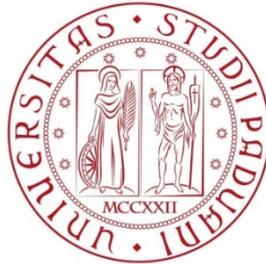


Università degli Studi di Padova



Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

**Valutazione e socializzazione delle perdite nelle
reti di distribuzione attive**

Relatore: Prof. Roberto Turri
Dipartimento di Ingegneria Industriale

Laureando: Maestri Carlo Maria
Matricola 1061201

Anno Accademico 2015/2016

INDICE

Sommario	III
Introduzione	5
1. Mercato elettrico e distribuzione dell'energia elettrica	7
1.1 Economia dell'energia elettrica: domanda e offerta	7
1.2 Mercati dell'energia elettrica	11
1.2.1 La borsa elettrica	12
1.2.2 Organizzazione del mercato elettrico	15
1.2.3 Mercato dell'energia elettrica in Italia	17
1.2.4 Acquirente unico	19
1.3 Reti e sistemi di distribuzione BT	20
1.4 Generazione distribuita	22
2. Perdite nelle reti di distribuzione	28
2.1 Introduzione: perdite tecniche e perdite commerciali	28
2.2 Evoluzione del meccanismo di perequazione	29
2.2.1 Delibera ARG/etl 52/11 (28/04/2011)	30
2.2.2 Delibera ARG/etl 196/11 (29/12/2011)	30
2.2.3 Studio del Dipartimento di Energia Politecnico di Milano	33
2.2.4 Delibera 175/2012/R/EEL (03/05/2012)	35
2.2.5 Documento per la consultazione 480-2012 (15/11/2012)	36
2.2.6 Delibera 559/2012/R/EEL (20/12/2012)	38
2.2.7 Delibera 608/2013/R/EEL (19/12/2013)	41
2.2.8 Delibera 169/2014/R/EEL (10/04/2014)	43
2.2.9 Delibera 269/2014/C/EEL (12/06/2014)	44
2.2.10 Documento per la consultazione 202-2015 (30/04/2015)	44
2.2.11 Delibera 377/2015/R/EEL (23/07/2015)	52
2.3 Metodologie di individuazione delle perdite	57
2.3.1 Analisi campione di reti in MT	57
2.3.2 Analisi campione di reti in BT	58
2.3.3 Metodo <i>load-flow</i> in MT	59

2.3.4 Metodo <i>load-flow</i> in BT	64
3. Approfondimenti e conclusioni	69
3.1 Riduzione perdite commerciali: possibili soluzioni	69
3.2 Gestione delle perdite nelle reti europee	71
3.3 Piattaforma SHAPE: analisi delle perdite non tecniche	73
Ringraziamenti	77
Bibliografia e sitologia	79

Sommario

Lo scopo di questo studio ed approfondimento è di illustrare l'evoluzione della normativa inerente alla perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione attive. Dopo una breve analisi delle delibere emanate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, verranno illustrate le metodologie di calcolo, e quindi di ripartizione e remunerazione delle perdite tecniche e delle perdite commerciali.

Lo studio è iniziato con la delibera ARG/etl 52/11 del 28 aprile 2011 fino a giungere alla delibera 377/2015/R/EEL del 23 luglio 2015. Quest'ultima, analizzata nel dettaglio, contiene le direttive e le metodologie applicate per la socializzazione delle perdite nelle reti di distribuzione attive a partire dal 1 gennaio 2016.

Introduzione

L'individuazione delle perdite nelle reti di distribuzione, con la relativa separazione tra perdite di tipo tecnico e perdite di tipo commerciale, è sempre risultata difficoltosa. Negli ultimi anni, nello specifico dal 2011 ad oggi, sono state compiute delle importanti evoluzioni da parte dell'AEEGSI (ex AEEG) che hanno permesso l'analisi e l'utilizzo di fattori percentuali convenzionali di perdita. L'evolversi di tali parametri ha permesso la suddivisione e diversificazione per zone territoriali. Questo traguardo ha comportato un chiaro e lineare sistema di perequazione delle perdite stesse sulle reti di distribuzione, permettendo anche la possibilità di isolare perdite di tipo tecnico da perdite di tipo non tecnico (commerciali).

Il presente elaborato vuole illustrare l'affermazione dei fattori di perdita percentuali, teorizzandone un sistema di valutazione, fino a giungere alle normative attualmente vigenti che regolamentano il meccanismo di perequazione delle perdite stesse.

1. Mercato elettrico e distribuzione dell'energia elettrica

1.1 Economia dell'energia elettrica: domanda e offerta

All'interno di un sistema economico, lo scambio di beni e servizi è disciplinato da regole più o meno dettagliate adottate allo scopo di massimizzarne i benefici generati.

Il termine *mercato*, in economia, indica il luogo, sia in senso fisico che in senso figurato, in cui avviene l'incontro tra una domanda e una offerta, ovvero l'incontro tra acquirenti e venditori di beni e servizi. L'incontro tra domanda e offerta permette di conoscere la quantità ed il prezzo per i quali tale scambio è reso possibile.

Il mercato è suddivisibile in due principali tipologie: il mercato imperfetto, detto anche *monopolio*¹, e il mercato ideale, dove vi è una *concorrenza perfetta*². Il mercato di monopolio è caratterizzato dalla presenza di un solo venditore e da molteplici compratori. Questo permette all'impresa che opera di influire in modo decisivo ed arbitrario sulla definizione del prezzo di mercato. È possibile individuare un *potere di mercato*³ che comporta dei ricavi e ad un *costo marginale*⁴ (dovuto alla disuguaglianza tra *ricavo marginale*⁵ e prezzo). Nella *Fig. 1.1* si nota infatti come il prezzo p e la quantità q siano inversamente proporzionali, portando la curva di domanda ad un andamento decrescente. In presenza di *concorrenza perfetta* invece vi è un libero incontro tra domanda ed offerta, basato principalmente sull'offrire prodotti omogenei attraverso la libertà di entrata e uscita dal mercato stesso. Come riportato nella *Fig. 1.2*, in un mercato caratterizzato da concorrenza perfetta, la curva della domanda avrà un andamento costante al variare della quantità scambiata, in quanto il *costo marginale* eguaglia il prezzo rendendolo indipendente dalla domanda. Ciò comporta che l'equilibrio del mercato prescinde dalle scelte della singola impresa.

L'impresa inoltre deve sempre sostenere dei costi, distinguibili tra costi fissi e costi variabili. I costi fissi, rappresentati nella *Fig. 1.3*, sono indipendenti dal volume

¹ *Monopolio*: regime di mercato in cui l'offerta di un dato bene proviene da un'unica fonte.

² *Concorrenza perfetta*: forma di mercato caratterizzata dall'impossibilità degli imprenditori di fissare il prezzo di vendita dei beni che producono.

³ *Potere di mercato*: trattasi del potere di influenzare il prezzo di un bene. È tipico delle imprese che giocano un ruolo dominante o una politica monopolista.

⁴ *Costo marginale*: variazione nei costi totali di produzione quando si varia di un'unità la quantità prodotta.

⁵ *Ricavo marginale*: variazione nei ricavi totali di produzione quando si varia di un'unità la quantità prodotta.

della produzione e comprendono gli investimenti quali mutui, leasing dei macchinari, affitti e il personale. I costi variabili, al contrario, sono strettamente legati alla quantità di bene prodotto e comprendono spese legate a combustibile, materie prime e materiali. La Fig. 1.4 mostra chiaramente l'innalzarsi dei costi variabili all'aumentare della quantità prodotta. I costi totali, infine, rappresentano la somma tra i costi fissi C_F e i costi variabili C_V , mentre il costo medio C_M individua la quota di costi totali sostenuta per produrre una singola unità di un bene.

$$C_M = \frac{C_F}{q} + \frac{C_V}{q} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{unità}} \right] \quad (1)$$

Inoltre, possiamo ricavare il punto di equilibrio, definito come il *punto di minimo*⁶ nella curva dei costi dove costo marginale, ricavo marginale e costo medio si eguagliano. Nella Fig. 1.6 viene illustrata l'intersezione tra la curva del costo marginale e la curva del costo medio, nel punto di minimo nella curva dei costi, la quale prende il nome di *dimensione ottima minima* ed indica il valore della quantità che minimizza il costo medio [1].

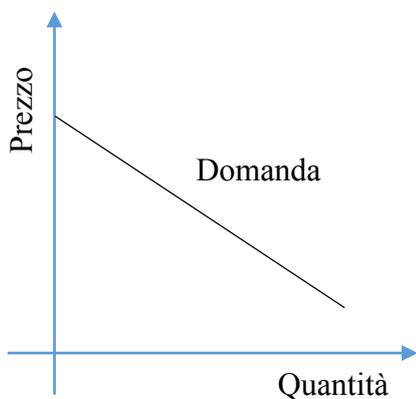


Fig. 1.1 - Curva di domanda di una impresa in concorrenza

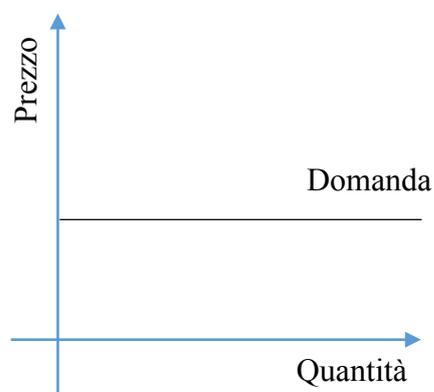


Fig. 1.2 - Curva di domanda del monopolista

⁶ *Punto di minimo*: si definisce punto di minimo di una funzione $f(x)$ il minimo valore che la funzione assume nell'intero suo dominio.

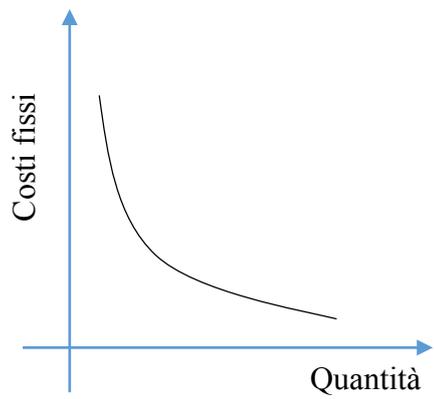


Fig. 1.3 - Curva dei costi fissi in funzione della quantità

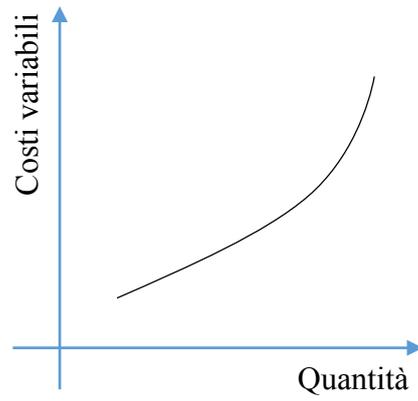


Fig. 1.4 - Curva dei variabili in costi funzione della quantità

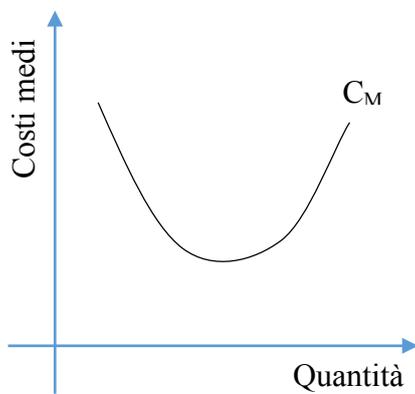


Fig. 1.5 - Curva dei costi medi

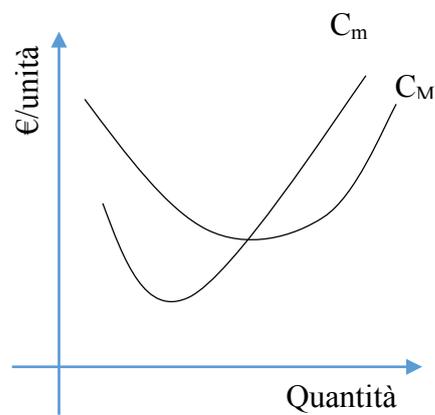


Fig. 1.6 - Intersezione tra la curva del costo marginale e la curva del costo medio

Nel momento in cui viene a mancare l'equilibrio tra domanda ed offerta si verifica il *fallimento del mercato*. Esso può essere causato da molteplici fattori, come ad esempio l'instaurarsi di *potere di mercato* (sia globale che locale) o da un lungo orizzonte temporale degli investimenti. Altre cause possono essere date da fattori non monetizzabili (dette anche esternalità) o l'espletamento di un servizio pubblico da fornire anche senza un ritorno economico. Il fallimento porta con sé una rendita di cui qualcuno si può avvalere. Nel settore elettrico i soggetti che possono acquisire questa rendita sono formati dai lavoratori dell'industria elettrica, dai dirigenti delle imprese elettriche, dai fornitori delle industrie, dai proprietari delle imprese stesse, dagli istituti di credito finanziatori e in fine dai consumatori stessi.

Lo Stato, inteso come soggetto pubblico che dispone di potere coercitivo sugli operatori del mercato, spesso interviene per ristabilire una condizione di maggior benessere complessivo permettendo al mercato di raggiungere un nuovo punto di equilibri. Si comporta quindi da regolatore, operando mediante tre leve principali:

- a) Proprietà: pubblico vs privato;
- b) Regole: controllo dell'industria elettrica e modalità di finanziamento;
- c) Struttura: dove e come può operare (contatti a monte/valle del dispacciamento, esistenza o meno di una borsa) mantenendo la neutralità.

L'articolo 1 della legge n. 481/95 attribuisce di fatto all'Autorità la funzione di regolatore atta alla promozione della concorrenza e dell'efficienza dei servizi di pubblica utilità.

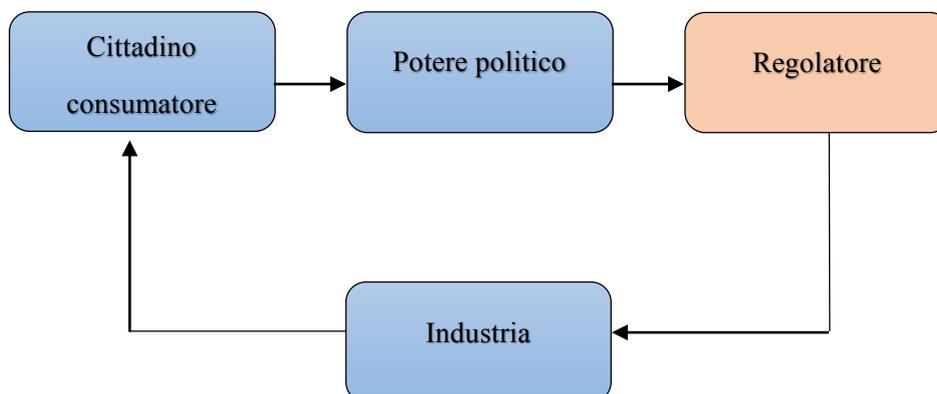


Fig. 1.7 – Schema a blocchi dell'interfaccia tra produttori e consumatori mediante il regolatore

1.2 Mercati dell'energia elettrica

Nell'Europa degli anni '50 e '60 l'obiettivo primario delle politiche energetiche era prettamente quantitativo, ovvero estendere il più possibile la rete per garantirne l'accesso da parte di tutti i cittadini. Una volta raggiunto tale obiettivo l'attenzione si è spostata sempre più sulla qualità della distribuzione, liberalizzando la produzione di energia elettrica spingendo così le imprese ad essere più competitive ed efficienti. A seguito di tali scelte strategiche l'accentuata concorrenzialità del mercato energetico necessitava di un ente regolatore. Nei decenni successivi vi è stata un'evoluzione che ha visto la nascita di quattro principali modelli organizzativi:

- a) modello d'impresa verticalmente integrata;
- b) modello della concorrenza nella produzione;
- c) modello del mercato all'ingrosso;
- d) modello del mercato basato sulla liberalizzazione.

Il modello organizzativo ad impresa verticalmente integrata prevede che una sola impresa detenga il monopolio su tutte le attività dell'industria. Tale modello, che punta a minimizzare la *funzione di costo*⁷, da un lato si è rivelato un volano per la diffusione della fornitura dell'energia elettrica, dall'altro non è stato in grado di ottimizzarne la distribuzione. È stato quindi introdotto un modello basato sulla concorrenza nella generazione di energia elettrica, il quale prevede libertà di produzione in presenza però di un solo dispacciatore. In questo modello la concorrenza si concretizza nel mercato, dove si ha accesso tramite autorizzazione e tutti i soggetti possono produrre (a proprio rischio), oppure per il mercato, regolamentando l'accesso tramite licenza e permettendo investimenti a soggetti autorizzati in seguito ad un confronto competitivo. Il modello di mercato all'ingrosso, portatore di equilibri molto instabili, prevede che solo solo i grandi consumatori autorizzati possano acquistare direttamente l'energia elettrica dai produttori. L'accesso nel mercato all'ingrosso può essere concesso sulla base della potenza richiesta, dell'energia consumata o dal livello di tensione di prelievo. Infine, l'ultimo modello organizzativo preso in esame è quello della

⁷ *Funzione di costo*: relazione tra la produzione e il costo minimo. Mostra il costo totale in funzione della quantità prodotta.

liberalizzazione totale, caratterizzato dall'abbattimento di ogni soglia d'accesso e quindi da una totale e completa apertura del mercato.

In Europa, nel 1996, con la *direttiva 96/92/C* (modificata poi dalla *direttiva 2003/54/CE*), è stato compiuto il primo passo verso un'apertura dei mercati dell'energia elettrica [27].

1.2.1 La borsa elettrica

La funzione della borsa elettrica è quella di selezionare in modo trasparente e neutrale gli impianti di generazione in concorrenza e di rendere accessibile il mercato della generazione a nuovi entranti con segnali di prezzo trasparenti. Nel mercato quindi possiamo individuare funzioni di tipo tecnico, di responsabilità del dispacciatore (*Transmission System Operator, TSO*) e una funzione di tipo economico, di responsabilità della borsa elettrica. Un'altra importante mansione della borsa è di individuare, attraverso l'*ordine di merito*, gli impianti produttori, selezionandone le offerte. Gli impianti produttori sono obbligati o ad offrire energia elettrica in borsa (modello **POOL**) o partecipando alla stessa in modo volontario (*Power Exchange, PX*).

Il modello **PX** si basa su contratti bilaterali fisici, dove vengono fissati la quantità (intesa come potenza elettrica) e il prezzo tra il produttore e il consumatore. Viene comunicata al gestore della rete solo l'informazione relativa alla quantità di potenza scambiata, in modo da permettere la risoluzione di eventuali congestioni. Concludendo, siamo in presenza di due possibili modalità di scambio: mediante una borsa di bilanciamento, necessaria per correggere in tempo reale la domanda e l'offerta, o mediante una piattaforma per lo scambio di blocchi di energia (con fasce settimanali o mensili) [1], [23].

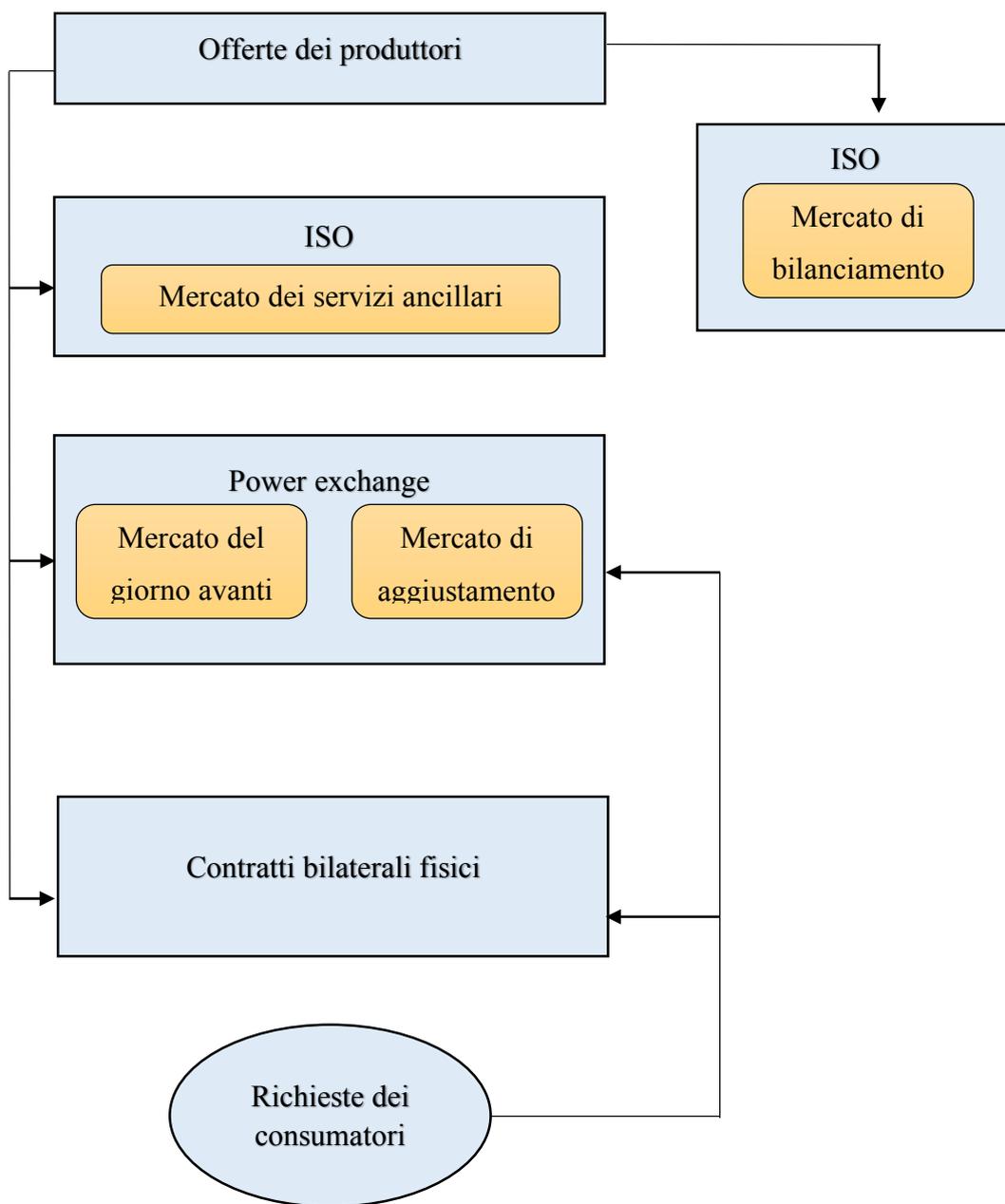


Fig. 1.8 – Interfacciamento produttori-consumatori nel modello PX

Il modello **POOL** è una borsa obbligatoria che si basa sull'ordine di merito. I produttori sono obbligati a offrire la propria potenza sul *mercato del giorno prima*, poiché possono produrre solo se dispacciati dal TSO. Produttori e consumatori vengono a contatto mediante contratti alle differenze, ovvero contratti nei quali viene fissato un prezzo di riferimento e in un secondo momento si effettua la differenza tra prezzo concordato e quello di borsa. In base al risultato di questa differenza si è in credito o in difetto rispetto al prezzo di riferimento iniziale [1], [23].

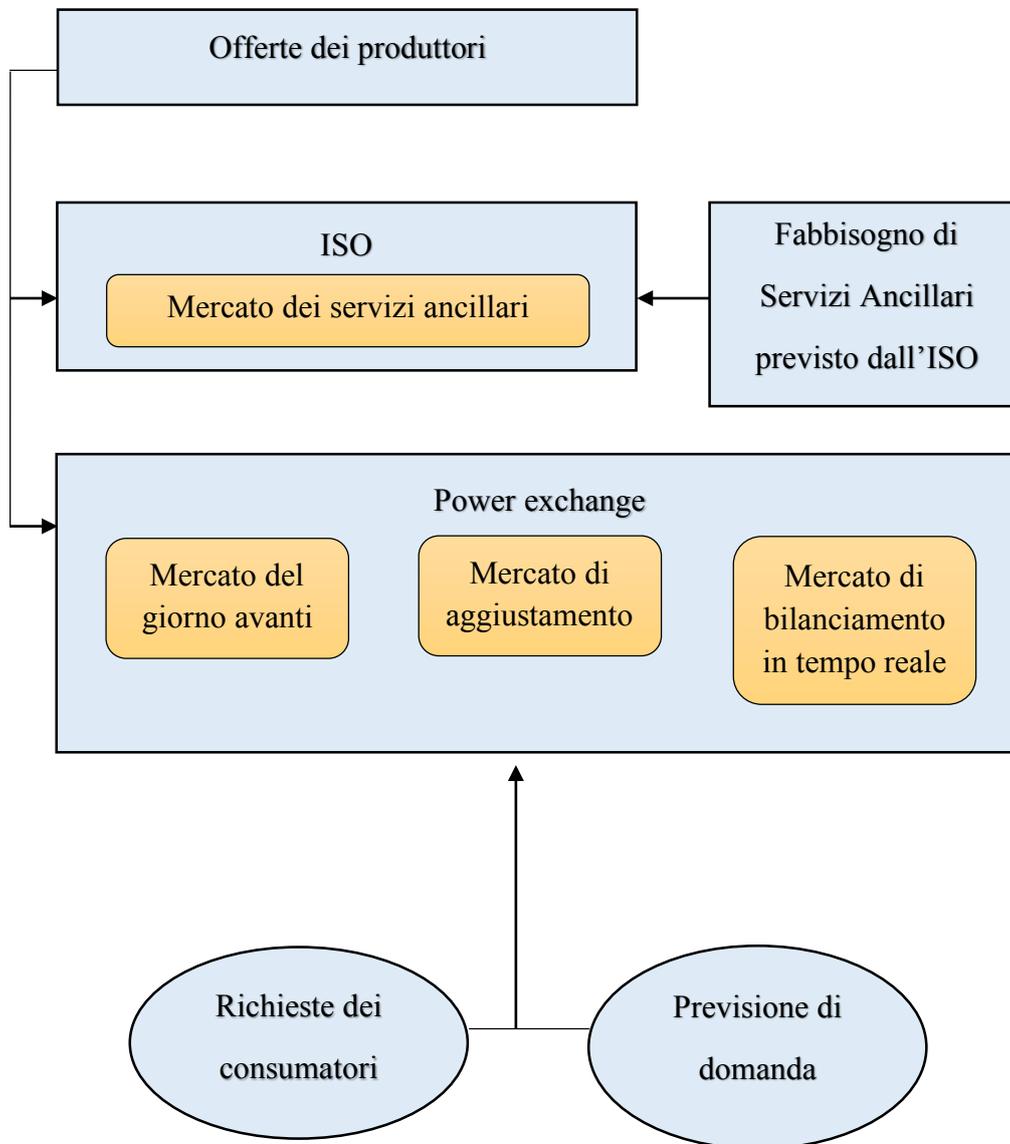


Fig. 1.9 – Interfacciamento produttori-consumatori nel modello POOL

1.2.2 Organizzazione del mercato elettrico

Il mercato elettrico è a sua volta suddiviso in sotto-mercati a causa del coordinamento tra la gestione tecnica e quella commerciale. Di seguito viene riportata una breve descrizione dei vari sotto-mercati presenti anche nel mercato elettrico italiano [1], [22], [23].

Mercato del giorno prima: **MGP**, i produttori fissano la quantità q e il prezzo p dell'energia che intendono produrre per 24 intervalli di tempo che corrispondono ad ogni ora del giorno successivo. La domanda può essere di tipo attivo, cioè sono i consumatori stessi a fare delle offerte, o di tipo passivo, dove è il TSO a fare delle previsioni. Chiusa la sessione di offerte (24 ore prima dello scambio) il gestore della rete (GME per Italia) ordina le offerte di produzione in ordine crescente, e le richieste di domanda in ordine decrescente. Dall'intersezione tra le due curve si ricava il prezzo.

Mercato di aggiustamento: **MA**, possiede caratteristiche uguali al MGP, ma si attiva dopo la sua chiusura e rimane aperto fino a qualche ora prima del mercato reale. Permette di consentire la correzione di diagrammi di produzione poco favorevoli.

Mercato infragiornaliero: **MI**, chiuso MGP e in seguito al MA può aprire il mercato infragiornaliero. Permette correzioni fino a poche ore prima dello scambio, ma prevede volumi di potenza scambiati molto ridotti.

**Mercato dei servizi di
dispacciamento:**

MSD, detto anche mercato del bilanciamento, in questa fase domanda e offerta comunicano il prezzo cui sono disponibili ad aumentare o ridurre il prelievo o l'immissione. Il gestore, attraverso ordine di merito, decide se e dove attingere in tempo reale. La quantità acquistata sarà conosciuta solo a posteriori dello scambio.

**Mercato dei servizi
ancillari:**

Mercato di servizi acquistabili tramite contratti a medio-lungo termine o attraverso un mercato infragiornaliero. Contemplano azioni di tipo preventivo, come ad esempio le azioni di riserva, o di tipo correttivo, come ad esempio la regolazione primaria o secondaria. Infine possono essere previste anche altre funzioni quali la ripartenza da blackout e il contenimento delle perdite.

1.2.3 Il mercato dell'energia elettrica in Italia

Mediante il *decreto legislativo n. 79/99* del 16 Marzo 1999 viene a formarsi in Italia il mercato elettrico. Questa nascita risponde a due esigenze ben precise:

- a) promuovere la concorrenza nelle attività potenzialmente competitive della produzione e della vendita all'ingrosso;
- b) assicurare la gestione economica e una adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento.

Allo scopo di soddisfare queste due esigenze, il mercato elettrico si suddivide nel *Mercato elettrico a pronti (MPE)*, nella piattaforma per la consegna dei contratti finanziari conclusi sull'*IDEX-CDE* e nel *Mercato elettrico a termine (MTE)*.

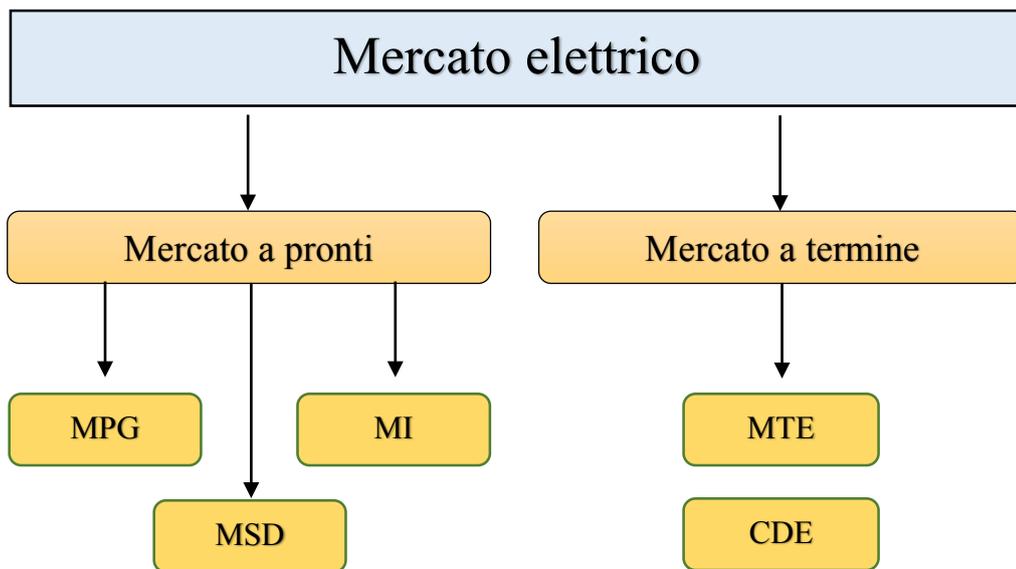


Fig. 1.10 – Suddivisione del mercato elettrico in Italia

Il *mercato a pronti* si articola nel mercato del giorno prima (MGP), nel mercato infragiornaliero (MA) e nel mercato di dispacciamento (MSD). Il *mercato a termine* è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro [28].

In Italia si possono individuare cinque diversi organismi che interagiscono con il settore elettrico, ognuno con scopi e mansioni ben specifiche:

- a) il Ministero dello Sviluppo Economico, che si occupa di definire le strategie migliori da adottare in termini di sicurezza;
- b) l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico che garantisce la promozione della concorrenza e quindi dell'efficienza dei servizi;
- c) il gestore della rete di trasmissione nazionale **TERNA** che si occupa della trasmissione e del dispacciamento;
- d) l'Acquirente Unico (**AU**) che garantisce la fornitura di energia elettrica a utenti che non rientrano nel mercato libero;
- e) gestore del mercato elettrico (**GME**) che organizza e gestisce il mercato. È strutturato con un modello POOL, dove si definiscono i programmi fisici di immissione e prelievo.

Nel mercato del giorno prima avviene lo scambio di energia tra produttori e consumatori, con la conseguente definizione di programmi di immissione, prelievo e allocazione della capacità di transito disponibile. Il gestore del mercato comunica quindi al gestore della rete prezzi e quantità di potenza scambiate per una verifica di sostenibilità della rete e per evitare congestioni.

Terminata la seduta di presentazione delle offerte il gestore del mercato attiva la risoluzione del sistema attraverso un apposito algoritmo che ordina in modo crescente le offerte di vendita e in modo decrescente le richieste di acquisto, creando così due curve rappresentanti domanda offerta. L'intersezione tra le due determina la quantità di energia scambiata e il prezzo di equilibrio P^* (quest'ultimo si basa sul *Market Clearing Price*, **MCP**, ovvero il costo dell'ultimo impianto chiamato a produrre). Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico e pari al prezzo di equilibrio P^* . Vengono accettate le offerte di vendita con prezzo inferiore al prezzo di equilibrio e le offerte di acquisto con prezzo maggiore al prezzo di equilibrio. Quolora almeno un limite risulti violato, l'algoritmo separa il mercato in due zone: una in esportazione (zona a monte) e una in importazione (zona a valle). Questa divisione avviene ogni qualvolta si superi un limite (anche nelle sottozone appena individuate). In tal modo si ottengono due curve domanda-offerta per ogni zona. L'intersezione delle curve porta ad ottenere un prezzo di equilibrio (P_Z) non più totale, bensì zonale. Questo comporta l'ottenimento di una rendita di congestione $P_{IMPORTAZIONE} - P_{ESPORTAZIONE}$

incassata dal gestore di rete. Il GME ha inoltre implementato un algoritmo che prevede, in presenza di prezzi di vendita differenziati per zona, l'applicazione di un *Prezzo Unico di acquisto su base Nazionale (PUN)* che coincide alla media matematica dei prezzi di vendita zonali. Questo prezzo viene applicato solo ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche nazionali.

Concluso il MGP, alle ore 10:30, si apre il mercato di aggiustamento. Gli operatori hanno possibilità, fino alla chiusura del MA stesso alle ore 14:00, di presentare opportune offerte di vendita o acquisto per correggere i propri programmi rendendo i diagrammi più favorevoli.

Il mercato del servizio di dispacciamento apre alle ore 14:30 per chiudersi alle ore 16:00. È lo strumento attraverso il quale il gestore della rete si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*⁸) [1], [23].

1.2.4 Acquirente unico, mercato maggior tutela e mercato salvaguardia

L'Acquirente Unico, AU, è una società pubblica partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici Spa responsabile dell'approvvigionamento dell'energia necessaria a coprire il fabbisogno degli utenti inclusi nel mercato vincolato. Esso è diventato operativo all'avvio della borsa elettrica (mediante il *d.lgs. n. 79/99* del 16 marzo 1999). Con l'AU le tariffe per gli utenti vincolati non sono più fissate per via amministrativa, ma dipendono dalle strategie di acquisto dello stesso AU. Inoltre ha la funzione di garantire una tariffa unica su tutto il territorio nazionale per i mercati di salvaguardia e maggior tutela. Dall'anno 2007, in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico in Italia, l'AU approvvigiona i soggetti domestici e/o piccole imprese che non hanno ancora scelto il proprio fornitore nel mercato libero. L'AU acquista da ENEL e/o altri produttori attraverso la borsa elettrica (mediante il mercato spot regolamentato MGP o mediante il mercato a

⁸ *Pay-as-bid*: Regola di valorizzazione in base alla quale ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

termine regolamentato MTE), contratti bilaterali a termine (fisici o finanziari) o con contratti alle differenze.

Inoltre, attraverso la legge n.129 del 13 agosto 2010, è stato assegnato all'AU il compito di ottimizzare e gestire il Sistema Informatico Integrato atto alla gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas.

1.3 Reti e sistemi di distribuzione

Diverse discipline regolamentano la distribuzione e gestione dell'energia elettrica nelle reti di media tensione (MT) e nelle reti di bassa tensione (BT). A prescindere dal fatto del posizionamento ottimale della cabina di trasformazione, che dovrebbe coincidere con il *baricentro elettrico*⁹, dobbiamo sottostare alla normativa che prevede di lasciare libero accesso al personale dell'impresa distributrice per verifiche e collaudi. Vengono quindi ad affermarsi le seguenti diverse tipologie di connessioni che caratterizzano la rete stessa:

- a) distribuzione centralizzata (radiale/radiale doppia);
- b) distribuzione a centri di carico;
- c) distribuzione ad anello.

Nell'ipotesi di distribuzione centralizzata la cabina viene posta nel baricentro elettrico con una struttura radiale semplice, dove, in caso di guasto o fuori servizio dell'unico trasformatore comporta il blocco dell'intero impianto. Problema superabile nel caso di un sistema radiale doppio, quindi con due trasformatori e un sistema di commutazione dell'alimentazione da uno all'altro.

Si utilizza un sistema di distribuzione a centri di carico quando l'impianto prevede più cabine poste in punti fisici differenti e connesse tra di loro. Solitamente si hanno quindi potenze in gioco maggiori di un sistema centralizzato. Questa tipologia di connessione permette e garantisce una maggior flessibilità e continuità di servizio, unita ad un'estensione ridotta del lato BT.

⁹ *Baricentro elettrico*: si tratta del punto fisico in cui si può supporre concentrata la potenza assorbita dall'intero impianto.

La distribuzione ad anello di carico invece prevede la possibilità di isolare tratte di linea attraverso opportuni sezionatori, mantenendo continuità di alimentazione verso le linee sane.

Nelle reti di distribuzione quindi possiamo individuare delle perdite causate in primo luogo da fattori fisici intrinseci alla linea stessa, che prendono il nome di perdite tecniche, e in secondo luogo da fattori economico/commerciali, da cui prendono il nome di perdite commerciali.

Per comprendere in modo dettagliato le perdite di tipo tecnico è necessario considerare i seguenti fenomeni elettrici:

- a) l'effetto pellicolare, dispersione ed effetto corona;
- b) l'induttanza delle linee;
- c) la capacità nelle linee;
- d) le cadute di tensione.

L'*effetto pellicolare*, dovuto dalla ineguale ripartizione della corrente alternata nella massa del conduttore (o alla tendenza della corrente alternata di addensarsi verso le parti periferiche del conduttore), porta ad avere una resistenza maggiore del cavo se alimentato in AC, rispetto allo stesso cavo alimentato in DC. Ciò comporta la diminuzione della sezione utile con un aumento della resistenza del cavo stesso con conseguente aumento delle perdite per *effetto Joule*¹⁰.

Un'altra causa di perdita sono le *correnti di dispersione*, che per difetto di isolamento fra i conduttori, passano direttamente da un conduttore all'altro, senza compiere il percorso normale, attraversando e alimentando quindi gli utilizzatori. Tale dispersione, che conduce ad una perdita di potenza, si verifica sia attraverso gli isolatori ed i sostegni, sia attraverso l'aria. Generalmente quest'ultima è superiore a quella instaurata attraverso gli isolatori. Per valori della tensione superiori a determinati valori critici, al fenomeno della dispersione si sovrappone quello denominato *effetto corona*, ovvero l'emanazione di un flusso elettrico dai conduttori.

¹⁰ *Effetto Joule*: effetto per mezzo del quale, un conduttore, se attraversato da una corrente elettrica, dissipa energia sottoforma di calore. Tale dissipazione è proporzionale al tempo trascorso e alla potenza elettrica sviluppata.

Una linea generica inoltre è paragonabile ad una o più spire allungate e concatenate tra loro, di conseguenza, se attraversata da corrente elettrica alternata diventa sede di una determinata forza elettromotrice indotta, la quale può essere considerata attribuendo un opportuno coefficiente di autoinduzione alla linea stessa. Questo coefficiente considera anche il flusso dovuto da tutti gli altri conduttori della linea.

Infine, nelle reti aeree, ogni conduttore è accoppiato con un altro conduttore o con la terra, formando così una sorta di condensatore dove i conduttori costituiscono le armature e l'aria il dielettrico. Ecco dunque che una linea può esser vista come un insieme, più o meno complicato, di condensatori.

1.4 Generazione distribuita

Mediante la *delibera n. 160/06* del 20 luglio 2006 si è potuto definire con il termine *generazione distribuita* (di seguito **GD**) l'insieme composto dagli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione, indipendentemente dal valore di potenza degli stessi impianti. Si può poi identificare la *piccola generazione* (di seguito **PG**) composta dall'insieme degli impianti di produzione con capacità inferiore ad 1MW (possono rientrare in tale categoria anche gli impianti cogenerativi). Infine possiamo definire come *microgenerazione* (di seguito **MG**) l'insieme degli impianti di produzione con capacità di generazione inferiore a 50kWe. Quest'ultima, oltre a comprendere impianti cogenerativi, può esser intesa come un sottogruppo della PG. La GD è sostenuta principalmente da *Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)* diffuse sul territorio che vengono interfacciate con reti di distribuzione in media tensione o bassa tensione.

L'Autorità, a seguito di un rapido sviluppo ed espansione della GD, ha attivato una serie di monitoraggi d'analisi e di studio sul territorio italiano. Nel 2013 l'Autorità ha autorizzato un monitoraggio della generazione distribuita presente sul territorio nazionale al fine di controllarne e studiarne la diffusione. Come è possibile notare dalla *Fig. 1.10* la GD ha avuto una grande espansione negli ultimi 10 anni, triplicando la propria diffusione dal 2004 al 2013.

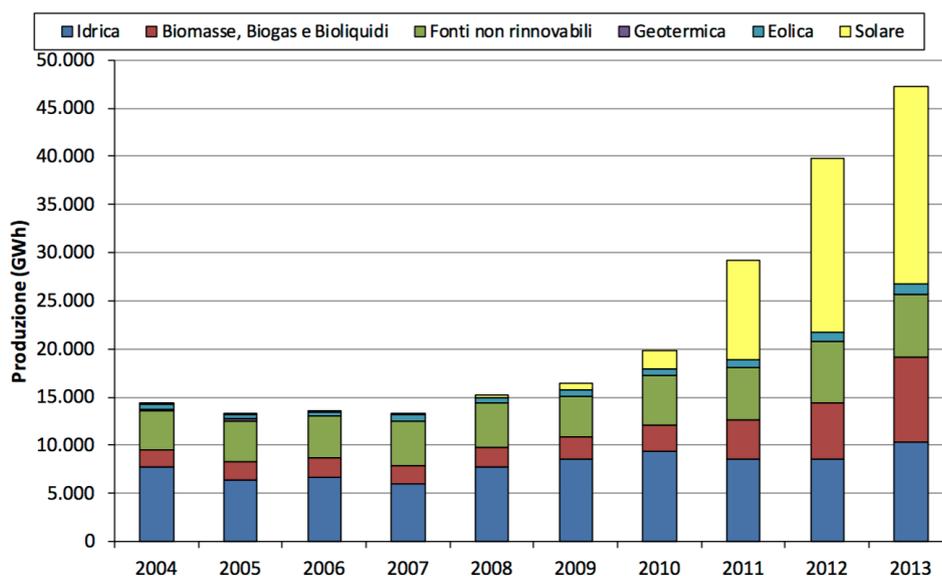


Fig. 1.11 – Produzione lorda di GD dall’anno 2004 all’anno 2013

Da notare come in questi anni lo sfruttamento delle biomasse sia raddoppiato (dall’anno 2011 all’anno 2013) e come il settore del solare sia aumentato significativamente a partire dal 2009.

Nella seguente figura, viene rappresentata l’espansione della GD in termini di numero di impianti presenti sul territorio nazionale. Da notare come il numero di impianti presenti sia aumentato di circa 130 volte dall’anno 2004 all’anno 2011.

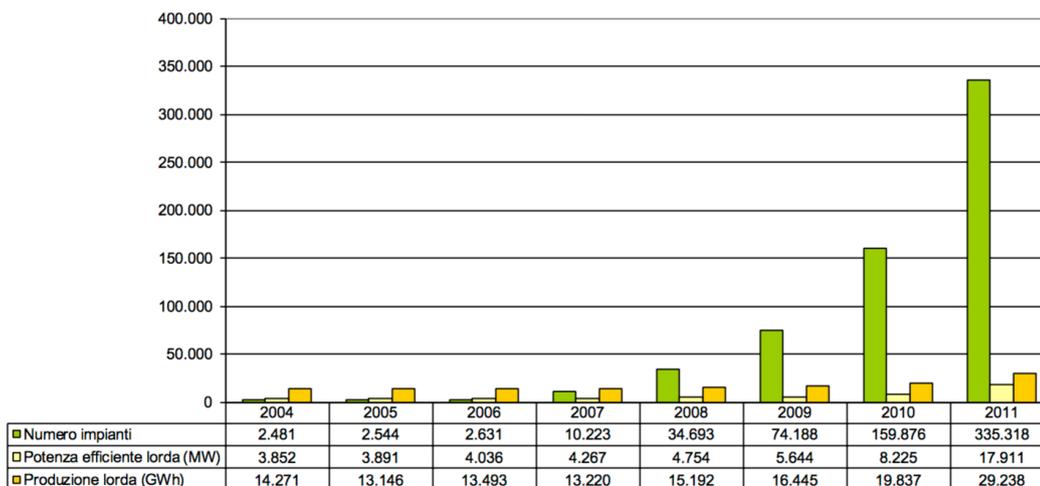


Fig. 1.12 – Numero di impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall’anno 2004 all’anno 2011

Se da un lato la generazione distribuita può aiutare la rete avvicinando fisicamente tra loro produttori e consumatori, o più semplicemente integrare l'energia elettrica prodotta da grandi impianti, dall'altro può far nascere molteplici criticità.

La prima problematica da affrontare riguarda le protezioni delle reti. La GD prevede l'allacciamento diretto alla rete di distribuzione, nella quale la potenza in eccesso può risalire dalla rete MT verso la rete AT. Questo fenomeno è del tutto incontrollato ed i dispositivi di sicurezza, predisposti nelle linee prima dell'avvento della GD, non considerano possibili inversioni di flusso. Le normative *CEI 0-16* e *0-21*, da poco revisionate a causa della presenza sempre maggiore di GD, regolano di fatto la gestione, a livello di protezione, delle reti di distribuzione.

Un'altra forte problematica legata alla generazione distribuita riguarda la perequazione delle perdite e l'individuazione di possibili fattori di perdita da assegnare alle reti di distribuzione. Una prima stima riguardante questi fattori si è basata sull'ipotesi che tutto il fabbisogno di energia elettrica venisse soddisfatto a partire dall'energia fornita dalla rete di trasmissione nazionale.

Nel 2012, l'Autorità ha proposto che il fattore di perdita attribuito all'energia elettrica immessa nelle reti in media e bassa tensione, avesse la finalità di individuare e riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica il beneficio equivalente all'eventuale riduzione delle perdite. Questa riduzione è dovuta dal fatto che tale energia viene immessa ad un livello inferiore di tensione rispetto a quello della rete di trasmissione nazionale, riducendo così transiti ed evitando trasformazioni.

La generazione distribuita, nello specifico nell'anno 2011, ha subito un'ampia diffusione sul territorio nazionale soprattutto grazie all'espansione di impianti fotovoltaici. Dal punto di vista gestionale questo fatto ha portato alla possibilità di inversioni di flussi. Dal punto di vista delle perdite invece è stato doveroso analizzare molteplici casistiche. Di seguito viene dimostrato come la presenza di generazione distribuita sul territorio nazionale comporti una riduzione delle perdite rispetto a quelle ottenibili nell'ipotesi di rete passiva.

Nelle linee elettriche con livello di tensione superiore a quello a cui è connesso l'impianto la GD comporta in generale una riduzione delle perdite elettriche. Questo fenomeno è dovuto alla riduzione dei transiti dell'energia elettrica. Nel caso in cui si verifichi inversione di flusso, l'energia immessa risale verso livelli di

tensione superiori portando ad una problematica identificazione difficilmente quantificabile della riduzione delle perdite.

Nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui è connesso l'impianto a livelli ancora superiori si può osservare come la GD porti alla riduzione delle perdite.

Nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto al livello di tensione immediatamente superiore, possiamo identificare due casistiche differenti: se il carico complessivo è superiore alla quota di carico coperta dagli impianti di produzione (sulle reti del medesimo livello di tensione) allora vi è una riduzione delle perdite; se invece si verifica una inversione di flusso, soprattutto se prolungata e frequente, la GD comporta una riduzione delle perdite meno evidente rispetto ad una possibile ipotesi di rete completamente passiva. Possono verificarsi inoltre casi in cui le perdite potrebbero addirittura aumentare a causa della doppia trasformazione [2], [26], [27].

Infine, nel caso di una linea elettrica al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto, dove l'energia richiesta dai carichi è superiore alla potenza immessa in rete, la generazione distribuita comporta un avvicinamento tra produzione e consumo con una riduzione delle perdite sul tratto di rete in esame.

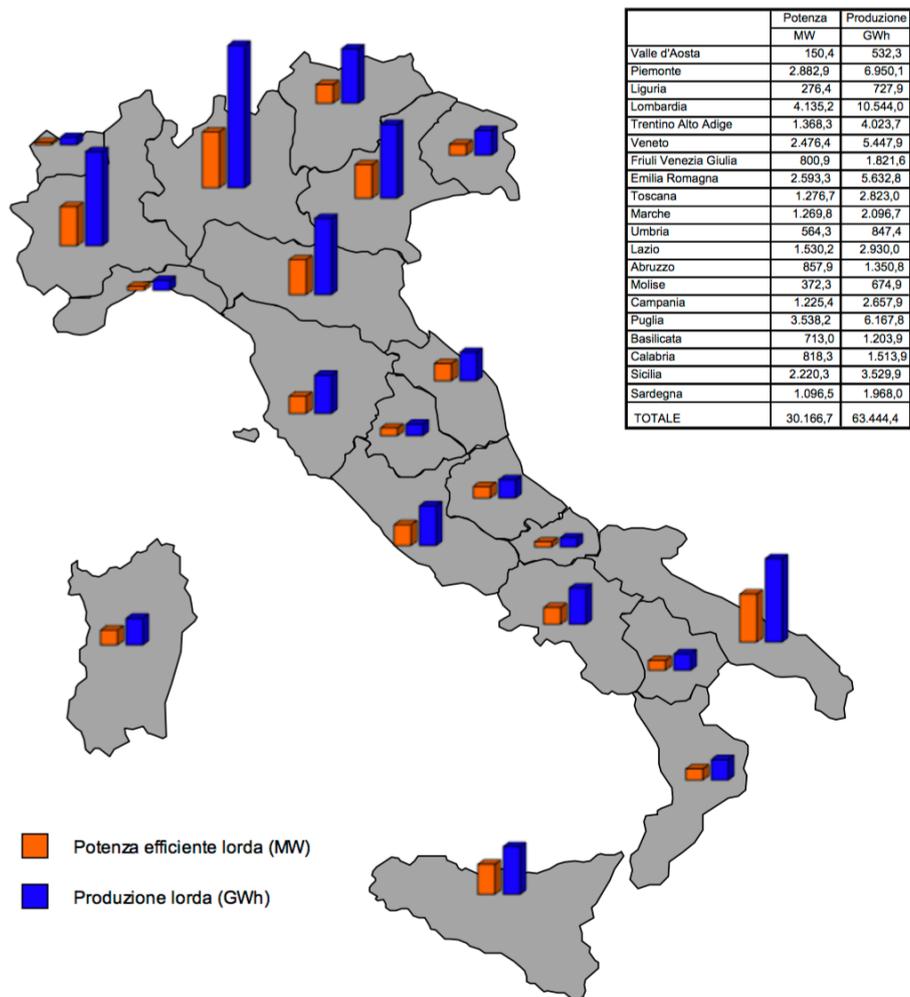


Fig. 1.13 – Dislocazione degli impianti di GD per regione (potenza efficiente lorda totale 30.167MW, produzione lorda totale: 63.444GWh) – dati relativi all’anno 2013

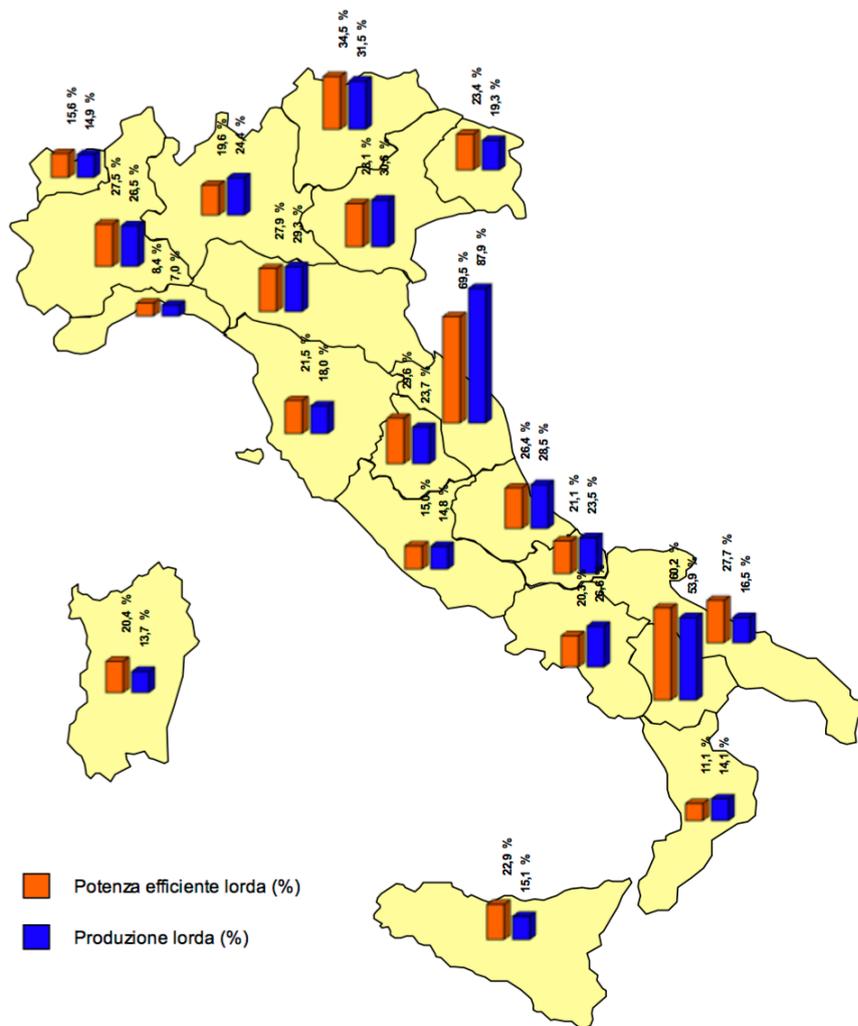


Fig. 1.14 – Contributo della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale dati relativi all'anno 2013

2. Perdite nella rete di distribuzione

2.1 Introduzione: perdite tecniche e perdite commerciali

In una rete di distribuzione possiamo identificare le perdite di tipo tecnico, imputabili a caratteristiche fisiche delle reti, e perdite non tecniche (o commerciali), ascrivibili ad errori di misurazione, fatturazione e prelievi fraudolenti dei clienti finali. Con il termine fattore di perdita standard si indica un coefficiente legato sia alle perdite commerciali che alle perdite tecniche. In seguito verrà anche indicato con il nome di fattore di perdita percentuale convenzionale. La difficoltà principale incontrata in tal materia è l'identificazione e la verifica dell'adeguatezza dei fattori percentuali delle perdite di energia elettrica.

L'Autorità, inoltre deve agire su tre fronti principali:

- a) produzione;
- b) distribuzione;
- c) consumo.

Nel primo caso, sul fronte della produzione, l'obiettivo è dare un corretto segnale economico di costo opportunità. L'impianto produttore verrà remunerato solo dal beneficio corrispondente all'eventuale riduzione delle perdite sul livello di tensione superiore. Per quanto concerne la distribuzione, l'Autorità (che assume le vesti di regolatore del mercato), incentiva il continuo sviluppo ed efficientamento delle reti, contenendo così le perdite. Infine, sul versante consumo, si applicano valori di perdita standard ai prelievi coerenti con una gestione efficiente della rete a livello nazionale.

Oltre alla gestione di questi coefficienti, si necessita anche di un sistema chiaro e lineare per la perequazione delle perdite stesse. Tale metodo è definito dal *Testo Integrato Vendita, TIV*, il quale stabilisce l'ammontare di perequazione da regolare basandosi sui seguenti punti:

- a) fattori di perdita standard (differenziati);
- b) valore economico della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

Nei seguenti capitoli verrà trattata l'evoluzione dei fattori convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione fino a giungere al modello descritto dalla *delibera n. 377/15* che verrà applicato a partire dal 01/01/2016.

2.2 Evoluzione del meccanismo di perequazione

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, nel 2011, si è attivata nella ricerca e nello studio di metodologie di calcolo dei fattori di perdita legati alla socializzazione delle perdite. Nello specifico, riscontrando difficoltà nella gestione delle perdite di carattere strettamente commerciale (legate quindi ad errori di misurazione o fatturazione e ad allacciamenti fraudolenti), ha delegato lo studio al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Lo studio ha previsto il rilascio di documentazioni per la consultazione con cadenza pressoché annuale, accompagnate sempre da delibere nelle quali venivano indicati i coefficienti di perdita aggiornati. Una prima analisi è stata fatta andando a fissare fattori di perdita diversi a seconda del livello di tensione di connessione, ma con l'evolversi degli studi questa suddivisione è risultata inefficace a causa della diversa ripartizione sul suolo italiano del fenomeno delle perdite commerciali. È stata quindi introdotta una suddivisione dei parametri in funzione del livello di tensione di connessione, all'ambito di concentrazione e a macrozona di appartenenza (nord, centro e sud Italia).

Grazie ai primi studi affrontati tra il 2011 e il 2012, i coefficienti di perdita per la fascia alta tensione e media tensione si sono affermati e confermati, mentre i parametri legati alle basse tensioni hanno avuto una lenta fase di aggiustamento fino all'anno 2015. Confrontando l'intera evoluzione si vede che nel corso di questi 5 anni i fattori di perdita si sono sempre più ridotti a causa di studi sempre più approfonditi.

Di seguito viene riportata l'intera evoluzione del meccanismo di valutazione e socializzazione delle perdite previsto dalle delibere rilasciate dall'Autorità.

2.2.1 Delibera ARG/elt 52/11 (28/04/2011)

Nella riunione del 28 aprile 2011, con la *delibera ARG/elt 52/11*, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ha evidenziato la presenza di diversi fattori che potrebbero incidere in modo significativo sull'effettivo valore delle perdite di rete. Pertanto si è richiesto l'avvio di un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione e dell'eventuale revisione dei medesimi fattori. Il periodo per affrontare una prima analisi e studio, in cui i coefficienti di perdita hanno regime strettamente transitorio, è definito tra l'anno 2012 e 2015 compresi. Si è considerata la funzione di regolatore dell'Autorità finalizzata alla promozione della concorrenza e dell'efficienza dei servizi di pubblica utilità. Tale funzione, unita all'analisi dei fattori percentuali convenzionali sulle reti di distribuzione, ha come scopo la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i punti di connessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale (dati 2004). L'intera responsabilità di tale procedimento è delegata al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità stessa. Quest'ultimo è incaricato della raccolta dati attraverso l'ausilio di organismi indipendenti operanti nel campo della ricerca.

Inoltre è necessario considerare che tra l'anno 2004 e l'anno 2011, vi è stato un costante processo di efficientamento della rete, e un continuo sviluppo e crescita della generazione distribuita (come dimostrato dai monitoraggi condotti dall'Autorità negli allegati *160/06*, *328/07*, *ARG/elt 25/09*, *ARG/elt 81/10* e *ARG/elt 223/10*). La presenza della GD, come ampiamente discusso nel paragrafo 1.4, se da un lato comporta l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, dall'altro, a causa della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive di siti di consumo, può determinare un incremento delle perdite di rete.

La data prefissata per la conclusione di questa prima analisi e il rilascio di un provvedimento finale è stata fissata entro il 30 settembre 2011.

2.2.2 Delibera ARG/elt 196/11 (29/12/2011)

Il 29 dicembre 2011, con la *delibera ARG/elt 196/11*, l'Autorità ha avviato una serie di studi in merito all'adeguatezza dei fattori di perdita standard relativamente alle reti di media e bassa tensione. Tale documentazione è stata poi ampliata nei confronti

della generazione distribuita con la delibera *175/2012/R/EEL* del 3 Maggio 2012, con lo scopo di individuare una modalità di determinazione e riconoscimento a ciascuna impresa distributrice del valore a regolazione della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard.

Inoltre L'Autorità prevede, a partire dall'anno 2007¹¹, un particolare metodo di perequazione verso le imprese distributrici atto alla regolazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard. Innanzi tutto vi è una diversificazione tra i fattori applicati all'energia elettrica immessa e prelevata sulle reti con obbligo di connessione di terzi e i fattori applicati per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i punti di connessione virtuale alla RTN e per le reti distributrici. Nella sezione 3 del TIV inoltre, è stato previsto un meccanismo di perequazione che prevede una regolazione economica (a capo, o in beneficio) nei confronti dell'impresa distributrice pari alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard. Il calcolo della differenza viene effettuato dalla *Cassa Conguaglio per il settore elettrico* (di seguito: Cassa), la quale poi la valorizzerà al prezzo di cessione applicato dall'AU.

Diversificando i fattori applicati ai prelievi da quelli applicati alle immissioni è possibile considerare oggettivamente sia l'evoluzione e sviluppo della generazione distribuita che l'incremento di prelievi fraudolenti. Infatti i fattori dedicati ai prelievi devono tener conto degli incentivi in capo alle imprese di distribuzione atti al contenimento delle perdite e al contempo dare copertura alle medesime imprese nei confronti di fenomeni esterni. I fattori dedicati alle immissioni, invece, devono considerare l'impatto delle perdite sulla generazione distribuita e allo stesso tempo non devono tener conto delle problematiche legate ai prelievi fraudolenti.

Questo primo studio, svolto dal Politecnico di Milano, si è basato sull'analisi delle sole perdite tecniche, lasciando quindi revisioni e approfondimenti a documentazioni successive. Nello specifico l'Autorità, attraverso la delibera *ARG/elt 196/11*, ha di fatto rivisto i fattori di perdita standard delle reti di alta e altissima tensione allineandoli con gli studi svolti ed ha riconsiderato i fattori di perdita standard delle reti di media e di bassa tensione al fine di minimizzare la differenza tra perdite effettive e perdite standard. In particolare si è riscontrato che, a livello nazionale, le perdite effettive sono maggiori di quelle standard, e che, sempre a livello nazionale,

¹¹Prima del 2007 il meccanismo di perequazione era racchiuso nella suddivisione dei costi di approvvigionamento delle imprese distributrici per i clienti serviti nel mercato vincolato; a partire da tale anno invece, il meccanismo di perequazione è disciplinato dal TIV.

vi è una non omogeneità tra le diverse imprese distributrici causate dalle differenze territoriali delle stesse [4].

Nella seguente tabella vengono riportati i fattori di perdita stimati in questa prima fase e pubblicati nella delibera.

Livello di tensione e posizionamento del punto di misura		Per punti di immissione e prelievo	Per punti di interconnessione tra reti
380 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	0,7%	
220 kV		1,1%	
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220		0,8%
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 200/MT o di un punto di prelievo		1,1%
220 kV	Altro (*)		0,9%
≤ 150 kV		1,8%	
≤ 150 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,1%
≤ 150 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT o di un punto di prelievo		1,8%
≤ 150 kV	Altro (*)		1,5%
MT		4,7%	
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,5%
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT o di un punto di prelievo		4,7%
MT	Altro (*)		3,6%
BT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	10,4%	
BT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		6,6%
BT	Altro (*)		8,5%

(*) Con il termine “Altro” viene indicato un punto di misura in corrispondenza dei punti di interconnessione tra reti a pari livello di tensione.

Tabella 2.1 – Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

2.2.3 Studio del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano

Lo studio condotto dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, presentato nel *documento per la consultazione 13/2012/R/EEL*, relativo ai fattori di perdita nelle reti di distribuzione è stato suddiviso fin da subito in tre livelli:

- a) trasmissione alta tensione (AAT-AT),
- b) distribuzione media tensione (MT),
- c) distribuzione bassa tensione (BT).

Questa suddivisione è stata operata al fine di ottenere fattori percentuali di perdita dal punto di vista della tensione di prelievo. Lo studio dedicato alla Rete di Trasmissione Nazionale, **RTN**, è stato basato su calcoli effettuati da Terna partendo da una raccolta dati di misure effettive quart'orari dell'intero anno 2010. In tale anno, non era ancora molto diffusa la generazione distribuita (come illustrato nel capitolo 1.4) e quindi si è potuta trascurare assumendo l'intera rete come passiva. Considerando che lo studio è fondato su una base dati completa possiamo assumere i fattori di perdita dedotti del tutto affidabili e quindi definitivi. Già dall'introduzione della *delibera ARG/elt 196/11* sono stati ufficializzati tali valori, applicati a partire dal 1 gennaio 2012.

Lo studio dedicato alle reti di distribuzione in media tensione si è basato invece su un campione pari al 10% delle reti MT presenti sul territorio nazionale. Tale campione risulta essere piuttosto rappresentativo della situazione nazionale. Inoltre, il Politecnico di Milano, ha attivato un'analisi di sensitività che dimostra come sia irrealistico uno scostamento marcato tra valori di perdita reali e quelli calcolati mediante i fattori dedotti. L'analisi dei dati relativi alla trasformazione AT/MT è stata eseguita su base analoga a quella utilizzata per le reti di alta e altissima tensione, mentre dove vi era mancanza di dati reali si è simulato il funzionamento della rete in un intero anno mediante calcoli *load-flow*. L'intero studio, come già indicato, è stato effettuato nell'ipotesi di rete passiva, in assenza quindi di GD. L'Autorità, a fronte del campione analizzato e delle metodologie utilizzate per il calcolo dei fattori di perdita ha ritenuto quest'ultimi affidabili e definitivi.

Infine, lo studio dedicato alle reti di distribuzione in bassa tensione è stato sviluppato su un campione del 1% delle reti BT presenti sul suolo nazionale. Quest'ultimo studio quindi, basato su un campione estremamente ridotto, ha consentito solamente l'individuazione di un *range* di valori di perdita. A partire

dalla considerazione del ridotto campione di reti analizzato, l’Autorità ha ritenuto i risultati ottenuti meramente indicativi e prevede un necessario approfondimento degli stessi.

Una volta determinati i fattori di perdita risultati da specifici calcoli, il Politecnico di Milano ha proceduto a correzioni e aggiustamenti al fine di tener conto di alcuni elementi trascurati nella prima fase dei calcoli (o per i quali non sono disponibili dati precisi) [4], [12].

Nella seguente tabella vengono riportati i fattori di perdita stimati in questa prima fase, e resi ufficiali nella documentazione per la consultazione 13/2012/R/EEL:

Livello di tensione e posizionamento del punto di misura		Fattori % di perdita
380 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	0,7
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220	0,8
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 200/MT o di un punto di prelievo	1,1
220 kV	Altro (*)	0,9
≤ 150 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT	1,1
≤ 150 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT o di un punto di prelievo	1,8
≤ 150 kV	Altro (*)	1,5
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT	2,4
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT o di un punto di prelievo	3,4
MT	Altro (*)	2,9
BT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT	5,1
BT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	8,1 – 9,1
BT	Altro (*)	6,6 – 7,1

(*) Con il termine “Altro” viene indicato un punto di misura in corrispondenza dei punti di interconnessione tra reti a pari livello di tensione.

Tabella 2.2 – Fattori di perdita derivati dallo studio del Politecnico di Milano

2.2.4 Delibera ARG/elt 175/12 (03/05/2012)

Il 29 Dicembre 2011, con la delibera ARG/elt 175/12, l'Autorità ha revisionato i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica proponendo importanti modifiche. Un punto chiave, sul quale si è concentrato lo studio e valutazione di questi "nuovi" coefficienti, è certamente la considerazione dei fattori applicati all'energia elettrica immessa nelle reti BT e MT dagli impianti di generazione distribuita. L'AEEG, infatti, considera in più paragrafi l'errata assunzione che l'energia elettrica immessa in media e bassa tensione sia consumata al medesimo livello o al livello di tensione subito successivo. Tale modello ignora la presenza di GD provocando una stima maggiore delle perdite nella rete [5].

Livello di tensione		Per punti di prelievo	Per punti di interconnessione tra reti	Per punti di immissione
380 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	0,7%		
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	1,1%		
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220		0,8%	
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 200/MT o di un punto di prelievo		1,1%	
220 Kv	Altro (*)		0,9%	
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	1,8%		
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,1%	
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT o di un punto di prelievo		1,8%	
≤ 150 Kv	Altro (*)		1,5%	
MT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	4,7%		2,4%
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,5%	

MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT o di un punto id prelievo		4,7%	
MT	Altro (*)		3,6%	
BT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	10,4%		5,1%
BT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		6,6%	
BT	Altro (*)		8,5%	

(*) Con il termine “Altro” viene indicato un punto di misura in corrispondenza dei punti di interconnessione tra reti a pari livello di tensione.

Tabella 2.3 – Fattori di perdita derivati dallo studio del Politecnico di Milano

2.2.5 Documento per la consultazione 480/2012/R/EEL (15/11/2012)

Il 15 novembre 2012 viene pubblicato, attraverso l’Autorità, il documento per la consultazione riguardante la prima “revisione dei fattori convenzionali di perdita applicati all’energia elettrica prelevata in media e bassa tensione dai clienti finali e del meccanismo di perequazione relativo alle perdite di rete”. In questo documento l’Autorità ha delineato i propri orientamenti nel valutare l’adeguatezza di una eventuale revisione dei fattori di perdita standard relativi alle reti MT e BT mediante una specifica disciplina per i prelievi di energia elettrica. In tal modo si vuol ottenere una regolazione completa riguardante le perdite sia dal punto di vista delle imprese distributrici, sia dal punto di vista dei clienti finali.

Come riportato nella *Tabella 2.2*, attraverso lo studio del Politecnico di Milano è stato individuato un solo fattore di perdita standard, differenziato per livello di tensione. Il meccanismo di perequazione pianificato dall’Autorità invece punta alla regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard da parte delle imprese di distribuzione. In tal modo si garantisce l’incentivo alle imprese distributrici nel contenere le perdite e ottimizzare le proprie linee elettriche. Sono stati quindi proposti tre interventi principali da effettuare come prima revisione.

Il primo intervento, effettuato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e riguardante la valutazione del livello dei fattori di perdita standard da applicare ai

prelievi dei clienti finali in MT e BT prevede, a partire dal 2013, la completa revisione dei coefficienti di perdita.

Il secondo intervento contempla la modifica del meccanismo di perequazione delle perdite, differenziando i fattori standard a copertura delle perdite di natura tecnica e commerciale applicati a ciascuna impresa di distribuzione. Per poter procedere, l'Autorità, ha richiesto uno studio su un campione sufficientemente rappresentativo delle reti in BT presenti sul territorio nazionale [13].

Infine, il terzo intervento ha introdotto un meccanismo di perequazione tra le imprese distributrici basato sulle perdite effettive risultanti dal sistema in vigore nel 2012 in modalità di acconto. L'Autorità, giustamente, ha introdotto anche un successivo possibile conguaglio dovuto all'introduzione della modifica del meccanismo di perequazione (come descritto nel secondo intervento).

Nella seguente tabella è riportata la pianificazione dello studio e la gestione dei fattori di perdita da parte dell'Autorità.

Anno	Periodo di regolazione	Fattore di perdita su prelievi BT e MT %	Regime di perequazione
2012	2012-2015	10,4 BT 4,7MT	Regime transitorio (in acconto)
2013		10,4 BT 3,4MT	Nuovo regime di perequazione (fase sperimentale)
2014			
2015			
2016	2016-2019	Da definire	Nuovo regime di perequazione
2017			
2018			
2019			

Tabella 2.4 – Pianificazione, ricerca e studio sui fattori di perdita

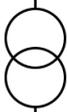
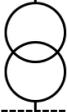
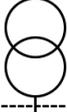
		Fattori di perdita Del. 196/2011/R/EEL		Proposta di revisione dei fattori di perdita	
			0,7%		0,7%
TR AAT/AT		0,4%		0,4%	
Linea AT		0,7%	1,1% 1,8%	0,7%	1,1% 1,8%
TR AT/MT		0,7%		0,6%	
Linea MT		2,2%	2,5% 4,7%	1,0%	2,4% 3,4%
TR MT/BT		1,9%		1,9%	
TR AAT/AT		3,8%	6,6% 10,4%	3,8%	5,1% 8,9%
 <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 0 auto;">Utente BT</div>					

Fig. 2.1 – Confronto tra coefficienti di perdita del Drl. 196/2011/R/EEL e la proposta dei nuovi fattori corretti.

Nella Fig. 2.1 è riportata la revisione dei fattori standard per i prelievi relativamente alle perdite sulle reti di distribuzione. Si è considerato, come semplificazione, solo il passaggio nella RTN il passaggio da AAT a tensione uguale o inferiore a 150kV.

2.2.6 Delibera 599/2012/R/EEL (20/12/2012)

L'Autorità, mediante la pubblicazione della *delibera n. 599/12*, compie un ulteriore ed importante passo verso una migliore ottimizzazione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata sulle reti di media e bassa tensione e nei confronti delle disposizioni in tema di perequazione delle perdite di rete.

Nel documento, l'Autorità ritiene di procedere con la graduale revisione dei fattori di perdita iniziata nel 2011, in attesa di un aggiornamento anche sul meccanismo di perequazione. Questo rimandare ad un momento successivo la revisione vera e propria è dovuto all'attesa della nuova norma CEI 0-16 inerente ai dispositivi di sicurezza da adottare nelle reti attive e la gestione di utenti attivi e passivi nelle reti di distribuzione in seguito all'avvento della GD.

Viene deliberato che, nel corso dell'anno 2013, venga applicato un progetto specifico per lo studio delle reti in BT, attribuendo la responsabilità del progetto al *Direttore della Direzione Mercati*. Tale progetto dovrà coinvolgere i soggetti interessati nella fase di individuazione delle modalità di esecuzione dello studio e dovrà avvalersi di un organo indipendente per affrontare tutte le attività di ricerca. Al termine dell'anno in esame, l'Autorità prevede l'approvazione e attivazione della revisione con obiettivo di integrare il meccanismo di perequazione del **TIV** con un metodo più aggiornato e più preciso nella considerazione delle perdite.

La delibera introduce inoltre un nuovo sistema di perequazione delle perdite, il quale identifica nel parametro ΔL la quota di perequazione corrispondente alla differenza tra perdite effettive e le perdite standard.

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} \cdot q_{i,m}^{\Delta L}) \quad (2)$$

Quindi, nei confronti della Cassa, ogni impresa deve versare (se l'ammontare di perequazione ΔL assume valore negativo) o ricevere (se l'ammontare di perequazione ΔL assume valore positivo) rispettivamente una cifra pari alla valorizzazione di ΔL . Il meccanismo prevede un unico fattore di perdita standard differenziato solo per livello di tensione e corrispondente a quanto applicato ai prelievi di energia.

$$\Delta L^- = \frac{\Delta L}{2} \quad (3)$$

$$\Delta L^+ = \min \left(\Delta L; \sum \left(\Delta L^- \cdot \frac{\Delta L}{\sum \Delta L_d} \right) \right) \quad (4)$$

Dove:

- **d** indica il numero di imprese aventi saldo positivo
- **m** indica il mese in esame
- **i** indica la fascia oraria in esame
- **pau_{i,m}** indica il prezzo di cessione dell'energia stabilito dall'AU

Sempre attraverso tale delibera, l'Autorità esegue delle correzioni sui fattori percentuali, i quali, a decorrere dal 1 Gennaio 2013, sostituiscono quelli precedenti. Di seguito viene riportata la tabella aggiornata evidenziando i cambiamenti rispetto alla delibera ARG/etl 175/12 [7].

Livello di tensione		Per punti di prelievo	Per punti di interconnessione e tra reti	Per punti di immissione
380 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	0,7%		
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	1,1%		
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220		0,8%	
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 200/MT o di un punto di prelievo		1,1%	
220 Kv	Altro (*)		0,9%	
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	1,8%		
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,1%	
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT o di un punto di prelievo		1,8%	
≤ 150 Kv	Altro (*)		1,5%	
MT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	↓ 4,0%		2,4%
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		↓ 2,4%	
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT o di un punto di prelievo		↓ 4,0%	

MT	Altro (*)		↓ 3,2%	
BT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	10,4%		5,1%
BT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		6,6%	
BT	Altro (*)		8,5%	

(*) Con il termine “Altro” viene indicato un punto di misura in corrispondenza dei punti di interconnessione tra reti a pari livello di tensione. In evidenza i fattori variati dalla delibera precedente.

Tabella 2.5 – Fattori di perdita convenzionali revisionati dalla Delibera 599-13

Si può quindi notare una globale riduzione dei coefficienti percentuali per quanto riguarda i punti di prelievo MT.

Il nuovo meccanismo di perequazione delle perdite proposto, insieme all’adeguamento dei fattori di perdita sopra riportati è stato applicato nel 2013 facendo riferimento alle perdite dell’anno 2012.

2.2.7 Delibera 608/2013/R/EEL (19/12/2013)

L’Autorità, a distanza di circa un anno solare dalla precedente delibera, ha delegato studi e approfondimenti sul metodo di perequazione delle perdite al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Ciò ha permesso di condurre una miglior analisi, producendo dei coefficienti di perdita convenzionali più veritieri che considerano il fenomeno dell’inversione di flusso derivante dalla generazione distribuita. Lo studio condotto dal Dipartimento di Energia è suddivisibile in quattro principali fasi:

- a) raccolta di dati topologici ed energetici delle reti di distribuzione interconnesse con la RTN, ovvero a livello di Cabina Primaria;
- b) ricerca un campione rappresentativo di reti MT e BT;
- c) esecuzione di calcoli *load-flow* sulle reti campione;
- d) stima dei fattori standard per perdite commerciali e per perdite tecniche.

Inoltre il Politecnico di Milano ha condotto degli studi su tre sottoinsiemi ridotti di reti MT ottenendo una forte differenziazione dei fattori di perdita a seconda del livello di concentrazione. L’Autorità, ai fini di ottimizzare ed adeguare i fattori di

perdita, deve quindi individuare delle classi rappresentative per focalizzare poi, in un secondo momento, le analisi. Tali classi sono composte da:

- a) livello di tensione;
- b) ambito di concentrazione prevalente (BT, MT, AT);
- c) lunghezza totale delle linee;
- d) energia annua fornita dai carichi;
- e) densità e momento elettrico,
- f) ore totali di inversione di flusso;
- g) potenza complessiva della GD nei confronti dei carichi.

La relazione 5 permette di analizzare la quota di perequazione corrispondente alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard. Il parametro $paui_{i,m}$ indica il prezzo di cessione dell'energia stabilito dall'AU, mentre il coefficiente $q_{i,m}^{\Delta L}$ indica l'energia elettrica analizzata per mese (m) e fascia oraria (i) in esame.

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (paui_{i,m} \cdot q_{i,m}^{\Delta L}) \quad (5)$$

In base al fatto che l'ammontare di perequazione ΔL assuma valore positivo o negativo è possibile valorizzarlo mediante le seguenti relazioni, le quali, rispetto alla precedente delibera portano ad ottenere un valore ΔL^- maggiore e un valore ΔL^+ minore.

$$\Delta L^- = \frac{3}{4} \cdot \Delta L \quad (6)$$

$$\Delta L^+ = \min \left(\Delta L; \frac{1}{2} \sum \left(\Delta L^- \cdot \frac{\Delta L}{\sum \Delta L_d} \right) \right) \quad (7)$$

Dove:

- **d** indica il numero di imprese aventi saldo positivo
- **m** indica il mese in esame
- **i** indica la fascia oraria in esame

$$q^{\Delta L} = immissioni_{AT} + \lambda_{GD} \cdot immissioni_{BT,MT} - \lambda_P^R \sum prelievi \quad (8)$$

Dove il parametro $q^{\Delta L}$ indica l'energia elettrica corrispondente alla differenza tra le perdite effettive e standard analizzata per mese e per fascia oraria. Viene indicato con il simbolo λ_P^R il fattore percentuale di perdita riconosciuto specifico aziendale, il quale permette una miglior differenziazione dell'ammontare di perequazione [8].

$$\lambda_P^R = \min \left[\frac{\max(PE; PST) + PST + PSC}{2}; PST + PSX \right] + 1 \quad (9)$$

dove:

- **PSC** indica il fattore standard delle perdite di tipo commerciale
- **PE** indica il fattore percentuale corrispondente alle perdite effettive di ciascuna impresa (globale della rete, senza differenziazione per livello di tensione)
- **PST** indica il fattore percentuale standard delle perdite di tipo tecnico

$$PE = \frac{immissioni_{AT} + \lambda_{GD} \cdot immissioni_{BT,MT} - \sum prelievi}{\sum prelievi} \quad (10)$$

2.2.8 Delibera 169/2014/R/EEL (10/04/2014)

L'Autorità, mediante la pubblicazione della *delibera n. 169/14*, applica, a partire dall'anno 2015, a valere sulle perdite registrate nel 2014, il meccanismo di perequazione proposto nella *delibera n. 599/12* e successivamente modificato nella *delibera n. 608/13*.

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} \cdot q_{i,m}^{\Delta L}) \quad (11)$$

Si identifica in ΔL la quota di perequazione corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard. Quindi, nei confronti della Cassa, ogni impresa deve versare (se l'ammontare di perequazione ΔL assume valore negativo) o ricevere (se l'ammontare di perequazione ΔL assume valore positivo)

rispettivamente una cifra pari alla valorizzazione di ΔL^- (se ΔL assume valore negativo) o di ΔL^+ (se ΔL assume valore positivo). Il meccanismo prevede quindi un unico fattore di perdita standard differenziato solo per livello di tensione e corrispondente a quanto applicato ai prelievi di energia. La variabile d indica il numero di imprese aventi saldo positivo, m il mese e i la fascia oraria. Il parametro $pau_{i,m}$, infine, indica il prezzo di cessione dell'energia stabilito dall'AU [9].

$$\Delta L^- = \frac{3}{4} \cdot \Delta L \quad (12)$$

$$\Delta L^+ = \min\left(\Delta L; \frac{1}{2} \sum \left(\Delta L^- \cdot \frac{\Delta L}{\sum \Delta L_d}\right)\right) \quad (13)$$

2.2.9 Delibera 269/2014/C/EEL (12/06/2014)

L'Autorità, mediante la pubblicazione della *delibera n. 269/14*, tratta l'appello avverso alla sentenza del TAR Lombardia, Sezione III, 20 maggio 2014 N. 1307, di parziale annullamento delle delibere dell'Autorità n. 559/12 e 608/13.

2.2.10 Documento per la consultazione 202/2015/R/EEL (30/04/2015)

La *delibera n. 202/15* raccoglie l'intera esperienza e l'approfondimento teorico sviluppato dall'Autorità, con l'ausilio del Politecnico di Milano, nei confronti dell'individuazione dei fattori di perdita convenzionali e del meccanismo di perequazione iniziati nel 2011 per mezzo della *delibera n. 52/11*.

L'obiettivo dell'Autorità è l'ottimizzazione dei fattori convenzionali di perdita applicabili, con decorrenza dal 1 gennaio 2016, sia nei confronti dei prelievi finali, sia nei confronti delle immissioni degli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione. In primo luogo è stata fatta una chiara e netta divisione tra perdite tecniche e perdite non tecniche. A seguire, per le perdite tecniche l'Autorità ha definito dei fattori standard a livello nazionale, mentre per i coefficienti di perdita riguardanti allacciamenti fraudolenti e furti di energia è stata proposta una suddivisione sia per livello di tensione sia per macrozona [16].

Inoltre, con la pubblicazione del documento per la consultazione n. 264/14, del 6 giugno 2014, si propongono due diverse modalità di gestione della generazione distribuita ai fini del meccanismo di perequazione delle perdite:

a) Metodo A

Si scompone il flusso di energia immessa nella rete da parte di impianti di generazione in due componenti rappresentate da un flusso che genera inversione a livello di Cabina Primaria e un flusso che non genera inversione. Nella prima componente si va ad applicare un fattore di perdita standard compreso nell'intervallo che vede come estremi il livello corrispondente ad un generatore connesso al termine di una linea senza carichi elettricamente vicini che genera inversione e il livello corrispondente alle perdite tecniche evitate da un generatore connesso all'interfaccia AT/MT che non genera inversione lungo la linea. Alla seconda componente, invece, si applica un fattore di perdita standard ipotizzato in media nazionale per la media tensione. Quest'ultimo viene considerato in un intervallo che vede come estremi il valore relativo alle perdite tecniche evitate da un generatore connesso al trasformatore AT/MT e il valore corrispondente alle perdite tecniche evitate.

b) Metodo B

Si procede attraverso calcoli *load-flow*, indirizzati alla stima del fattore di perdita standard da applicare alle immissioni e all'energia che non genera inversione. In questo modo, non solo si considera l'energia immessa dalla GD, ma anche il carico totale sulla rete sotteso ad ogni Cabina Primaria.

In un primo momento, l'Autorità promuove l'utilizzo del metodo A, valutando così in un secondo momento il metodo B.

Il Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità ha quindi successivamente delegato al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano per l'analisi e lo studio dei fattori convenzionali e del metodo di perequazione delle perdite. Di seguito, nella *Tabella 2.6*, viene riportata la pianificazione del lavoro svolto.

Fase	Obiettivo	Data
Fase I	Raccolta dati topologici e energetici per CP	Settembre 2013
Fase II-a	Politecnico: definizione campione reti MT e metodologia calcoli di <i>load-flow</i>	Dicembre 2013
Fase III-a	Distributori: calcoli di <i>load-flow</i> su reti MT	Marzo 2014
Fase II-b	Politecnico: definizione campione reti BT e metodologia di calcoli i <i>load-flow</i>	Aprile 2014
Fase III-b	Distributori: calcoli di <i>load-flow</i> su reti BT	Luglio 2014
Fase IV	Politecnico/Autorità: stima dei fattori di perdita standard	Febbraio 2015

Tabella 2.6 – Pianificazione degli studi sul meccanismo di perequazione delle perdite

Importante sottolineare come, nella seconda fase rappresentata nello schema sopra riportato, si sia preso in esame per le reti MT un campione dove sono stati considerati solo i carichi passivi (valutando quindi la rete con l'ipotesi di assenza di inversione di flusso). Lo studio è stato classificato su parametri strutturali della rete (livello di tensione), su parametri geografici (provincia) e sulla modalità con cui le reti stesse sono esercite (concentrazione e densità lineare di carico).

Per quanto riguarda la bassa tensione, invece, si sono fatte le medesime ipotesi di rete strettamente passiva, classificando lo studio in funzione al livello di tensione, alla regione, alla concentrazione e alla potenza nominale del trasformatore MT/BT.

Elemento di rete	Ambito di concentrazione	Livello di tensione [kV]	Potenza nominale [kVA]
Trasformatore AT/MT	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	
Linee MT	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	
Trasformatore MT/BT	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	20-100-160 250-400-630
Linee BT	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	20-100-160 250-400-630

Tabella 2.7 – Classi rappresentative dei diversi elementi di rete

I calcoli *load-flow*, previsti dalla terza fase della *Tabella 2.7*, hanno richiesto l'applicazione di fattori correttivi (riportati nella *Tabella 2.8*) dovuti dal processo di modellizzazione della rete al calcolatore. Nello specifico sono state apportate sei correzioni significative:

- a) considerazione delle perdite sui misuratori elettronici;
- b) correzione fattore di potenza dei carichi BT di cui non si conoscono dati reali;
- c) correzione dei profili standard non misurati o ottenuti attraverso procedure semplificate;
- d) correzione dovuta al riporto del carico BT alla Cabina Secondaria;
- e) correzione assetto fuori standard delle reti MT in funzione delle necessità di esercizio.

Trasformatore AT/MT	Linee MT	Trasformatore MT/BT	Linee BT
0,02%	0,40%	0,48%	1,17%

Tabella 2.8 - Pianificazione degli studi sul meccanismo di perequazione delle perdite

Confrontando i dati contenuti nella *Tabella 2.8* si può inoltre osservare come le reti di distribuzione MT abbiano un'efficienza maggiore rispetto alle linee BT. È possibile applicarli ai singoli fattori di perdita standard precedentemente ricavati identificando così nuovi coefficienti per i singoli elementi della rete. Di seguito vengono riportati i fattori di perdita standard suddivisi per livello di tensione e per ambito di concentrazione.

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	0,52%	0,59%	0,58%
15 kV	0,48%	0,48%	0,49%
20 kV	0,50%	0,53%	0,53%
> 20 kV	0,39%	0,52%	

Tabella 2.9 - Fattori di perdita standard per trasformatori AT/MT

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	1,27%	1,43%	2,27%
15 kV	1,09%	1,18%	1,29%
20 kV	0,96%	1,15%	1,08%
> 20 kV	0,68%	0,70%	

Tabella 2.10 – Fattori di perdita standard per linee MT

Taglia del trafo	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
50 kVA			2,43%
100 kVA		2,01%	2,02%
160 kVA		1,86%	1,78%
250 kVA	1,66%	1,68%	1,65%
400 kVA	1,55%	1,60%	1,34%
630 kVA	1,40%	1,43%	0,75%

Tabella 2.11 - Fattori di perdita standard per trasformatori MT/BT

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	1,49%	1,55%	2,17%
15 kV	1,54%	1,69%	1,71%
20 kV	1,53%	1,60%	1,76%
> 20 kV	1,59%	1,32%	

Tabella 2.12 - Fattori di perdita standard per le linee MT/BT

Taglia del trafo	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
50 kVA			2,46%
100 kVA		2,82%	2,78%
160 kVA		2,56%	2,61%
250 kVA	2,26%	2,60%	2,93%
400 kVA	2,55%	2,60%	4,20%
630 kVA	2,05%	2,65%	2,49%

Tabella 2.13 - Fattori di perdita standard per i trasformatori

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	2,21%	3,03%	2,40%
15 kV	2,38%	2,46%	2,74%
20 kV	2,30%	2,69%	2,96%
> 20 kV	2,17%	1,64%	

Tabella 2.14 - Fattori di perdita standard per le linee BT

I risultati ottenuti nelle tabelle sopra riportate, sia per i fattori di perdita standard per le linee che per i trasformatori, potrebbero essere soggetti a lievi errori dovuti al ridotto campione su cui si sono effettuati gli studi. Pertanto si sono invitate le imprese distributrici ad adottare due strategie di ottimizzazione:

- a) definire una modalità specifica per la misura dei flussi di energia suddivisi nelle nuove classi definite nel dettaglio nella delibera 377/2015/R/EEL ;
- b) eseguire *load-flow* su campioni (sia in media che in bassa tensione) più rappresentativi.

Di seguito, nella *Tabella 2.15*, vengono riportati i risultati dello studio del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Si può notare come i fattori di perdita standard, comprensivi sia delle perdite di carattere tecnico che le perdite di tipo commerciale, siano stati suddivisi per livello di tensione a livello nazionale.

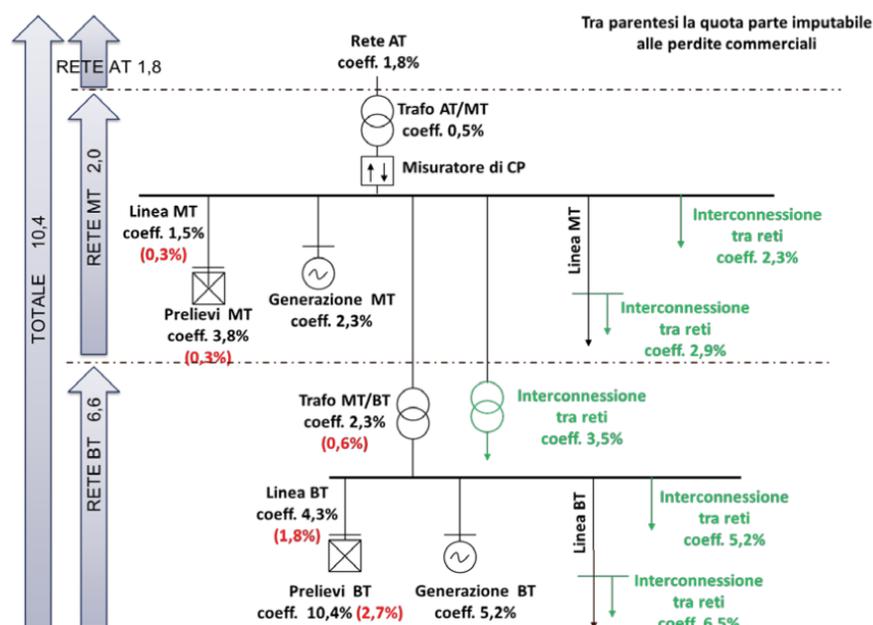


Tabella 2.15 - Fattori di perdita standard (perdite tecniche e commerciali) a livello nazionale

È quindi possibile ora andare ad analizzare e suddividere questi fattori standard nella quota dovuta alle perdite tecniche e a quelle commerciali.

Nel 2014 il Politecnico di Milano ha condotto un nuovo studio per stimare i fattori di perdita standard con maggior precisione basando la ricerca su un campione di linee più significativo. Di seguito, nella *Tabella 2.16*, vengono riportate le variazioni, solo di carattere tecnico, tra lo studio svolto nel 2011 e quello più recente del 2014 [16], [10].

Elemento di rete	Fattori percentuali di perdita stimati (perdite tecniche)	
	2011	2014
Linea AT	1,8	1,8
Trafo AT/MT	0,6	0,5
Linea MT	1,0	1,2
Trafo MT/BT	1,9	1,7
Linea BT	3-4	2,6

Tabella 2.16 - Fattori di perdita standard (perdite): confronto tra lo studio del Politecnico di Milano del 2011 e quello del 2014.

Dalla tabella sopra riportata si può notare come lo studio del 2014, molto più dettagliato e preciso, abbia portato ad una diminuzione dei fattori di perdita di carattere tecnico, identificando sempre nelle reti bassa tensione le maggiori perdite.

Una volta determinate le perdite effettive, e sottraendo quelle di tipo tecnico, possiamo ricavare dei coefficienti che identificano unicamente le perdite di carattere commerciale. Ovvero quelle perdite non dipendenti dalle caratteristiche fisiche di una specifica rete, ma che possono essere imputate a prelievi fraudolenti di energia elettrica o ad errori di misurazione, gestione dati e fatturazione.

Elementi di rete	Macrozona		
	Nord	Centro	Sud
Rete AAT			
Rete AT			
Trafo AT/MT			
Linee MT	0,1%	0,3%	0,9%
Trafo MT/BT	0,2%	0,5%	1,4%
Linee BT	0,7%	1,2%	4,0%

Tabella 2.17 – Fattori di perdita standard per le perdite commerciali

La *Tabella 2.17* mostra chiaramente come la presenza di perdite di carattere commerciale sia principalmente concentrata sulle linee di bassa tensione, con una concentrazione maggiore nel Sud Italia.

Ai fini della perequazione delle perdite, l’Autorità andrà ad applicare tali coefficienti solo ai prelievi degli utenti finali, escludendo quindi i punti di interconnessione tra reti e punti per usi propri di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica (in quanto non soggetti a furti).

2.2.11 Delibera 377/2015/R/_{EEL} (23/07/2015)

Con la delibera 377/2015/R/_{EEL} l'Autorità ha revisionato ulteriormente i fattori percentuali convenzionali di perdita e ha ottimizzato il meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione. L'adeguamento ha comportato nuovi coefficienti che verranno applicati alle imprese distributrici a partire dal 1 gennaio 2016 con riferimento alle perdite di competenza dell'anno 2015.

Nel corso dell'evoluzione normativa, a causa della forte non omogeneità dei fattori percentuali, l'intero territorio nazionale è stato suddiviso in tre aree territoriali definite **macrozone** che identificano diversi coefficienti applicati per la valutazione e perequazione delle perdite. Le tre macrozone sono così suddivise:

- a) **Nord**: Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Friuli-Venezia-Giulia, Veneto, Trentino-Alto-Adige ed Emilia Romagna;
- b) **Centro**: Toscana, Umbria, Marche, Lazio;
- c) **Sud**: Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Puglia, Sicilia, Calabria e Sardegna.

La *Fig. 2.2* riporta in modo chiaro una stima delle perdite commerciali a livello regionale, mostrando un fortissimo contrasto tra regioni del nord Italia e del sud Italia. Da qui la necessità di individuare un coefficiente di perdita proprio per ogni macrozona.

Si è anche introdotta la definizione di **ambito di concentrazione** per indicare gli ambiti territoriali serviti dalle imprese e aventi lo stesso grado di concentrazione. Anche in questo caso è possibile identificare tre differenziazioni:

- a) **Bassa concentrazione**: territori comunali con popolazione inferiore a 5.000 abitanti;
- b) **Media concentrazione**: territori comunali con popolazione compresa tra 5.000 e 50.000 abitanti;
- c) **Alta concentrazione**: territori comunali con popolazione superiore a 50.000 abitanti.

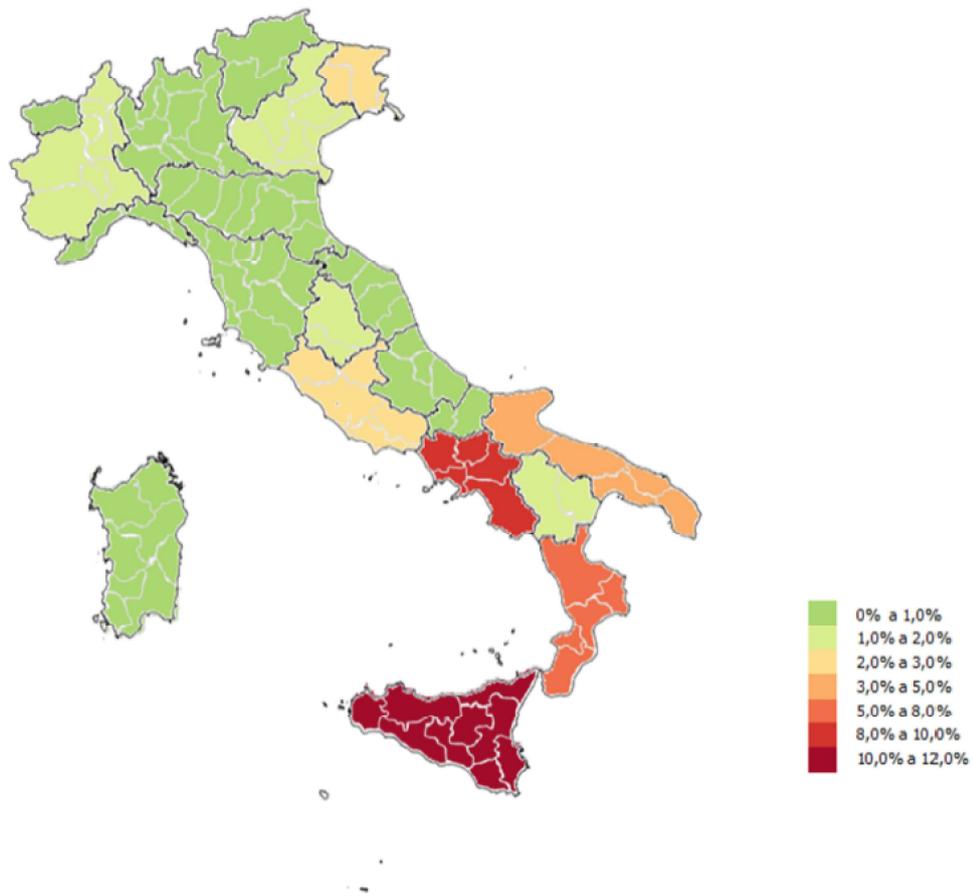


Fig. 2.2 – Distribuzione regionale delle perdite commerciali stimate (valori percentuali)

Partendo dall'articolo 24 del TIV (data pubblicazione 01/10/2015) è possibile stilare le linee guida per l'individuazione dei fattori di perdita. Viene definito con ΔL la quota di perequazione corrispondente alla differenza tra perdite effettive e le perdite standard. Questo dato deriva da un'iterazione che considera sia il mese dell'anno in analisi (m), sia la fascia oraria F1, F2 o F3 (i).

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} \cdot q_{i,m}^{\Delta L}) \quad (14)$$

Il parametro $pau_{i,m}$ indica il prezzo con il quale viene ceduta l'energia elettrica dall'acquirente unico nei confronti degli utenti del mercato a maggior tutela. Questo dato è in funzione del mese m e della fascia oraria i .

Il coefficiente $q_{i,m}^{\Delta L}$ rappresenta l'energia elettrica corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard per ciascuna fascia oraria i e per ogni mese m [11].

È ricavabile per mezzo della relazione 15.

$$q_{i,m}^{\Delta L} = \left[\left(\sum_m \sum_i (q_{i,m}^{dest-D}) \right) - \left(\sum_c \sum_m [\lambda^c \cdot q_m^{c-MT}] \right) \right] \cdot \left[\frac{q_{i,m}^{dest-D}}{\sum_m \sum_i (q_{i,m}^{dest-D})} \right] \quad (15)$$

Nella relazione sopra riportata, q_m^{c-MT} rappresenta l'energia elettrica fornita nell'ambito di maggior tutela dei clienti appartenenti alla tipologia contrattuale c^{12} e connessi alla rete dell'impresa distributrice nel mese m . Questo parametro considera anche l'energia elettrica fornita per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione.

Infine il coefficiente λ^c individua le perdite di energia sulle reti con obbligo di connessione di terzi applicabili ai clienti finali della tipologia contrattuale c .

È possibile generalizzare la relazione in funzione della suddivisione in macrozona introducendo nuovi parametri: λ_j^{PR-r} indica le perdite di energia elettrica riconosciute ai fini perequativi sulle reti con obbligo di connessione di terzi, riguardanti l'elettrica prelevata nell'area di riferimento dalla rete dell'impresa distributrice. L'indice j indica la macrozona di appartenenza dell'energia elettrica prelevata. Viene inserito anche il parametro $q_{j,i,m}^{PR}$ che considera la quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice nella macrozona j , nella fascia oraria i del mese m .

$$q_{i,m}^{\Delta L} = q_{i,m}^{IM} - \sum_j (\lambda_j^{PR-r} \cdot q_{j,i,m}^{PR}) \quad (16)$$

$q_{i,m}^{IM}$ rappresenta la quantità di energia elettrica immessa dall'impresa distributrice in ciascuna fascia oraria i del mese m .

λ_j^{PR-r} è ulteriormente scomponibile poiché deriva dal contributo di un elemento di parametrizzazione Φ specifico di ogni impresa e un indice μ_j^{PR} percentuale delle perdite sui prelievi di energia.

$$\lambda_j^{PR-r} = 1 + (\phi \cdot \mu_j^{PR}) \quad (17)$$

¹² c : punti di prelievo in bassa tensione. Definito nell'articolo 2 comma 3 TIV (01/10/2015).

Il coefficiente Φ deriva dal confronto tra perdite effettive (**PE**) e perdite standard (**PS**), ambedue determinabili attraverso una sommatoria di valori. Rappresenta l'elemento di parametrizzazione specifico aziendale.

$$\phi = \left\{ \min \left[\frac{(PE + PS)}{2}; PS \right] \right\} \cdot \frac{1}{PS} \quad (18)$$

Dove le perdite standard e le perdite effettive sono ricavabili attraverso le relazioni:

$$PE = \sum_{i,m} q_{i,m}^{IM} \sum_{j,i,m} (q_{j,i,m}^{PR}) \quad (19)$$

$$PS = \sum_{j,i,m} [(1 + \mu_j^{PR}) \cdot q_{j,i,m}^{PR} - q_{j,i,m}^{PR}] \quad (20)$$

Di seguito viene riportata la tabella dei fattori di perdita sulle reti con obbligo di connessione di terzi. Si sono evidenziati gli incrementi/decrementi dei coefficienti rispetto alla delibera precedente.

Livello di tensione e posizionamento del punto di misura		Per punti di prelievo	Per punti di interconnessione e tra reti	Per punti di immissione
380 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	0,7%		
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	1,1%		
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220		0,8%	
220 kV	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 200/MT o di un punto di prelievo		1,1%	
220 Kv	Altro (*)		0,9%	
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	1,8%		
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,1%	
≤ 150 Kv	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT o di un punto di prelievo		1,8%	
≤ 150 Kv	Altro (*)		1,5%	
MT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	↓ 3,8%		↓ 2,3%
MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		↓ 2,3%	

MT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT o di un punto id prelievo		↓ 3,5%	
MT	Altro (*)		↓ 2,9%	
BT	Punto di misura in corrispondenza di un punto di prelievo	10,4%		↑ 5,2%
BT	Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		↓ 5,2%	
BT	Altro (*)		↓ 6,5%	

(*) Con il termine “Altro” viene indicato un punto di misura in corrispondenza dei punti di interconnessione tra reti a pari livello di tensione. In evidenza i fattori variati dalla delibera precedente.

Tabella 2.18 - fattori di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di cessione di terzi

È infine possibile individuare l'ammontare da regolare con la Cassa a conseguenza del contenimento delle perdite di tipo commerciale. Tale parametro, per ciascuna impresa distributrice, è pari a:

$$C = \left\{ \mu_j^{PR-c} \cdot \left[1 - (1 - \alpha_j)^t \right] \cdot q_{j,i,m,t}^{PR-f} \cdot pau_{i,m,t} \right\} \quad (21)$$

Dove:

- C rappresenta l'importo da regolare con la Cassa
- μ_j^{PR-c} è il fattore di perdita commerciale sui prelievi in bassa tensione per ciascuna macrozona j
- α_j è un coefficiente di miglioramento annuo per macrozona j per i fattori di perdita
- t è un indice temporale che assume valori pari a 1, 2 o 3 a partire dalla perequazione relativa all'anno 2016
- $q_{j,i,m,t}^{PR-f}$ è la quantità di energia elettrica prelevata nell'anno t nella macrozona j , nella fascia oraria i del mese m .
- $pau_{i,m,t}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno t di cui al comma 18.4 praticato dall'AU agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m .

2.3 Metodologie di individuazione delle perdite

Nei seguenti paragrafi viene illustrato il procedimento e la metodologia adottata per l'analisi di un campione di reti (sia di media tensione che di bassa tensione) al fine di ricavare e studiare i parametri di perdita. Obiettivo finale è quello di individuare, in modo separato, le perdite tecniche e le perdite commerciali.

Tali linee guida sono state rese pubbliche dall'Autorità attraverso il documento per la consultazione 202/2015/R/EEL e sono applicate direttamente dai DSO [11], [16], [17].

2.3.1 Analisi campione di reti in MT

Inizialmente ogni singola impresa distributrice calcola per ciascuna Cabina Primaria (CP) sia le perdite fisiche percentuali, nei confronti dei carichi MT e BT, sia il delta perdite percentuale, dato dalla differenza tra le perdite effettive e quelle standard. Per questa prima analisi, che coincide con la *Fase I* riportata nella *Tabella 2.6*, ci si basa sui fattori di perdita definiti nella *Tabella 4* del TIS.

I dati, in un secondo momento, vengono raggruppati secondo dei parametri prestabiliti, quali:

- a) ambiti di concentrazione;
- b) provincia;
- c) livello di tensione;
- d) densità lineare di carico.

In prima analisi si sono considerate solo reti passive, ovvero reti non soggette ad inversioni di flusso in CP. I distributori infatti hanno presentato le reti campione suddivise in due categorie principali: reti non utilizzabili (con 24 CP per cui le imprese non hanno fornito i dati di inversione) e reti con inversione (reti che presentano un grado di inversione superiore allo 0%, dove era presente un'Energia Uscente Attiva, EUA, almeno un'ora all'anno).

Per una miglior analisi sono state quindi selezionate 3 reti rappresentative in ambito di concentrazione e 4 per livello di tensione per ogni provincia (per un totale di 110 province). Pertanto dovrebbero venirsi a formare 12 classi rappresentative per ogni provincia.

2.3.2 Analisi campione di reti in BT

Inizialmente ogni singola impresa distributrice ha fornito i propri dati relativi alla potenza nominale del trasformatore di Cabina Secondaria (CS), numero di clienti BT e l'ambito di concentrazione. In un secondo momento tali dati sono stati suddivisi in base alle seguenti caratteristiche:

- a) ambito di concentrazione;
- b) regione;
- c) potenza nominale del trasformatore CS.

L'analisi del campione MT ha dimostrato comportamenti elettrici diversi a seconda della localizzazione geografica, pertanto si è deciso di mantenere questa suddivisione anche per l'analisi del campione BT. Essendo però le CS molto più numerose delle CP, si è deciso di estendere l'analisi non su scala provinciale ma su scala regionale. Inoltre le cabine secondarie sono state scelte a partire dalle cabine primarie precedentemente selezionate nell'analisi del campione MT. Per ogni regione si sono quindi selezionate tre reti rappresentative degli indicatori relativi all'ambito di concentrazione e sei reti rappresentative per la potenza nominale dei trasformatori MT/BT. Al fine di contenere i costi computazionali si è deciso di limitare l'abbinamento tra potenza nominale dei trasformatori e l'ambito di concentrazione come segue:

Tipologia rete	Potenza nominale trasformatore MT/BT
Reti in bassa concentrazione	50
	100
	160
	250
Reti in media concentrazione	100
	160
	250
	400
	630
Reti in alta concentrazione	250
	400
	630

Tabella 2.19 - fattori di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di cessione di terzi

Tale metodo di suddivisione permette di includere oltre l'86% delle CS. Pertanto il campione generato si può considerare sufficientemente rappresentativo della realtà d'esercizio.

2.3.3 Metodo *load-flow* in MT

L'obiettivo di tale metodologia di calcolo è di ottenere il fattore percentuale delle perdite di tipo tecnico relativo ad una rete MT.

La determinazione di questo coefficiente si basa sul calcolo su base annua del valore dell'*Energia Fornita Annua*, **EFA**, da ciascuna CP ai carichi sottesi. Si intendono come punti di prelievo rispettivamente le cabine secondarie MT/BT e i carichi MT. Partendo dai medesimi punti di prelievo è doveroso anche individuare il valore, sempre su base annua, delle *Perdite Attive Annue*, **PAA**, della medesima rete MT.

Eseguita questa prima analisi si può definire fattore percentuale di perdita il rapporto:

$$f_{\text{attore di perdita}} = \frac{PAA}{EFA} \quad (22)$$

Per affrontare correttamente lo studio è necessario realizzare una corretta modellizzazione della rete MT, ipotizzando che sia una rete strettamente passiva (senza presenza di generatori MT o BT connessi). I parametri tecnici della linea, quali resistenza, reattanza e suscettanza, e dei trasformatori sono rispettivamente quelli nominali e quelli a temperatura standard (20°C).

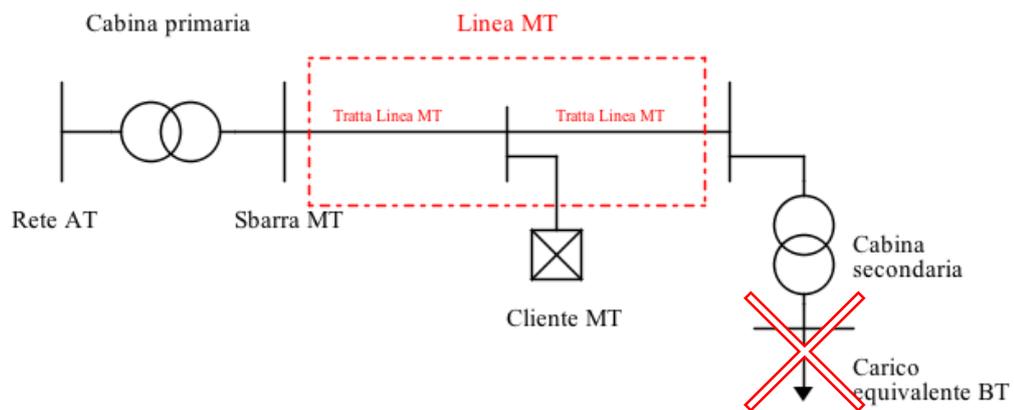


Fig. 2.3 – Esempio di rete modellizzata per lo svolgimento di load-flow in MT

Infine, per procedere è necessario analizzare la curva di carico. Per ottenere questo dato è possibile seguire due procedure: la prima, denominata procedura A, si basa sull'utilizzo di profili reali (ed è di fatto la procedura ottimale) e la seconda, denominata procedura B, si basa su un sistema semplificato da applicare nel caso di mancanza di dati specifici dei carichi.

Procedura A: è realizzata da 8760 *load-flow*, uno per ogni ora dell'anno. A ciascun punto di prelievo (inteso come cliente MT o trasformatore CS) viene attribuito il valore di potenza realmente assorbito in ciascuna ora. In tal modo si possono determinare, su base annua, il valore complessivo dell'energia fornita dalle CP insieme alle relative perdite.

Procedura B: si sfrutta una curva di carico semplificata e si selezionano, su base annua, solamente 72 punti d'analisi. Per garantire un sufficiente grado di realismo si sono individuati due profili di carico con le stesse informazioni di utilizzo e contemporaneità di quelle reali. Successivamente, i due profili, espressi in p.u. sono stati rispettivamente applicati a ciascun cliente MT e a ciascuna CS. Ottenuti i profili di variazione dei carichi si è proseguito con la determinazione dei relativi valori energetici. È stato quindi necessario introdurre un coefficiente k (rappresentativo del prodotto tra il coefficiente di contemporaneità e quello di utilizzo) per poter procedere scalando i corrispondenti valori di potenza dei carichi. Si distinguono gli utenti connessi direttamente alla rete MT, per i quali viene generato un coefficiente k_{MT} , e gli utenti in bassa tensione per i quali si genera un coefficiente $k_{MT/BT}$.

Attraverso la seguente relazione è possibile individuare l'energia annua totale calcolata (E_{TOT}):

$$E_{TOT} = \sum_{i=1}^{72} k_{MT} \cdot \sum_{j=1}^{n_{MT}} P_{contrattuale,j} \cdot curva_{MT_i} \cdot h_{eqv_i}$$

Di seguito viene riportato un sistema di calcolo iterativo per la determinazione del fattore da applicare ai clienti MT (K_{MT}).

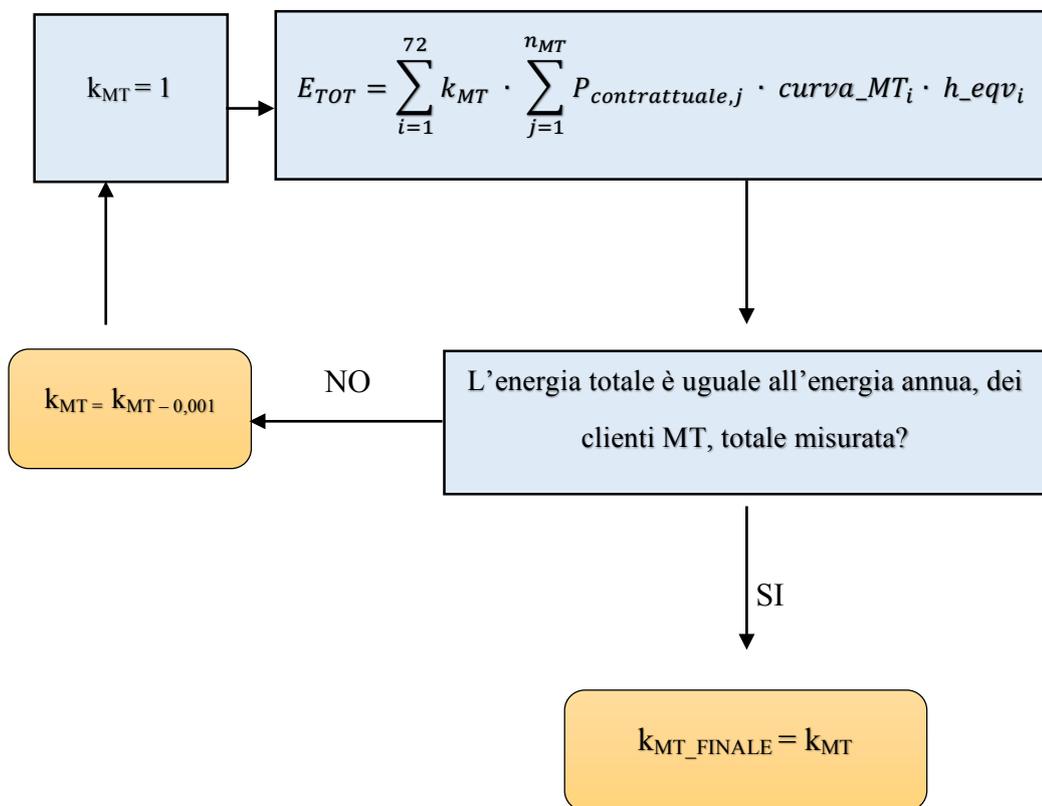


Fig. 2.4 – Algoritmo iterativo per il calcolo del coefficiente K_{MT}

Lo schema rappresentato in Fig. 2.4 rappresenta i quattro step seguiti per il calcolo dei fattori di perdita. Per prima cosa si è supposto il fattore K_{MT} pari a 1. Questo valore viene applicato a tutti i carichi MT e carichi equivalenti MT/BT della rete.

Questo parametro va quindi confrontato con il reale valore di energia annua dei clienti MT e delle cabine secondarie MT/BT misurata. Se vi è uguaglianza tra i parametri allora il coefficiente individuato è corretto, altrimenti viene ridotto e si ripete in modo iterativo l'intero ciclo [16].

Da questo algoritmo possiamo quindi ottenere un grafico (*Fig. 2.5*) rappresentante i coefficienti in funzione dei 72 intervalli analizzati sia per le reti MT che per le reti BT.

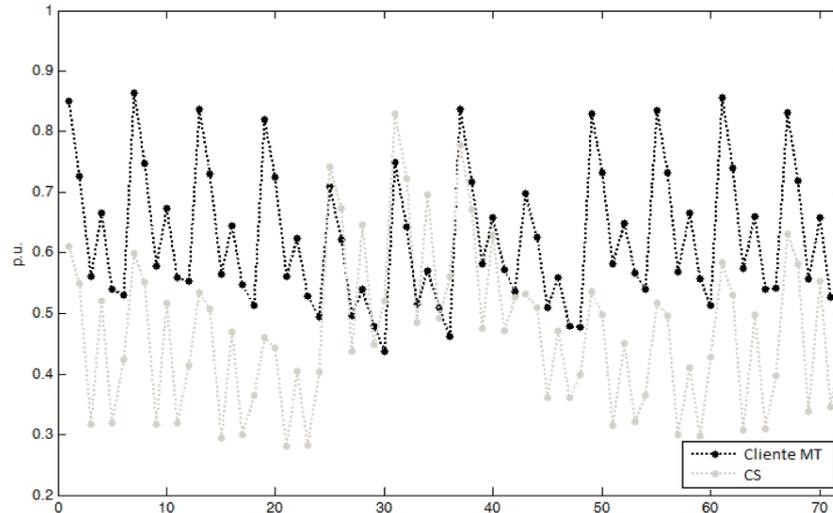


Fig. 2.5 – Curve a fasce per i clienti MT e per le CS del campione esteso.

Ottenuti tali coefficienti possiamo quindi procedere con il calcolo finale delle perdite seguendo il seguente algoritmo:

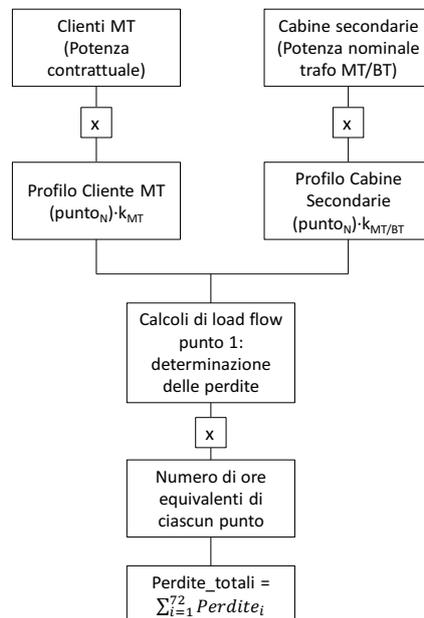


Fig. 2.6 – Algoritmo per il calcolo delle perdite totali [11], [16].

Al termine della procedura, si possono riportare su ogni livello di tensione di ciascuna rete i vari *load-flow* eseguito. Pertanto, per ogni nodo si è ricavato:

- a) potenza attiva;
- b) potenza reattiva;
- c) tensione nominale;
- d) tensione effettivamente registrata.

Contemporaneamente, si possono ottenere informazioni sui singoli lati della rete:

- a) perdite attive;
- b) perdite reattive;
- c) parametri elettrotecnici del tronco di rete;
- d) corrente effettivamente circolante.

Infine, i risultati raggiunti possono essere raggruppati su livello di tensione della CP e rappresentano:

- a) livello di tensione/i CP;
- b) potenza contrattuale clienti MT;
- c) potenza contrattuale clienti BT;
- d) ambito di concentrazione prelevante e percentuale sulla base del numero di clienti;
- e) lunghezza linee MT;
- f) energia fornita ai clienti MT e ai trasformatori MT/BT;
- g) perdite attive e reattive di ciascuna linea MT;
- h) perdite attive e reattive totali nei trasformatori MT/BT;
- i) perdite attive e reattive in ciascun trasformatore AT/MT;
- j) perdite reattive complessive;
- k) perdite attive complessive.

2.3.4 Metodo *load-flow* in BT

L'obiettivo di tale metodologia di calcolo è di ottenere il fattore percentuale delle perdite di tipo tecnico relativo ad una rete BT.

Come per il metodo *load-flow* di una rete MT, anche per le linee BT è necessario calcolare il parametro EFA fornito da ciascuna cabina secondaria ai carichi sottesi, quali:

- a) carichi BT con potenza maggiore o uguale a 55kW;
- b) altri carichi BT.

Partendo sempre dai medesimi punti di prelievo è doveroso anche individuare il parametro PAA. Eseguita questa prima analisi si può definire fattore percentuale di perdita attraverso la relazione 22.

Per affrontare correttamente lo studio è necessario realizzare una corretta modellizzazione della rete BT, ipotizzando che sia una rete strettamente passiva. I parametri tecnici della linea (resistenza, reattanza e suscettanza) e dei trasformatori, sono rispettivamente quelli nominali e quelli a temperatura standard (20°C). Nel caso in cui una cabina secondaria presentasse più trasformatori MT/BT, i calcoli di *load-flow* sono stati applicati solo al trasformatore con maggior utenti BT connessi. Il fattore di potenza ($\cos\varphi$) applicato è quello reale e, solo in alcuni casi, è stato approssimato trascurandone le variazioni dovute dalle perdite lungo la linea. Laddove possibile, i calcoli della rete BT sono stati integrati con dati ricavati dall'analisi delle reti MT.

Per quanto concerne l'individuazione delle curve di carico da impiegare nei calcoli di *load-flow*, sono state prestabilite tre differenti procedure, tra loro alternative.

Procedura A: è composta da 8760 *load-flow*, uno per ogni ora dell'anno. Vengono attribuite alle utenze BT con Pd maggiore di 55kW le curve di carico registrate dai misuratori elettronici (8760 punti). Per le utenze BT con Pd minore o uguale a 55kW, le quali non sono trattate per base oraria, si genera una curva proporzionale alla curva oraria aggregata relativa denominata Prelievo Residuo di Area, PRA, per un totale di 8760 punti d'analisi.

Come riportato dalla relazione 23, è possibile ottenere l'uguaglianza tra l'energia realmente consumata dal carico (ottenibile mediante lettura totale annua del contatore) e l'energia ricavata a partire dalla curva del PRA moltiplicata per la potenza contrattuale del cliente e un coefficiente k_{BT} .

$$K_{BTCLIENTEj} = \frac{E_{TOT_{clientej}}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale_cliente_j} \cdot curva_PRA_pu_i} \quad (23)$$

L'impresa distributrice può decidere di ridurre il numero di *load-flow* da effettuare a solo 72 punti d'analisi rappresentanti l'intero anno. In questa analisi semplificata si attribuiscono alle utenze BT aventi Pd superiore a 55kW le curve di carico registrate dai misuratori elettronici (opportunitamente ridotte a soli 72 punti). Per le utenze BT con Pd minore o uguale a 55kW, le quali non sono trattate per base oraria, si genera una curva proporzionale alla curva oraria aggregata relativa denominata Prelievo Residuo di Area, PRA. In tal caso, il coefficiente k_{BT} risulterà essere:

$$K_{BTCLIENTEj} = \frac{E_{TOT_{clientej}}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale_cliente_j} \cdot curva_{PRA_{pu_i}} \cdot h_{eqv_i}} \quad (24)$$

Procedura B: Tale procedura viene sfruttata laddove siano disponibili le curve orarie di potenza registrate a livello di ciascuna cabina secondaria. In tal caso viene attribuita a ciascuna utenza BT, sottesa alla medesima CS, una curva proporzionale a quella registrata in cabina secondaria.

Così facendo si ottiene per ciascun punto d'analisi l'energia totale assorbita su base annua. Per effettuare questo calcolo è necessaria l'introduzione di un coefficiente k_{BT} ricavabile dalle seguenti relazioni.

k_{BT} da applicare in uno studio semplificato su 72 punti d'analisi:

$$k_{BT_CS_j} = \frac{E_{TOT_CS_j}}{\sum_{i=1}^{72} \sum_{j=1}^{BT_TOT_CS_j} P_{contrattuale_carichi_CS_j} \cdot curva_CS_j_i \cdot h_{eqv_i}} \quad (25)$$

k_{BT} da applicare in uno studio basato su 8760 punti d'analisi:

$$k_{BT_CS_j} = \frac{E_{TOT_CS_j}}{\sum_{i=1}^{8760} \sum_{j=1}^{BT_TOT_CS_j} P_{contrattuale_carichi_CS_j} \cdot curva_CS_j_i} \quad (26)$$

Procedura C: Tale procedura può essere applicata a qualsiasi tipologia di carico (cliente domestico, cliente industriale, etc.) applicando opportunamente una curva standard stimata dai DSO in modo tale da ottenere, per ciascun punto di prelievo BT, l'energia totale assorbita su base annua. Risulta quindi necessario conoscere il valore riportato dal contatore e un coefficiente k_{BT} ricavabile dalle seguenti relazioni. Per il caso di un'analisi basata su 8760 punti si possono individuare le relazioni 27 e 28, rispettivamente da applicare a clienti domestici e a clienti industriali (non domestici).

$$k_{BT_cliente_domestico_j} = \frac{E_{TOT_cliente_domestico_j}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale_cliente_domestico_j} \cdot curva_domestico_pu_i} \quad (27)$$

$$k_{BT_cliente_non_domestico_j} = \frac{E_{TOT_cliente_non_domestico_j}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale_cliente_non_domestico_j} \cdot curva_non_domestico_pu_i} \quad (28)$$

Nel caso invece di un'analisi semplificata basata su 72 intervalli si possono individuare le relazioni 29 e 30, rispettivamente da applicare a clienti domestici e a clienti industriali (non domestici).

$$k_{BT_{cliente_domestico_j}} = \frac{E_{TOT_cliente_domestico_j}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale_cliente_domestico_j} \cdot curva_domestico_pu_i \cdot h_{eqv_i}} \quad (29)$$

$$k_{BT_{cliente_non_domestico_j}} = \frac{E_{TOT_cliente_non_domestico_j}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale_cliente_non_domestico_j} \cdot curva_non_domestico_pu_i \cdot h_{eqv_i}} \quad (30)$$

Al termine della procedura, si possono riportare su ciascun livello di tensione di ciascuna rete i vari *load-flow* eseguiti. Pertanto, per ogni nodo si può ricavare:

- a) potenza attiva;
- b) potenza reattiva;
- c) tensione nominale;
- d) tensione effettivamente registrata.

Contemporaneamente, si possono ottenere informazioni sui singoli lati della rete:

- a) perdite attive;
- b) perdite reattive;
- c) parametri elettrotecnici del tronco di rete opportunamente modellizzati sulla base del tipo di linea monofase o trifase;
- d) corrente effettivamente circolante.

Infine, i risultati raggiunti possono essere suddivisi su livello di tensione della CP e rappresentano:

- a) potenza contrattuale clienti BT;
- b) ambito di concentrazione prelevante e percentuale sulla base del numero di clienti;
- c) lunghezza linee BT monofase;
- d) lunghezza linee BT trifase;
- e) energia fornita ai clienti BT e ai trasformatori MT/BT;
- f) perdite attive e reattive di ciascuna linea BT (totale, monofase e trifase);
- g) perdite attive e reattive totali nei trasformatori MT/BT;
- h) perdite attive e reattive complessive;

- i) parametri del trasformatore MT/BT di CS per cui sono effettuati i calcoli *load-flow* (potenza nominale e parametri reali della macchina);
- j) valore di tensione nella sbarra MT del trafo di CS;
- k) numero totale di trasformatori MT/BT di ciascuna CS e numero di clienti BT sottesi (con relativa potenza contrattuale ed energia fornita).

3. Approfondimenti e conclusioni

3.1 Riduzione delle perdite commerciali: possibili soluzioni

A seguito dell'evoluzione della normativa presentata in questo elaborato è doveroso soffermarsi nell'analisi e nella ricerca di possibili miglioramenti e azioni mirate al contenimento delle perdite di tipo commerciale imputabili per lo più a prelievi fraudolenti sul lato delle reti bassa tensione e ad errori di misurazione dei contatori [11]. La normativa inoltre impone alle imprese distributrici, ai fini di rientrare nella socializzazione delle perdite, di attivare una serie di manovre più o meno invasive sulle proprie reti e sui propri utenti consumatori per limitare furti di energia elettrica.

La prima manovra attuabile è certamente istituire, e successivamente incrementare, controlli periodici specifici sui dispositivi di misura, per verificarne il corretto funzionamento e l'assenza di manomissioni. Anche i sistemi di telelettura necessitano di verifiche periodiche al fine di valutarne la corretta comunicazione.

Una volta stabilito un sistema di lettura e telelettura perfettamente funzionante è possibile realizzare una documentazione ufficiale annuale pubblica, dove si evidenziano le perdite tecniche e le perdite non tecniche a livello provinciale, sottolineando la quota dovuta ai furti di energia elettrica e/o di materiale elettrico riconducibile alle reti di distribuzione. A tal fine, nelle aree dove si manifesta in modo considerevole questo fenomeno, si possono istituire delle campagne di sensibilizzazione sia del personale delle imprese sia degli utenti finali.

Le imprese distributrici, che spesso si affidano ad imprese terze per la gestione e manutenzione delle proprie linee e, soprattutto, degli apparati di misura, dovrebbero aumentare i controlli sul personale medesimo e sul corretto operato di quest'ultimo. Se necessario l'impresa può prendere accordi di collaborazione anche con le forze dell'ordine per possibili verifiche congiunte al fine di limitare manomissioni e furti da parte degli utenti finali [16].

Un ulteriore possibile passo per arginare questo fenomeno è la realizzazione di curve di carico quanto più dettagliate possibili, raccogliendo dai contatori e dagli organi di misura la maggior quantità d'informazioni possibili al fine di costruire un *database* completo. Infatti, andando a confrontare i dati archiviati con i dati più recenti è facile riscontrare bruschi scostamenti ed anomalie, spesso riconducibili al fenomeno del prelievo fraudolento. In tal caso, e in attesa di

ulteriori accertamenti, è possibile attivare la procedura di denuncia alle autorità competenti.

Infine, come suggerito dalla normativa, le imprese distributrici dovrebbero intensificare gli organi di misura dei parametri elettrici delle linee, nello specifico al livello di tensione delle cabine secondarie. In tal modo si riuscirebbe a limitare e circoscrivere l'area soggetta a prelievi fraudolenti.

Personalmente credo che la metodologia di valutazione e socializzazione delle perdite unita al fenomeno dei prelievi fraudolenti varierà in modo significativo nei prossimi anni. I fattori di perdita riportati nella *delibera n. 377/15* verranno ulteriormente ottimizzati nella fase di periodo regolatorio che terminerà nell'anno 2018. Molto probabilmente, grazie alla suddivisione su livello di tensione, ambito di concentrazione e macrozona, avremo molte aree d'Italia dove i coefficienti percentuali diminuiranno, stabilizzandosi all'incirca all'1% (indice quindi di una presenza di furti di energia elettrica molto deboli). Le poche aree restanti, invece, manterranno pressoché inalterati i loro fattori percentuali di perdita a causa di politiche di supervisione e gestione delle reti non del tutto corrette e che non puntano ad un costante efficientamento delle reti stesse.

Nei prossimi anni ritengo che si affermeranno sempre di più applicativi di gestione e analisi delle perdite nelle reti di distribuzione atti alla valutazione delle perdite commerciali. Un progetto italiano già in fase di sperimentazione è il *web software platform* SHAPE, sviluppato da una collaborazione tra Enel Distribuzione e il Politecnico di Torino. Inoltre, nei prossimi anni verranno probabilmente proposti ed attivati sistemi di supervisione *online* che permetteranno di tracciare, analizzare e confrontare con dati storici le curve di carico generate dalle teleletture dei contatori.

3.2 Gestione delle perdite commerciali nelle reti europee

Come riportato nel paragrafo 1.4, la generazione distribuita è un fenomeno che si è sviluppato principalmente negli ultimi 15 anni. Tuttavia, il sistema di distribuzione dell'energia elettrica è nato e si è evoluto negli anni in ottica di reti strettamente passive [17]. Il presentarsi di inversioni di flusso, più o meno sostenute, ha provocato instabilità sulle reti sia a livello di organi di sicurezza che di gestione ed analisi delle perdite. Basandoci sulla Fig. 1.11, possiamo affermare che, nell'anno 2013 in Italia, circa il 50% di generazione distribuita giungeva da impianti fotovoltaici. Questo fenomeno ha portato ad analizzare, in una pubblicazione presentata alla 23rd *International Conference on Electricity Distribution – CIRED* [18], l'impatto degli impianti fotovoltaici sulle reti di distribuzione e sulla gestione delle relative perdite. La GD influisce in modo significativo sul volume annuo delle perdite nella rete e di conseguenza tale valore, che il gestore della rete di distribuzione deve conoscere per acquistare energia elettrica per il bilanciamento, può subire variazioni. Un modello di analisi può essere quello proposto da *Enexis*, uno dei maggiori gestori di reti di distribuzione dei Paesi Bassi. Partendo da un modello a cascata, presentato nella Fig. 3.1, si nota come ogni livello di tensione sia soggetto a delle perdite composte da una quota di carattere tecnico e una quota di carattere non tecnico. Quest'ultime hanno da sempre costituito un valore non ben definito e preciso. Il sistema presentato si concretizza nell'individuazione, in una rete, dell'energia totale fornita, e ad ogni livello di tensione viene rimossa l'energia assorbita dallo stesso e le relative perdite tecniche. Il residuo che si ottiene corrisponde alle perdite di carattere non tecnico [18].

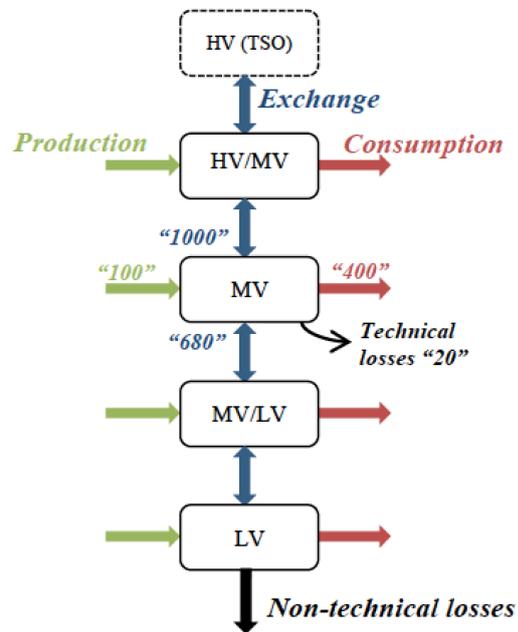


Fig. 3.1 – Modello a cascata.

Attraverso calcoli e analisi *load-flow* basate su dati monitorati ad intervalli di 15 minuti su base annua è stato possibile elaborare e generare dei coefficienti percentuali rappresentativi delle perdite. Tali valori sono riportati nella *Tabella 3.1*.

Livello di tensione	Fattore percentuale di perdita
AT/MT	0,35%
MT	2%
MT/BT	1,25%
BT	1%

Tabella - 3.1 – Fattori percentuali di perdita Paesi Bassi, Enexis.

Come nel caso dell'Italia, anche nei Paesi Bassi si è constatato che tali valori necessitano di verifiche e aggiustamenti annuali, poiché strettamente legati alle variazioni dei consumi elettrici.

Il sistema lineare a cascata è quindi valido fin tanto che si trattano linee strettamente passive. Il problema principale introdotto dagli impianti PV è che, mentre fonti di generazione situate vicino a siti di consumo riducono le perdite, le fonti di generazione che penetrano a livelli più alti potrebbero aumentare considerevolmente le perdite stesse. Ecco quindi che il primo passo affrontato è stato quello di studiare e tracciare dei profili relativi ad impianti di generazione PV per poi includerli in un nuovo *load-flow*. In tal modo, considerando che il rapporto tra le perdite di rete relative e il livello di penetrazione PV è ora noto su ciascun livello di tensione, è possibile sostituire i coefficienti percentuali di perdita derivati dal modello lineare a cascata con nuovi coefficienti variabili a seconda del livello di penetrazione della generazione distribuita basata su impianti fotovoltaici.

Grazie alla ricerca svolta da *Enexis* si è potuto quindi esprimere una relazione tra il livello di penetrazione PV e le perdite nelle reti di distribuzione.

Si è così compiuto il primo passo verso la previsione delle perdite future nelle reti (sia perdite di tipo tecnico che perdite dovute ad inversioni di flusso) e all'attivazione di una strategia ottimizzata per l'acquisto di energia elettrica al fine di bilanciare le perdite di linea.

3.3 Piattaforma SHAPE: analisi delle perdite non tecniche

Nel corso della 23° conferenza internazionale sulla distribuzione dell'energia elettrica tenutasi a Lione nei giorni 15-18 giugno 2015, sono stati presentati vari progetti legati all'identificazione e controllo delle perdite commerciali attraverso supporti software.

È il caso di SHAPE, progetto sviluppato e supportato da Enel Distribuzione e dal Politecnico di Torino. Si tratta di un *web software platform* per l'analisi ed elaborazione di dati provenienti dalle letture dei contatori Enel atti alla realizzazione di database e curve di carico. Il primo passo è stato l'aggiornamento e l'evoluzione dei contatori di misura dell'energia elettrica, che, ottimizzati negli anni, hanno permesso l'ottenimento di dati più precisi e la realizzazione di archivi che consentano di tracciare previsioni dei consumi. Infatti, le nuove tecnologie inserite nei contatori permettono non solo di memorizzare l'energia elettrica assorbita, ma anche altri parametri, quali tensioni, correnti, temperature, tempistiche di interruzione della fornitura, fluttuazioni di tensione, etc. Questo progetto, presentato dagli stessi realizzatori come estremamente flessibile ed espandibile [19], è definibile come un' *Analytics Data Suite*, ovvero quale gruppo di applicativi realizzato a moduli che, grazie ad una interfaccia *web user-friendly*, permette la gestione delle informazioni provenienti dai contatori Enel. Nello specifico è in grado di:

- a) gestire un modello di carico partendo da un *data warehouse*¹³, **DW**;
- b) analizzare il modello di carico;
- c) classificare il modello di carico;
- d) prevedere la curva di carico;
- e) supportare l'identificazione di perdite non tecniche.

Queste principali potenzialità del progetto vengono messe in evidenza anche nella *Fig. 3.2*, rappresentante l'architettura di sviluppo e gestione dell'intera applicazione.

¹³ *Data warehouse*: trattasi di un database informatico atto ad immagazzinare dati di un'organizzazione. Viene sfruttato per agevolare la generazione di analisi e relazioni.

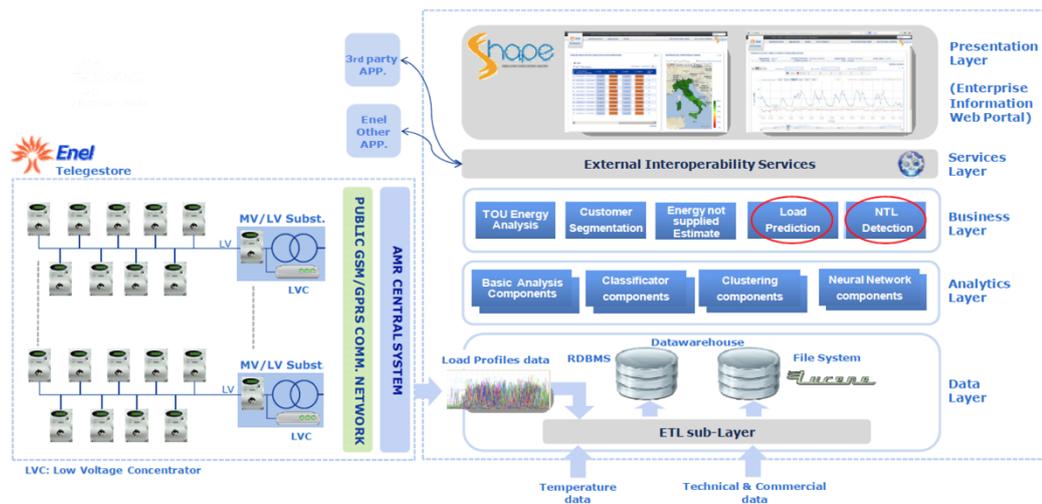


Fig. 3.2 – Architettura di SHAPE

SHAPE genera modelli di carico basati su 96 punti giornalieri, i quali rappresentano ciascuno l'energia assorbita in intervalli di 15 minuti. Si mette quindi in evidenza la richiesta di potenza elettrica attiva e reattiva. Basandosi sul ricco database è possibile quindi realizzare previsioni di carico, funzione importantissima per la pianificazione del mercato elettrico. In tal modo, conoscendo a priori i consumi, il gestore può minimizzare i costi e soddisfare al meglio la domanda. Un'altra importante funzione, implementata nel modulo LPR (*Load Prediction*), è quella relativa alla ricostruzione della curva di carico basata su un'elevata quantità di dati reali e non statistici. Dall'esecuzione di queste operazioni si evince la volontà di realizzare un sistema in grado di comunicare in tempo reale con l'utente consumatore.

Per eseguire tali operazioni quindi si intuisce una volontà nella realizzazione di un sistema che comunica in tempo reale con l'utente consumatore.

È possibile quindi definire un insieme di aggregazione A, dove il modello di carico dei clienti è realizzato separando fin da subito la potenza elettrica attiva legata ai consumi da quella reattiva.

La relazione 31 esprime l'insieme A.

$$A = \{c_1, c_2, \dots, c_N, LP(c_1, t_1, t_2) \dots, LP(c_N, t_1, t_2)\} \quad (31)$$

Dove:

- c_1, c_2, \dots, c_N rappresentano gli N clienti (e i relativi parametri tecnici e commerciali) coinvolti nell'insieme A ;
- $LP(c_N, t_1, t_2)$ è il vettore rappresentante il modello di carico, associato al cliente c , nel periodo compreso tra t_1 e t_2 .

$$LP(A, t_1, t_2) = \sum_{i=1}^N LP(c_i, t_1, t_2) \quad (31)$$

Di seguito, nella Fig. 3.3, viene riportato l'algoritmo utilizzato in SHAPE per la ricostruzione del modello di carico e per la stima di dati mancanti.

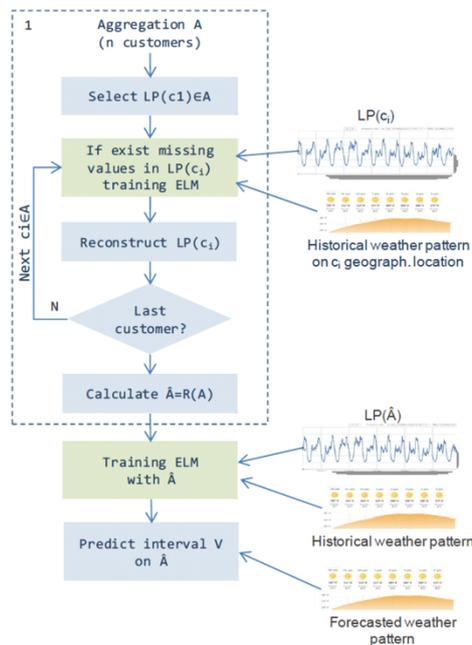


Fig. 3.3 – Ricostruzione modello di carico e previsione degli andamenti

Inoltre, SHAPE, propone un modulo denominato NTLD (*Non-Technical Losses Detection*) il quale si propone per la gestione del fenomeno delle perdite commerciali, dovuto in gran parte a furti di energia elettrica (mancate letture a causa di manomissioni o bypass dei contatori stessi). Il modulo si basa sulla generazione di indicatori ciascuno dei quali mette in evidenza un aspetto specifico dell'effetto che le perdite non tecniche avrebbero su un determinato modello di consumo. Una volta generati gli indicatori, essi possono essere attivati singolarmente durante la fase di calcolo o nella rappresentazione finale dei risultati.

Ringraziamenti

Un grazie sincero ai miei genitori, Silvana e Valentino, per aver sempre creduto in me ed aver investito nella mia istruzione. Un forte ringraziamento anche a mio fratello Enrico, a mia sorella Veronica e a tutti i miei parenti per essermi sempre stati vicino e sostenuto nei momenti di difficoltà.

Un ringraziamento particolare va all'Istituto Salesiano San Zeno di Verona per avermi accompagnato in questi anni di studio ed avermi aiutato nella mia crescita culturale e personale.

Dedico questa tesi al ricordo di mia nonna Rosalba e di mio zio Bruno.

Bibliografia e sitografia

- [1] A. Lorenzoni, *Appunti di Economia del Mercato Elettrico*, ESU Padova, Padova, 2013
- [2] R. Benato, L. Fellin, *Impianti elettrici*, Wolters Kluwer S.r.l., Milanofiori Assago, 2011
- [3] M. Pozzi, *Efficienza e affidabilità delle reti di distribuzione: analisi con metodo Monte Carlo*, Tesi di Dottorato Dipartimento di Energia Elettrica Politecnico di Milano, 2009
- [4] AEEGSI – *Delibera n. 196/11*
- [5] AEEGSI – *Delibera n. 175/12*
- [6] AEEGSI – *Delibera n. 480/12*
- [7] AEEGSI – *Delibera n. 559/12*
- [8] AEEGSI – *Delibera n. 608/13*
- [9] AEEGSI – *Delibera n. 169/14*
- [10] AEEGSI – *Delibera n. 269/14*
- [11] AEEGSI – *Delibera n. 377/15*
- [12] AEEGSI – *Documento per la consultazione n. 013/12*
- [13] AEEGSI – *Documento per la consultazione n. 480/12*
- [14] AEEGSI – *Documento per la consultazione n. 269/13*
- [15] AEEGSI – *Documento per la consultazione n. 535/13*
- [16] AEEGSI – *Documento per la consultazione n. 202/15*
- [17] Energy LAB – *Smart Grid. Le reti elettriche di domani*, 25/05/2011
- [18] CIRED – *Impact of PV on distribution network losses*, Lione, 15/06/2015
- [19] CIRED – *SHAPE: the load prediction and non-technical losses module*, Lione, 15/06/2015
- [20] CIRED – *Network technical losses precise evaluation using distribution management system and accurate network data*, Lione, 15/06/2015
- [21] CIRED – *Distribution network losses and reduction opportunities from a UK DNO's perspective*, Lione, 15/06/2015
- [22] Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, <http://www.autorita.energia.it>, Ottobre 2015
- [23] Gestore Mercati Energetici, <http://www.mercatoelettrico.org>, Ottobre 2015
- [24] Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution, <http://cired.net>, Novembre 2015
- [25] Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, <http://www.enea.it/it>, Dicembre 2015

- [26] Norma CEI 0-16, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*, ultimo aggiornamento dicembre 2014
- [27] Norma CEI 0-21, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*, ultimo aggiornamento dicembre 2014
- [28] Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, 26/03/2003
- [29] Decreto legislativo n. 79/99, 16/03/1999