sistema alternativo è oltremodo interessante se lo pensiamo inserito nel contesto della SG, anche dal punto di vista sociale. A questo punto si cerca di andare oltre ad un modello che si basa solo e soltanto sulla massimizzazione del profitto, e che vede l'utilità sociale come una rinuncia per le Utilities, così come l'avvento del demand response, della generazione distribuita come parametri di disturbo e di incertezza del sistema. Il modello alternativo che si propone in questo lavoro, è un modello che cerca di includere al suo interno dei parametri che aumentino la singola utilità in funzione della scelta o meno di strategie "Smartgrid oriented". Aumenterà per esempio l'utilità della compagnia di generazione se essa aumenterà nel mix la quota di rinnovabili, in quanto diminuirà un'accisa, così come essa sarà avvantaggiata se venderà a utenti vicini, perché diminuiscono i costi del dispacciamento. Parimenti il consumatore percepirà maggiore utilità a comprare nelle vicinanze della propria fornitura, energia elettrica prodotta da piccoli produttori di energia rinnovabile, mentre subirà un prezzo maggiore in relazione alle strategie produttive del produttore che liberamente esso sceglierà ed al mix di fonti di questo, che condizionerà il prezzo dell'energia acquistata. Se le singole utilità così dimensionate, saranno sopra una certa soglia di accettabilità che sarà poi definita nel modello, e la funzione del benessere sociale starà in un intervallo finito ed avrà un massimo positivo, significa che apponendo un vincolo in più al sistema, ovvero quello di una soglia di accettabilità prestabilita alla quale sia i consumatori che i produttori hanno libera facoltà di attenersi si può ottenere una condizione di equilibrio in cui c'è un residuo positivo da redistribuire in servizi agli utenti ed ai produttori generato da una competizione non estremizzata tra gli attori aggregati del mercato elettrico. Il tutto in presenza di Demand Response, responsabilizzazione dei consumi, Generazione Distribuita e Rinnovabile. In questa situazione, ci sarà un vettore 2x1 di strategie degli attori aggregati di mercato che non punta alla competizione sfrenata e apporta un benessere per l'OSI che può essere redistribuibile eventualmente alla collettività in servizi volti all'aumento della smartness o ad ulteriori incentivi per le rinnovabili

### 6.1.3 Scenario 3 – Nessuno dei due Scenari.

La terza e ancor più avvincente opzione secondo Generplus, è quella che qualora non fosse realizzabile e dimostrabile lo scenario b, o che magari sia solo modellabile ma non dimostrabile o nemmeno modellabile, e che la stessa cosa valga per lo scenario a, si possa individuare un insieme di circostanze che se e solo se si verificano si può ottenere una situazione di equilibrio etico ( più vicino allo scenario 2 che all'1 ). Qualora queste circostanze possano essere sintetizzabili in un vincolo matematico di sistema potrebbe essere possibile validare il modello dello scenario 2 apponendo però un vincolo come condizione necessaria per l'esistenza dello stesso, e ricominciare con le attività di dimostrazione teorica e numerica.

## 6.2 Modello di mercato volto al massimo profitto

Usando il modello di cui al capitolo 3, si discute in questo paragrafo il modello di equilibrio. Nei problemi di ottimizzazione di CoGe e di CoCo, dati nella [1] e nella [4] e nella [8] e [11], rispettivamente gli input sono i prezzi locali marginali. D'altro canto, questi PML appaiono nel problema di ottimizzazione dell' OSI [18] [21] come prezzi duali corrispondenti alle equazioni di equilibrio, provocando uno stretto collegamento tra le tre famiglie di problemi di ottimizzazione.

Notiamo che ognuno dei questi tre set di problemi di ottimo sono problemi di programmazione lineare. Le condizioni di Ottimo di Karush-Khun-Tuker sono tutte necessarie e sufficienti per descrivere le soluzioni ottimali. Le condizioni di ottimalità dei tre set di problemi risultano in un Problema di Complementarità Mista Lineare [PCML] che corrisponde all'equilibrio di mercato come segue.

$$P_{Gib}(-\rho_{n(i)} + \lambda_{Gib}^c + \alpha_i + \phi_{ib}) = 0 \quad \forall i \in G_f; b = 1, \dots, N_{Gi} \quad [28]$$

$$\alpha_i \left( -\sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} + P_{Gi}^{max} \right) = 0 ; \quad \forall i \in G_f \quad [29]$$

$$\phi_{ib}(P_{Gib}^{max} - P_{Gib}) = 0; \forall i \in G_f; b = 1, \dots, N_{Gi}; \quad [30]$$

$$P_{Djk}(\rho_{n(j)} - \lambda_{Djk}^u - \sigma_j + \psi_{jk}) = 0 \quad \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [31]$$

$$\psi_j \left( -\sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} + P_{Dj}^{min} \right) = 0 , \quad \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [32]$$

$$\sigma_{jk}(-P_{Djk} + P_{Djk}^{max}) = 0 \quad ; \quad \forall j \in D_q; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [33]$$

$$P_{Gib}(\lambda_{Gib}^B - \rho_{n(i)}) = 0 ; \forall i \in G ; b = 1, \dots, N_{Gi} \quad [34]$$

$$P_{Djk}(\rho_{n(j)} - \lambda_{Djk}^B) = 0 ; \forall j \in D ; k = 1, \dots, N_{Dj} \quad [35]$$

$$\delta_n \left( \sum_{m \in \Omega} B_{nm} [\rho_n - \rho_m] + \sum_{m \in \Omega} B_{nm} [\gamma_{nm} - \gamma_{mn}] \right) = 0 ; \forall n \in N ; \quad [36]$$

$$\rho_n \left( - \sum_{i \in \theta} \sum_{b=1}^{N_{Gi}} P_{Gib} + \sum_{j \in \theta} \sum_{k=1}^{N_{Dj}} P_{Djk} + \sum_{m \in \Omega} B_{nm} [\delta_n - \delta_m] \right) = 0 ; \forall n \in N ; \rho > 0 \quad [37]$$

$$\gamma_{nm} (P_{nm}^{max} - B_{nm} [\delta_n - \delta_m]) = 0 ; \forall n \in N ; \forall m \in \Omega ; \quad [38]$$

$$\delta_n \geq 0 ; \forall n \in N \quad [39]$$

Il problema di cui sopra può essere descritto in forma più compatta come la soluzione del seguente PCML; ovvero trovare un vettore  $x^* \in R^n$  che risolve il seguente problema vincolato:

$$\begin{aligned} x^T (Mx + q) &= 0 \\ x &\geq 0 \\ Mx + q &\geq 0 \end{aligned} \quad [40]$$

Dove  $x \in R^{nx1}$  è il vettore di variabili e la matrice quadrata  $M = R^{nxn}$  e  $q \in R^{nx1}$  contengono i costi operativi e le offerte dei generatori, il massimo e il minimo limite dei generatori e dei consumatori e anche il massimo limite termico delle linee di trasmissione. La soluzione corrispondente  $x^*$  del problema è un problema anch'esso di PCML, che determina l'equilibrio di mercato e la sua dipendenza da  $M$  e  $q$  è denotata come un problema PCML di  $x^*$ .

Successivamente si valida il modello con Analisi di perturbazione in cui si introducono i fattori di incertezza descritti nel capitolo 3,  $\Delta_{Gib}$  e  $k_{Djk}$  che sono relativi all'incertezza di previsione della generazione eolica e il demand response. Questi due componenti di incertezza possono avere effetti su  $M$  e  $q$  tali che rispettivamente queste diventino:  $M + \Delta M$  e  $q + \Delta q$ .

Così il problema di PCML sotto perturbazione diventerà funzione dei parametri di incertezza.

Nella parte finale della modellazione matematica, si definisce poi un fattore  $\mu$  che è il massimo fattore di variazione dell'equilibrio di mercato ed è definito come:

$$\mu = \frac{2\varepsilon}{1 - \eta} \beta(M) \quad [38]$$

Dove  $M$  è la matrice quadrata dei costi operativi,  $\varepsilon$  è il parametro adimensionale di perturbazione dovuto a RTP,  $\beta(M) = \max_{D \in [0,1]} [(I - D + DM)^{-1} D]$  e  $\eta$  è una costante che è minore di uno ed è collegata ai parametri di perturbazione adimensionali.

### 6.3 Validazione del modello e Risultati

Attraverso un simulatore di reti viene valutato il mercato dell'energia come una rete 4-bus come nella figura 6.1. La rete include due unità generatrici situate al nodo 1 che corrisponde ad un generatore dispacciabile e può essere considerata come una riserva di energia che compensi le fluttuazioni del nodo 2 che è un generatore eolico.

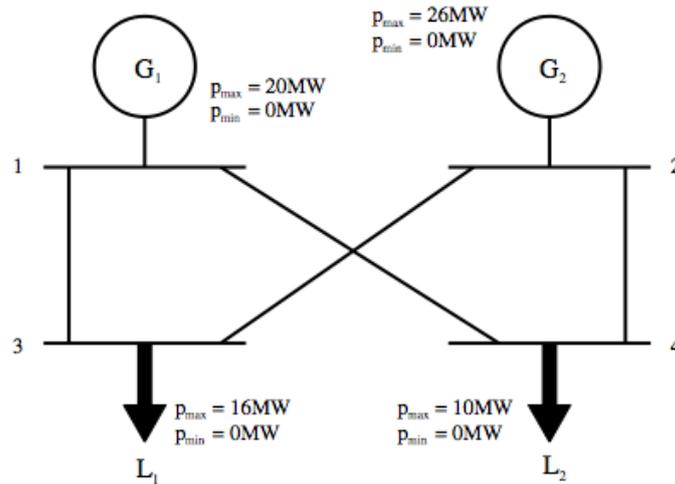


Fig 6.1 - Simulazione

L'output massimo e minimo di potenza di ciascuna unità generatrice è mostrato in figura.

Ci sono due blocchi di consumo ai nodi 3 e 4 con indicate le soglie di consumo. Consideriamo ora l'effetto dell'incertezza che è dovuta all'intermittenza della generazione eolica nel bus 2. Introduciamo anche un fattore di perturbazione  $k$  che corrisponde a introdurre il Real Time Pricing. Se assumiamo che ogni unità di domanda e di generazione usa un blocco di mercato, abbiamo che  $N_{D_j} = 1, \forall j \in \{1,2\}$  e che  $N_{G_i} = 1, \forall i \in \{1,2\}$  e i prezzi associati con questo blocco corrispondono alle loro rispettive utilità e costi  $\lambda_{D_{21}}^U$  e  $c \lambda_{G_{21}}^C$  che sono stati definiti come set di valori. Sono poi inclusi la suscettanza della linea di trasmissione e i limiti di capacità della stessa. I parametri della linea sono per ogni unità trifase a 230 kV e a 10 MVA.

Se si assume che uno dei due nodi di produzione sia basato sull'eolico e sia soggetto all'incertezza  $\Delta_{G_{21}}$  il mercato risultante perturbato e soggetto a RTP ha un costo operativo definito come:

$$C_G = \sum_{i=1,2} \lambda_{G_i}^C P_{G_i} \quad [41]$$

Alla fine di questa sperimentazione si dimostra sperimentalmente che l'introduzione del RTP può mitigare in un certo senso la variabilità dei costi di produzione da fonti rinnovabili e principalmente da generazione eolica. Analizzando l'andamento del parametro di shifting  $\mu$  si

vede che introducendo prima  $\Delta_{Gib}$  lo shifting varia considerevolmente, e poi introducendo invece anche la  $k_{D21}$  viene ridotto il balancing del valore. Nelle tabelle seguenti si vede chiaramente quanto si può ridurre tale fluttuazione.

$\Delta_{G2_1}$	Operation Cost $C_G$	$\mu$
0.01	11.20	0.052
0.02	10.46	0.063
0.03	10.73	1.420
0.04	11.21	1.530
0.05	11.68	1.682

Fig. 6.2 – Misure parametro incertezza con fonte eolica senza RTP e demand response

$\Delta_{G2_1}$	Demand Curtailment Factor		
	$\kappa_{D_2} = 0$	$\kappa_{D_2} = 0.03$	$\kappa_{D_2} = 0.06$
0.01	0.068	0.0432	0.026
0.03	1.440	0.06	0.056
0.04	1.536	1.436	0.076

Fig. 6.3 – Misure parametro incertezza con fonte eolica e fattori di demand response attivi.

Vediamo come varia nella figura precedente il parametro  $\mu$  in presenza di un fattore di perturbazione real-time del prezzo in presenza di valori di incertezza dovuti all'eolico. Si vede che all'aumentare del valore di  $k$  lo shifting dell'equilibrio di mercato scende considerevolmente.

## 6.4 Considerazioni generali sul modello

Questo modello introduce nel mercato dell'energia le fonti rinnovabili e il demand response sotto forma di un problema analitico. Interessante è l'aggregazione dei generatori e dei produttori, in macroblocchi, il che permette di analizzare la situazione del mercato elettrico a livello di dorsale. Da rivedere è però la logica della massimizzazione dei profitti che è l'assunto principale per l'equilibrio di mercato, che viene così configurato come un mercato strettamente competitivo. Un altro aspetto discutibile è quello dell'introduzione delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e del Demand Response, che vengono visti come fattori di perturbazione e di disturbo che danno aleatorietà al mercato. Questo modello infatti non analizza gli aspetti positivi che può portare l'introduzione di questi fattori nel mercato

dell'energia, li considera solo un disturbo per il profitto dell'utility generica. Nel prossimo capitolo, partendo dal modello delle utilità degli attori in questione, si cercherà di ricreare matematicamente una situazione in cui ci sia un equilibrio non strettamente legato alla massimizzazione del profitto, ma che ci sia un sistema di vincoli non solo fisici, ma anche di utilità accettabili e sufficienti, in cui la generazione distribuita e le fonti rinnovabili siano visti come un fattore incentivante che valorizzi le scelte strategiche orientate a consumi e produzioni etiche e ecologiche, piuttosto che i sistemi tradizionali.

## Capitolo 7 - La ricerca di un equilibrio di mercato per la SG

### Modello di equilibrio non strettamente competitivo

#### 7.1 Rivisitazione del modello del massimo profitto

Come abbiamo visto nel precedente capitolo e nel capitolo 4, il modello che abbiamo esaminato fino ad adesso è un modello di equilibrio per un mercato elettrico in presenza dei fattori tipici della Smartgrid che si basa però sulla massimizzazione del profitto da parte degli attori principali, quindi secondo questo modello, si raggiunge un equilibrio se e solo se il produttore e il consumatore massimizzano la competizione sul prezzo dell'energia prodotta e acquistata e sulla potenza erogata e consumata. La funzione del Social Welfare diventa quindi una funzione solo regolatrice e di secondo piano, ovvero il matching tra la GeCo e CoCo viene fatto solo ed esclusivamente mettendo in comunicazione la domanda con l'offerta e sicuramente ne risente l'aspetto etico e legato allo stimolo di un uso (razionale) delle fonti energetiche rinnovabili, così come non viene per niente incentivata la transizione verso una microgrid autosufficiente, non c'è nel modello una variabile che renda conveniente l'uso dell'energia prodotta localmente. Quest'ultimo punto sia dal da parte del generatore che del consumatore, ovvero il prezzo dell'energia e l'utilità percepita che sono presenti nelle formule del modello, non tengono conto, per niente, del fatto che una fonte energetica sia rinnovabile, o che si compri e venda l'energia a livello locale piuttosto che mandarla a chilometri e chilometri di distanza. Questo a nostro avviso è contrario al concetto di smartgrid.

In questo capitolo si vuole proporre un modello alternativo e per il momento semplificato del mercato elettrico in cui alcuni criteri di eticità giochino un ruolo di incentivo. Agendo su opportune quantità dovrà essere possibile incentivare l'uso di fonti rinnovabili, così come incentivare l'acquisto di energia prodotta a brevi distanze dal punto di consegna, e disincentivare la vendita di energia a grande distanza dal luogo di produzione.

#### 7.2 Modello dell'Utilità sociale, un modello non strettamente competitivo

Dal modello del massimo profitto, si passa dunque direttamente al modello di un equilibrio che non ricerchi solo la competizione tra gli attori, che in un mercato sano è di per sé il fattore di stimolo più importante. Si vuole andare oltre il modello di cui sopra per sviluppare (e successivamente dimostrarne la validità) un modello matematico di equilibrio di mercato che accolga dentro di sé i seguenti aspetti:

##### 7.2.1 Funzione di utilità sociale

Dalla contrattazione tra i due attori principali, si vuole riservare una parte di profitto residua per l'OSI, tale che esso possa redistribuire sotto forma di servizi alle due parti tale quota di profitto. Una serie di questi servizi è indicata nella tabella 7.1

Tab.7.1 Servizi sotto forma di incentivo

<b>Servizi per il consumatore</b>	<b>Servizi per le compagnie generatrici</b>
Incentivi alla micro generazione rinnovabile	Incentivi per la sub station automation.
Incentivi per lo smart-metering.	Calmierazione dei prezzi.
Incentivi per l'uso razionale dell'energia	Supervalutazione dell'energia acquistata dai piccoli produttori
Facilitazioni per interventi di domotica e controllo remoto del load profiling.	Incentivi per la costruzione di centrali di macrogenerazione off-shore e idroelettriche da fonti rinnovabili.
Incentivi per l'interscambio energetico e lo sviluppo di microgrid a livello capillare.	Finanziamenti per la smartness di rete di distribuzione e per l'efficienza della linea.

### 7.2.2 Funzione di incentivo alle "best practices" :

Il modello dovrà contenere al suo interno dei parametri di proporzionalità che rendano più o meno conveniente per i Distributori / Generatori e per i Consumatori, l'acquisto, la vendita, la produzione e il dispacciamento di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, che incentivino la produzione e redistribuzione a livello locale dell'energia elettrica prodotta, e disincentivino la distribuzione a lungo raggio. Questo aspetto è interessante perché il modello matematico precedente considera le fonti rinnovabili solo ed esclusivamente come una componente di incertezza previsionale e disturbo nell'attività dell'Utility ( per Utility si intenda la compagnia di generazione e distribuzione dell'energia elettrica, vedi ENEL etc, niente a che vedere con la funzione di utilità). Secondo noi, invece, le fonti energetiche rinnovabili sono un valore aggiunto per la SG, unita alla generazione distribuita, e al Demand Response, sono i tre aspetti che contraddistinguono in positivo questo nuovo tipo di rete elettrica. Pertanto l'introduzione nel modello di questi parametri proporzionali deve essere vista, sia dal lato della Domanda sia dal lato dell'Utility come un fattore che aumenti l'utilità dello scambio energetico in funzione dello svolgimento o meno di alcune buone pratiche, o la attenui nel caso che si generi energia da fonte fossile, o che ci siano scambi energetici su ampi o ampissimi raggi piuttosto che sempre più a livello locale e capillare.

### 7.2.3 Funzione di utilità accettabile per gli attori

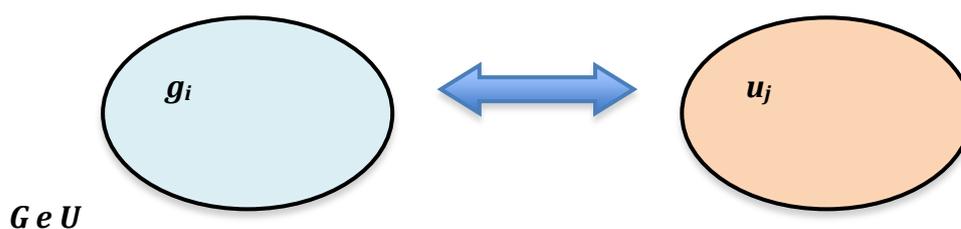
Dato che comunque questo tipo di mercato si configura come un gioco non cooperativo a due giocatori principali che competono per la vendita, il ritiro da micro generazione e la fornitura di energia elettrica; il modello di equilibrio dovrà garantire utilità adeguate ad entrambi i giocatori, sia per non perdere di credibilità, sia per poter effettivamente essere adottato in futuro anche come punto di riferimento. Si definirà dunque una costante  $k$  di accettabilità della funzione di utilità di ciascuno dei giocatori aggregati che sarà vincolante per la validazione del modello. La costante di accettabilità  $k$  potrebbe essere definita da una trattativa tra l'OSI, che si configurerebbe come Authority e i rappresentanti delle Compagnie di Generazione e delle Associazioni dei Consumatori e dei piccoli produttori.

### 7.2.4 Obiettivo generale

Se si otterrà, includendo nelle equazioni dell'utilità e del profitto dei consumatori e dei generatori, una funzione Social Welfare positiva, con un massimo dimostrabile, mantenendo sopra la soglia di accettabilità le due funzioni di utilità degli attori ( che non necessariamente dovrà essere massima ), includendo i parametri di cui al punto 2, potremmo dimostrare che può esistere un equilibrio non strettamente competitivo in un mercato elettrico "attivo" con dei nuovi fattori in gioco [ GR, DR, DG ], e che se ci si attiene a dei criteri non più solo di massimo utile ma di convenienza all'uso di certe pratiche ( sotto forma di incentivi e disincentivi ), si crea una utilità residua che può essere gestita dall'OSI, utilità della quale possono beneficiarne entrambi i giocatori che liberamente hanno scelto la strategia di attenersi o meno a questo modello e considerare una soglia di utilità accettabile e non la massimizzazione della stessa.

### 7.3 Descrizione del modello

Dal modello di cui al capitolo 4, si riprendono le funzioni di utilità la [1] e la [8] e vengono riscritte nel seguente modo, levando il concetto di massimo in quanto non è più lo scopo del modello. Rimangono però inalterati i vincoli del sistema che sono legati alle caratteristiche fisiche dei mezzi trasmissivi e dei blocchi di generazione e di assorbimento. Definiamo gli insiemi  $G$  e  $U$  rispettivamente delle compagnie di generazione aggregate e degli utenti aggregati in un'unica domanda. L'insieme  $G$  è formato dai  $g_i$  produttori, l'insieme  $D$  è formato dagli  $u_j$  utenti. Entrambi gli insiemi hanno la loro funzione di utilità che è scritta qua sotto.



Entrambi gli insiemi sono suddivisi in blocchi di consumo e di generazione.

Abbiamo un insieme  $G_f$  di  $i$  compagnie generatrici, suddivise in blocchi di generazione appartenenti ad uno spazio dei blocchi  $\mathfrak{R}^d$ . L'analogo accade per i blocchi di consumo, che in alcuni casi possono anche coincidere con un blocco di generazione (per esempio casa con fotovoltaico). Ciascun blocco poi avrà una stringa di identificazione con Partita Iva, codice POD, Codice fiscale, posizione geografica etc.

Riscriviamo adesso le funzioni di utilità:

$$u(G) = \sum_i (\rho_i - \lambda_{Gib}^c) P_{Gib} \quad [7.1]$$

$$u(D) = \sum_j (\lambda_{ds} - \rho_j) P_{di} \quad [7.2]$$

**Dato un blocco  $x$** , tale che la potenza  $P(x)$  associata sia positiva se  $x$  in questione appartiene all'insieme dei produttori, e negativa se appartiene all'insieme dei consumatori. In un caso discreto si faccia il seguente **assunto**:

- **La potenza immessa in rete è uguale alla potenza assorbita**

$$\sum_i P_{(i)}^+ = \sum_i P_{(i)}^- \quad [7.3]$$

Dove :

$$P_i^+ = \begin{cases} P_i & \text{se } P_i > 0 \\ 0 & \text{se } P_i \leq 0 \end{cases} \quad [7.4]$$

$$P_i^- = \begin{cases} -P_i & \text{se } P_i < 0 \\ 0 & \text{se } P_i \geq 0 \end{cases}$$

Questa espressione è analoga di una uguaglianza di massa, o di quantità di moto per gli urti. Ha un senso reale postulare una cosa del genere, perchè la SG ha come obiettivo e caratteristica principale la realizzazione del Demand Response, ovvero il superamento della Bulk Generation in funzione di una generazione di energia basata sulla domanda, e sul load forecasting. Pertanto, l'energia prodotta dovrà essere, in condizioni di equilibrio e di regime, uguale all'energia assorbita dai blocchi di consumo, o autoconsumata nel qual caso un blocco di consumo coincida con uno di produzione. Si fa eccezione per lo storage; il nodo di accumulo infatti sarà un particolare nodo della rete  $x$  che potrà avere sia segno positivo se rilascerà energia, comportandosi come un blocco di generazione, sia segno negativo se da scarico si caricherà, assorbendo energia e dunque comportandosi come un blocco di consumo.

L'obiettivo sarà dunque riformulare l'espressione dell'utilità sociale di sistema ( $S_w$ ) in presenza di una matrice  $P_{ij}$  che è la nostra incognita, ovvero la potenza che il blocco  $i$  fornisce al blocco  $j$ .

**Definiamo** adesso l'insieme dei vincoli  $\pi$ , delle potenze con indici ammissibili: questo insieme ci indica che il flusso di energia associato alla potenza assorbita ai blocchi di consumo dai blocchi di generazione è uguale alla potenza generata dai blocchi  $i$ , e che la potenza fornita dai blocchi di generazione ai blocchi di consumo è uguale al totale della potenza assorbita:

$$\left. \begin{array}{l} \sum_j P_{ij} = P_{(i)} \\ \sum_i P_{ij} = P_{(j)} \end{array} \right\} = \pi \quad [7.5]$$

Per far sì che sia soddisfatto l'obiettivo del modello, e che vi sia una utilità residua per l'OSI da poter gestire e redistribuire in servizi, come descritto al paragrafo 7.3, si indichi con  $B(D)$  e  $B(G)$  rispettivamente i valori che si considerano **accettabili** per le utilità dei consumatori e dei produttori.

$$\begin{aligned} u(G) &\geq B(G) \\ u(D) &\geq B(D) \end{aligned} \quad [7.6]$$

Questi valori, potranno essere decisi in forma autonoma da ciascuno degli attori e potrebbero essere sottoposti ad approvazione da parte dell'Authority o dell'OSI o di entrambi. Le funzioni di utilità nel modello dovranno essere maggiori della soglia di accettabilità, minimo livello di soddisfazione economico per tutti, sarà poi da verificare se tale livello potrà garantire una funzione di utilità sociale maggiore strettamente di zero e per quali valori dei parametri collaterali. Questi valori saranno dipendenti dal prezzo di vendita dell'energia e dall'istante di tempo in cui essa viene scambiata in generale, che può corrispondere o meno ad una certa fascia oraria e quindi apportare un cambiamento più o meno significativo sia in negativo che in positivo per la transazione dell'energia.

Tale concetto varrà anche a livello di scambi tra singoli produttori e singoli generatori, per cui l'utilità del singolo produttore  $g_i$  e del singolo utente  $u_j$ . A questo punto si dovrà riformulare anche la funzione dell'utilità sociale che banalmente sarà definita come la differenza tra le due utilità, quella dell'utente aggregato meno quella del generatore aggregato. Questa differenza poi dovrà essere positiva, in quanto se e solo se sarà positiva ci potrà essere un ritorno effettivo di utilità sociale che l'OSI potrà redistribuire in servizi, come abbiamo visto non solo ai consumatori.

$$Sw = u(D) - u(G) > 0 \quad [7.7]$$

Ricapitolando, vogliamo dimostrare che ci può essere almeno una condizione in cui si ha un Social welfare positivo, in un intervallo di tempo invariante ( condizioni che poi una volta stabilite possono essere mantenute dall'OSI variando opportunamente e forzatamente i parametri reali del sistema, si veda fasce orarie, prezzi e altri limiti ) e in cui i valori delle due utilità si mantengono sopra i valori di  $B(D,G)$ . Vorremmo poi massimizzare  $Sw$  rispettando i vincoli:

**Teo 6.1**

$$\begin{aligned}
& \exists \gamma, k : \text{Se} \\
& B(G) < \gamma \\
& B(D) < \gamma
\end{aligned}
\tag{7.8}$$

In questo caso ho soluzione al problema.

Se invece, per  $k > 0$ :  $B(G)$  oppure  $B(D) > k$  allora non c'è soluzione al problema.

I parametri  $\gamma$  e  $\kappa$  dipendono strettamente dai vincoli fisici.

Il significato di questo teorema è che se i due valori di B sono troppo alti (maggiore di un certo limite), il problema non ha soluzione perché in automatico il sistema sorpassa la regione di frontiera dei vincoli di  $\pi$ , se invece si mantiene al di sotto di questa soglia si ha una soluzione.

Pensiamo adesso ad un problema in cui l'utilità di uno e dell'altro giocatore devono essere messe in relazione e in cui tutta l'energia prodotta dall'insieme P deve essere assorbita da U, in quanto la smart-grid ha come obiettivo principale la transizione da Bulk Generation a On-Demand Generation, anche con l'ausilio di dispositivi di accumulo. L'obiettivo sarà dunque come descritto nei primi due capitoli della tesi, fornire l'energia giusta, quando serve a colui che la richiede o che non ne auto-produce abbastanza.

### 7.3.2 Funzioni di utilità degli attori

Convenzione: si indichi con x i blocchi produttori e con y i blocchi dei consumatori

#### 7.3.2.1 Funzione di Utilità del Consumatore

Si mantenga la suddivisione del modello del massimo profitto in unità di consumo  $j$  e unità di generazione  $i$ , tali blocchi avranno in entrata una quantità di potenza che sarà pari alla quantità di potenza in uscita dai blocchi di generazione, pertanto si manterrà tale nome e valore sia per questa funzione che per quella del Generatore. Una validissima ragione per la quale si effettua una suddivisione negli stessi blocchi, è quella che per quanto riguarda la SG, essendo una rete organizzata in microgrids, e con all'interno degli ulteriori sottoblocchi in cui si effettua la generazione distribuita, il controllo a livello locale ed anche il consumo, ad ogni blocco di Potenza Generata, corrisponde un blocco di potenza assorbita, per esempio si pensi ad un quartiere, un isolato od un centro commerciale, in cui un consorzio di utenti o un distributore produce energia a livello locale, con eolico o fotovoltaico e la cede ai cittadini o agli esercenti.

$$u(D) = \sum_j \sum_i [c(x_i, y_j) - \rho(x_i)] P_{ij}
\tag{7.9}$$

Il termine con  $c$  sta ad indicare l'utilità percepita dal consumatore per ogni singolo blocco di Potenza elettrica in uscita dal generatore e per il quale acquisto egli sostiene ( come per altro visto nel capitolo 3 ) un costo  $\rho$ . Il costo dell'energia acquistata dal consumatore sarà in parte soggetto al libero mercato, ed in parte imposto dall'Acquirente Unico e dalla Borsa Elettrica [rif. Capitolo 2].

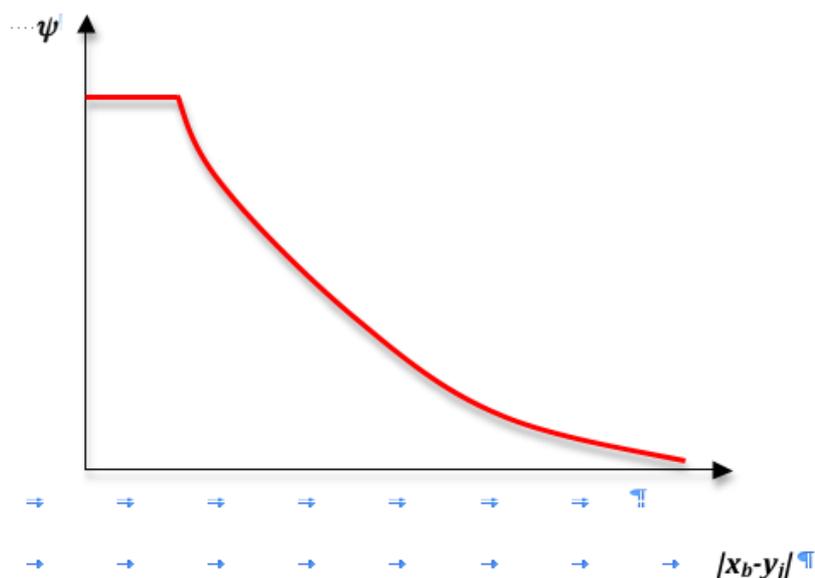
L'utilità percepita dal consumatore è funzione di alcuni parametri fisici e non:

$$c(x_i, y_j) = \alpha(x_i, y_j) \cdot \psi(|x_i - y_j|) \quad [7.10]$$

L'andamento di  $\psi$  è quello descritto in figura 7.1

Il termine  $\alpha$  è un fattore legato ai vincoli fisici, ovvero l'utilità percepita aumenta sempre di più quanto aumenta la percezione che l'utente ha del suo vantaggio derivante dall'uso di quell'energia, proveniente da una determinata fonte e che questa sia a proprio vantaggio rispetto al vantaggio che può ottenere colui che la genera nel vendergliela. Per fare un esempio, se ipotizziamo che un utente generico  $y_j$  acquista energia prodotta da un blocco di potenza generatrice fotovoltaica o eolica da  $x_i$  egli sa benissimo che questa energia costa di più per colui che gliela vende, ed a parità di prezzo unitario, attribuirà all'uso di questa ed all'utile che ne ricava un valore certamente maggiore rispetto alla consapevolezza di sapere che sta comprando energia da una centrale a carbone. Una situazione analoga a quella che si genera per i prodotti alimentari nel mercato equo e solidale, per il quale i consumatori sono disposti a pagare di più per un servizio o un prodotto che sanno avere un valore etico superiore.

Il secondo termine  $\psi$  è legato alla distanza dalla quale si acquista la fornitura di energia elettrica. Un utente che si trova nel mercato della SG, dovrebbe essere in grado di autogenerare l'elettricità per la maggior parte dei propri consumi, e dunque a distanza pari a 0 metri dal singolo blocco di generazione . L'inserimento di questa costante nel modello è volto dunque ad incentivare l'utilità di rifornirsi di potenza ad una distanza minima possibile dal punto di consegna della stessa. Pertanto il suo andamento è inversamente proporzionale alla distanza tra i blocchi di consumo e di generazione.

Fig. 7.1 Andamento di  $\psi$ 

Se moltiplichiamo l'utilità percepita per un fattore inversamente proporzionale alla distanza, esso smorza l'andamento della funzione, converrà dunque al consumatore poter scegliere un fornitore di energia elettrica che produce in una centrale il più vicino possibile alla propria utenza, a sua volta il fornitore avrà anche minori costi e quindi potrà vendere ad un minore prezzo, aumentando l'utilità globale del consumatore e la propria in quanto aumenteranno i blocchi di utenti ai quali fornirà l'energia.

### 7.3.2.2 Funzione di utilità del Produttore

Vediamo la funzione di utilità del produttore di energia, che per assunto cede tutta l'energia prodotta ad un costo che può avvicinarsi al prezzo che il consumatore è disposto a pagare per quell'unità di potenza, cercando di legare dunque i propri parametri di costo ai parametri di utilità dell'utente. Se il Produttore di energia sa che l'utente è disposto ad acquistare potenza generata da fonti rinnovabili perché vi attribuisce un'utilità maggiore, a maggior ragione il produttore avrà un incentivo ad incrementare la quota di rinnovabili nel proprio mix di fonti, ma dovrà però anche adeguare a rialzo il prezzo di vendita, affinché non ne risenta lui stesso abbattendo i propri margini e la propria utilità.

$$u(G) = \sum_i \sum_j (\rho(x_i) - \varphi(x_i, y_j)) P_{bj} \quad [7.11]$$

Come vediamo questa espressione ha al suo interno il prezzo  $\rho$  di vendita del singolo blocco di potenza generata  $i$ . Il costo  $\varphi$  della produzione per il blocco di consumo  $j$ , per il totale della potenza trasferita da  $i$  a  $j$  moltiplicato per la costante di optimal matching, che ci dice quanta della potenza generata in  $i$  viene assorbita in  $j$ . Se il prezzo dell'energia è stabilito nella borsa

elettrica e dall'Acquirente unico, è suddiviso in fasce orarie, in tipi di carico etc, questo non vale per il costo, che varia con il seguente andamento

$$\varphi(x_i, y_j) = |x_i - y_j|^2 + \beta(x_i) \quad [7.12]$$

In pratica vediamo che la funzione di costo dell'energia varia in maniera non lineare con l'aumentare della distanza tra la centrale di generazione e il punto di fornitura, in più vi si aggiunge un costo minimo. Il termine al quadrato, indica il valore assoluto della distanza che intercorre tra dove la potenza viene generata e dove la potenza viene assorbita. Viene da se che la dislocazione di un piccolo numero di centrali di macrogenerazione fa lievitare questa differenza e dunque tiene in proporzione al prezzo il costo dell'energia molto alto, viceversa una generazione distribuita ( che ragionando al limite sarebbe 0 metri, in quanto ognuno potrebbe essere in grado di prodursi la propria energia ) e capillare aiuta a ridurre questo numero ed a tenerlo sotto controllo. Il termine  $\beta(x_i)$  invece è un termine che indica come detto in precedenza il costo minimo di produzione, ed esso è legato sia ai vincoli fisici, sia ad un regime di accise imposte da OSI su indicazioni statali, che aumenta in maniera anch'essa non lineare con l'aumentare nel mix della quota di fonti fossili.

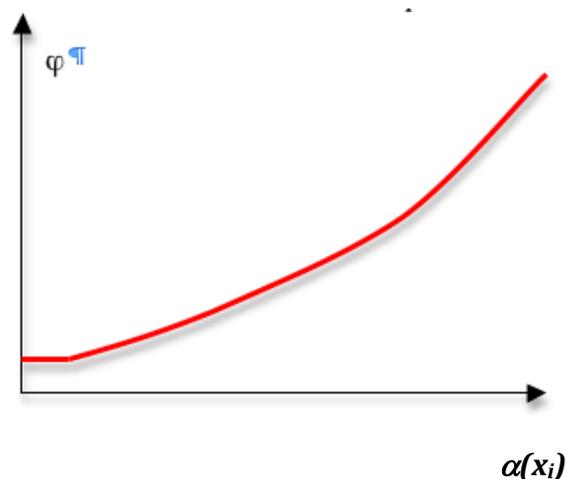


Fig 7.2 – Andamento del costo del produttore in funzione del parametro

In pratica più la rete elettrica viene mantenuta efficiente dalle Utilities che producono energia, e più esse producono con impianti di generazione distribuita rinnovabile e minore è il costo dell'energia che producono. Ovviamente sul termine  $\beta(x_i)$  dovrà intervenire l'OSI per fissare la griglia di accise sulla composizione del mix, e per fissare gli standard minimi di efficienza della rete e dei mezzi trasmissivi. Il coefficiente di costo minimo terrà di conto anche del costo del greggio e comunque di tutte quegli elementi che fanno parte del mix produttivo e che non sono strettamente correlate con lo scambio tra i due blocchi.

Dal grafico alla 7.2 si vede l'andamento non lineare del costo dell'energia al variare del parametro.

### 7.3.3 Funzione di utilità sociale

Definite le funzioni di utilità non resta che vedere se la funzione di utilità  $Sw$  è una funzione sempre positiva, se essa ha un massimo attenendosi ai vincoli di accettabilità definiti con le costanti  $B(D)$  e  $B(G)$ .

$$Sw = u(D) - u(G) > 0 \quad [7.13]$$

$$Sw = \max_{P_{ij} \in \pi} \underbrace{\sum_{i,j} u_D(P_{ij}) - u_G(P_{ij})}_{J(P_{ij})} \quad [7.14]$$

Sostituiamo adesso le formule delle singole utilità nella funzione di cui sopra, essa diventa:

$$\begin{aligned} Sw &= \max_{P_{ij} \in \pi} \sum_{i,j} [c(x_i, y_j) + \varphi(x_i, y_j) - 2\rho(x_i)] P_{ij} = \\ &= \max_{P_{ij} \in \pi} \sum_{i,j} \underbrace{[c(x_i, y_j) + \varphi(x_i, y_j)]}_{k(x_j, y_j)} P_{ij} - 2 \sum_i \rho(x_i) \left( \sum_j P_{ij} \right) = \\ &= \max_{P_{ij} \in \pi} \sum_{i,j} k(x_j, y_j) P_{ij} - 2 \sum_i \rho(x_i) P(i) \end{aligned} \quad [7.15]$$

Vediamo dunque che la funzione si riduce a due blocchi, uno legato all'utilità, ai costi di produzione e dunque al mix delle fonti rinnovabili, al demand response etc, ed un blocco legato essenzialmente alla vendita di energia, quindi connesso alla borsa elettrica ed alle politiche dell'acquirente unico [AU], moltiplicato per la potenza generata.

Il problema adesso si può ricondurre ad un problema di trasporto.

Adesso dobbiamo verificare se tali somme generano una funzione positiva, e se questa ammetterà davvero max o meno. Se tale funzione ammetterà un massimo positivo, vincolandosi ai vincoli di accettabilità, potremmo dire che sono soddisfatti tutti gli obiettivi del nostro modello, e che pur mantenendosi sopra i livelli di accettabilità o al limite inferiore della regione di accettabilità, quindi a livello globale (dorsale) non sacrificandosi nessuno degli attori in gioco, esiste un valore max positivo di utilità residua come al punto 1 del paragrafo 5.3.

Assumiamo adesso che la somma dei due termini al primo membro sia troppo alta, la soluzione a  $P_{ij}$  esiste sempre e tale funzione ha un massimo, perchè l'insieme dei vincoli  $\pi$  è un insieme di vincoli chiusi. Formuliamo il seguente teorema:

## **Teo 6.2**

Il valore:

$$\max_{P_{ij} \in \pi} \sum_{i,j} k(x_i, y_j) P_{ij} - 2 \sum_i \rho(x_i) P_{(i)}$$

Esiste ed è minore uguale di una certa  $C$  che dipende solo dalle condizioni fissate dal sistema dove la somma su  $i, j$  di  $k$  è limitata e la potenza si assume sia positiva e limitata.

$$\{P_{ij}\}^n \rightarrow J(P_{ij}^n) \xrightarrow{n \rightarrow j} \sup_{P_{ij} \in \pi} J(P_{ij})$$

Questo dipende dal fatto che la  $\sum_{ij} k(x_i, y_j) P_{ij}$  è limitata e la regione  $\pi$  è chiusa.

Sfruttando poi le definizioni di  $\mathbf{B(D)}$  e  $\mathbf{B(G)}$  che sono i valori accettabili per le funzioni di utilità di domanda e generazione, operiamo un restringimento della regione ammissibile e vediamo cosa succede, se le due soglie sono molto piccole, tendenzialmente potrei ricadere nel libero mercato, ed avrei una soluzione competitiva, pertanto il modello non coglierebbe il suo fine ultimo. Viceversa se fossero molto grandi supererebbero l'insieme dei vincoli ed il massimo della funzione andrebbe a  $-\infty$  perché le funzioni di utilità sono limitate superiormente. Operiamo il restringimento:

$$P_{ij} \in \pi \cap \{U_D(P_{ij}) \geq B(D), U_G(P_{ij}) \geq B(G)\} \quad [7.16]$$

Definiamo l'insieme  $A$  come l'insieme restrinto generato dall'espressione precedente,

$$\text{Se } A = \pi \cap \{U_D(P_{ij}) \geq B(D), U_G(P_{ij}) \geq B(G)\} \neq \emptyset \quad [7.17]$$

Si può affermare che è chiuso e quindi

$$\exists \max_A J(P_{ij}) \quad [7.18]$$

Dove  $J(P_{ij})$  è l'utilità sociale residua di ciascun blocco al quale è associato un flusso di energia per l'unità di Potenza generata e assorbita. Adesso che abbiamo visto che la regione è chiusa, che l'utilità della funzione  $\mathbf{Sw}$  esiste, bisogna determinare se è possibile una condizione in cui il massimo di  $\mathbf{Sw}$  è maggiore di zero.

Verifichiamo adesso se:

$$\exists \min(u) > 0 \quad \text{t.c.} \quad \max_A J(P_{ij}) \geq 0$$

dove  $A$  è l'insieme definito con la 7.17 e dobbiamo verificare se esiste un'utilità minima dei due attori tale che per l'insieme  $A$ , che contiene già le soglie di accettabilità al suo interno, il social welfare sia positivo.

Fissiamo  $B(D)$  e  $B(G) > 0$  t.c.

$$\max_{A(B(D), B(G))} J(P_{ij}) > 0$$

Ed abbiamo allora la seguente situazione:

Se

$$\tilde{B}(G) > B(G) \quad [\text{oppure } \tilde{B}(D) > B(D)] \quad [7.19]$$

Allora l'insieme generato dal primo membro della precedente termine è contenuto nell'insieme dei buoni.

$$A(B(D), \tilde{B}(G)) \subset A(B(D), B(G)) \quad [7.20]$$

E ciò implica che:

$$\max_{A(B(D), \tilde{B}(G))} J(P_{ij}) \leq \max_{A(B(D), B(G))} J(P_{ij}) \quad 7.21]$$

Se i termini  $B(D)$  e  $\tilde{B}(G)$  fossero uguali a zero, sarei nella situazione di effettuare una richiesta minima al sistema, ovvero quella che mi generi un max di Sw positivo per utilità degli attori nulla. Il sistema va dunque sperimentato per un caso limite in cui entrambi gli utenti non hanno utilità, e quindi accettano liberamente una possibile condizione di "pareggio". Se in questo caso limite il sistema ha un guadagno allora il modello è da ritenersi validato per valori di  $B(D)$  e  $B(G)$  superiori e sempre positivi:

$$\max_{A(0,0)} J(P_{ij}) > 0$$

Questa è dunque la richiesta minima da fare al sistema.

Che diventa:

$$\max_{P_{ij} \in A(0,0)} \sum_{i,j} \left\{ \alpha(x_i, y_j) \psi(|x_i - y_j|) + |x_i - y_j|^2 + \beta(x_i) \right\} P_{ij} > 2 \sum_i \rho_i P(i) \quad [7.23]$$

$$\max_{P_{ij} \in A(0,0)} \underbrace{\sum_{i,j} \left\{ \alpha(x_i, y_j) \psi(|x_i - y_j|) + |x_i - y_j|^2 \right\} P_{ij}}_{Dist\_Wasserstein} > \sum_i (2\rho_i - \beta(x_i)) P(i) \quad [7.24]$$

Nella riformulazione dell'espressione di  $\max_{A(0,0)} J(P_{ij})$  evidenzio due blocchi differenti anche nei significati. Il blocco a sinistra del segno ha il primo prodotto all'interno della sommatoria che è sicuramente positivo, perché il primo addendo del primo membro è un numero tra 0 e 1 e l'altro è il valore assoluto di una distanza geografica. Tutta la parte a sinistra dell'espressione è la *distanza di Wasserstein* del sistema, ovvero la caratteristica della distribuzione geografica non solo della domanda e dell'offerta, è un numero dato, se e solo se conosco le locations di generazione e consumo del sistema di microgrid o di dorsale e se ho fissato l'algoritmo e le

variabili di calcolo del termine  $\alpha(x_i, y_j)$ . Il membro a destra dell'espressione invece è influenzato dall'andamento dei costi dell'energia e quindi sarà soggetto al controllo degli agenti indipendenti del mercato elettrico, definiti dall'OSI a livello aggregato, ed in particolare dell'Acquirente Unico, dell'AEEG, del GSE e della borsa elettrica [rif. Capitolo 2].

Se definiamo dunque:

$$\min_{P_{ij} \in A(0,0)} \sum_{i,j} |x_i - y_j|^2 P_{ij} = W_2^2 (\sum_i P_{(i)}^-, \sum_j P_{(j)}^+) \quad [7.25]$$

Il primo membro della [6.25] deve essere maggiore di  $W$ , cioè della caratteristica della distribuzione di potenza, che dipende dalla locazione della domanda e dall'offerta. Deve essere sempre valida dunque la seguente disequaglianza:

$$\max_{P_{ij} \in A(0,0)} J(P_{ij}) > \min_{P_{ij} \in A(0,0)} W_2^2 \quad [7.26]$$

Sottoposta alla seguente condizione:

$$W_2^2 (\sum_i P_{(i)}^-, \sum_j P_{(j)}^+) \geq \sum_i \{2\rho(x_i) - \beta(x_i)\} P_i \quad [7.27]$$

Se si riesce a sapere dove sono localizzate la domanda e l'offerta e quanta potenza viene scambiata, si riesce a conoscere  $W$  che è un numero. L'Acquirente unico e tutti gli altri OSI operano su  $\rho_i$  e su  $\beta(x_i)$  in maniera che il vincolo di cui sopra sia soddisfatto in maniera da avere un massimo positivo sicuramente, il problema si sposterà poi a verificare che l'utilità per i due attori sia positiva o meno.

Nasce però il problema che l'OSI agendo sui parametri per mantenere massimo il Social Welfare, potrebbe abbattere drasticamente l'utile di qualcuno, in particolare delle compagnie Generatrici, fino a farla risultare  $< 0$ , operando sul secondo membro della [6.27] dovrebbe fare in modo dunque, che  $U(G)$  e  $U(D)$  rimangano positive, e per far questo, l'espressione:

$$\sum_i \{2\rho(x_i) - \beta(y_j)\} P_i$$

deve risultare più piccola possibile rispetto a  $W$ .

## 7.4 Dimostrazione del problema

Riscriviamo pertanto le utilità dei produttori e dei consumatori separando i termini:

$$U(D) = \sum_{i,j} \alpha(x_i, y_j) \psi(|x_i - y_j|) P_{ij} - \sum_i \rho(x_i) P_i > 0$$

$$U(G) = -\sum_{i,j} |x_i - y_j|^2 P_{ij} + \sum_i ((\rho(x_i) - \beta(x_i)) P_i > 0$$

Cioè : [7.28]

$$\sum_{i,j} \alpha(x_i, y_j) \psi(|x_i - y_j|) P_{ij} > \sum_i \rho(x_i) P_i$$

$$\sum_i ((\rho(x_i) - \beta(x_i)) P_i > \sum_{i,j} |x_i - y_j|^2 P_{ij}$$

Cioè cerco almeno un  $P_{ij}$  tale che siano verificate le [7.28]. Da questa riformulazione delle attività, si capisce che conviene dispacciare la potenza più vicino possibile alla fonte di generazione, e i regimi migliori sono quelli che hanno potenza generatrice distribuita, e che operano all'interno di microgrids. Se vengo molto vicino infatti, ho che il coefficiente  $\alpha$  è molto maggiore degli altri. Operando a regime, se tutti vendessero vicino il problema sarebbe risolto, quindi il modello genererebbe risorse per incentivare sia una produzione ecologica e con applicazioni distribuite ( $\beta \rightarrow 0$ ), sia l'acquisto da queste fonti (per valori di  $\alpha \rightarrow 1$ ). Questi coefficienti andranno successivamente modellati in maniera che sia verificabile la convenienza di comprare energia prodotta da fonti fossili ma vicine (interne alla microgrid) piuttosto che comprare energia eolica da paesi molto lontani, con alti costi di routing, di controllo, difficile e costoso dispacciamento per le Utilities.

Dovrà esistere un sistema di prezzi, incentivi e Potenze generate ( $P_{ij}$ ) tale che sia verificata la disuguaglianza [7.28], possiamo riassumere tutto nel seguente modo:

### **Fatto 1:**

*Il sistema incentivante  $\alpha(x_i, y_j)$  deve essere fissato in modo che ci sia almeno una  $P_{ij}$  t.c.:*

$$\sum_{i,j} \alpha(x_i, y_j) \psi(|x_i - y_j|) P_{ij} > \sum_{ij} |x_i - y_j|^2 P_{ij} \quad [7.29]$$

$$\sum_{i,j} [\alpha(x_i, y_j) \psi(|x_i - y_j|) - |x_i - y_j|^2] P_{ij} > 0 \quad [7.29]$$

*Dove  $\alpha$  bilanci nel corretto modo l'acquisto vicino rispetto a fonti rinnovabili. Per avere una utilità sociale positiva, ci deve essere dunque almeno un modo di trasferire energia (in relazione a potenza generata e fornita) che verifica questa disuguaglianza.*

Il regolatore del mercato (OSI) deve a questo punto fissare un  $\rho(x_i)$  in modo che l'utilità dei consumatori sia positiva.

$$\sum_{i,j} \alpha(x_i, y_j) \psi |x_i - y_j| P_{ij} > \sum_i \rho(x_i) P(i) \quad [7.30]$$

Poi fissiamo un  $\beta(x_i)$  in modo che:

**In primo luogo:**

$$\sum_i (\rho(x_i) - \beta(x_i)) P_i > \sum_{i,j} |x_i - y_j|^2 P_{ij} \quad [7.31]$$

Ovvero che l'utile del produttore sia maggiore di zero, dove nel secondo membro della [6.31] si ha un numero ben definito.

**Queste scelte fanno sì che:**

$$\sum_{i,j} \alpha(x_i, y_j) \psi |x_i - y_j| P_{ij} - \sum_i \rho(x_i) P_i > \sum_i (\rho(x_i) - \beta(x_i)) P_i - \sum_{i,j} |x_i - y_j|^2 P_{ij} \quad [7.32]$$

**Ovvero che la differenza tra il primo e il secondo membro della disuguaglianza genera una utilità sociale positiva per il sistema**

Dal momento che abbiamo visto che è possibile la condizione in cui tutti gli attori accettano una utilità positiva ragionevole con utilità sociale positiva, e che essa è positiva anche per utilità degli attori pari a zero (caso di pareggio), se verifico la validità del modello per un punto, posso assumere che esso sia valido per un intorno, ovvero che vi sia un intorno di (0,0) per B(D) e B(G), dove questi assumono valori positivi generando valori per Sw positivi.

Quindi la **condizione** su  $\alpha(x_i, y_j) \psi |x_i - y_j|$  :

$$\max_{i,j} \sum_{i,j} \alpha(x_i, y_j) \psi |x_i - y_j| P_{ij} > W_2^2 \left( \sum_i P_{(i)}^+, \sum_j P_{(j)}^- \right) \quad [7.33]$$

**è condizione necessaria e sufficiente per la soluzione del problema.**

- *Il primo membro ci dà un'idea (se ammettiamo che  $\psi$  sia conosciuta e fissata) di quanto il consumatore sia invogliato a fornirsi da energia prodotta nelle vicinanze, e quanto da fonti rinnovabili, è in sintesi un indicatore della struttura dei desideri aggregati delle persone.*
- *Il secondo membro invece ci dice per quanto spazio  $\psi$  deve avere valore massimo, oppure quanto devo incentivare agendo su  $\alpha$  l'acquisto da fonti vicine.*

*Affinchè la funzione di utilità sociale abbia valore positivo e accettabile, sarà necessario che la componente legata ai desideri ed alle fonti di generazione, sia il più grande possibile rispetto a quella legata alla distanza di Wasserstein, ovvero alla caratteristica della distribuzione geografica dei nodi.*

## 7.5 Sviluppi Futuri

Anche se dal punto di vista teorico il modello è validato, questo non significa che esso sia da ritenersi valido e applicabile in realtà, e che esso sia completo. Pertanto, successivamente a questa tesi il gruppo di ricerca dovrà sviluppare altri aspetti chiave per poter presentare il modello come qualcosa di realmente funzionante e realizzabile in concreto:

Vediamo dunque quali sono i prossimi *step* e oggetti di studio:

### **1. Metodo di calcolo dei parametri del modello.**

Il primo step sarà quello di sviluppare un algoritmo di calcolo per i coefficienti  $\alpha$  e  $\beta$  e in generale per tutti gli altri, agganciandoli a valori realmente trovabili sul mercato e quindi rendendoli efficacemente significativi.

### **2. Inclusione della dipendenza temporale.**

Questo modello dovrà poi essere testato ed eventualmente adattato per poter girare non solo in condizioni tempo-invarianti, ma anche di poter valutare l'andamento dei prezzi dell'energia, dei costi di produzione, delle fasce orarie e di molti altri aspetti a carattere tempo-variante che sono tipici del mercato dell'energia.

### **3. Simulazione Software**

Costruire un set di valori tipici del mercato e della produzione e simulare con un software le condizioni ottimali, sia per una microgrid che per una dorsale, al fine di verificare numericamente e non solo teoricamente l'attendibilità del modello.

### **4. Studi e confronti con altri modelli.**

Effettuare un confronto con altri modelli e valutare i punti di forza e di debolezza del nostro, ed eventualmente confrontarsi anche con gli autori stessi degli altri modelli, visto il fine ultimo che è quello di un beneficio per il sistema e non per i singoli.

## Capitolo 8 - Conclusioni

### 8.1 Conclusioni

In conclusione del lavoro di tesi, possiamo dire che in un contesto in cui la crisi energetica ha creato un urgente bisogno di integrare le fonti energetiche rinnovabili nella rete elettrica tradizionale con implicazioni non semplici su tutti gli attori coinvolti nel sistema energia, l'obiettivo di questo studio era di analizzare l'avanzamento globale del sistema SG, al fine di produrre un'idea di partenza per un modello di equilibrio economico a livello di dorsale, che potesse dare un contributo significativamente migliorativo all'evoluzione della SG.

In ottobre 2010 lo studente ed il suo tutor hanno partecipato alla prima conferenza Europea sulle tecnologie e applicazioni SmartGrid, organizzata dalla *IEEE Power & Energy Society* a Goteborg in Svezia. I risultati che emergono sono di un universo in movimento: una comunità di ricerca molto attiva, con il coinvolgimento di marchi di caratura mondiale [ABB, BT, ENEL, EDF etc] oltre a università e molte piccole aziende.

A nostro avviso, tra tutti i punti che sono al oggetto di ricerca alcuni sono cruciali, in primis la messa a punto di una standardizzazione nei protocolli e nelle tecnologie di comunicazione per la trasmissione dei dati e per lo scambio informativo tra tutti i soggetti interessati. Le infrastrutture di controllo e le tecnologie per implementare la SG da teoria a realtà, specie a livello di microgrid sono già esistenti, il problema si pone per realizzare il routing on-demand a livello di dorsale, e per il load forecasting, tematica sul quale però come abbiamo visto nel capitolo 3, vi sono studi e sviluppi di estremo interesse.

A livello comunitario, considerando il trend della diffusione delle fonti rinnovabili, la rete elettrica si troverà a gestire energia elettrica prodotta sempre più da fonti rinnovabili e sempre più da fonti diverse, e quindi a dover affrontare i problemi che sono stati più volte descritti in questa tesi.

Nel prossimo futuro dunque, si prevede lo sviluppo concreto dei seguenti aspetti:

Tab. 8.1 Oggetti di ricerca SG

• <b><i>Interoperabilità degli standards.</i></b>
• <b><i>Sviluppo di ACI e AMI, Advanced Metering &amp; Control Infrastructure.</i></b>
• <b><i>Incremento efficienza della rete elettrica.</i></b>
• <b><i>Messa a punto di dispositivi di storage distribuiti.</i></b>
• <b><i>Messa a punto sistemi scambi energetici peer 2 peer.</i></b>
• <b><i>Modellazione del sistema elettrico e sviluppo architettura di rete orientata alle applicazioni distribuite (siano esse metering, controllo o generazione e consumo).</i></b>
• <b><i>Integrazione con la mobilità elettrica e elettrica/ibrida [PEV,PHEV]</i></b>

Sarà necessaria una task-force internazionale (per esempio a livello comunitario) che sulla base degli obiettivi del protocollo di **kyoto** [20-20-20 targets ] definisca bene quali sono gli attori coinvolti e la pianificazione degli obiettivi con cadenza annuale. L'U.E. ha intenzione di investire per l'uniformazione dei protocolli SG e degli Standard ( che ad oggi in Europa sono tutti diversi e vi è la totale incompatibilità da nazione a nazione ), nella diffusione delle microgrid e nello scambio energetico tra pari.

***Il modello teorico di equilibrio di dorsale sviluppato in questo studio, ha cercato di integrare il maggior numero di aspetti possibili in un unico stato di sistema.***

Come conclusione della modellazione di un equilibrio non strettamente competitivo per un mercato all'interno della SG, si è dimostrato che dal punto di vista matematico, ha un senso porre l'attenzione su una situazione in cui possono convivere fattori etici, fattori di business e aspetti tipici della SG, che sono poi i tre obiettivi principali con i quali comincia il capitolo 7.

Un ulteriore punto di vista è quello dell'OSI, cioè è possibile esplorare una situazione di mercato dove le utilities ed i consumatori, aggregati attraverso associazioni di categoria, sottopongono i loro piani di business e i livelli di profitto che vogliono raggiungere per un determinato periodo ad un'Authority, che usando la logica di questo modello, può aggiustare le proposte degli attori su livelli in cui, dato un sistema fisico, vi sia una utilità sociale positiva.

Ricapitolando in sintesi gli aspetti più interessanti del modello sono i seguenti:

- ***Mercato dell'energia a livello di dorsale***, aggregazione dei profili degli utenti e dei produttori in due unici agenti. Aggregazione dell'Acquirente Unico, GSE, AAEG in un unico Operatore di Sistema Indipendente.
- Introduzione di coefficienti abilitanti la ***smartness della Rete [DR, LF]***, della generazione distribuita da fonti rinnovabili, con coefficienti di proporzionalità che impattano direttamente sui costi dei produttori, o sulle utilità dei singoli consumatori, e quindi sulla residua utilità dei singoli e sull'utilità comune. Essenziale è sottolineare che questi coefficienti non sono solo dei fattori di disturbo che inibiscono gli utili rendendoli tra l'altro più altalenanti, come descritto dal modello del massimo profitto, ma sono soprattutto ***determinanti per pilotare il mercato verso scelte autonome di strategie sostenibili, consumi e produzioni razionali e non impattanti.***
- L'introduzione di parametri di incentivo / disincentivo all'acquisto o al dispacciamento delle fonti in funzione del ***mix di generazione***, della ***distanza di produzione e dispacciamento*** tra le fonti e i punti di consegna dell'energia.
- La definizione di una soglia di utilità accettabile per entrambi i soggetti che devono conseguire il profitto. Importante è stato poter dimostrare che, definendo una soglia minima non nulla di utilità per i singoli produttori e consumatori; ***scegliendo liberamente di conseguire il proprio utile e stabilizzarlo in un intorno positivo della soglia senza cercare di massimizzarlo si crea una situazione di utilità residua che gestita dall'Operatore di Sistema Indipendente può essere redistribuita sotto forma di incentivi e servizi per entrambi i giocatori***, dando così la percezione che conviene adottare una certa strategia e una volta a condizioni di regime di permettere al modello di autoalimentarsi.

Questo modello dunque potrà contribuire sotto molti aspetti allo sviluppo dei punti di cui in tab 7.1, infatti, la tabella può essere riscritta facendo un matching con gli oggetti di studio e il contributo del modello da noi sviluppato ad ogni singolo aspetto:

tab 8.2 Matching tra obiettivi e modello.

<b>ID obiettivo ricerca</b>	<b>Nome</b>	<b>Tipo di contributo</b>	<b>Scala di rilevanza contributo</b> <i>0- irrilevante / 10 Cruciale</i>
1	<i>Interoperabilità degli Standard</i>	Definizione delle logiche economiche con cui interagiscono gli attori a livello dorsale, fino alla microgrid.	8
2	<i>Sviluppo ACI e AMI</i>	Individuazione locazione ottimale dei nodi e infrastrutture di controllo, fondamentali per RTP.	4
3	<i>Incremento Efficienza Rete Elettrica</i>	Coefficienti $\alpha$ $\beta$ dimensionati in funzione del livello di efficienza raggiunto dal Distr.	8
4	<i>Diffusione Storage Distribuito</i>	Il modello li include, in quanto ciascun blocco i è configurabile come un nodo di assorbimento o di emissione.	6
5	<i>Energy Peer 2 Peer</i>	Sono modellati gli scambi energetici proprio configurando relazioni di scambi tra pari	9
6	<i>Modellazione sistema e sviluppo Architettura</i>	E' il passo successivo alla validazione empirica del modello, con il quale si arriverà a definire una architettura di dorsale e di microgrid.	10
7	<i>Integrazione PEV /PHEV</i>	Ogni PEV / PHEV si configura come un blocco di assorbimento itinerante.	6

*Livorno, 07/02/2011*

## Bibliografia:

In ordine di importanza:

- ***Smart-Grid: Interoperability and Standards, An Introductory review – Sept 2008***  
  
Creverland, Small, Brunetto.
- ***Perturbation Analysis of Market Equilibrium in the presence of Renewable Energy Resources and Demand Response***  
  
Arman Kiani, Anuradha Annaswamy, Technische universitaet Munchen Ist IEEE ISGT  
EU 2010
- ***Smart Grid Technology Review within the transmission and Distribution Sector***  
*IEEE* – various Members ISGT EUROPE 2010
- ***Distribution transformer load at location from sub station measurements and load patterns***  
  
Carmona, Romero, Riquelme, Gomez *IEEE* fellows
- ***Smart Grid & Broadband over Poweline,***  
  
NETL DOE 2010
- ***For the Grid and trough the Grid: The role of power line communications in the Smart Grid.***  
  
Galli, Scaglione, Wang, *IEEE* Members and Senior Members
- ***A system View of the modern Grid.***  
  
NETL DOE 2010
- ***Barriers to achieving the Modern Grid.***  
  
NETL DOE 2010
- ***Compendium of Smart Grid Technologies.***  
  
NETL DOE 2010
- ***NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards***  
  
National Institute for Standardization and Techonolgy. USD of Commerce – pubbl.1108
- ***Benefits of IEC 61850***  
  
Mackiewicz, SISCO INC

- ***Consumer Experience and regulatory needs for Demand Response.***  
Carrasco, Alicia. *IEEE ISGT EU 2010 GOTEBOG*
- ***Controllable and Intelligent Power Components***  
Mikael Daigren, ABB R&D Director
- ***Dynamic Control of Grid Assets***  
Divan, Deepalik, Georgia Institute of Technology
- ***An European Perspective on Smart Grid***  
Anders Hedensdedt, Goteborg Energi CEO
- ***Experience on realizing Smart Grid***  
Bazmi Husain
- ***The role of Information Flow and Power Flow in the Smart Grid Concept***  
Kalterborn Uwe, Schneider Electric
- ***Smart Grid Roadmap, Market or Technology?***  
Mark McGranaghan, EPRI
- ***E-mobility and the Smart Grid***  
J.A. Pecas Lopes
- ***Metrology for Smart Electrical Grid***  
Gert Rietveld, VSL Euramet
- ***Communication Network Architecture and Design Principles for Smart Grids***  
Budka, Despande, ewfik, Doumi, Madden, New
- ***From Smart Metering to Smart Grid***  
Petroni, Paola, Vice President ENEL
- ***Innovative Smart Grid Technology Europe***  
Alan C. Rotz, *IEEE Power & Energy Society*, President
- ***Making Money out of the smart grid***  
Alice Waltham, IPA Energy, Water Economics
- ***G4V – Grid For Vehicles***  
Thomas Wiedeman, Chalmers University

**Indice degli acronimi [in ordine di prima apparizione]:**

<b>Capitoli 1-2</b>	
SG	Smart Grid
DR	Demand Response
DG / GD	Distributed Generation
RES	Renewables Energy Sources
RE	Renewable Energies
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ACI	Advanced Control Infrastructure
AU	Acquirente Unico SpA
GSE	Gestore del servizio elettrico
GME	Gestore del mercato elettrico
AEEG	Autorità per l'energia elettrica e il gas
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
OSI	Operatore Sistema Indipendente
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
WT	Wind Turbine
PV	Photovoltaic
kV	Kilo Volt
kWp	Kilo Watt di picco
AT /HV	Alta tensione
BT / LW	Bassa tensione
MT / MV	Media tensione
PEV	Plugin electric Vehicles
PHEV	Plugin hybrid electric Vehicles
HW	Hardware
SW	Software
<b>Capitoli 3-7</b>	
P2P	Peer to Peer
H2H	Hand to Hand
BB	Backbone, Dorsale
DER	Distributed Energy Generation
DMS	Distribution Management System
LA	Load Allocation
LF	Load Forecasting
LC	Load Clustering
RTP	Real time Pricing
CoCo	Consumer Companies
GeCo	Generating Companies
SW	Social Welfare
KKT	Karush Khun Tucker
IED	Intelligent Electronic Device
FAN	Field Area Network
LAN	Local Area Network
NAN	Neighborhood Area Network
WAN	Wide Area Network
W-LAN	Wireless Local Area Network
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition Systems
PMU	Pulse Modulation Unit
SP	Service Providers

SM	Smart Metering
TOU	Time of use of energy
PLC	Powerline Communication
MDMS	Meter Data Management System
IP	Internet Protocol
HAN	Home Area Network
AC	Corrente Alternata
DC	Tensione Continua
BPL	Broadband over Powerline
HVBPL	Broadband over Powerline ad alta tensione
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
ADR	Automatic Demand Response
IEC 61850	Standard Comunicaz. Tra sottostazioni
SONET	Synchronous Optical Networks
MGM	Micro grid Management
HS	Hub Spoke
EMS	Energy Management System
PTT	Push To talk
TDM	Time Division Multiplexing
Gt	Giga Tonnellate

