

UNIVERSITÀ DI PISA - FACOLTÀ DI INGEGNERIA



CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN
INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA

***ANALISI DELL'INFLUENZA DELLA
RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI SU
UNA RETE DI DISTRIBUZIONE MT***

Relatori:

Prof. Ing. Paolo Pelacchi

Ing. Davide Poli

Candidati:

Marco Bartalucci

Sebastiano Dallari

ANNO ACCADEMICO 2010/2011

Indice

1 INTRODUZIONE	1
2 L'ATTUALE SISTEMA DI DISTRIBUZIONE MT	3
2.1 ARCHITETTURA GENERALE.....	3
2.2 MODALITÀ DI GESTIONE	4
3 VEICOLI ELETTRICI.....	6
3.1 TECNOLOGIA, CLASSIFICAZIONI E PRESTAZIONI.....	7
3.2 MODALITÀ DI RICARICA.....	12
3.3 CONSIDERAZIONI TECNICO-AMBIENTALI	15
3.3.1 <i>Qualità dell'aria ed emissioni di CO₂</i>	15
3.3.2 <i>Sistema di Generazione</i>	16
4 LE SFIDE DEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE	18
4.1 GENERAZIONE DISTRIBUITA.....	18
4.1.1 <i>Tecnologie disponibili</i>	19
4.1.2 <i>Aspetti favorevoli alla diffusione della Generazione Distribuita</i>	21
4.1.3 <i>Aspetti contrari alla diffusione della Generazione Distribuita</i>	21
4.1.4 <i>Impatto della Generazione Distribuita</i>	22
4.1.5 <i>Hosting Capacity</i>	25
4.2 INTRODUZIONE DEI VEICOLI ELETTRICI	26
5 L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE: LE SMART GRIDS	30
5.1 CARATTERISTICHE DELLE SMART GRIDS	30
5.2 POSSIBILE MODELLO ECONOMICO NELLE SMART GRIDS	31
6 STRUMENTI IMPIEGATI PER LE SIMULAZIONI	33
6.1 LA STRUTTURA DI PRE-PROCESS	34
6.2 IL PROGRAMMA DI OTTIMIZZAZIONE: DISCOVER	34
6.2.1 <i>Funzione obiettivo</i>	35
6.2.2 <i>Ipotesi implementate in DISCOVER</i>	36
6.2.3 <i>Vincoli</i>	37
6.2.4 <i>Modellazione dei componenti di rete</i>	38
6.3 LA STRUTTURA DI POST-PROCESS	43

7 DATI DI INPUT E IPOTESI ASSUNTE	44
7.1 RETE DI DISTRIBUZIONE DI RIFERIMENTO	44
7.2 IPOTESI GENERALI SUI PARAMETRI DELL'ANALISI.....	48
7.3 STIMA DEL CARICO RAPPRESENTATO DAI VEICOLI ELETTRICI	49
7.4 SCENARI DI FUNZIONAMENTO	51
7.4.1 <i>Profilo di carico 1</i>	51
7.4.2 <i>Profilo di carico 2</i>	55
7.4.3 <i>Profilo di carico 3</i>	59
8 ANALISI EFFETTUATE E PRESENTAZIONE DEI RISULTATI	62
8.1 ANALISI DELL'OTTIMIZZAZIONE IN ASSENZA DI VEICOLI ELETTRICI	62
8.2 ANALISI DELL'INFLUENZA DELLA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI.....	84
9 CONCLUSIONI	106
APPENDICE A: I FILE D'INGRESSO	108
APPENDICE B: IL COMPILATORE DI FILE SIP	110
APPENDICE C: SPECIFICHE TECNICHE DELLE LINEE	121
APPENDICE D: CALCOLO DELLE POTENZE NECESSARIE ALLA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI	122
APPENDICE E: CORRENTI CONTROLLATE CON PENETRAZIONE VEICOLI ELETTRICI AL 30%	128
APPENDICE F: PROFILO 3 – INFLUENZA DELLA RICARICA SUGLI ANDAMENTI DI TENSIONE NELLE ORE 3, 4, 5 E 23	131
BIBLIOGRAFIA	133

Indice delle Figure

Figura 1 - Sistema a semicongiungenti (collegamenti aperti: configurazione radiale)	4
Figura 2 - La prima auto elettrica.....	7
Figura 3 - Tipologie di veicoli a trazione elettrica, principio di funzionamento	8
Figura 4 - Tipologie di veicoli a trazione elettrica, classificazione	9
Figura 5 - Stazione con 4 colonnine di ricarica ed una colonnina “madre” per controllo e gestione	14
Figura 6 - Confronto tra generazione centralizzata e distribuita	19
Figura 7 - Profilo di carico per una rete BT con penetrazione VE al 5, 10, 15 e 20%	28
Figura 8 - Schema di principio dell’ottimizzatore con annesse strutture di pre e	33
Figura 9 - Curva di capability dei generatori	39
Figura 10 - Margini a salire ed a scendere per le risorse dispacciabili	40
Figura 11 - Doppio Bipolo.....	41
Figura 12 - Circuito equivalente a π delle linee.....	41
Figura 13 - Rete di Distribuzione MT utilizzata nelle simulazioni.....	45
Figura 14 - Coefficienti utilizzati per le diverse tipologie di carico.....	53
Figura 15 - Profilo 1: curve previsionali nel caso di assenza di Veicoli Elettrici	54
Figura 16 - Profilo 2: curve previsionali nel caso di assenza di Veicoli Elettrici	56
Figura 17 - Profilo 3: curve previsionali nel caso di assenza di Veicoli Elettrici	60
Figura 18 - Profilo 1: Andamenti Carico e Generazione Post Ottimizzazione.....	63
Figura 19 - Variazioni Potenza Attiva (Profilo 1).....	64
Figura 20 - Variazione Potenza Reattiva Rete AT (Profilo 1).....	65
Figura 21 - Variazioni Potenza Reattiva Generata (Profilo 1).....	65
Figura 22 - Profilo Tensione Lato AT , Nodo 1 (Profilo 1).....	67
Figura 23 - Profilo Tensione Feeder 1 (a sinistra) e Feeder 2 (a destra) (Profilo 1)	67
Figura 24 - Feeder 2, Tensioni sui Nodi 19, 27, 32 (Profilo 1)	68
Figura 25 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 1)	69
Figura 26 - On Load Tap Changer (Profilo 1)	70
Figura 27 - Tensioni Nodi 22-28÷32 in assenza di produzione di attivo dal generatore 4S (Profilo 1).....	71
Figura 28 - Profilo 2: Andamenti Carico e Generazione Post Ottimizzazione.....	73
Figura 29 - Variazioni Potenza Attiva (Profilo 2).....	74
Figura 30 - Variazione Potenza Reattiva Rete AT (Profilo 2).....	74
Figura 31 - Variazioni Potenza Reattiva Generata (Profilo 2).....	75
Figura 32 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 2)	75
Figura 33 - Profilo Tensione Feeder 2 (Profilo 2).....	76
Figura 34 - Profilo 3: Andamenti Carico e Generazione Post Ottimizzazione.....	77
Figura 35 - Variazioni Potenza Attiva (Profilo 3).....	78
Figura 36 - Variazioni Potenza Reattiva Generata (Profilo 3).....	78
Figura 37 - Variazione Potenza Reattiva Rete AT (Profilo 3).....	79

Figura 38 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 3)	80
Figura 39 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 3)	81
Figura 40 - Carico (a sinistra) e Tensione (a destra) sul nodo 6, ore 5÷10 (Profilo 3)	81
Figura 41 - Andamenti di tensione sui nodi 9-10-11-12-15-16 all'ora 9 (Profilo 2)	86
Figura 42 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷14) all'ora 4 (Profilo 2).....	87
Figura 43 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷12-15÷18) all'ora 4 (Profilo 2)....	88
Figura 44 - Andamenti di tensione sul Feeder 2 (Nodi 2-19÷27) all'ora 4 (Profilo 2)	88
Figura 45 - Andamenti di tensione sul Feeder 2 (Nodi 2-19÷22-28÷32) all'ora 4 (Profilo 2)	89
Figura 46 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 4S dalle ore 1 alle ore 7 (Profilo 2).....	90
Figura 47 - Variazione di potenza reattiva rispetto al valore a programma per il generatore 4S dalle ore 1 alle ore 7 (Profilo 2).....	91
Figura 48 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 3S dalle ore 1 alle ore 7 (Profilo 2).....	92
Figura 49 - Variazione di potenza attiva assorbita dalla rete AT dalle ore 17 alle ore 24 (Profilo 2).....	93
Figura 50 - Variazione di potenza attiva immessa dal generatore 4S casi A-D (Profilo 2)...	95
Figura 51 - Variazione di potenza attiva prelevata da Rete AT casi A-D (Profilo 2)	95
Figura 52 - Tensione Nodo 7 casi A-D (Profilo 2)	96
Figura 53 - Tensione Nodo 32 casi A-D (Profilo 2)	96
Figura 54 – OLTC casi A-D (Profilo 2)	97
Figura 55 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷12-15÷18) all'ora 15 (Profilo 3)..	99
Figura 56 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷14) all'ora 15 (Profilo 3).....	99
Figura 57 - Variazione di potenza reattiva rispetto al valore a programma per il generatore 3S dalle ore 10 alle ore 18 (Profilo 3).....	100
Figura 58 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷12-15÷18) all'ora 23 (Profilo 3)	102
Figura 59 - Variazione di potenza attiva assorbita dalla rete AT dalle ore 20 alle ore 24 (Profilo 3).....	103
Figura 60 - Andamenti di tensione sul Feeder 2 (Nodi 2-19÷22-28÷32) all'ora 4 (Profilo 3)	104
Figura 61 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 3S dalle ore 1 alle ore 6 (Profilo 3).....	105
Figura 62 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 4S dalle ore 1 alle ore 6 (Profilo 3).....	105

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Caratteristiche medie dei VE/PHEV in commercio	11
Tabella 2 - Tecnologie utilizzate per la GD	20
Tabella 3 - Specifiche tecniche del trasformatore AT/MT	45
Tabella 4 - Specifiche tecniche dei generatori	46
Tabella 5 - Curve di offerta - generatori.....	47
Tabella 6 - Carichi applicati nei nodi (Profilo 1).....	52
Tabella 7 - Incremento di potenza per il Profilo 1 caso 85-15	55
Tabella 8 - Incremento di potenza per il Profilo 1 caso 50-50	55
Tabella 9 - Carichi residenziali modificati per il Profilo 2.....	56
Tabella 10 - Incremento di potenza per il Profilo 2 caso 85-15	57
Tabella 11 - Incremento di potenza per il Profilo 2 caso 50-50	57
Tabella 12 - Incremento di potenza per il Profilo 2 D caso 85-15	58
Tabella 13 - Carichi residenziali modificati per il Profilo 3.....	59
Tabella 14 - Incremento di potenza per il Profilo 3 caso 85-15	60
Tabella 15 - Incremento di potenza per il Profilo 3 caso 50-50	61
Tabella 16 - Tabella riepilogativa dei casi di simulazione	62
Tabella 17 - Verifica del modello Δv	72
Tabella 18 - Carico e Tensione nodo 6, ore 5÷10 (Profilo 3).....	81
Tabella 19 - Correnti controllate dall' algoritmo (Profilo 3).....	83
Tabella 20 - Influenza della ricarica veloce per il Profilo 2, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE	85
Tabella 21 - Influenza della ricarica lenta per il Profilo 2, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE	87
Tabella 22 - Influenza della ricarica veloce per il Profilo 2 Caso D, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE	93
Tabella 23 - Influenza della ricarica lenta per il Profilo 2 Caso D, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE	94
Tabella 24 - Influenza della ricarica veloce per il Profilo 3, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE	98
Tabella 25 - Influenza della ricarica lenta per il Profilo 3, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE	101

1 Introduzione

La maturità tecnica raggiunta dalle tecnologie di conversione da fonti rinnovabili, le limitazioni alle emissioni inquinanti introdotte nell'ottica della tutela ambientale, le nuove logiche che governano il sistema elettrico privatizzato e liberalizzato e le difficoltà sociali ed economiche per l'installazione di grandi centri di produzione sono solo alcune delle condizioni che hanno portato alla grande diffusione della Generazione Distribuita (nel seguito GD).

In questo contesto si è inserito anche il problema della mobilità, che dovrà permettere una diffusione dei veicoli a trazione elettrica, tecnologia allo studio da decenni, ma che solo negli ultimi anni ha visto sovrapporsi situazioni favorevoli alla sua definitiva affermazione. L'aumento dei costi dei derivati del petrolio, la maturità tecnologica dei sistemi di accumulo e l'attenzione alla qualità dell'aria soprattutto nei grandi centri abitati costituiscono oggi la spinta che ha convinto praticamente tutte le case automobilistiche ad investire nella ricerca in questo settore.

Tutto ciò porta a grandi cambiamenti nel Sistema Elettrico, in modo particolare per quanto riguarda la rete di Distribuzione, storicamente relegata al semplice ruolo di collegamento tra produttori e carichi. Da struttura passiva e radiale si sta oggi evolvendo in una rete attiva dalla topologia molto più complessa. I sistemi di controllo e comunicazione stanno diventando parte integrante dell'architettura e della gestione del sistema, creando quella struttura intelligente capace di individuare in tempo reale le condizioni ideali di funzionamento sia dal punto di vista tecnico che da quello economico, e di porre in atto comandi ed azioni idonee al raggiungimento del punto di lavoro ottimale. Il Distributore potrebbe esser quindi chiamato a garantire determinati livelli di qualità della fornitura mediante la gestione dei servizi del Sistema.

In uno scenario di questo tipo il problema della compatibilità tra ricarica dei VE e rete di Distribuzione in presenza di GD appare importante per verificare la sostenibilità di una penetrazione pari al 10% di tali veicoli nel parco auto.

Per tenere conto di tutti i fattori in gioco è allora necessario ricorrere ad un opportuno algoritmo che consideri sia i vincoli di natura tecnica che economica; nello specifico è stato utilizzato un OPF (AC Optimal Power Flow) sviluppato da RSE-Ricerca sul Sistema Energetico, chiamato DISCOVER, in grado di gestire i punti di lavoro delle risorse

controllabili ai fini del raggiungimento degli obiettivi previsti. Nel seguito sono descritte le problematiche a livello generale, gli strumenti utilizzati, le casistiche delle simulazioni ed i risultati delle stesse, correlate dall'analisi degli andamenti ottenuti per le grandezze elettriche di interesse.

2 L'attuale sistema di Distribuzione MT

La costruzione di grandi sistemi di trasmissione ha portato in passato a concepire un modello di sistema elettrico basato su impianti di produzione di taglia elevata (da fonti fossili o idrauliche) posti a notevole distanza dai centri di carico e collegati da reti di trasmissione in grado di trasportare ingenti quantità di energia su lunghe distanze. In quest'ottica le tre funzioni principali di questo sistema (produzione, trasporto e distribuzione) erano concepite come settori a sé stanti.

Il sistema di Distribuzione, del quale fanno parte sezioni di rete di alta, media e bassa tensione, è costituito da quell'insieme di infrastrutture e servizi che consentono il trasporto dell'energia dalle cabine primarie (CP) ai carichi, che deve essere effettuato rispettando vincoli di affidabilità, sicurezza ed economicità.

2.1 Architettura generale

Nella rete di Distribuzione l'energia doveva fluire dai centri di produzione ai centri di carico, ed i profili di tensione attesi erano decrescenti procedendo verso questi ultimi. Non erano previste né la presenza di generazione né la possibilità di avere flussi di potenza bidirezionali.

La semplicità strutturale e gestionale ha consentito fino ad oggi di evitare il ricorso alle equazioni complete di load flow per conoscere lo stato della rete; flussi di potenza e tensioni nei nodi sono quantificati in parte mediante misure realizzate sul campo ed in parte attraverso la stima effettuata da un opportuno algoritmo. Inoltre la presenza dei soli carichi ha consentito di approssimare l'andamento temporale delle potenze assorbite con un valore medio costante sull'anno, di tipo deterministico.

Tipicamente si adottano livelli di tensione di 10, 15 e 20 kV per la MT e 400 V per la BT e, così come le altre sezioni del sistema, la rete di Distribuzione è stata strutturata per lavorare con sistemi trifase a frequenza e valore efficace della tensione costanti. Anche la posa dei cavi è un fattore che caratterizza il sistema ed influisce su prestazioni e dimensionamento; si prevedono linee aeree, in cavo o nude, o linee interrate.

Le Direttive Europee (2003/54/CE) individuano il Gestore del Sistema di Distribuzione come deputato nella sua zona di competenza, a mantenere un sistema di Distribuzione dell'energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell'ambiente. Questo

soggetto acquista l'energia necessaria a coprire il fabbisogno dei carichi, le perdite di rete e la riserva, oltre ad essere anche responsabile della pianificazione e del miglioramento del sistema nel rispetto dell'ambiente.

2.2 Modalità di gestione

Il Sistema di Distribuzione presenta una struttura parzialmente magliata ma gestita in maniera radiale; in Figura 1 è riportato lo schema detto "a semicongiungenti", che consente in caso di guasto la contro-alimentazione di tratti di linea altrimenti fuori servizio. In condizione di normale funzionamento i collegamenti sono aperti e le strutture sono quindi semplicemente radiali.

Per questo motivo i componenti sono spesso soggetti a sovradimensionamento: si pianificano valori di utilizzo del 65% per i trasformatori, del 60% per le linee aeree MT e del 50% per quelle in cavo. L'aumento della domanda di energia e la difficoltà economica nell'effettuare interventi di adeguamento della rete stanno portando questi margini a ridursi notevolmente.

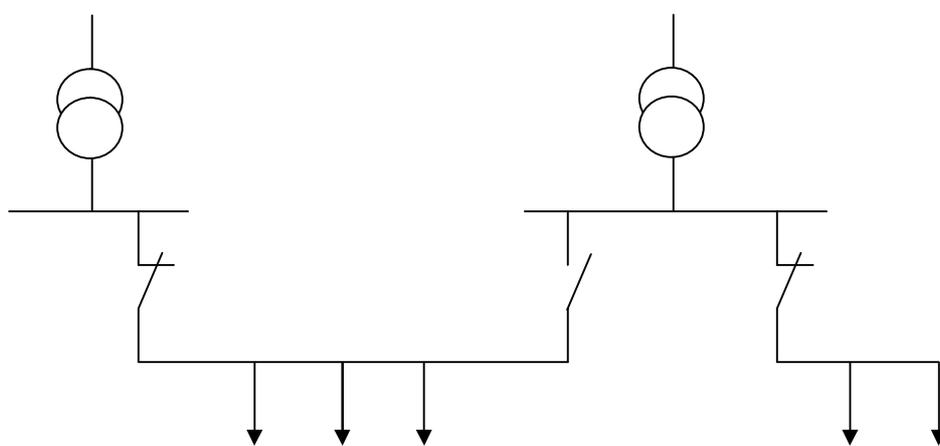


Figura 1 - Sistema a semicongiungenti (collegamenti aperti: configurazione radiale)

Le protezioni adottate nella struttura radiale appartengono a due tipologie: massima corrente a doppia soglia di intervento per corto circuito e sovraccarico e wattmetrica direzionale per il guasto monofase a terra. Entrambe effettuano richiusure in modo che

guasti temporanei non pregiudichino il funzionamento del tratto protetto; come si evince tale sistema è estremamente semplice ma offre una scarsa selettività.

Per quanto riguarda la regolazione della tensione essa è volta a contenere le variazioni della stessa in tutti i punti della rete all'interno di una fascia stabilita dalle normative, al variare dell'entità del carico alimentato (in termini sia di potenza attiva che reattiva), dell'assetto di rete (in condizioni normali o in condizioni di contingenza) e della stessa tensione della rete AT (che mediante i trasformatori di cabina primaria alimenta la rete MT).

I range in cui la tensione deve mantenersi sono:

- Per la BT: $\pm 10\%$ della tensione nominale durante il normale esercizio;
- Per la MT: $\pm 10\%$ della tensione nominale durante il normale esercizio, anche se la tendenza è cercare di rimanere entro il $\pm 5\%$ per agevolare la regolazione sulla BT.

Sono utilizzati essenzialmente due metodi di regolazione: a tensione costante su sbarra MT o a compensazione in corrente.

Nel primo, per rientrare nei limiti si adottano la variazione del rapporto sotto carico (OLTC – On Load Tap Changer) dei trasformatori AT/MT in CP, oppure la scelta del rapporto a vuoto dei trasformatori MT/BT. Nel secondo invece il rapporto di trasformazione sotto carico dei trasformatori AT/MT viene scelto attraverso un opportuno algoritmo partendo dai valori di corrente nei trasformatori e sulle linee.

3 Veicoli Elettrici

In questi ultimi anni il settore della mobilità sta attraversando una vera e propria rivoluzione tecnologica che porta verso una diffusione dei veicoli a trazione elettrica a scapito della normale trazione con motore a combustione interna.

I primi esempi applicativi di questa tecnologia risalgono addirittura alla fine dell'800, ma fino ad oggi non ha mai subito la spinta decisiva rimanendo confinata in settori di nicchia per tutta una serie di motivi sia di carattere tecnico-economico che politico. Tra questi si evidenziano:

- costo ridotto dei prodotti petroliferi;
- autonomia limitata dei VE, condizionati dalle problematiche degli accumulatori;
- assenza di una struttura di ricarica capillare sul territorio;
- scarsa attenzione ambientale.

La maturità tecnologica dei sistemi di accumulo, che consentono prestazioni quasi analoghe a quelle dei normali veicoli con motore a combustione interna, i costi dei derivati del petrolio proibitivi e che non accennano a diminuire e la rinnovata attenzione alla qualità dell'ambiente e dell'aria soprattutto nei grandi centri abitati (restrizioni alle emissioni di CO₂, normative EURO 4, EURO 5 ecc.) hanno convinto praticamente tutte le case automobilistiche ad investire nella ricerca in questo settore e ad inserire nei listini 2011-2012 nuovi modelli a trazione elettrica.

Inoltre l'attenzione dei distributori di energia elettrica si indirizza allo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica nel contesto della progressiva trasformazione del sistema elettrico in Smart Grid, in cui la modulazione della domanda e dell'accumulo diffuso consentirebbero l'integrazione più agevole delle sorgenti di energia distribuite (GD) e variabili. Addirittura per alcuni, flotte diffuse di veicoli elettrici collegati a rete per molte ore potrebbero fornire servizi alla rete.



Figura 2 - La prima auto elettrica

3.1 Tecnologia, classificazioni e prestazioni

Esistono diverse tipologie di veicoli a trazione elettrica (Electric Drive) in cui la coppia è fornita alle ruote da un motore elettrico; l'alimentazione di quest'ultimo può avvenire solamente tramite una batteria o attraverso una combinazione di batteria e motore a combustione interna.

Le categorie principali a cui possono essere ricondotti tutti i mezzi a trazione elettrica sono principalmente due: i Veicoli Elettrici (VE) e i Veicoli Ibridi (HEV).

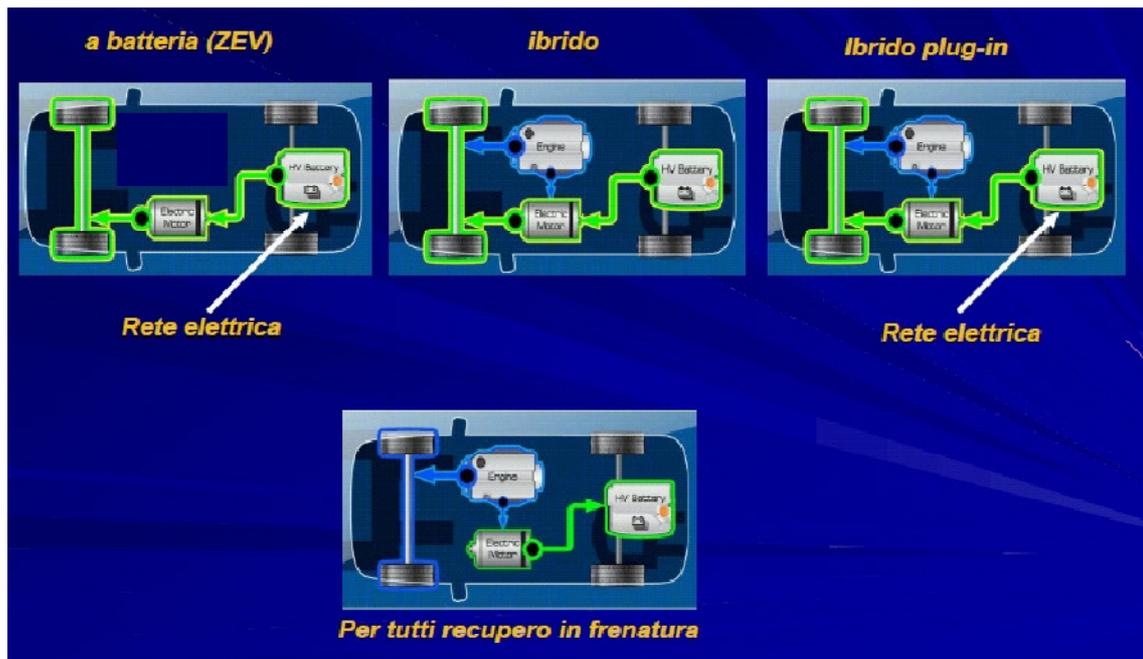


Figura 3 - Tipologie di veicoli a trazione elettrica, principio di funzionamento [1]

I primi rappresentano l'unica vera tecnologia di trasporto ZEV – (Zero Emission Vehicle), in quanto il veicolo durante il suo funzionamento non emette alcuna sostanza nell'ambiente. Sono conosciuti anche con i nomi PEV (Plug-In Electric Vehicle) e BEV (Battery Electric Vehicle) ed in essi la batteria è ricaricata oltre che dalla rete, anche dal sistema di frenata rigenerativo.

Un veicolo ibrido invece (HEV – Hybrid Electric Vehicle) combina la trazione elettrica con una propulsione convenzionale mediante motore a combustione interna. Esso utilizza l'energia persa in frenata ed in marcia libera per ricaricare le batterie che a loro volta alimentano il motore elettrico. All'interno di questa categoria si possono distinguere diversi tipi di collegamento tra le due trazioni: l'ibrido "parallelo", utilizza il motore elettrico o quello a combustione interna per la propulsione, mentre l'ibrido "seriale" usa il motore elettrico per fornire potenza aggiuntiva al motore a combustione interna nei picchi di richiesta, per esempio in accelerazione o in andatura "stop-and-go". A seconda poi delle diverse combinazioni e percentuali di potenza dei due motori si parla di ibridi integrali (full), medi (mild) o micro, come mostrato in Figura 4.

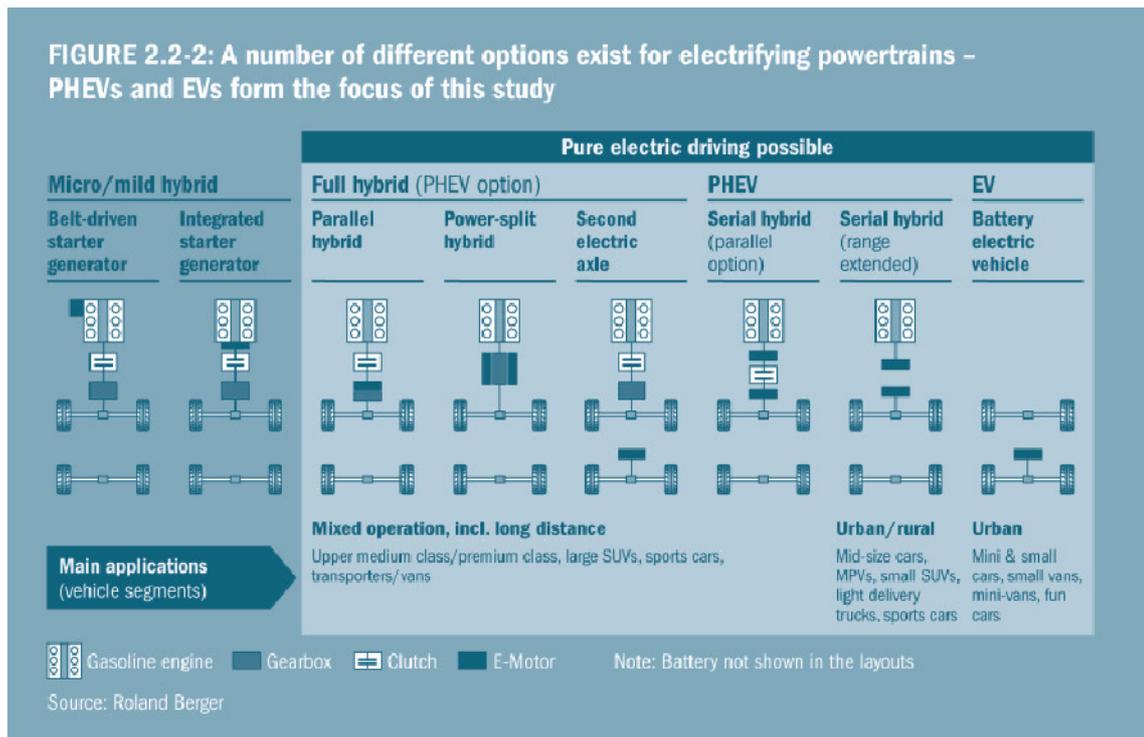


Figura 4 - Tipologie di veicoli a trazione elettrica, classificazione [1]

Vi sono infine i VE Ibridi Plug-In (PHEV), veicoli ibridi basati su un motore a combustione interna, dotati anche di una batteria che può essere ricaricata connettendola ad una sorgente di energia esterna. Anche i PHEV possono assumere forme diverse in base al tipo di tecnologia impiegata per la propulsione, derivante dalla combinazione tra l'energia assorbita dalla rete, quella "recuperata" in frenata e quella fornita dal motore a combustione interna.

A prescindere dalle diverse tipologie, ogni VE è sicuramente dotato di alcuni componenti fondamentali che lo caratterizzano rispetto ad un analogo endotermico, tra cui il motore elettrico (che sostituisce o coadiuva quello termico), il caricabatterie e soprattutto la batteria. Quest'ultima è la più critica sia tecnicamente che strategicamente, e poichè rappresenta il "serbatoio" di energia del veicolo è la causa delle limitate prestazioni nei confronti dei mezzi di trasporto convenzionali. Allo stato attuale sulla batteria si stanno concentrando gli sforzi maggiori nel campo della ricerca visto che la sua configurazione ideale per scopi "auto motive" non è ancora stata raggiunta.

Questa infatti dovrebbe garantire:

- elevata energia specifica, per assicurare maggiori autonomia e capacità di carico (a parità di volume e/o peso trasportabile minore è l'ingombro della batteria maggiore è lo spazio disponibile);
- elevata potenza specifica, da cui dipendono l'accelerazione, la capacità di affrontare le salite e la velocità massima raggiungibile;
- elevato rendimento di carica/scarica;
- stabilità chimica, per evitare fenomeni di autoscarica durante le soste prolungate ed aumentare la vita della batteria;
- sicurezza d'esercizio (sia durante l'utilizzo normale sia in caso di incidente);
- tempi brevi di ricarica ed eventualmente possibilità di utilizzare sistemi di ricarica rapida;
- basso costo d'acquisto e nessuna (o quasi) necessità di manutenzione;
- elevata affidabilità e prestazioni indipendenti dalle condizioni esterne (soprattutto dalla temperatura);
- eco-compatibilità, cioè dovrebbe essere costituita da materiali abbondanti in natura, facilmente reperibili e completamente riciclabile.

Esistono molteplici soluzioni realizzative basate principalmente sull'utilizzo di materiali diversi. Ad oggi i più diffusi sono gli accumulatori al Litio, utilizzati pressoché su tutti i VE in commercio e caratterizzati da alta densità energetica (>100 Wh/kg), autonomie superiori ai 120 km, tempi di ricarica di 3÷5 ore e velocità maggiori di 100 km/h.

Si possono riportare le caratteristiche medie delle vetture attualmente in commercio da una ricognizione sui listini delle case produttrici, alcune delle quali saranno utili nel seguito per stimare il fabbisogno energetico per la ricarica dei veicoli.

Tabella 1 - Caratteristiche medie dei VE/PHEV in commercio* [1]

Tipo di veicolo	Segmento commerciale	Capacità batteria [kWh]	Consumo medio [Wh/km]	Autonomia stimata [km]
PEV	A - B	16	125	130 (ciclo combinato standard)
PEV	C - D	30	180	170 (ciclo combinato standard)
PHEV (parallelo)	C - D	5	0,04 lt/km in ibrido	20 (in solo elettrico)
PHEV (seriale)	C - D	16	0,03 lt/km in ibrido	60 (in solo elettrico)

*si riportano i convenzionali segmenti automobilistici:

A city car;

B utilitarie;

C/D compatte-intermedie (berline, familiari, monovolume).

Una volta raggiunto un livello di sviluppo idoneo per gli accumulatori, per le prestazioni e per la sicurezza, resta da compiere il passo più difficile: convincere l'acquirente a scegliere il prodotto VE. I prezzi di un VE puro sono infatti più alti di quelli un veicolo classico di pari categoria (in alcuni casi anche doppi), mentre per un veicolo ibrido si possono raggiungere i 3000÷5000 € in più per l'acquisto.

Il risparmio sul lungo periodo per le voci "carburante" e "manutenzione ordinaria" non convince ancora del tutto i consumatori; è necessario quindi affiancare alle innovazioni tecnologiche ed alle prospettive di un miglioramento della qualità di vita nelle nostre città, interventi economici e finanziari a favore degli acquirenti di VE. Si devono cioè sviluppare modelli di business adeguati a favorire il diffondersi della mobilità elettrica che prevedano, almeno inizialmente, incentivi statali, sgravi fiscali e sconti sulle bollette energetiche per i possessori di VE.

3.2 Modalità di ricarica

L'immissione di un cospicuo numero di veicoli elettrici sul mercato pone però la questione tecnico-pratica della loro ricarica; infatti per soddisfare il fabbisogno dei consumatori le vetture necessitano di una ricarica pressoché giornaliera. Nell'ipotesi (ancora da verificare, ed approfondita nel seguito) che la rete di Distribuzione sia in grado di fornire l'energia necessaria a tutti i veicoli, resta da stabilire tutto ciò che riguarda la procedura di ricarica, ovvero ubicazione e caratteristiche dei caricabatterie, tipologie ed entità delle ricariche, dimensionamento e proprietà dei punti di ricarica.

Il punto di partenza per studiare questa problematica è sicuramente la conoscenza dei due sistemi che devono interfacciarsi durante la procedura, ovvero il Sistema Elettrico (corrente alternata alla frequenza imposta di 50 Hz) ed il sistema di alimentazione del VE. Quest'ultimo è caratterizzato da tensione continua, in quanto la batteria di trazione può essere rappresentata come un generatore di corrente continua variabile in funzione dello stato di carica della batteria stessa e della potenza in ingresso.

Per alimentare l'accumulatore del VE da rete è quindi necessario dapprima trasformare la corrente alternata di rete in continua, dopodiché si deve procedere alla regolazione della tensione applicata alla batteria in ricarica. Tutto ciò è subordinato alla possibilità di connessione "fisica" semplice e sicura tra la rete elettrica e la batteria mediante opportuni organi di connessione (preferibilmente standardizzati): prese, cavi e connessioni dovranno essere costruiti seguendo normative europee.

La tipologia di ricarica può appartenere a due macrocategorie: ricarica LENTA o ricarica VELOCE. Se la prima è sicuramente quella che potrà beneficiare di maggiori incentivi, soprattutto in orario notturno per livellare i profili di carico elettrico, la seconda sarà sicuramente necessaria per far fronte alle necessità degli automobilisti che durante la giornata potranno aver bisogno di ricaricare la batteria del loro VE in tempi e modi che non dovranno mostrarsi troppo gravosi rispetto a quelli richiesti dai tradizionali veicoli a combustione interna.

Storicamente la procedura rapida è osteggiata da buona parte degli addetti ai lavori, convinti che riduca la vita attesa della batterie, con costi e rischi elevati. La ricarica veloce andrebbe inoltre incontro ad esigenze soprattutto diurne, sovraccaricando la rete nei momenti in cui già si verificano i picchi. Oltre a questo la presenza di un numero

sufficiente di stazioni di ricarica pubbliche, necessarie per diffondere la pratica delle ricariche rapide è difficilmente realizzabile.

Chi invece sponsorizza lo sviluppo della ricarica rapida sostiene che questo processo, se opportunamente controllato, non solo non intacca la vita utile della batteria, ma accresce l'autonomia giornaliera del VE, migliora l'efficienza energetica complessiva in quanto va ad eliminare la parte finale del processo di ricarica lenta caratterizzata da bassa resa e soprattutto gioca un ruolo fondamentale nello sviluppo del mercato dei veicoli elettrici, rendendoli paragonabili con quelli tradizionali.

Inizialmente è possibile prevedere due sole tipologie di ricarica [2]

- Lenta - potenza inferiore ai $3,3 \div 3,6$ kW in monofase AC (quindi compatibile con rete BT);
- Rapida - potenza inferiore a 20 kW in trifase AC (nuovamente compatibile con rete BT).

Mentre in un futuro remoto saranno introdotte anche le ricariche

- Super Rapida - potenza superiore a 43 kW in trifase AC (stazioni di ricarica allacciate alla rete MT);
- Extra Rapida - potenza superiore a 43 kW, Ricarica CC (stazioni di ricarica allacciate alla rete MT);
- Battery Swap - potenza inferiore ai limiti tecnologici della batteria, con stazioni di ricarica allacciate alla rete MT e la necessità di spazi e apparati di movimentazione degli accumulatori.

L'ultima variabile in tale processo riguarda l'architettura dell'infrastruttura di ricarica che può essere realizzata mediante delle colonnine isolate oppure con delle stazioni centralizzate di ricarica.

Con il termine stazione di ricarica (Figura 5) si intende un insieme di colonnine raggruppate in un luogo comune; in tale struttura è prevista la presenza di una colonnina madre che dialoga con tutte le altre, le gestisce e provvede alle procedure di pagamento. Avere colonnine isolate, invece, significa prevedere punti totalmente indipendenti l'uno dall'altro, dislocati sul territorio in modo da creare una rete maggiormente distribuita. Entrambe le soluzioni presentano vantaggi e svantaggi che devono essere presi in considerazione. Verosimilmente può aprirsi uno scenario in cui queste due realtà si

fondono e si completano per godere dei vantaggi di entrambe mitigandone le problematiche. Una possibile soluzione integra singoli punti di ricarica dislocati sul territorio e nelle abitazioni private a cui affidare prevalentemente le funzioni di ricarica lenta con stazioni di ricarica a cui i veicoli possano accedere per effettuare ricarica veloce, esattamente come oggi si accede al distributore di carburante.

Le colonnine isolate d'altro canto permettono di raggiungere più utenti coprendo maggiormente l'area urbana, senza dover modificare le caratteristiche della fornitura di energia elettrica per nuove richieste di potenza visto che ogni singolo punto di ricarica ha requisiti minimi di potenza ed energia. Per contro presentano però difficoltà nella sorveglianza e costi maggiori per controllo e manutenzione.

Le stazioni di ricarica riducono invece il rischio che un utente trovi la colonnina occupata e consentono inoltre di adottare soluzioni gestionali più complesse, visto che i costi vengono ripartiti su più colonnine. Più facili da presidiare e mantenere, le stazioni di ricarica devono però essere situate in zone frequentate e facilmente accessibili, dotate di spazi idonei.

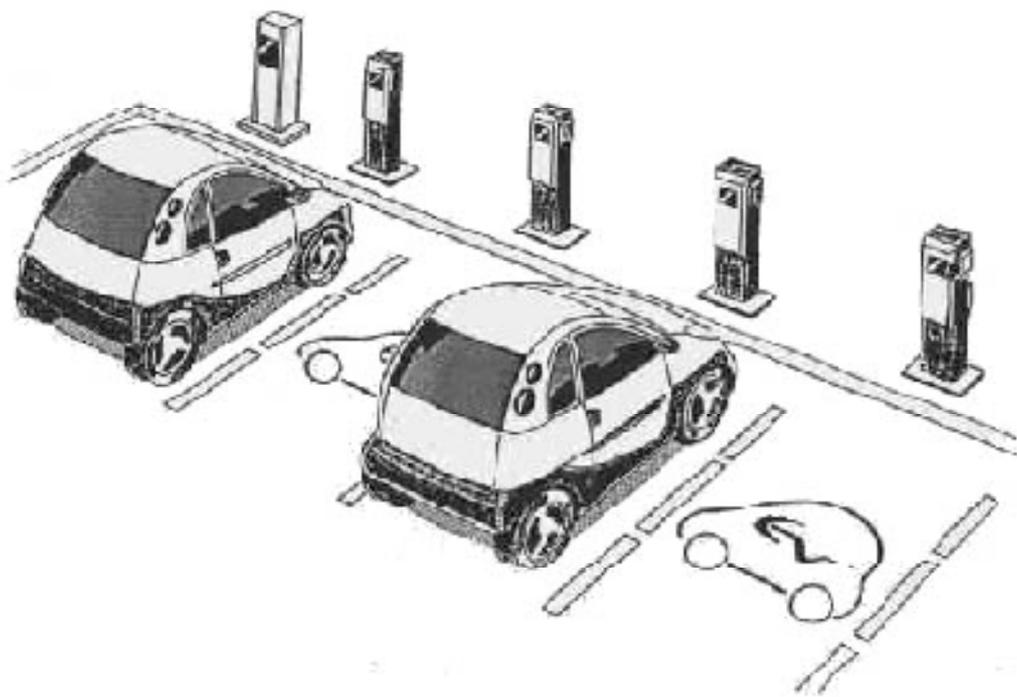


Figura 5 - Stazione con 4 colonnine di ricarica ed una colonnina “madre” per controllo e gestione [3]

3.3 Considerazioni tecnico-ambientali

Le attività di ricerca in corso, oltre che allo sviluppo tecnologico a bordo del veicolo, si sono indirizzate ad analizzare e quantificare l'impatto della potenziale diffusione dei veicoli elettrici plug-in sulle emissioni inquinanti e sull'evoluzione del parco di generazione e delle reti di trasporto.

Gli effetti sui sistemi di Distribuzione verranno invece trattati nel seguito.

3.3.1 Qualità dell'aria ed emissioni di CO₂

I veicoli elettrici presentano emissioni nulle al tubo di scappamento, quindi beneficerà della loro diffusione la qualità dell'aria nei centri abitati.

In realtà per avere una visione d'insieme dei benefici apportati è necessario analizzare il bilancio emissivo anche a livello globale, tenendo conto da una parte del bilancio energetico basato sull'interazione con il sistema elettrico, dall'altra dei meccanismi di formazione e trasporto degli inquinanti.

La quantità totale di inquinanti generati dipenderà dal mix energetico scelto e dal tipo di veicoli convenzionali sostituiti. La conversione di energia "dalla sorgente alle ruote" (well-to-wheel) sarà legata a quanto è "pulita" la fonte di produzione dell'energia elettrica (si possono ottenere anche riduzioni del 15±30% dell'emissione di CO₂ e del 20% dell'utilizzo di combustibili).

3.3.2 Sistema di Generazione

La capacità di accumulare energia dei VE influisce sulle esigenze di convertire energia primaria in elettrica, e quindi sul sistema di generazione mentre la richiesta di potenza in fase di ricarica interessa le linee di trasporto e distribuzione dell'energia.

L'introduzione di VE ha implicazioni sul settore elettrico:

- diretto: aumento globale del consumo di elettricità;
- indiretti di breve termine: se la ricarica avviene di notte, sono coinvolti gli impianti di carico base (ad esempio, a carbone e nucleari), mentre di giorno sono influenzati gli impianti di carico medio o elevato (quali turbogas, cicli combinati o stazioni idroelettriche di accumulo);
- indiretti di lungo termine (legati all'investimento in nuovi impianti di generazione): il già citato aumento di dispacciamento di alcuni tipi di impianti, dovuto alla ricarica dei veicoli elettrici, porta ad un aumento di competitività di questi impianti rispetto ad altre opzioni di investimento e quindi ad una loro maggior diffusione.

Quando i veicoli elettrici vengono ricaricati costituiscono un carico addizionale per la rete i cui effetti dipendono da molti fattori tra i quali l'entità del nuovo carico connesso alla rete, il periodo e la durata della ricarica, la gestione del carico, la struttura del settore di generazione e la disponibilità di sorgenti di energia rinnovabili. L'impatto dei VE sul sistema è quindi legato strettamente alla situazione energetico-economica dell'area in cui si vanno ad integrare, oltre che alla flessibilità di domanda e fornitura di energia.

Si possono distinguere tre diversi "mondi energetici" con cui i veicoli elettrici possono integrarsi:

- l'incorporazione nella struttura del sistema elettrico esistente;
- l'uso degli stessi per ottimizzare il sistema elettrico esistente;
- l'integrazione in una strategia energetica globale;

anche se fino ad ora si è sostanzialmente preso in considerazione solo il primo scenario, ottenendo risultati molto simili da paese a paese.

Potendo sfruttare la diffusione dei veicoli elettrici per ottimizzare il sistema di generazione, si produrrebbero modifiche nel mix delle tecnologie di generazione. Si prevede che

beneficerebbero di questa introduzione le tecnologie di generazione a funzionamento continuo (nucleare) e quelle caratterizzate dalla disponibilità di picchi notturni di energia (eolica).

Infine, considerando l'integrazione dei veicoli elettrici in uno scenario energetico globale, viene introdotta l'ipotesi che questi possano essere proficuamente utilizzati in modo bidirezionale ("V2G - Vehicle To Grid") per fornire energia alla rete, ma soprattutto servizi quali il supporto alla regolazione di tensione ed il mantenimento della qualità della fornitura, quindi riserva di regolazione (risposta in frequenza) e riserva in rotazione (riserva che può essere fornita nel giro di minuti). A questo proposito bisogna però ricordare lo scetticismo di parte della comunità tecnica del settore e l'aperta ostilità dei costruttori di auto sull'implementazione pratica di questa possibilità, che porterebbe a un impiego non ottimale delle batterie.

4 Le sfide del sistema di Distribuzione

Il sistema di Distribuzione attuale così come è stato presentato ha svolto le sue funzioni per diversi decenni. Oggi però è chiamato ad importanti modifiche di carattere tecnico e gestionale per andare incontro alle nuove esigenze degli utenti della rete.

4.1 Generazione Distribuita

Si indica con GD un sistema di produzione di energia elettrica affidato ad unità di piccola taglia, generalmente tra 100 kW e qualche decina di MW, localizzate presso l'utente finale e collegate, a seconda della dimensione, alle reti di Distribuzione o di sub-trasmissione. Nella pratica il sistema potrebbe anche essere scollegato dalla rete pubblica andando a soddisfare autonomamente i bisogni energetici del consumatore. Oltre alla produzione di energia elettrica può essere ottenuto calore mediante cogenerazione.

La sua integrazione nel sistema elettrico ha subito la spinta decisiva a seguito della liberalizzazione e privatizzazione del mercato dell'energia. Infatti in questa nuova situazione molti soggetti possono competere nel mercato utilizzando le nuove tecnologie di piccola e media taglia che hanno raggiunto buoni livelli di rendimento. Gli incentivi statali introdotti dalle Autorità nell'ottica della tutela ambientale, per rispettare l'obiettivo delineato dalla Comunità Europea con il cosiddetto "20-20-20" (riduzione del 20% entro il 2020 delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, aumento dell'efficienza energetica del 20%, e raggiungimento del 20% di produzione da fonti rinnovabili) e le difficoltà di approvvigionamento dei combustibili fossili (in particolare dei derivati del petrolio) hanno favorito in particolare la generazione da fonti rinnovabili (FER).

Non meno trascurabile è il fatto che le unità di piccola taglia presentino dei "pay back time" (espressione con cui si indicano i tempi di ritorno degli investimenti necessari all'installazione e all'avvio degli impianti) inferiori a quelli dei grossi impianti, specialmente in ambiente di libero mercato dove ogni soggetto persegue ricavi congrui ai propri investimenti nei minori tempi possibili.

E' noto infatti che con la gestione verticalmente integrata la pianificazione era svolta direttamente dal monopolista del servizio in base a valutazioni complessive sul sistema; adesso invece i singoli attori svolgono una pianificazione personale basandosi ovviamente

sulle logiche di profitto, privilegiando quindi investimenti sicuri e a ritorno più veloce, rispetto a quelli che portano aumento di sicurezza e affidabilità del sistema.

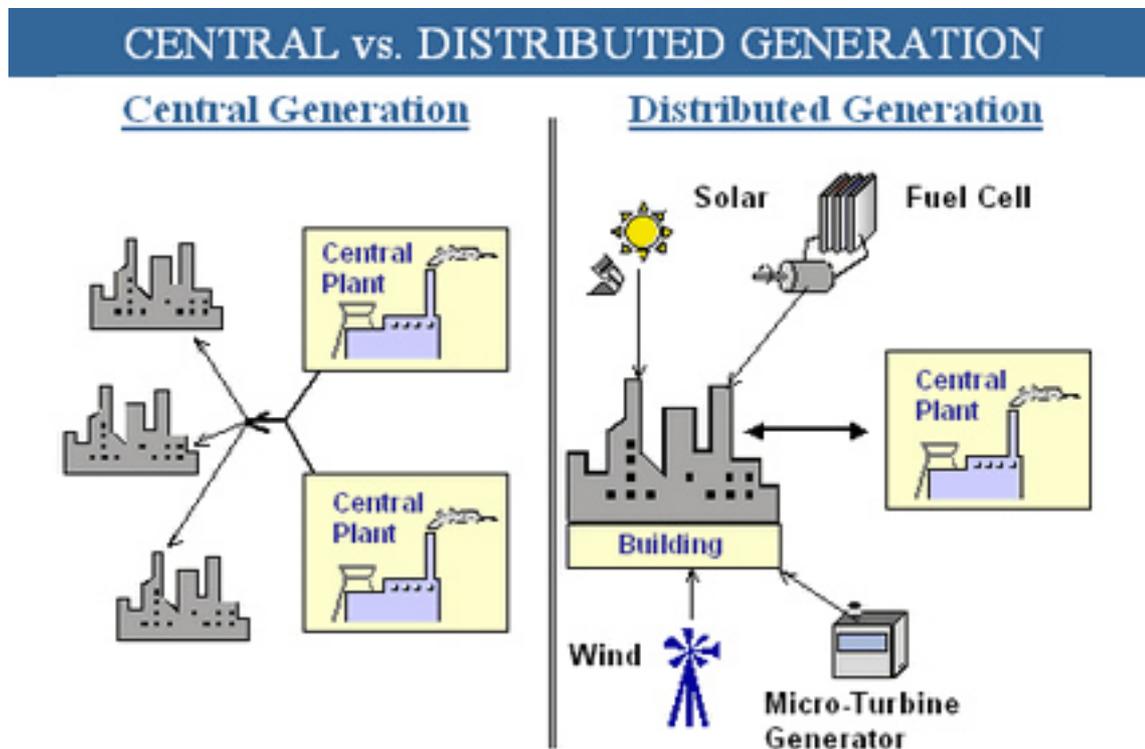


Figura 6 - Confronto tra generazione centralizzata e distribuita

4.1.1 Tecnologie disponibili

Gli sviluppi tecnologici hanno reso disponibili per questo tipo di generazione:

- impianti a fonte rinnovabile (eolici, fotovoltaici, idraulici, biomasse...);
- motori primi convenzionali (turbine a gas, gruppi diesel...);
- motori primi innovativi (microturbine e celle a combustibile).

In Tabella 2 sono riportate le caratteristiche principali delle varie tecnologie utilizzabili per la GD, ovvero Motori a combustione interna, Turbine a gas e microturbine, Impianti fotovoltaici, Impianti eolici, Celle a combustibile;

Tabella 2 - Tecnologie utilizzate per la GD [4]

	Combustione Interna	Turbina a Gas	Micro turbina	Foto-voltaico	Turbina Eolica	Cella Combustibile
Combustibile	Diesel o Gas	Gas	Diversi Gas o Liquidi	Sole	Vento	Gas
Rendimento Percentuale ¹	35	29 ± 42	27 ± 32	6 ± 19	25	40 ± 57
Densità di Energia [kW/m ²]	50	59	59	0,002	0,01	1 ± 3
Costi di G&M [€/kWh] ²	0,0069	0,0034 ± 0,0045	0,0034 ± 0,0045	0,00069 ± 0,0027	0,0069	0,0012
Costo Energia Elettrica [€/kWh]	0,048 ± 0,062	0,041 ± 0,055	0,041 ± 0,055	0,12 ± 0,14	0,021 ± 0,027	0,041 ± 0,055
Accumulo Richiesto	No	No	No	Si	Si	No
Efficienza di Combustione [BTU/kWh]	10 ± 15	5 ± 10	5 ± 10	n.a.	n.a.	5 ± 10
Durata Attesa [ore]	40000	40000	40000	\	\	10000 ± 40000
Stato Tecnologico	Commer- - ciale	Commer- - ciale	Commer- - ciale	Commer- - ciale	Commer- - ciale	Commer- - ciale

¹ i rendimenti per le fonti rinnovabili non dovrebbero essere confrontati direttamente con quelli dei combustibili fossili, stante la limitatezza.

² i costi di Gestione e Manutenzione (G&M) non considerano i costi del combustibile. Non ci sono costi del combustibile nel caso di generatori eolici o fotovoltaici.

4.1.2 Aspetti favorevoli alla diffusione della Generazione Distribuita

Vi sono molte motivazioni che spingono verso la diffusione della GD, nello specifico:

- necessità di aumentare la disponibilità di energia elettrica riducendo i costi e migliorando le efficienze;
- necessità di aumentare la capacità di trasporto delle reti di Distribuzione per far fronte all'aumento della penetrazione dei consumi elettrici;
- disponibilità delle tecnologie di GD e di dispositivi che ne consentono l'interazione col sistema elettrico (ad esempio i convertitori);
- siting molto più facile che nel caso dei grandi impianti produttivi;
- possibilità di cogenerazione di calore;
- disponibilità di combustibili adatti;
- costi e tempi di installazione ridotti, quindi ritorno degli investimenti (il cosiddetto Pay Back Time) in tempi minori;
- liberalizzazione del mercato;
- miglioramento dei sistemi di comunicazione disponibili;
- black-out cui sono stati soggetti i sistemi elettrici negli anni passati che hanno fatto in modo che l'attenzione, sia da parte dei clienti industriali che civili, si focalizzasse sulle problematiche energetiche.

4.1.3 Aspetti contrari alla diffusione della Generazione Distribuita

Le problematiche introdotte dalla GD sono principalmente di natura tecnica e riguardano in particolare:

- bassa densità energetica delle fonti rinnovabili rispetto ai combustibili fossili che impongono costi elevati per il trasporto;
- variabilità ed incertezza delle fonti rinnovabili *;
- per gli impianti eolici e fotovoltaici, siting degli impianti in zone idonee dal punto di vista climatico;
- per gli impianti a ciclo combinato, siting nelle immediate vicinanze dei carichi termici;
- aumento del tasso di guasto causato da questo tipo di impianti;
- variazione dei flussi di potenza e possibili violazioni dei limiti sulle linee;

- impatto sulla regolazione di tensione a seguito della modifica dei flussi di potenza;
- dinamica sociale del “not in my back yard”, che spinge i cittadini residenti nella zona di prevista installazione a mobilitarsi per ostacolarla (anche se in maniera meno pressante che per le grandi centrali produttive);
- burocrazia;
- necessità di condizioni economiche eque, che consentano ai privati adeguati margini di guadagno per incentivare gli investimenti ed ai gestori delle reti con obbligo di connessione equi riconoscimenti per gli investimenti operati nell’interesse della collettività.

* occorre distinguere tra variabilità ed incertezza delle fonti (in particolare eolico e solare). La prima indica il fatto che esse non sono disponibili in modo costante durante le 24 ore o durante l’anno. Infatti per il solare si ha un’escursione lungo la giornata del 70% (quando passano le nubi la potenza si riduce a circa il 30% della nominale) mentre per l’eolico si ha un’oscillazione addirittura del 100% (da presenza ad assenza di vento). Il carico elettrico invece presenta variabilità tra il 20 ed il 50%. Ciò che differenzia carico e fonti rinnovabili è invece l’incertezza che riguarda la prevedibilità delle variazioni, cioè la maggiore o minore precisione con la quale si riescono a stabilire a priori i valori attesi.

4.1.4 Impatto della Generazione Distribuita

L’effetto che la GD ha su una rete dipende fortemente dalle caratteristiche della rete stessa, dalla sua topologia, dal tipo e dall’entità dei carichi presenti, dalla fonte primaria utilizzata nella conversione e da vari altri fattori, cosa che rende difficile utilizzare nei casi specifici considerazioni di carattere generale, formulate in studi precedenti. Nel seguito le conseguenze sono state comunque affrontate singolarmente.

Perdite di Potenza Attiva

Teoricamente la presenza di generatori dislocati lungo la rete di Distribuzione dovrebbe contribuire a scaricare le linee quindi a ridurre le perdite. In pratica questa riduzione si può ottenere solo in determinate situazioni e scegliendo opportunamente taglia, posizione e

tipologia della GD senza rischiare di incorrere invece in un effetto opposto. E' infatti possibile che per alti livelli di penetrazione da GD, il riassetto complessivo dei flussi di energia possa comportare perdite di potenza ed energia superiori a quelle della rete passiva. Nelle molteplici variabili in gioco è quindi necessario effettuare una scelta volta alla riduzione delle perdite del sistema; non essendo ancora riconosciute delle procedure standard, si possono tracciare solamente linee guida, che suggeriscono accorgimenti generali quali porre la produzione quanto più possibile in prossimità dei centri di carico, scegliere un quantitativo di GD idoneo alla rete in esame, richiedere alla GD la fornitura di reattivo oltre a quella di attivo, limitare la parte di GD che non partecipa attivamente a fornire servizi alla rete.

Regolazione della Tensione

Garantire in tutti i punti della rete di Distribuzione un valore di tensione poco variabile è una esigenza che, al limite, prescinde dalle sole incombenze contrattuali di fornitura, ma che è determinata anche da considerazioni legate ad un funzionamento ottimale del sistema (in termini di stabilità, riduzione delle perdite, sicurezza e qualità di esercizio) e dei carichi da esso alimentato.

Con la presenza di GD i profili di tensione subiscono un innalzamento di entità dipendente nuovamente da posizione geografica ed elettrica dei generatori, loro taglia e fattore di potenza. Tutto ciò può portare nei casi più estremi a sovratensioni importanti o ad interferenze col sistema di regolazione della tensione posto in CP (OLTC).

Risulta quindi evidente che qualunque tipo di regolatore venga impiegato, questo non può prescindere dal considerare l'effetto sulla tensione della GD in quanto essa ne modifica profondamente gli andamenti temporali. Le azioni da porre in atto per il controllo sono difficilmente prevedibili sia utilizzando il metodo a tensione costante per ciò che riguarda il valore di riferimento della tensione di sbarra, sia a maggior ragione per il sistema di regolazione con compensazione di corrente.

Sfruttamento Elementi di Rete

Un'oculata scelta del siting e sizing della GD può contribuire ad alleviare situazioni critiche per gli elementi di rete, come ad esempio linee che lavorano vicino al limite di corrente. L'iniezione di potenza vicino a zone ad elevata densità di carico permette di ridurre il percorso che le correnti devono effettuare per alimentare i carichi.

Questo sembra uno degli aspetti migliori della GD, in quanto potrebbe invogliare i distributori ad aumentarne la presenza per migliorare le condizioni della rete e posporre interventi di up-sizing ed ammodernamento.

Anche in questo caso vi è un limite allo sfruttamento di questo effetto benefico, soprattutto nel caso di schema radiale ove si può addirittura andare incontro ad aumento delle sollecitazioni negli elementi, con aumento di criticità.

Correnti di Corto Circuito

I generatori impiegati nella GD si classificano in base al tipo di allacciamento alla rete:

- Direttamente connessi (sincroni e ad induzione)

Contribuiscono a far aumentare la corrente di corto circuito sulle sbarre MT delle cabine MT/BT. L'aumento sostanzioso della GD potrebbe portare a valori delle correnti di corto circuito superiori ai poteri di interruzione dei dispositivi di protezione installati, causando la necessità di una loro sostituzione (nel caso limite anche dei conduttori).

- Connessi attraverso elettronica di potenza (convertitori)

La presenza dei convertitori limita la corrente di corto circuito a valori dell'ordine delle correnti nominali, quindi del tutto entro i limiti di progetto.

Protezioni

A quanto visto finora sono da aggiungere tutte le problematiche che nascono dalla gestione dei dispositivi di protezione della rete, anch'essi realizzati nell'ottica di una struttura passiva e che devono adattarsi alla nuova concezione di rete attiva. L'innalzamento delle correnti di guasto e la variazione delle impedenze possono provocare correnti di sovraccarico nei conduttori al limite del potere di interruzione degli interruttori.

Occorre innanzitutto verificare il valore delle correnti di guasto, soprattutto nelle zone dove erano già intense prima dell'inserimento di GD. A valle di questo vi è poi il problema

del coordinamento delle protezioni per ottenere un adeguato grado di selettività delle stesse, per far sì che un guasto non pregiudichi l'alimentazione di una porzione troppo estesa della rete. E' quindi evidente che ogni nuova installazione di GD sulla rete impone dapprima una verifica ed eventualmente una ritaratura del sistema di protezione. Infine, poiché la logica di protezione adottata si basa sull'ipotesi di flussi unidirezionali, è necessaria una radicale rivisitazione dell'intero sistema di protezione; in letteratura sono presenti i primi esempi di sistemi di protezione che permettono l'esercizio sicuro della rete con elevata presenza di GD.

L'argomento è comunque talmente vasto e complicato che per la sua trattazione si rimanda a testi specifici.

4.1.5 Hosting Capacity

Una volta note le problematiche ed i possibili effetti da prendere in considerazione introducendo la GD, si può determinare la Hosting Capacity della rete. Questa è la massima penetrazione di GD che consente al sistema di operare in maniera sicura (entro i limiti). Viene determinata comparando un indice di performance con un limite prefissato; da questo si deduce che la Hosting Capacity (nel seguito HC) è la penetrazione di GD per cui l'indice di performance diventa inferiore al limite imposto.

La HC può essere calcolata per una stessa rete con diversi scenari di investimento prendendo in considerazione principalmente l'installazione di nuovi trasformatori AT/MT o la posa di linee con sezione maggiore. Si ottiene in questo modo l'andamento della HC in funzione del valore degli investimenti.

Il calcolo della HC presenta forte variabilità rispetto alla topologia e alla natura della GD collegata; in particolare dipende dal fenomeno che si sta osservando nella progettazione e nell'esercizio del sistema elettrico (ad esempio la HC per variazioni di tensione può essere molto diversa da quella per variazioni di frequenza).

Alla base di questo approccio vi è ovviamente la comprensione dei requisiti richiesti sia alla rete che agli utenti per garantire affidabilità e qualità del sistema.

Nelle reti MT, le quali presentano range di tensione ampi, l'iniezione costante di potenza provoca un innalzamento dei valori di tensione (sia minimi che massimi) quando la GD supera il carico; nel caso ciò avvenga in valore contenuto si ha una compensazione delle cadute di tensione ed un miglioramento della qualità della fornitura. Per contro

all'aumentare eccessivo di tali valori la GD si traduce in sovratensioni. Quando vi è poi la presenza di fonti fluttuanti, quali appunto il sole ed il vento, l'aumento principale si ha sul valore massimo di tensione (mentre resta pressoché inalterato il valore minimo), che è anche la conseguenza maggiormente critica dal punto di vista della rete. Poiché l'aumento della tensione è collegato anche alla potenza attiva iniettata, la differenza tra i valori massimi di tensione prima della connessione della GD ed i limiti superiori di tensione è un fattore importante per determinare la HC.

Le possibili strade da percorrere per incrementare la presenza di GD nel rispetto dei vincoli di rete sono sostanzialmente la costruzione di nuove reti o il potenziamento delle esistenti, ma soprattutto l'aumento dell' "intelligenza delle reti" (Smart Grids), con investimenti mirati, quali aumento dei sistemi di comunicazione, avvicinamento di carico e generazione e maggiore coinvolgimento dell'utente; in particolare si dovrà abbandonare l'approccio "fit & forget" ed i generatori dovranno essere in grado di fornire servizi alla rete.

Nella pratica le soluzioni adottabili sono:

- aumento della generazione da riserve "veloci", per far fronte ai transitori della domanda che non vengono soddisfatti con le rinnovabili (si stima ad esempio che l'inserimento in rete di 300 GW di generazione da fonte eolica richieda l'installazione di 50 GW di riserve tradizionali per fronteggiare la variabilità aggiunta al sistema);
- installazione di Energy Storage, ovvero dispositivi di accumulo che possano svolgere la stessa funzione di copertura dei picchi di carico quando necessario e siano invece sottoposti a ricarica nei momenti in cui il carico è basso;
- miglioramento della trasmissione a lunga distanza mediante collegamento DC, linee superconduttori ed altre possibilità in fase di studio.

4.2 Introduzione dei Veicoli Elettrici

Le reti elettriche della Distribuzione sono state storicamente progettate sotto l'ipotesi che non si abbia la contemporaneità di assorbimento massimo di tutte le utenze, ma questa ipotesi non può essere esclusa a priori nel caso in cui le utenze domestiche si dotino di sistemi che permettano la ricarica dei veicoli fino a raggiungere la potenza contrattualmente disponibile.

Le incertezze sulla effettiva penetrazione dei VE, sulle tipologie di ricarica e sulle abitudini di guida rendono difficile la previsione degli effetti dell'utilizzo di tali veicoli sui sistemi di Distribuzione.

L'impatto delle auto elettriche sulle reti della Distribuzione deve essere considerato sia in termini di energia che di potenza. I consumi di un'auto elettrica che percorre 12.000 km all'anno si possono stimare in quasi 2000 kWh/anno che corrispondono a più del 70% dei consumi della famiglia media italiana (2700 kWh/anno, fonte AEEG). Inoltre va considerato che i carichi dovuti ai veicoli elettrici potrebbero essere concentrati in certe aree andando a gravare su situazioni già critiche, aumentando così il potenziale impatto negativo.

Gran parte degli studi [5] si sono finora focalizzati sul capire se la quantità di potenza installata nel sistema elettrico sarà sufficiente a soddisfare l'incremento di richiesta dovuto alla carica dei veicoli elettrici. Ne risulta che, con modalità di ricarica non regolamentata e soprattutto con l'emergere di tecnologie di ricarica veloce, l'aumento di domanda potrebbe avere un impatto significativo sulle reti locali di Distribuzione, e richiedere quindi investimenti infrastrutturali.

Infatti se lasciata libera, la ricarica delle auto elettriche si collocherebbe a partire dal tardo pomeriggio fino a tarda sera, periodo nel quale le richieste di potenza sulle reti elettriche della Distribuzione risultano già elevate. Dagli studi dei diversi scenari di penetrazione dei VE effettuati su modelli di rete europea e italiana, sia di tipo urbano che rurale, si evidenziano aumenti dell'utilizzo delle linee e dei trasformatori e delle cadute di tensione che comportano aumento delle perdite di rete e diminuzione del tempo di vita dei trasformatori. Varie fonti concordano nell'affermare che un utilizzo più uniforme dei trasformatori consentirà di ridurre gli interventi di manutenzione; è necessario, però valutare quanto questo incida sui costi totali e quanto compensi una sostituzione anticipata del trasformatore.

Se l'aggiunta della ricarica dei veicoli elettrici da una parte aumenta il carico notturno contribuendo a spianare il profilo, dall'altra contribuisce anche a innalzare il livello di picco, specialmente per le utenze residenziali che hanno il punto di massimo assorbimento spostato verso la tarda sera (vedi Figura 7).

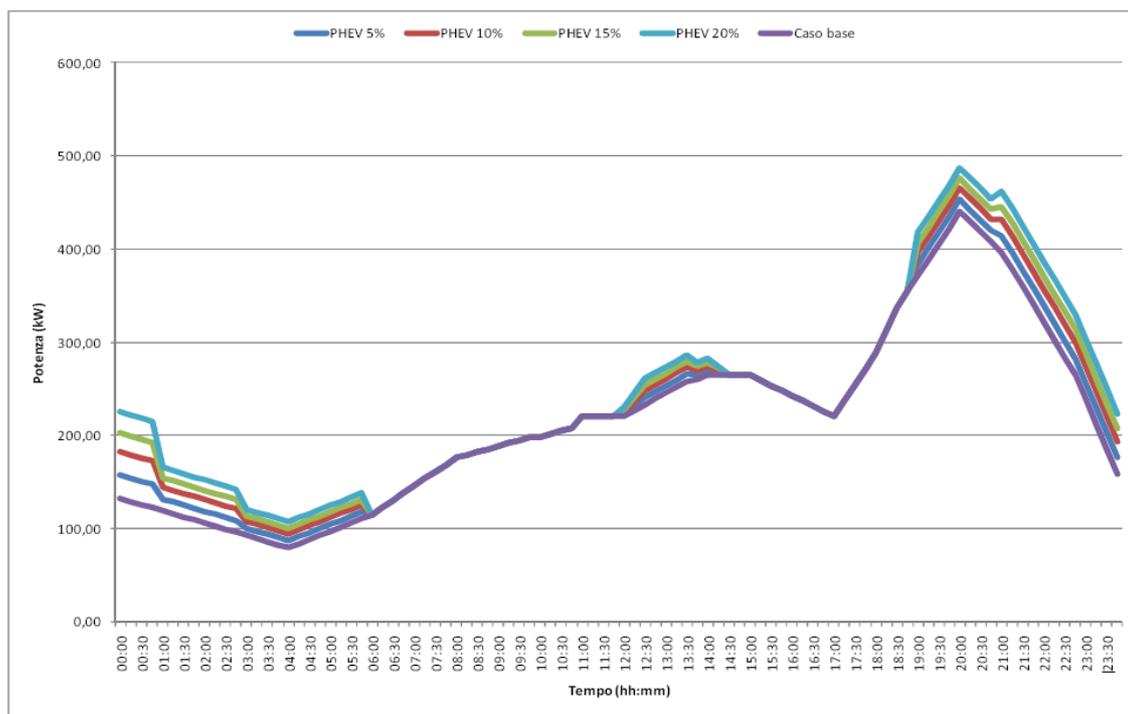


Figura 7 - Profilo di carico per una rete BT con penetrazione VE al 5, 10, 15 e 20% [5]

Un'ideale gestione centralizzata della ricarica dei veicoli elettrici potrebbe ridistribuire la curva di carico incentivando l'utente a ricaricare il VE in determinati momenti, evitando così la sostituzione dei trasformatori e il potenziamento della rete.

Per rendere possibile questo tipo di controllo è necessario che i punti di ricarica possano comunicare in maniera bidirezionale con i sistemi di gestione dell'energia.

Bisogna poi considerare che l'impiego degli inverter per la ricarica delle batterie introduce distorsioni armoniche che hanno anch'esse l'effetto di aumentare le perdite in rete e nel trasformatore (a causa dell'aumento della temperatura media di esercizio prodotto dalle correnti parassite), oltre a peggiorare la qualità della forma d'onda della tensione.

Una ricerca accurata effettuata dal CESI [6] ha preso in esame reti di Distribuzione, soprattutto di tipo BT (ma anche MT) con penetrazione del VE fino al 20%. L'area coinvolta è di tipo urbano-residenziale in quanto in essa sono presenti carichi distorcenti di tipo diffuso (TV, PC, lampade compatte, apparecchiature di elettronica di potenza per negozi e studi professionali ecc) ed in cui saranno sicuramente presenti grandi quantitativi di veicoli elettrici.

L'ipotesi di base è che i caricabatterie utilizzati per ricaricare gli accumulatori dei VE, qualunque sia la loro tipologia o il loro schema, siano conformi alle normative in vigore sulla compatibilità elettromagnetica.

Prendendo in considerazione le diverse modalità di ricarica è stato ottenuto un quadro complessivo delle possibili conseguenze per cui i tipici sistemi italiani di Distribuzione MT e BT in aree urbano residenziali mediamente carichi (fattore di utilizzazione alla punta delle trasformazioni AT/MT ed MT/BT intorno al 50%), possono accettare una penetrazione del VE fino al 20% del parco autoveicoli senza superare il livello di compatibilità della distorsione armonica totale di tensione in BT.

In particolare per quote di veicoli elettrici pari al 10% del parco auto circolante, si ottengono aumenti della distorsione compresi tra il 10 ed il 30%. La modalità di carica più gravosa risulta essere la rapida diurna che provoca VTHD del 46% rispetto alla compatibilità di VTHD su BT, mentre la ricarica lenta notturna si attesta intorno al 30% della stessa.

Per ciò che riguarda invece il fabbisogno di potenza, nella stessa ricerca si è constatato come, per tali quote di VE, si possa in generale assicurare l'alimentazione del VE senza la necessità di sostituire il trasformatore MT/BT.

Queste considerazioni incontrano però delle limitazioni quando le condizioni di carico sono superiori alla media, oppure in presenza di fenomeni di disomogeneità accentuate fra sistemi BT. In tali casi l'alimentazione dei VE può portare problemi alla rete, in particolare nel caso di carica rapida diurna.

Per poter verificare se la rete di Distribuzione MT/BT possa alimentare il carico rappresentato dai VE è quindi necessaria un'analisi specifica della capacità di alimentazione del sistema che tenga conto di:

- aree residenziali di tipo urbano e misto;
- livelli di utilizzazione dei trasformatori MT/BT esistenti più alti di quelli medi;
- livello di penetrazione del VE;
- modalità di carica rapida del VE;
- distribuzione della carica rapida durante la giornata;
- appropriati livelli di disomogeneità del carico di VE nei differenti sistemi BT.

5 L'evoluzione del sistema di Distribuzione: le Smart Grids

La panoramica sulle sfide che il sistema di Distribuzione dovrà affrontare nell'immediato futuro consente di tracciare il profilo della soluzione tecnica più idonea a tale scopo: la Smart Grid.

Con questo termine si intende una rete elettrica in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso e sicuro [7].

5.1 Caratteristiche delle Smart Grids

Come saranno esattamente le Smart Grid è ancora difficile dirlo, tuttavia ci si aspetta un'evoluzione sia sul piano della generazione e distribuzione dell'energia elettrica, sia sul piano del controllo dei sistemi; dovranno essere in grado di reagire agli eventi esterni e perseguire obiettivi di efficienza in modo autonomo ed in tempo reale.

La nuova rete dovrà consentire flussi bi-direzionali di potenza causati dalla GD, favorendo in particolare le fonti rinnovabili e i sistemi di micro-generazione. Questi ultimi permettono di aumentare l'efficienza avvicinando in termini spaziali la produzione e il consumo di energia e riducendo le perdite intrinseche del sistema di Distribuzione.

L'uso di fonti rinnovabili pone anche un problema sul piano del controllo in quanto i sistemi di micro-generazione sono privati, molto diffusi e possono appartenere a tipologie molto diverse; ciò rende difficile un controllo centralizzato da parte del gestore della rete di Distribuzione. Inoltre la capacità di generazione è molto variabile, dipende dalle condizioni atmosferiche locali, ed è difficile da prevedere.

Relativamente al controllo si dovrà prevedere che ogni dispositivo connesso in rete sia in grado di comunicare e ricevere dati e di reagire in tempo reale ad eventi e stimoli che arrivino da altri dispositivi o dalla rete elettrica stessa: la Smart Grid sarà una rete energetica disseminata di sensori, attuatori, nodi di comunicazione, sistemi di controllo e monitoraggio.

Obiettivi tecnici da perseguire sono la riduzione dei consumi di picco, l'appiattimento della curva di carico e la realizzazione, almeno teorica, di un profilo costante nel tempo; si creerebbero in questo modo vantaggi economici e di gestione altissimi. Infatti anche il

costo dell'energia segue le normali leggi economiche e, quando la domanda è alta, il prezzo dell'energia cresce.

Un'infrastruttura di “demand-response” non solo abiliterebbe nuovi schemi di tariffazione, ma consentirebbe anche di richiedere, in momenti di sovraccarico, lo spegnimento di dispositivi elettrici meno prioritari, evitando black-out o distacchi totali di energia.

Le Smart Grids dovranno quindi essere in grado di fornire ai clienti finali informazioni in tempo reale e permettere di identificare, quantificare e ricompensare le scelte e i comportamenti virtuosi. In altre parole gli utilizzatori dovranno essere indirizzati verso modelli di consumo, comportamenti e stili di vita ecosostenibili.

Sarà necessario un grande apporto dalla ICT (Information and Communication Technology) per mettere in comunicazione i diversi soggetti, in modo sicuro ed efficiente.

5.2 Possibile modello economico nelle Smart Grids

Nello scenario delineato ogni utente potrà potenzialmente comprare, ma anche vendere, energia in un mercato libero. Il prezzo di acquisto e di vendita varierà nel tempo e diventerà lo strumento principale in grado di bilanciare la domanda e l'offerta di energia elettrica. È presumibile che ogni utente di questo mercato sarà rappresentato da un agente software, che agirà in maniera autonoma verso la massimizzazione dei propri obiettivi di profitto. Tutto questo rappresenta una vera e propria rivoluzione rispetto al sistema di bilanciamento attuale basato su un controllo centralizzato e con reazioni molto spesso affidate all'intervento dell'operatore umano. Piuttosto diffusi sono scenari di riferimento di price-to-device dove il costo dell'energia varia dinamicamente nel tempo: i contatori comunicano le eventuali modifiche ai carichi che si coordinano per reagire ed adattare di conseguenza il profilo di consumo. Questo potrebbe essere proprio il caso della ricarica dei veicoli elettrici: una negoziazione tra veicolo e stazione di ricarica per scegliere il compromesso migliore tra potenza richiesta dall'autoveicolo e potenza erogabile dalla stazione di ricarica. Quest'ultima è dipendente, oltre che dalle caratteristiche tecniche della stazione, anche dai vincoli tecnici della rete di Distribuzione in quel punto e dallo “stato dinamico della rete” che varia durante la giornata in funzione della domanda.

In un orizzonte più vicino è possibile ipotizzare che i produttori connessi alla rete di Distribuzione stipuleranno contratti bilaterali per la produzione di energia, che andranno a definire i setpoint giornalieri di produzione (a programma). Questi accordi riguarderanno verosimilmente il medio periodo, saranno ad esempio accordi annuali, in cui ogni produttore si impegna a fornire potenza ed energia stabilite per i successivi 365 giorni.

Il Distributore, che non si occupa dei contratti con i produttori, potrebbe però trovarsi di fronte alla necessità di provvedere in prima persona ai servizi di sistema, quindi alla regolazione. Per rientrare nei programmi di scambio con la rete di trasporto o per garantire la sicurezza del sistema, egli potrà giornalmente richiedere ai generatori variazioni di attivo o reattivo rispetto al programma. Sceglierà in questo caso tra le offerte formulate dai produttori stessi (ad esempio €/MWh per l'attivo) ed i costi per la variazione dello scambio programmato con la rete AT le soluzioni più vantaggiose, cioè che comportano i costi minori per il servizio. Questi costi verranno poi ribaltati dal Distributore sui clienti finali.

Vi è anche la possibilità che alcuni servizi vengano considerati obbligatori per consentire l'allacciamento alla rete dei produttori; uno di essi potrebbe essere la variazione di produzione del reattivo. La remunerazione di questo servizio potrebbe essere nulla in tutti i casi che non portano a modifica della produzione della potenza attiva stabilita (questo dipende dalle curve di capability). Negli altri casi invece potrebbe essere remunerato solo il ΔP risultante dalla modifica.

6 Strumenti impiegati per le simulazioni

L'analisi è stata realizzata in collaborazione con RSE (Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.) ed in particolare con il gruppo di ricerca “Reti Attive” che è impegnato nello studio della possibile evoluzione delle attuali reti di Distribuzione verso il concetto di “rete attiva”, mediante sviluppo di nuove tecniche di controllo centralizzato per la gestione della rete di Distribuzione finalizzate a massimizzare la penetrazione di GD (“Hosting Capacity”). Obiettivo principale dell'attività è la realizzazione del prototipo di un algoritmo per il controllo della tensione e dei limiti di corrente di una rete di Distribuzione MT.

Tale algoritmo ha lo scopo di garantire il rispetto dei vincoli posti dalla normativa internazionale relativamente a:

- valore della tensione in ogni nodo della rete (normativa CEI EN 50160);
- valore della corrente in ogni ramo della rete (normativa IEC 60287).

La struttura che è stata realizzata a questo scopo è rappresentata in Figura 8 e comprende, oltre all'algoritmo di ottimizzazione vero e proprio, denominato DISCOVER, tutta una serie di programmi necessari per l'attività di pre-process, quindi per l'immissione dei dati, e di post-process cioè l'elaborazione dei risultati delle analisi.

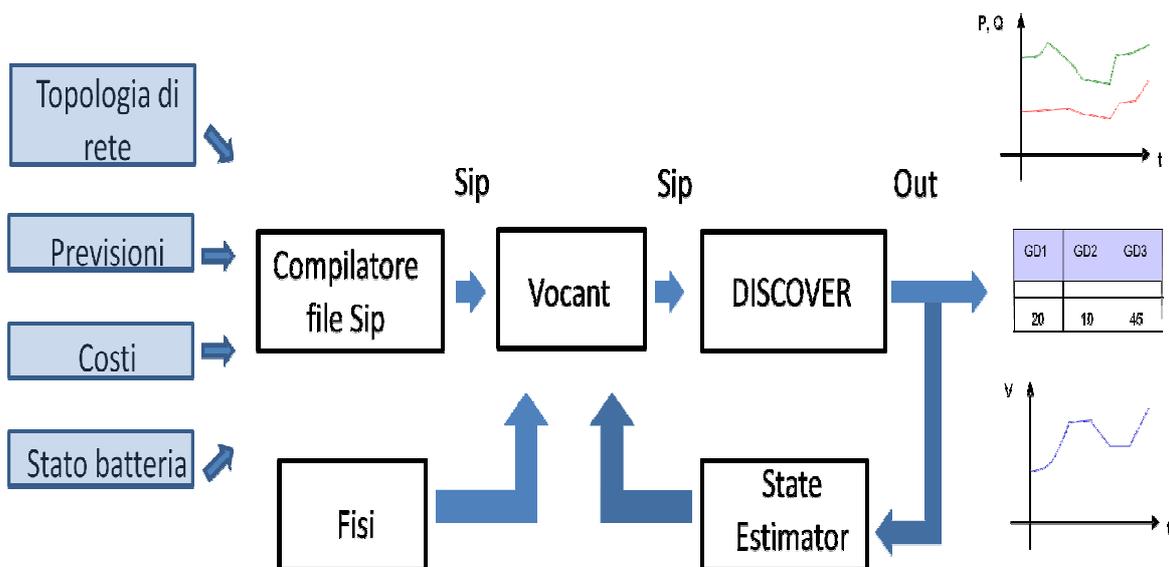


Figura 8 - Schema di principio dell'ottimizzatore con annesse strutture di pre e post-process

6.1 La struttura di pre-process

La struttura implementata consente di acquisire i dati dai file d'ingresso, di elaborarli e di fornire un file di uscita in formato SIP, che consiste in un file di testo appositamente sviluppato all'interno di RSE da impiegare come ingresso all'ottimizzatore (DISCOVER). Per fare ciò sono stati realizzati tutta una serie di programmi come mostrato in Figura 8.

La procedura seguita per l'analisi prevede l'acquisizione dei file d'ingresso ("Topologia di rete", "Previsione", "Costi" e "Stato Batteria", la cui struttura è descritta in **Appendice A**) da parte di un programma denominato "Compilatore di file Sip" (in **Appendice B** vengono riportate le procedure per la stesura del codice MATLAB[®] "Compilatore di file Sip") che li elabora e li trasferisce ad un altro algoritmo realizzato sempre all'interno dell'ambiente di MATLAB[®] rinominato VOCANT. Esso gestisce le strutture dati riguardanti la rete realizzando l'aggiornamento delle informazioni, la loro sincronizzazione ed il controllo dell'ottimizzatore e fornisce come output un nuovo file in formato SIP, ma opportunamente codificato per essere portato in ingresso a DISCOVER.

Le informazioni che arrivano come input a VOCANT provengono in parte dalla piattaforma denominata FISÌ, che permette tra l'altro di inserire eventuali disturbi come le condizioni climatiche, e in parte dallo STATE ESTIMATOR, un blocco inserito in retroazione a DISCOVER. Quest'ultimo blocco mischia i dati provenienti dall'uscita dell'ottimizzatore con quelli presenti al suo interno, come ad esempio la previsione, e va a reinserirli in VOCANT allo scopo di effettuare un opportuno aggiornamento (anche se tale parte è, ad oggi, ancora in fase di studio). Entrambi i programmi qui descritti (FISÌ e STATE ESTIMATOR) fanno parte dell'ambiente di lavoro di MATLAB[®].

6.2 Il programma di ottimizzazione: DISCOVER

L'ottimizzatore scelto per l'analisi, come già anticipato, è stato DISCOVER [8].

La procedura di ottimizzazione è basata su un OPF (Optimal Power Flow), un procedimento che si concentra sulla gestione ottimale del trasporto di energia, nel rispetto di vincoli fisici, caratteristici del sistema reale (equazioni di load flow). L'algoritmo consente infatti di definire un'opportuna funzione obiettivo, che può essere sia di natura tecnica che economica e che sarà minimizzata durante la risoluzione; tutto questo naturalmente nel rispetto dei vincoli di sicurezza e funzionalità del sistema elettrico di potenza.

Per quanto riguarda le potenzialità di tale programma è possibile evidenziare come DISCOVER risulti adatto per essere utilizzato sia per una simulazione di tipo *off-line* che per un controllo *on-line*, nel primo caso può evidenziare condizioni critiche di una certa rete e fornire delle possibili soluzioni. Nell'altro caso, per ogni periodo temporale, vengono fornite informazioni reali sulla rete dallo STATE ESTIMATOR e, quando necessario, vengono calcolati i punti di lavoro ottimali da dover essere inviati alle risorse movimentabili. Le possibili condizioni critiche derivano dall'attuazione dei comandi inviati a tali risorse che potrebbero essere valutati con una corretta analisi dinamica; se necessario potrebbe essere aggiunto un margine ulteriore ai vincoli di tensione.

L'ottimizzazione in tempo reale dovrebbe, in futuro, essere integrata con dei sistemi di automazione esistenti, in particolare con SCADA/DMS ("Supervisory Control And Data Acquisition" e "Distribution Management System") alle sottostazioni AT/MT. Le simulazioni sulle reti test rappresentano una fase chiave nella progettazione del sistema di controllo globale, per valutare il comportamento in condizioni difficilmente osservabili nei casi reali.

Nel caso specifico è stata effettuata un'ottimizzazione di tipo *off-line*.

6.2.1 Funzione obiettivo

Nell'ottica già esposta in cui il Distributore potrebbe dover gestire anche i servizi ausiliari di sistema risulta evidente la necessità di ricorrere ad una funzione obiettivo che minimizzi il costo delle eventuali azioni di controllo necessarie al rispetto dei vincoli di rete. Ogni risorsa controllabile può essere infatti definita mediante un'opportuna curva di offerta per quanto riguarda la disponibilità a fornire tali servizi; in questo modo l'algoritmo è in grado di scegliere la soluzione economicamente più conveniente che permette il corretto funzionamento della rete anche a seguito di condizioni di carico o di generazione diverse da quelle previste.

In particolare la funzione obiettivo assunta dall'algoritmo nell'ottica di "minimo costo dei servizi" è:

$$\min_{p,c} \left(\sum_{i=1}^{NG} \pi_{Gi}(p_i) - \sum_{i=1}^{NL} \pi_{Li}(c_i) \right) \quad (1)$$

dove:

p_i = spostamento del punto di lavoro previsto dell' i -esimo generatore controllabile;

c_i = spostamento del punto di lavoro previsto dell' i -esimo carico controllabile;

π_G = costo dello spostamento p dell' i -esimo generatore controllabile;

π_L = costo dello spostamento c dell' i -esimo carico controllabile;

NG = numero di generatori controllabili;

NL = numero di carichi controllabili;

p, c = costo totale per le risorse controllabili.

6.2.2 Ipotesi implementate in DISCOVER

L'algoritmo opera nelle seguenti ipotesi:

- Perimetro spaziale: rete MT sottesa ad una Cabina Primaria. Si ipotizza che la configurazione della rete sia fissa anche se il programma è in grado di gestire reti contenenti fino ad un massimo di 99 nodi;
- Perimetro temporale: viene preso in considerazione lo stato della rete per 24 ore o comunque in relazione a 24 periodi temporali che potrebbero essere però estesi a 96 periodi (questo nell'ottica di considerare non più una discretizzazione oraria ma che tenga conto dello stato della rete ogni quarto d'ora);
- Previsione di assorbimento dai carichi e iniezioni dai generatori effettuata: valori noti in maniera deterministica (per i generatori i valori riportati rappresentano quelli definiti mediante i contratti bilaterali).

Risorse di regolazione differenziate presenti:

- On Load Tap Changer (OLTC), capacitor bank esercito da DSO (Distributed System Operator);
- Iniezione/assorbimento di Reattivo dai generatori "controllabili" (sottoinsieme dei DER - Distributed Energy Resources);
- Modulazione potenza Attiva dai generatori "controllabili" (sottoinsieme dei DER);
- Sistema di accumulo: esercito da DSO (introduce vincolo integrale sulle 24 h, per garantire la ricarica).

6.2.3 Vincoli

I vincoli tecnici inseriti nella procedura di ottimizzazione sono:

- bilancio di potenza attiva e reattiva all'interno dei confini spaziali dell'algoritmo, rispettivamente:

$$\sum_{j \in \alpha_i} TA_{i,j} + IA_i = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{j \in \alpha_i} TR_{i,j} + IR_i = 0 \quad (3)$$

Con $i=1, \dots, N$

Dove:

N = numero di nodi della rete;

IA_i = potenza attiva iniettata dal nodo i ;

IR_i = potenza reattiva iniettata dal nodo i ;

α_i = gruppo di nodi connessi al nodo i ;

$TA_{i,j}$ = potenza attiva da i a j data dalla relazione:

$$TA_{i,j} = \frac{V_i \cdot V_j \cdot K_{i,j}}{z_{i,j}} \cdot \sin(\vartheta_i - \vartheta_j - \delta_{i,j}) + \frac{V_i^2}{z_{i,j}} \cdot \sin \delta_{i,j} \quad (4)$$

$TR_{i,j}$ = potenza reattiva da i a j data dalla relazione:

$$TR_{i,j} = -\frac{V_i \cdot V_j \cdot K_{i,j}}{z_{i,j}} \cdot \cos(\vartheta_i - \vartheta_j - \delta_{i,j}) + V_i^2 \cdot \left(\frac{\cos \delta_{i,j}}{z_{i,j}} - \frac{y_{i,j}}{2} \right) \quad (5)$$

$K_{i,j}$ = rapporto di trasformazione della connessione i,j ;

$z_{i,j}$ = modulo dell'impedenza longitudinale della connessione i,j ;

$\delta_{i,j}$ = angolo dell'impedenza longitudinale della connessione i,j ;

$y_{i,j}$ = suscettanza in parallelo alla connessione i,j ;

- valore della corrente nei rami, in particolare il transito limite tra il nodo i e il nodo j :

$$TI_{i,j} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot V_i} \cdot \sqrt{TA_{i,j}^2 + TR_{i,j}^2} \leq \overline{TI}_{i,j} \quad (6);$$

- valore della tensione ai nodi;
- iniezione ed assorbimento di potenza dai generatori e dai carichi controllabili in ogni periodo temporale;

- energia nell'unità di accumulo:

$$\frac{E_{min} - E_0}{\Delta T_i} \leq \sum_{t=1, \dots, T_i} pI_{acc} - \sum_{t=1, \dots, T_i} pP_{acc} \leq \frac{E_{max} - E_0}{\Delta T_i} \quad (7)$$

Con:

$T_i = 1 \div NI$ (periodi temporali)

E_{min} = livello di carica minimo dell'unità di accumulo;

E_{max} = livello di carica massimo dell'unità di accumulo;

E_0 = livello di carica iniziale dell'unità di accumulo;

ΔT_i = durata del singolo intervallo;

pI_{acc} = immissioni nell'unità di accumulo;

pP_{acc} = prelievi dall'unità di accumulo;

- vincoli sulla carica e scarica dell'accumulo (indipendenti dal livello di energia);
- minimo e massimo livello di carica ammesso per la batteria;
- energia accumulata nell'ultimo periodo temporale.

6.2.4 Modellazione dei componenti di rete

Generatori

Al fine di poter stabilire la capacità di controllo, l'algoritmo deve inoltre conoscere la curva di *capability* di ogni risorsa presente; questo è possibile in quanto DISCOVER permette di gestire curve complesse anche se, allo scopo di tale analisi, è stata adottata un'approssimazione rettangolare come in Figura 9.

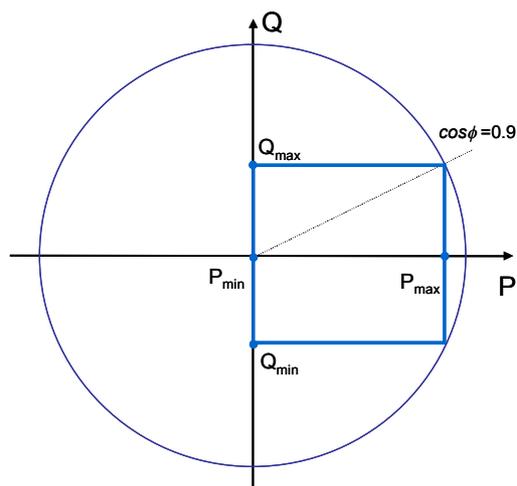


Figura 9 - Curva di capability dei generatori

In ogni periodo temporale (“sezione”) e per ogni risorsa controllabile sono stati riportati i valori delle potenze nominali, massime e minime e le variazioni di potenza a salire ed a scendere per l’attivo (P_G , P_{max} , P_{min} , P^+ , P^-) e per il reattivo (Q_G , Q_{max} , Q_{min} , Q^+ , Q^-), che rappresentano le condizioni di:

Funzionamento programmato o previsto (P_G in MW e Q_G in MVAR) - questa potenza è stata inserita mediante un generatore “R” il cui punto di lavoro non può essere modificato;

Potenza massima o potenza minima attive o reattive (P_{max} , P_{min} , Q_{max} , Q_{min}) - per gestire lo stato degli impianti e i vincoli di flessibilità (per esempio potenza minima, massimo reattivo erogabile, rampe di accensione ecc);

Margine a salire e a scendere (generatore “G_p” e un carico “G_c” che rappresentano rispettivamente il margine a salire e a scendere del generatore rispetto al punto di lavoro programmato / previsto). I margini sono stati calcolati tenendo conto del punto di funzionamento programmato o previsto.

Quindi per ciascun gruppo controllabile sono state inserite 2 opportune voci generatori (“G”), come mostrate in Figura 10, che rappresentano:

- a. $G_p \Rightarrow$ margine a salire ($P_{min} = 0$ e $P_{max} =$ margine a salire) $\Rightarrow U$
- b. $G_c \Rightarrow$ margine a scendere ($P_{min} = (-1) \cdot$ margine a scendere; $P_{max} = 0$) $\Rightarrow D$

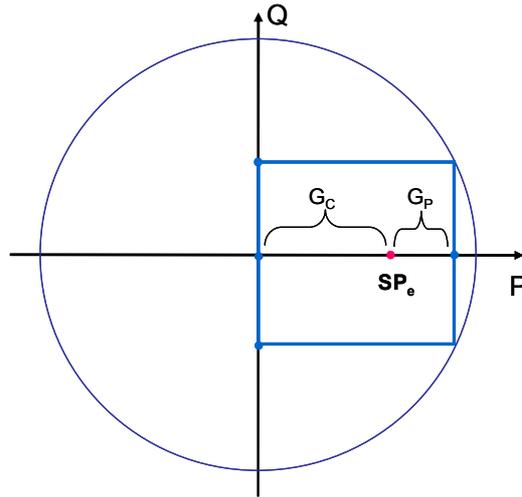


Figura 10 - Margini a salire ed a scendere per le risorse dispacciabili

Le strutture di costo inserite per la movimentazione del punto di lavoro di tali risorse sono del tipo:

$$\text{Costo Movimentazione Generatori Sincroni} = \frac{\text{consumo} \times \text{prezzo metano} \times 1000}{\eta} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (8)$$

Dove il consumo è espresso in $\left[\frac{\text{Sm}^3}{\text{kWh}} \right]$, il prezzo del metano in $\left[\frac{\text{€}}{\text{Sm}^3} \right]$ è ricavato da tabelle dei fornitori (Energie Offida S.r.l.) ipotizzando un consumo di taglia elevata $\geq 200\,000 \left[\frac{\text{Sm}^3}{\text{anno}} \right]$ ed il rendimento η dei generatori è adimensionale.

Per le variazioni di attivo la curva di costo inserita nel modello è una quadratica del tipo

$$\text{Costo Movimentazione Attivo} = c_0 + c_1 \times \Delta P + c_2 \times \Delta P^2 \quad (9)$$

Riguardo le variazioni di reattivo, DISCOVER consente due diversi approcci; il primo prevede di considerare il reattivo erogato a costo nullo, mentre il secondo è un semplice modello lineare del tipo

$$\text{Costo Movimentazione Reattivo} = c_{c/i} \times \Delta Q \quad (10)$$

Rete AT

Per quanto riguarda la rete AT, nella realtà essa ha ovviamente le caratteristiche di una rete prevalente cioè tensione e frequenza imposti e praticamente coincidenti con i valori nominali. All'interno dell'algoritmo invece è stata rappresentata con un modello approssimato: due generatori, uno per le richieste di potenza da rete e l'altro per le iniezioni di potenza in rete (contro flusso) sono inseriti nel nodo di collegamento, cioè

quello dove si trova il primario del trasformatore AT/MT. Le caratteristiche di tali generatori sono uniformi a quelle indicate nel precedente paragrafo.

Linee

Il comportamento delle linee è stato analizzato grazie al modello classico del doppio bipolo di Figura 11.

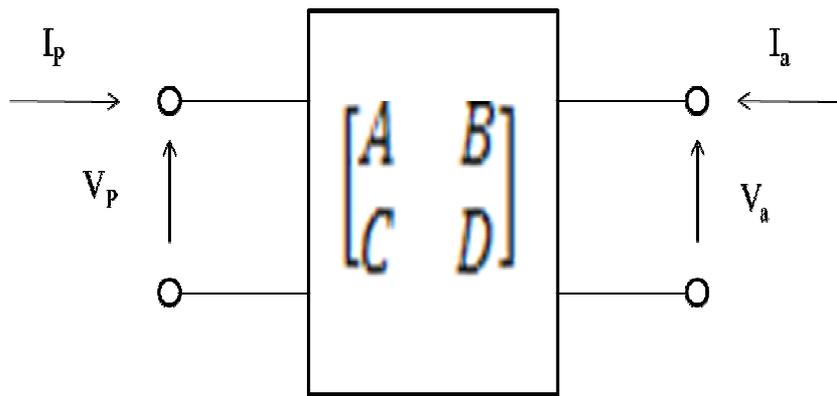


Figura 11 - Doppio Bipolo

$$\begin{bmatrix} V_p \\ I_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (11)$$

In cui la matrice 4x4 è detta Matrice di Trasmissione. Applicando il modello al caso fisico e scegliendo la rappresentazione a π delle linee si ottiene il circuito equivalente di Figura 12.

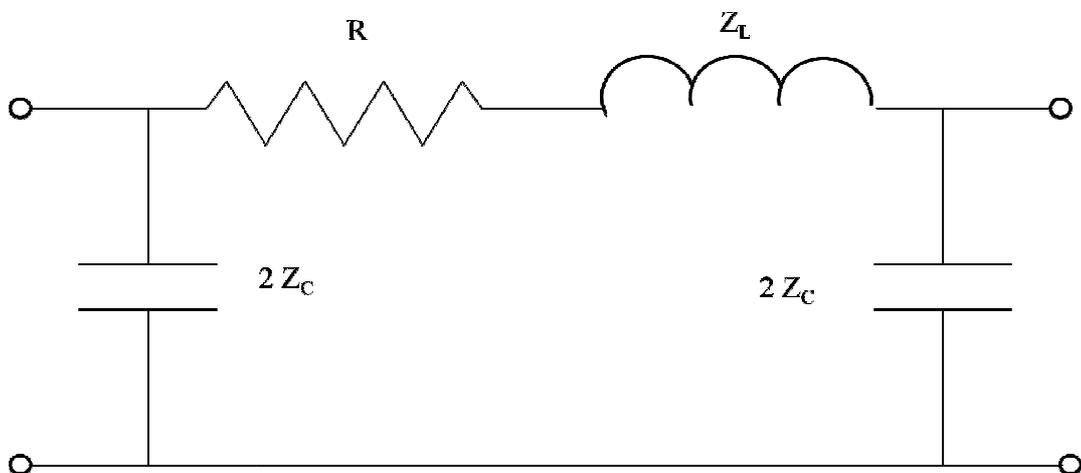


Figura 12 - Circuito equivalente a π delle linee

Dalla teoria dei sistemi elettrici il trasferimento di potenza attiva e reattiva relativo ad un doppio bipolo del tipo di Figura 12 è legato alle tensioni ai capi ed ai parametri trasversali del bipolo stesso; per una linea che collega un generatore ed un carico vale (in p.u.) la relazione:

$$\Delta v = \Delta e - (r \times \Delta p + x \times \Delta q) \quad (12)$$

Dispositivi di accumulo

Come detto è anche prevista la possibilità di inserire un dispositivo di accumulo (Energy Storage) su un qualsiasi nodo della rete. Per la realizzazione del modello l'unità di accumulo può essere considerata, in ogni sezione temporale, o come un generatore o come un carico e i diversi comportamenti nei cicli di carica e scarica possono essere presi in considerazione grazie a delle linee virtuali, con differenti parametri elettrici, che collegano il nodo reale al nodo virtuale di batteria. Al fine di poter includere dei vincoli integrali derivanti dall'unità di accumulo, le sezioni temporali vengono convertite in sezioni spaziali interconnesse e il problema viene risolto simultaneamente sull'intero orizzonte temporale. L'algoritmo non risolve quindi l'ottimizzazione della rete reale tante volte quante sono le sezioni temporali, bensì va a ricavare il punto di minimo su una rete "fittizia" costituita dall'interconnessione di 24 (o 96 a seconda di quante sono le sezioni orarie) reti uguali. I transiti tra una e l'altra sono in realtà le condizioni al contorno della rete reale per ogni sezione oraria e, in questo modo, il programma riesce a trasformare i vincoli temporali in vincoli spaziali.

Per i dispositivi di accumulo può essere considerata una struttura di costo del tipo:

$$\text{Costo Batteria} = \frac{\text{costo medio del ciclo}}{2} \pm \text{coefficiente} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \quad (13)$$

Dove il costo medio di un ciclo viene espresso in $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$, in realtà tale valore rappresenta non un costo specifico, ma una media dei costi per ciclo delle varie tecnologie disponibili. Il 2 al denominatore è invece giustificato dalla presenza di due cicli (carica+scarica) ed il coefficiente è relativo all'ipotesi di identico costo delle due fasi. Tale costo comprende quello di acquisto del dispositivo di accumulo che in realtà dovrebbe essere considerato a parte come costo fisso, differenziandolo così dai costi variabili per la movimentazione. Può essere effettuata questa prima approssimazione per lo sviluppo dell'algoritmo e in seguito possono essere inserite strutture di costo derivate da modelli molto più realistici.

6.3 La struttura di post-process

La struttura di post-process utilizzata per l'analisi dei risultati è stata realizzata mediante un'interfaccia grafica in grado di leggere i file di uscita da DISCOVER e riportarli organizzati in tabelle su un foglio EXCEL[®]. Tramite lo stesso programma sono stati realizzati anche i profili analizzati nel seguito.

7 Dati di input e ipotesi assunte

L'attività sperimentale si è concentrata sull'analisi dell'influenza della ricarica dei veicoli elettrici su una rete di Distribuzione MT. Obiettivo del lavoro è stato quello di verificare la sostenibilità di una penetrazione pari al 10% di suddetti veicoli nel mercato automobilistico e di evidenziare eventuali situazioni critiche per la rete.

Lo studio che è stato effettuato riguarda entrambe le modalità di ricarica finora concepite, quindi sia la cosiddetta “ricarica lenta” prevista durante le ore notturne nell'area residenziale, che una possibile “ricarica veloce” da effettuare durante le ore lavorative presso un distributore centralizzato (ipotizzando un sistema simile a quello dei comuni distributori di carburante).

7.1 Rete di Distribuzione di riferimento

L'oggetto dell'analisi è una rete MT di tipo radiale alimentata da un opportuno trasformatore AT/MT di Cabina Primaria, con topologia e caratteristiche plausibili in quanto ricavate da reti reali. La struttura è quella mostrata in Figura 13 e presenta 2 feeders da 20 kV che alimentano una rete composta da 32 nodi ed 8 unità di generazione distribuita, di cui 5 derivanti da fonti rinnovabili e 3 unità turbogas.

Nella rete sono presenti anche dei carichi, distribuiti sui vari nodi, di natura diversa tra loro. Questi finiscono per caratterizzare anche il comportamento dei due feeders, infatti se il primo può essere associato ad un'area “industriale-residenziale” lo stesso non si può dire per l'altro dove prevalgono utenze di tipo “rurale”. È inoltre possibile evidenziare nella stessa rete anche la presenza del punto di ricarica centralizzato per i veicoli elettrici nel nodo 12.

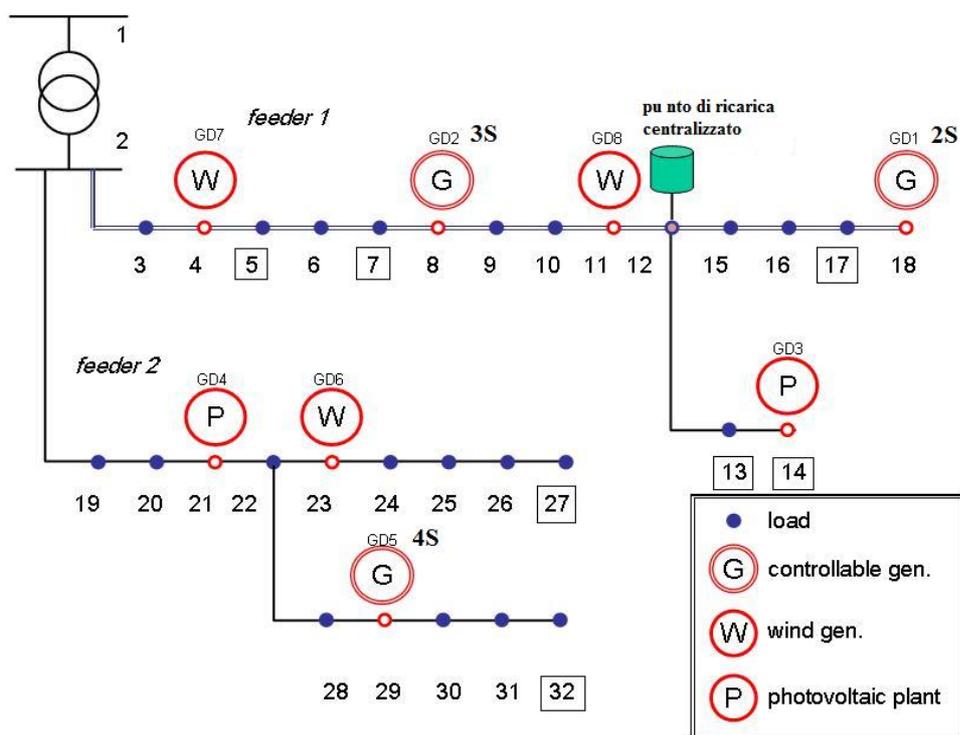


Figura 13 - Rete di Distribuzione MT utilizzata nelle simulazioni

Entrando nelle specifiche tecniche vengono definite in primo luogo le caratteristiche del trasformatore AT/MT utilizzato, come mostrato in Tabella 3.

Tabella 3 - Specifiche tecniche del trasformatore AT/MT

V_{1n} [kV]	V_{2n} [kV]	S_{nom} [kVA]	v_{cc} [p.u.]	p_{cc} [p.u.]	i_o [p.u.]
132	20	40000	0,13	0,0055	0,01

Il trasformatore è inoltre a rapporto spire variabile con 17 possibili posizioni di lavoro (oltre a quella centrale +8 a salire e -8 a scendere), e viene gestito nell’ottica di mantenere costante la tensione sul secondario anche a seguito di variazione dei flussi di potenza in rete.

Per quanto riguarda i generatori le caratteristiche di ognuno di essi vengono riportati in Tabella 4.

Tabella 4 - Specifiche tecniche dei generatori

nodo	Pn [kW]	Qn [kVAR]	tipologia	Pmin [kW]	Pmax [kW]	Qmin [kVAR]	Qmax [kVAR]
1	0	0	7	100000	100000	100000	100000
4	5500	0	6	0	5500	0	1000
8	3200	2400	7	0	3200	-2400	2400
11	5500	0	6	0	5500	0	1000
14	3200	2400	8	0	3200	-2400	2400
18	5500	0	7	0	5500	0	1000
21	3150	0	8	0	3150	0	1000
23	5500	0	6	0	5500	0	1000
29	5500	0	7	0	5500	0	1000

La tipologia cui viene fatto riferimento riguarda la natura dei generatori, infatti:

- 6, indica gli impianti eolici;
- 7, indica i gruppi turbogas, come già anticipato in precedenza parlando di DISCOVER anche la rete AT viene modellata come se fosse un generatore di questo tipo, salvo poi adottare opportune considerazioni al momento dell'analisi dei risultati delle simulazioni;
- 8, indica gli impianti fotovoltaici.

Per i generatori sono state adottate le strutture di costo anticipate nella descrizione del modello; le unità di produzione da FER lavorano “a programma”, infatti non presentano la possibilità di fornire dei servizi alla rete, mentre le unità turbogas, movimentabili, sono caratterizzate dalle 3 tipologie di costi: a programma (R), a salire (U) e a scendere (D). I coefficienti inseriti per le curve di offerta sono riepilogati in Tabella 5.

Tabella 5 - Curve di offerta - generatori

tipo	Gener.	Moviment.	nodo	ATTIVO [€/MWh]			REATTIVO [€/MVARh]	
				c0	c1	c2	capacitiv o	induttivo
rete AT	1S	U	1	0	120	0	5	5
		D	//	0	-3200	0	5	5
eolico	2A	R	4	0	0	0	5	5
turbogas	3S	U	8	0	370	0	5	5
		R	//	0	320	0	5	5
		D	//	0	-270	0	5	5
eolico	3A	R	11	0	0	0	5	5
fotovoltaico	1F	R	14	0	0	0	5	5
turbogas	2S	U	18	0	370	0	5	5
		R	//	0	320	0	5	5
		D	//	0	-270	0	5	5
fotovoltaico	2F	R	21	0	0	0	5	5
eolico	1A	R	23	0	0	0	5	5
turbogas	4S	U	29	0	370	0	5	5
		R	//	0	320	0	5	5
		D	//	0	-270	0	5	5

Analizzando invece la struttura delle linee si può evidenziare la presenza sia di tratti aerei che in cavo in entrambi i feeders, come mostrato in **Appendice C**.

La diversa natura di questi tratti porta a considerazioni aggiuntive su quello che potrà essere il comportamento delle stesse a seguito di variazione dei flussi di potenza in rete. In relazione al modello che è stato implementato in DISCOVER (Figura 12) è possibile evidenziare che per molti tratti la componente resistiva di linea è quasi il doppio della reattiva. Questo, se inserito nella relazione (12), consente di notare che rispetto alle normali linee aeree AT (in cui $r \ll x$ e poiché $\Delta p \cong \Delta q \Rightarrow r \cdot \Delta p \ll x \cdot \Delta q$) le variazioni di tensione non dipendono quasi esclusivamente dalle variazioni di potenza reattiva (Δq) ma anche, e in modo deciso, da quelle di potenza attiva (Δp).

Per quanto riguarda il valore dei carichi nel seguito verranno presentati i diversi scenari relativi a condizioni diverse di cui saranno definite ogni volta le specifiche tecniche.

7.2 Ipotesi generali sui parametri dell'analisi

Prima di inizializzare le simulazioni, sono stati impostati i parametri dell'analisi nel record "Direttive Utente" del file SIP di ingresso a DISCOVER; in particolare:

- Limiti di tensione: 20 kV $\pm 10\%$ (18÷22 kV);
- N° iterazioni: 40;
- Limiti di corrente: 0,14÷0,36 kA (dipendenti dalle caratteristiche delle linee, come si può vedere in **Appendice C**);
- Controllo Correnti: attivo;
- Iterazione a cui ha inizio il Controllo Correnti: 1;
- Produzione di Reattivo: si considera a costo nullo.*

* Quest'ultima ipotesi è conforme al più probabile modello di remunerazione per i generatori: il servizio di movimentazione del reattivo sarà obbligatorio per il produttore che vorrà allacciarsi alla rete.

E' possibile sintetizzare i parametri dell'analisi impostati, le ipotesi effettuate, le curve di offerta ed i vari modelli di costo inseriti nelle scale degli interventi adottate in caso di:

incremento di potenza (movimentazione a salire):

- prelievo da AT a prezzo di mercato;
- movimentazione batteria;
- aumento produzione generatori dispacciabili (Costo Movimentazione Generatori Sincroni, in cui mediante gli opportuni costi è possibile scegliere se aumentare la produzione di attivo e/o di reattivo);
- distacco carichi interrompibili;
- distacco carichi (tutti).

riduzione di potenza (movimentazione a scendere)

- movimentazione batteria;
- riduzione produzione generatori dispacciabili (Costo Movimentazione Generatori Sincroni in cui mediante gli opportuni costi è possibile scegliere se ridurre la produzione di attivo e/o di reattivo);
- immissione di energia verso la rete AT;
- distacco generazione da fonti rinnovabili.

7.3 Stima del carico rappresentato dai Veicoli Elettrici

L'analisi è stata condotta su diversi scenari di carico mantenendo costante la generazione prevista. Per ognuno di essi viene messa a confronto la condizione di assenza di ricarica, quindi assenza di VE, con due casi in cui invece essa è prevista. Sono state prese in considerazione entrambe le modalità di ricarica, lenta e veloce, con due diverse tipologie di utilizzo da parte dei consumatori.

La prima ipotizza che l'85% dei VE presenti venga ricaricato di notte e solo il restante 15% utilizzi la modalità veloce diurna da stazione di servizio; ad essa viene quindi assegnato una sorta di servizio di emergenza, a cui accedere in pochi casi di necessità.

L'altro caso prevede invece la suddivisione in parti uguali delle quote di auto che ricaricano gli accumulatori durante il giorno e durante la notte, quindi 50% per ciascuna tipologia.

E' stata inoltre prevista la presenza di un sistema di interfaccia tra autovettura e rete elettrica che permetta di ripartire in modo omogeneo il numero di auto da ricaricare tra le ore assegnate alla ricarica. In questo modo, ad esempio per ogni ora della notte, ci sarà un egual numero di autovetture in ricarica.

Infine per la ricarica veloce è stata ipotizzata la presenza di un "distributore" centralizzato, posto nel nodo 12 in posizione baricentrica rispetto ai carichi ed ai generatori, immaginando un immediato futuro dove le stazioni pubbliche per la ricarica veloce saranno in numero limitato rispetto ai punti di ricarica lenta gestiti direttamente dai "privati". Questo è dovuto sia alla difficoltà di reperire siti idonei (area estesa, buona accessibilità, zone trafficate e con disponibilità elevata di potenza) che alla elevata probabilità che tali ricariche siano più costose di quelle lente notturne, quindi meno appetibili per gli automobilisti se non in caso di necessità.

Il calcolo del numero di veicoli elettrici è stato effettuato, per ognuno dei tre casi analizzati, partendo dal valore dei carichi residenziali; infatti conoscendo la potenza installata in ognuno di questi nodi e considerando che l'utenza "civile" da 3 kW sia la forma di contratto adottata per tutte le unità abitative, si è calcolato il numero di contatori, quindi di unità abitative presenti.

Noti da statistiche a livello nazionale il numero di abitanti per nucleo familiare (2,311 [persone/nucleo familiare]) e l'indice di motorizzazione nazionale (1,684 [persone/autovettura]) è stato stimato il parco auto circolante riconducibile alla zona

sottesa alla rete MT oggetto delle simulazioni. Nell'ottica del nostro caso studio il 10% del parco è elettrico.

Per determinare il numero di auto che usufruiranno del servizio di ricarica rapida giornaliera, a quelle di proprietà dei residenti deve essere sommata anche una percentuale delle auto che accedono alla zona durante il giorno per scopi "lavorativi" o commerciali e che non hanno ricaricato la batteria durante la notte presso la loro zona di residenza. Il calcolo è effettuato ipotizzando il numero di dipendenti per ogni tipo di attività installata nella zona depurato di un 20% di lavoratori che raggiungono il posto di lavoro a piedi, con i mezzi pubblici o in auto con un collega.

Noto il numero di auto che accedono al servizio di ricarica restano da stabilire le ore in cui queste ricariche verranno effettuate e le potenze nominali dei caricabatterie.

La ricarica notturna è prevista tra le ore 20 e le 7 di mattina (11 ore totali), orari in cui la maggior parte dei residenti si troverà presso la propria abitazione, mentre quella veloce è suddivisa in due tranches, una dalle ore 8 alle 12 e una dalle ore 14 alle 17 (7 ore totali).

I caricabatterie installati in abitazioni private dovranno avere potenza inferiore al limite contrattuale e lasciare anche un piccolo margine per le utenze domestiche; si sceglie quindi la taglia standard di 2,5 kW. Come si evince dalla Tabella 1, le batterie tipiche per i veicoli si aggirano intorno ai 15÷16 kWh, quindi $15[kWh]/2,5[kW] = 6 [h]$, è il tempo necessario alla ricarica lenta completa. Sulle 11 ore disponibili non tutte le auto saranno però in carica contemporaneamente, per questo si utilizza un coefficiente di contemporaneità di 0,65.

E' stato adottato un fattore di potenza unitario per i caricabatterie; questa assunzione è motivata dall'analisi dei data sheet di alcuni caricabatterie in commercio del tipo "non controllati".

Se la ricarica veloce viene eseguita in un'ora e serve per ricaricare la batteria alla metà della sua capacità (fatto plausibile in quanto servizio di emergenza), sono necessari $16[kWh] \times 0,5 = 8[kWh]$, quindi si opterà per un caricabatterie da 8 kW. Per le 7 ore in cui è disponibile il servizio vengono ricaricati il 15% (o il 50%) dei veicoli elettrici presenti risultanti dalla somma dei residenti e di coloro che accedono per scopi "lavorativi" e commerciali, al netto di coloro che rientrano in entrambe le categorie, cioè che risiedono e lavorano nella zona.

I calcoli effettuati sono riportati in **Appendice D**.

7.4 Scenari di funzionamento

Sono stati analizzati tre diversi scenari di carico con caratteristiche diverse tra loro, mentre la generazione non ha subito alcuna modifica tra un caso e l'altro. In questi contesti, come già anticipato, è stata messa in evidenza la condizione di assenza di ricarica, quindi assenza di VE, con due casi in cui invece essa è prevista.

Per una maggiore completezza del quadro è stato inoltre previsto un caso di penetrazione di VE sino al 30% del parco auto. Questa simulazione ha riguardato la situazione più gravosa per la rete, il Profilo 2 relativamente al caso B, cioè con ricarica notturna all'85%

Nota: nei grafici a seguire, dove non diversamente specificato, le tensioni sono da intendersi in kV, le potenze attive in MW e le potenze reattive in MVAR.

7.4.1 Profilo di carico 1

Il profilo in questione è stato realizzato utilizzando i dati relativi ad una rete reale, in Tabella 6 sono riportate le specifiche relative alla posizione ed al valore dei carichi inseriti.

Tabella 6 - Carichi applicati nei nodi (Profilo 1)

nodo	Pn [kW]	Qn [kVAR]	tipologia	Sn [kVA]
3	2000	968,6443	3	2222
4	500	242,1611	4	556
5	261,8	175,9307	1	315
6	1400	678,0511	3	1556
7	150	100,8006	1	181
8	450	217,945	4	500
9	125	84,00051	4	151
10	320	154,9831	3	356
11	125	84,00051	5	151
13	132	88,70454	1	159
14	120	80,64049	1	145
15	100	67,20041	4	120
16	550	266,3772	3	611
17	400	193,7289	1	444
18	950	460,106	3	1056
19	250	168,001	3	301
20	190	127,6808	2	229
21	190	127,6808	2	229
23	350	169,5128	5	389
24	180	120,9607	2	217
25	190	127,6808	3	229
26	500	242,1611	4	556
27	350	235,2014	1	422
27	1000	484,3222	2	1111
27	350	235,2014	2	422
28	150	99,15253	4	180
29	200	96,86444	3	222
30	250	168,001	3	301
31	150	100,8006	2	181
32	180	120,9607	1	217
32	900	435,8899	2	1000

La tipologia cui viene fatto riferimento riguarda la natura del carico applicato ad ogni nodo, in particolare si differenziano in:

- 1 - utenze di tipo residenziale;
- 2 - utenze di tipo agricolo;
- 3 - applicazioni industriali;
- 4 - utenze relative al settore terziario;
- 5 - illuminazione.

La distinzione è stata fatta in modo da poter assegnare per ognuno di essi un diverso andamento della curva di carico sull'orizzonte giornaliero, per prevedere ad esempio una punta di carico nelle ore serali per il solo carico residenziale. I coefficienti utilizzati a questo scopo sono riportati in Figura 14.

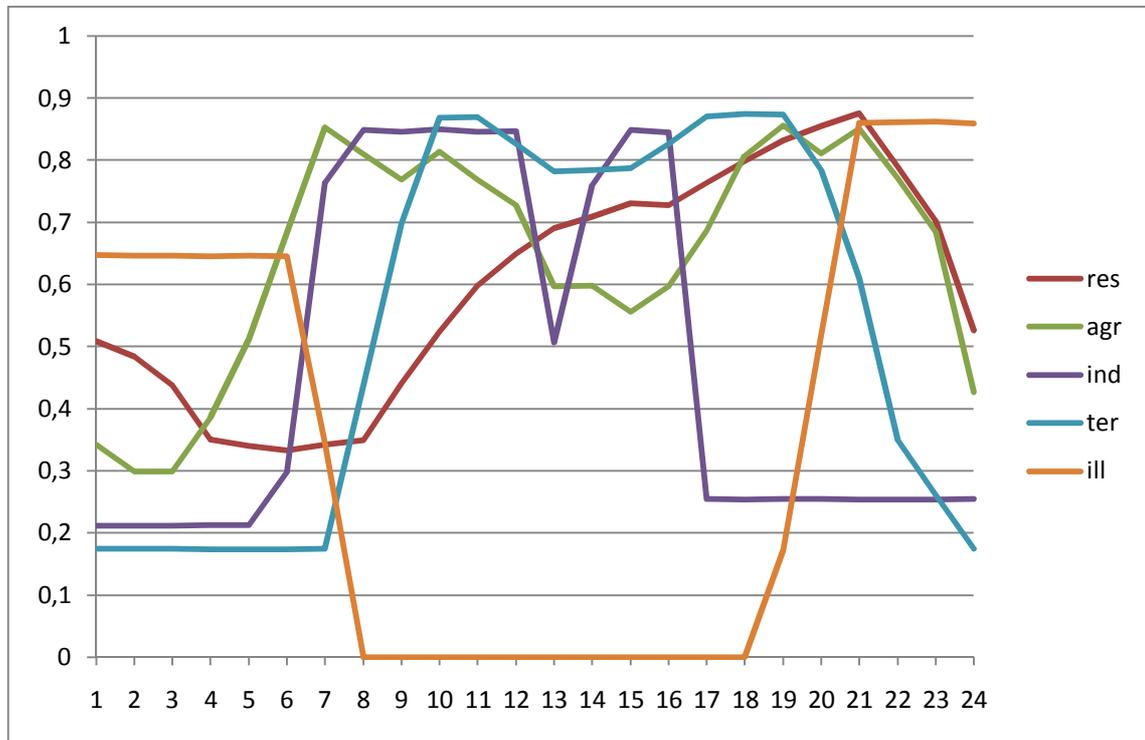


Figura 14 - Coefficienti utilizzati per le diverse tipologie di carico

In base ai dati è stato ricavato il profilo di generazione e di carico a previsione nel caso di assenza di veicoli elettrici come mostrato in Figura 15.

In esso si nota la natura industriale del carico che presenta la maggior richiesta durante le normali ore lavorative, ma non con un picco, bensì con un assorbimento quasi costante. Per quanto riguarda invece la curva previsionale di generazione si può notare che la richiesta di carico è molto inferiore rispetto a quella che è la potenza disponibile per effetto dei contratti bilaterali stipulati a previsione.

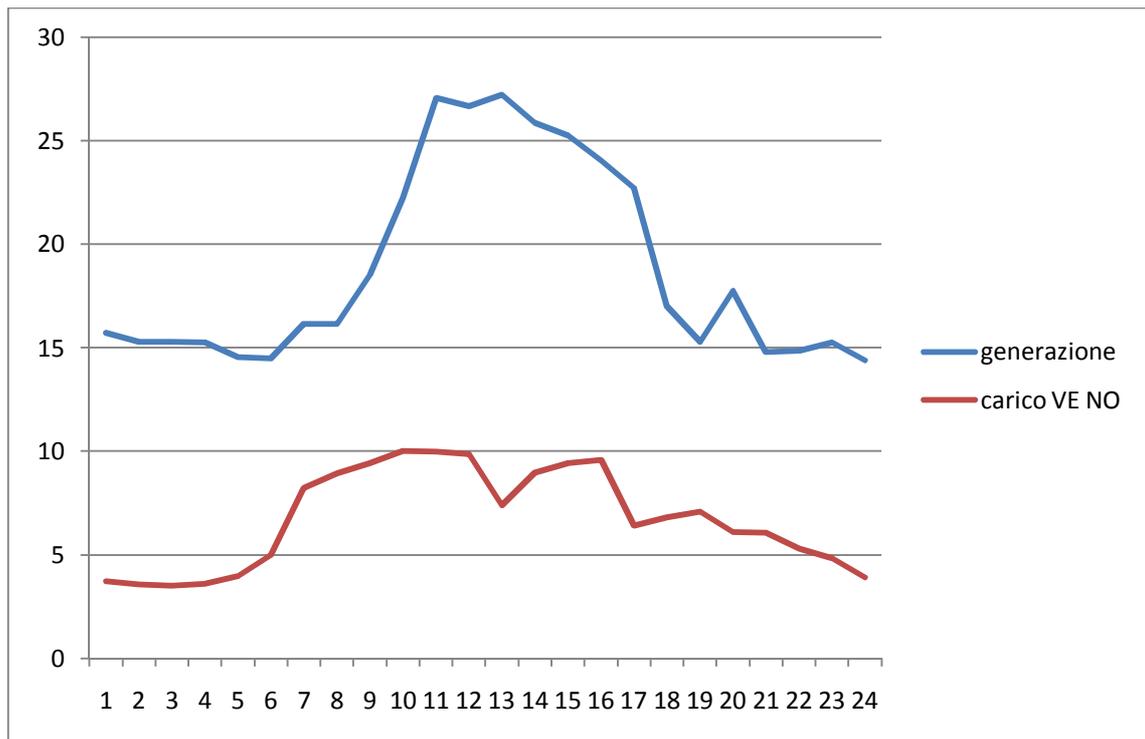


Figura 15 - Profilo 1: curve previsionali nel caso di assenza di Veicoli Elettrici

Questo rappresenta lo scenario base e da esso si sono ricavati gli altri due casi relativi alla presenza del veicolo elettrico. Utilizzando le relazioni definite in precedenza è stato stimato il numero di auto elettriche presenti nell'area in esame nell'ottica di una penetrazione del 10% delle stesse sul parco complessivo. Le ricariche lente sono state inserite nei nodi residenziali provocando un incremento di assorbimento nelle ore notturne, mentre la ricarica diurna è stata inserita mediante incremento di assorbimento sul nodo 12 (dove è prevista la stazione di ricarica). Di seguito sono riportati i dati relativi ai casi in presenza della ricarica dei veicoli elettrici.

RICARICA: 85% NOTTURNA - 15% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell'area per la ricarica notturna = 73;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 62 (85% di 73);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell'area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell'area in questione) = 127;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 19.

L'incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall'ora 1 all'ora 7 e dall'ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 7.

Tabella 7 - Incremento di potenza per il Profilo 1 caso 85-15

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	16,79354	9,621968	8,467332	7,697575	25,65858	22,45126	11,54636

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 24 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

RICARICA: 50% NOTTURNA - 50% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell'area per la ricarica notturna = 73;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 37 (50% di 73);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell'area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell'area in questione) = 127;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 64.

L'incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall'ora 1 all'ora 7 e dall'ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 8.

Tabella 8 - Incremento di potenza per il Profilo 1 caso 50-50

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	9,878554	5,659981	4,980784	4,527985	15,09328	13,20662	6,791978

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 72 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

7.4.2 Profilo di carico 2

Questo profilo è stato realizzato utilizzando come scenario base quello del precedente ed andando ad apportare delle modifiche ai soli carichi residenziali, mantenendo inalterati gli altri. I valori utilizzati sono quelli riportati in Tabella 9.

Tabella 9 - Carichi residenziali modificati per il Profilo 2

nodo	Pn [kW]	Qn [kVAR]	tipologia	Sn [kVA]
5	2000	968,644	1	2222
7	2000	968,644	1	2222
13	2500	1210,805	1	2778
14	2000	968,644	1	2222
17	3000	1452,966	1	3333
27	2000	968,644	1	2222
32	3000	1452,966	1	3333

Nel caso di assenza di ricarica dei veicoli elettrici il profilo di carico ha assunto l'andamento riportato in Figura 16 in cui si nota rispetto al caso precedente la forte influenza del carico residenziale con aumento di assorbimento nelle ore serali, anche se rimane ben visibile anche l'apporto fornito dai carichi industriali. È inoltre possibile evidenziare che dalle ore 18 alle 23 la rete si troverà con una produzione a programma inferiore alle richieste effettive di carico.

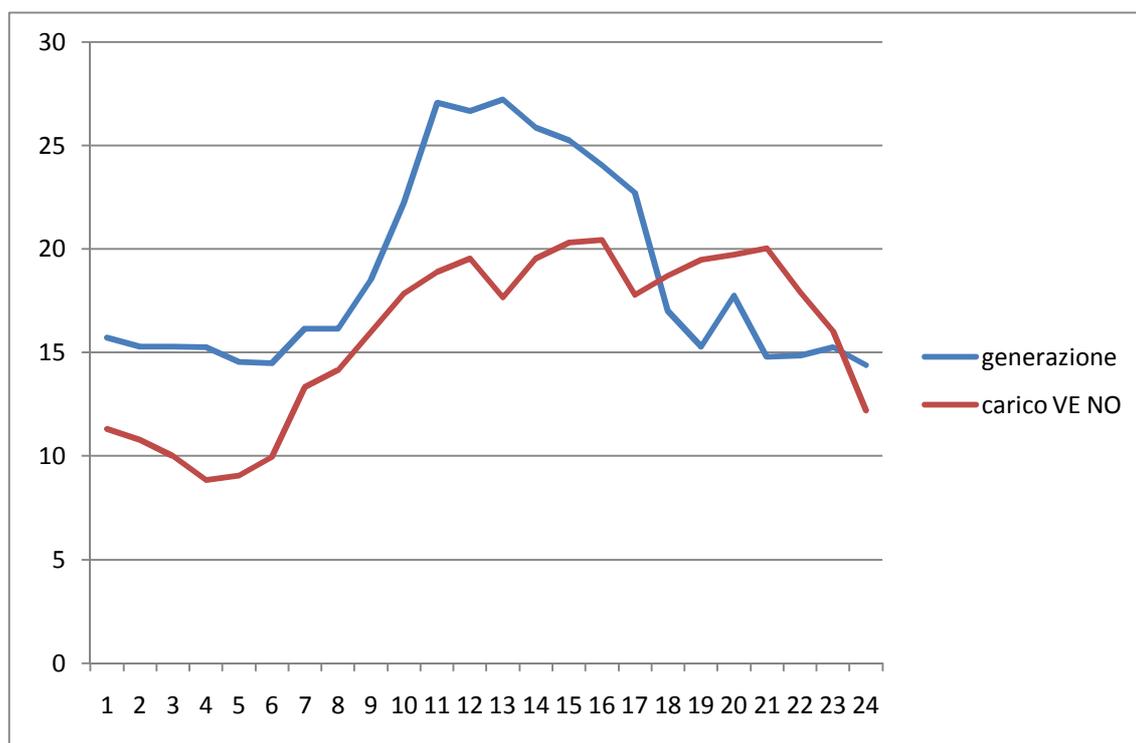


Figura 16 - Profilo 2: curve previsionsi nel caso di assenza di Veicoli Elettrici

Su questo scenario base sono stati costruiti i due casi relativi all'inserimento dei veicoli elettrici con le stesse considerazioni adottate per il Profilo 1.

RICARICA: 85% NOTTURNA - 15% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell'area per la ricarica notturna = 755;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 642 (85% di 755);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell'area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell'area in questione) = 741;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 111.

L'incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall'ora 1 all'ora 7 e dall'ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 10.

Tabella 10 - Incremento di potenza per il Profilo 2 caso 85-15

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	128,2929	128,2929	160,3661	128,2929	192,4394	128,2929	192,4394

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 128 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

RICARICA: 50% NOTTURNA - 50% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell'area per la ricarica notturna = 755;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 378 (50% di 755);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell'area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell'area in questione) = 741;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 371.

L'incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall'ora 1 all'ora 7 e dall'ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 11.

Tabella 11 - Incremento di potenza per il Profilo 2 caso 50-50

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	75,46642	75,46642	94,33302	75,46642	113,1996	75,46642	113,1996

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 424 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

In questo profilo è stata effettuata anche una simulazione con penetrazione superiore (30%) di VE per stabilire una tendenza nel comportamento della rete al crescere del parco auto elettriche circolante.

PENETRAZIONE VE 30%, RICARICA: 85% NOTTURNA - 15% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell'area per la ricarica notturna = 2264;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 1924 (85% di 2264);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell'area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell'area in questione) = 2219;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 333.

L'incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall'ora 1 all'ora 7 e dall'ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 12.

Tabella 12 - Incremento di potenza per il Profilo 2 D caso 85-15

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	384,879	384,879	481,098	384,879	577,318	384,879	577,318

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 384 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

7.4.3 Profilo di carico 3

Anche per questo profilo è stato utilizzato come scenario base quello riferito al Profilo 1, sul quale è stata apportata una modifica riguardante sia i carichi residenziali che quelli industriali come evidenziato in Tabella 13.

Tabella 13 - Carichi residenziali modificati per il Profilo 3

nodo	Pn [kW]	Qn [kVAR]	tipologia	Sn [kVA]
3	3000	1452,966	3	3333
5	1500	726,483	1	1667
6	2500	1210,805	3	2778
7	1500	726,483	1	1667
10	1500	726,483	3	1667
13	2000	968,644	1	2222
14	1500	726,483	1	1667
16	1500	726,483	3	1667
17	2000	968,644	1	2222
18	2000	968,644	3	2222
19	1500	726,483	3	1667
25	1000	484,322	3	1111
27	1000	484,322	1	1111
29	1000	484,322	3	1111
30	1500	726,483	3	1667
32	2000	968,644	1	2222

Il profilo a previsione in assenza di veicoli elettrici è del tipo mostrato in Figura 17.

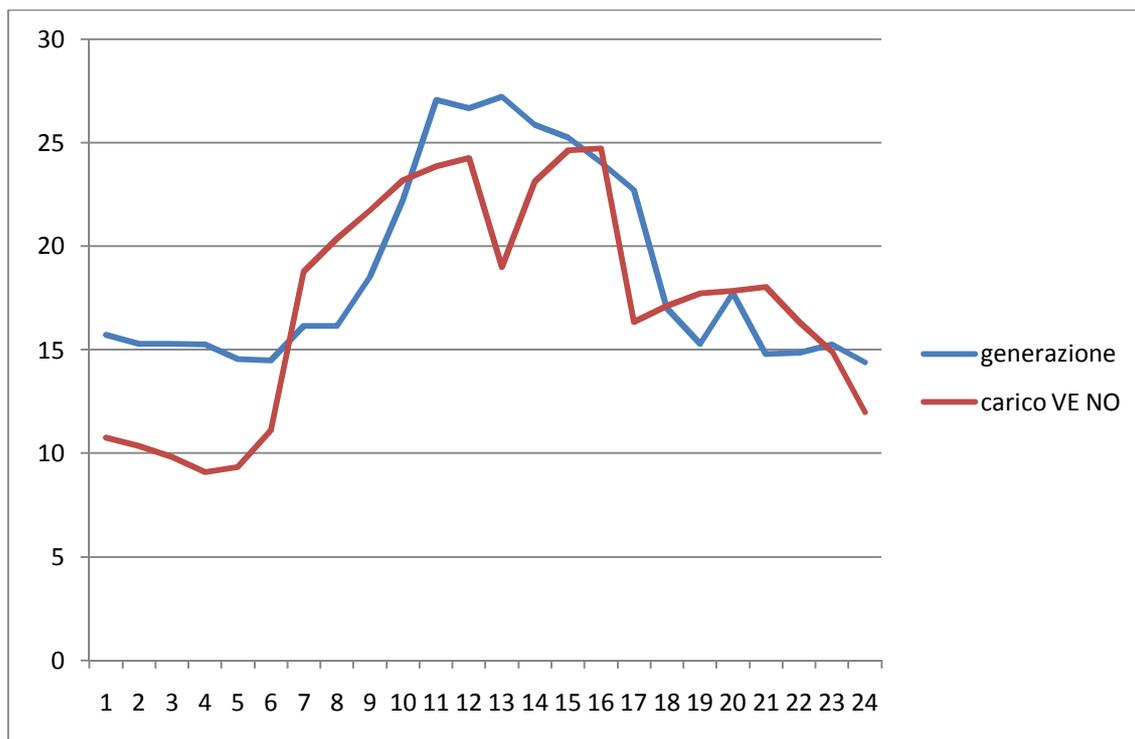


Figura 17 - Profilo 3: curve previsionali nel caso di assenza di Veicoli Elettrici

In questo profilo risulta pertanto molto accentuata la natura industriale del carico. Anche su questo scenario base sono stati inseriti i due casi relativi all’inserimento dei veicoli elettrici con le stesse considerazioni adottate per i Profili 1 e 2.

RICARICA: 85% NOTTURNA - 15% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell’area per la ricarica notturna = 526;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 447 (85% di 526);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell’area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell’area in questione) = 541;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 81.

L’incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall’ora 1 all’ora 7 e dall’ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 14.

Tabella 14 - Incremento di potenza per il Profilo 3 caso 85-15

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	96,21968	96,21968	128,2929	96,21968	128,2929	64,14646	128,2929

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 96 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

RICARICA: 50% NOTTURNA - 50% DIURNA

- n° di veicoli elettrici totali dei residenti nell'area per la ricarica notturna = 526;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica notturna = 263 (50% di 526);
- n° di veicoli elettrici totali presenti nell'area durante il giorno (oltre ai residenti si prevedono anche dei lavoratori nelle zone industriale, rurale, agricola e terziaria, una parte dei quali risiedono anche nell'area in questione) = 541;
- n° di veicoli elettrici totali in ricarica diurna = 271.

L'incremento di potenza nei nodi per la ricarica notturna (dall'ora 1 all'ora 7 e dall'ora 21 alla 24) è stato riportato nella Tabella 15.

Tabella 15 - Incremento di potenza per il Profilo 3 caso 50-50

nodo	5	7	13	14	17	27	32
P [kW]	56,59981	56,59981	75,46642	56,59981	75,46642	37,73321	75,46642

Per la ricarica diurna invece è stato realizzato un incremento di 312 kW sul nodo 12 (dall'ora 9 alla 12 e dalla 15 alla 17).

8 Analisi effettuate e presentazione dei risultati

In Tabella 16 sono elencati i nove casi oggetto della simulazione, ciascuno corredato delle sue caratteristiche fondamentali.

Tabella 16 - Tabella riepilogativa dei casi di simulazione

Profilo	Caso	Penetrazione VE	Ricarica Lenta Notturna	Ricarica Veloce Diurna
1	A	0%	/	/
	B	10%	85%	15%
	C	10%	50%	50%
2	A	0%	/	/
	B	10%	85%	15%
	C	10%	50%	50%
	D	30%	85%	15%
3	A	0%	/	/
	B	10%	85%	15%
	C	10%	50%	50 %

Nel seguito sono riportati gli andamenti risultanti dall'ottimizzazione effettuata da DISCOVER, esposti in maniera da mostrarne differenze ed analogie.

8.1 Analisi dell'ottimizzazione in assenza di Veicoli Elettrici

Per ogni profilo di carico, il primo caso in esame è stato quello in assenza dei VE. Questo si è reso necessario per fornire il riferimento rispetto a cui analizzare le variazioni prodotte dall'inserimento di tali veicoli. Tutto ciò ha permesso di evidenziare le logiche utilizzate dall'ottimizzatore verificando la rispondenza delle azioni messe in atto al modello costruito.

Profilo 1 Caso A

Rispetto alla curva previsionale (Figura 15) si nota come la generazione sia stata fortemente ridimensionata per uniformarsi al basso livello di carico (il picco è passato da circa 27 ad 11 MW).

Il divario che si mantiene anche dopo l'ottimizzazione tra carico e alimentazione (a favore di quest'ultima) è necessario per coprire le perdite della rete.

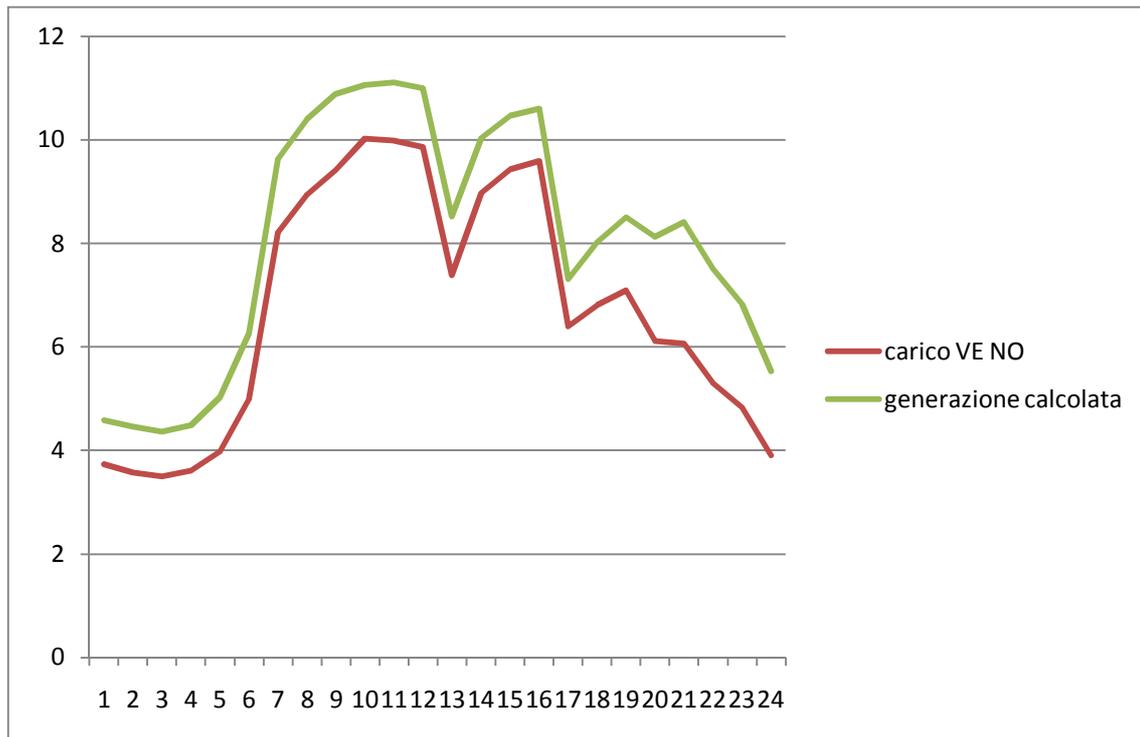


Figura 18 - Profilo 1: Andamenti Carico e Generazione Post Ottimizzazione

La forte riduzione di potenza attiva immessa in rete viene ottenuta mediante interruzione della produzione di attivo dei generatori 3S (nodo 8) e 4S (nodo 29) per la quasi totalità delle ore (rispettivamente -3 e -5 MW). Per ciò che riguarda il generatore 2S (nodo 18), viene richiesto un funzionamento molto variabile: si passa da potenza ridotta rispetto al programma (ore 22÷6), a produzione conforme al programma (ore 7÷9) sino a produzione nulla nelle ore in cui il divario tra carico e produzione a programma raggiunge il massimo (circa 15 MW).

In queste ultime si ricorre addirittura al contro flusso di potenza verso la rete AT per evacuare la potenza prodotta in eccesso (sino a 6 MW alle ore 13), benché questo sia disincentivato, quindi antieconomico.

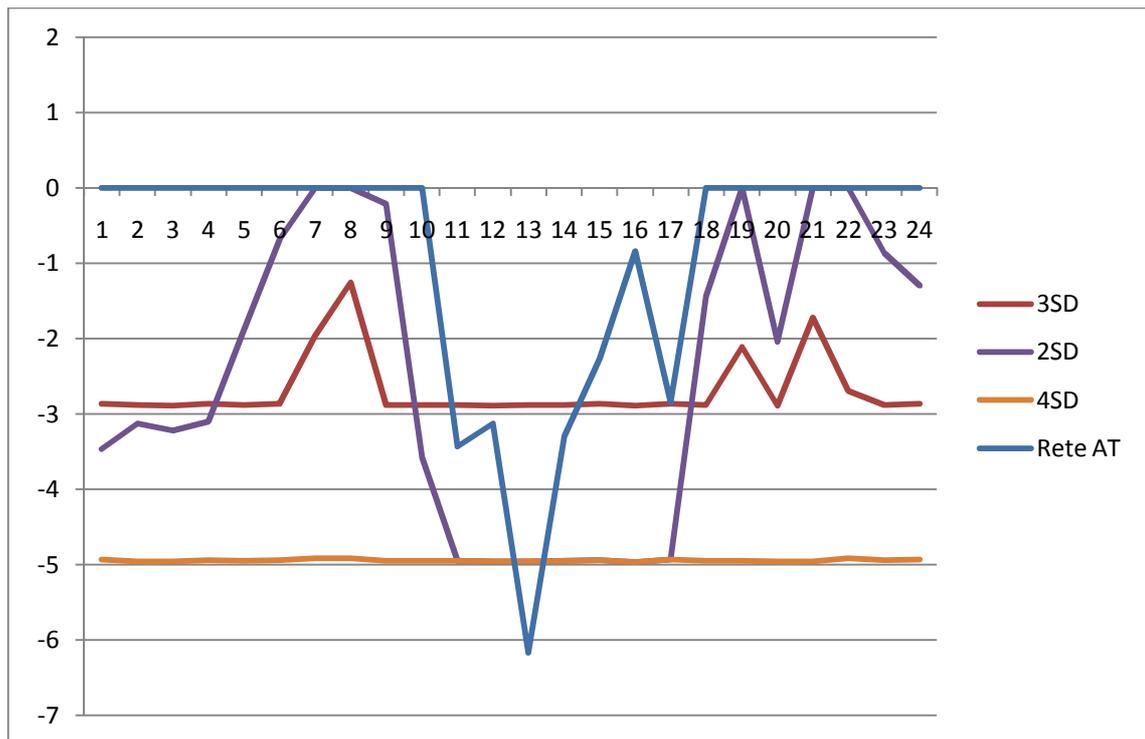


Figura 19 - Variazioni Potenza Attiva (Profilo 1)

Analizzando invece le variazioni di potenza reattiva (Figura 20 e 21) si nota come la rete AT sia oggetto di una cospicua richiesta.

Al gruppo 4S viene comandato un incremento di reattivo immesso, probabilmente per mantenere il profilo di tensione a livelli accettabili in quanto il ramo dove è inserito il generatore è, in queste condizioni, passivo.

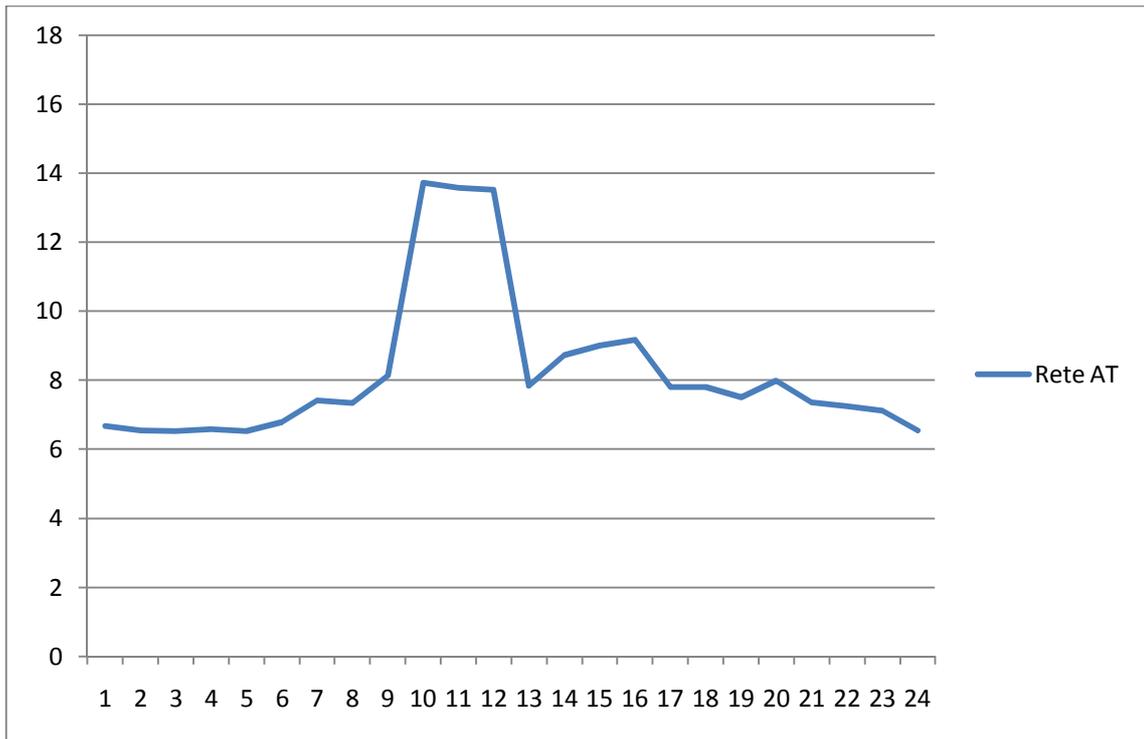


Figura 20 - Variazione Potenza Reattiva Rete AT (Profilo 1)

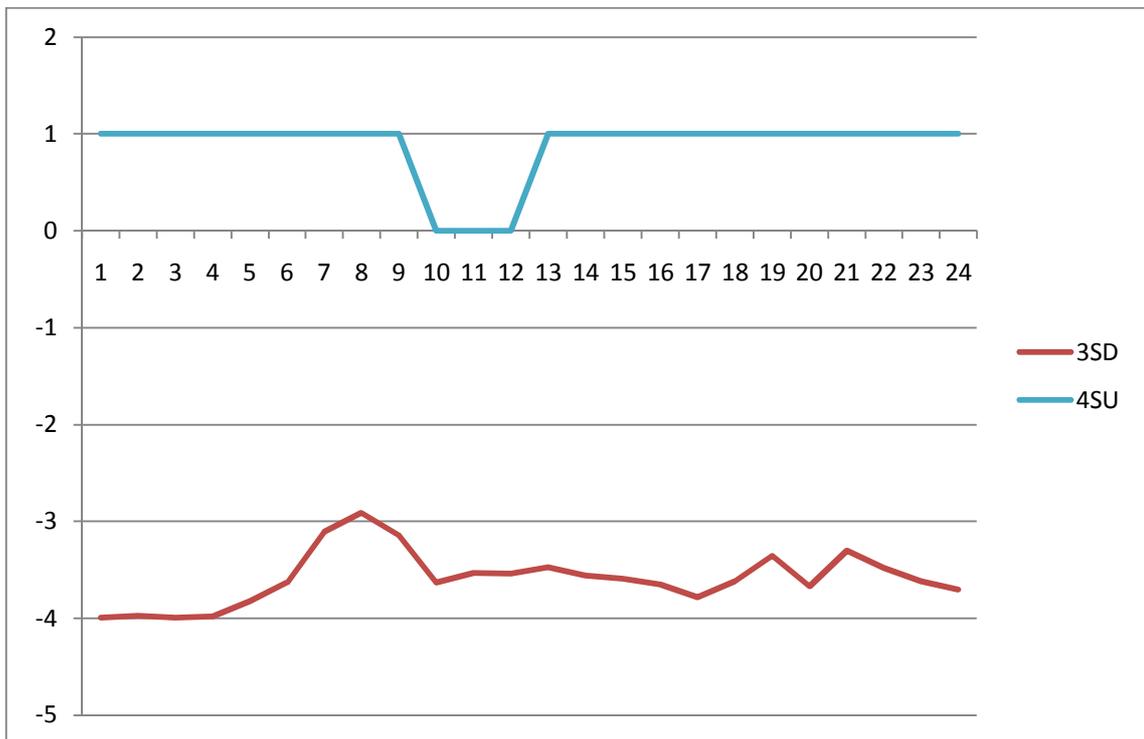


Figura 21 - Variazioni Potenza Reattiva Generata (Profilo 1)

Si pone l'attenzione su una caratteristica del modello implementato in DISCOVER per i gruppi turbogas: si nota infatti in Figura 19 che risulta dall'ottimizzazione un funzionamento molto variabile dei generatori. Ad esempio fra le ore 18 e le 23 ai generatori 2S e 3S vengono richieste forti oscillazioni del punto di lavoro, addirittura di ora in ora; in particolare per il primo a scendere rispetto al setpoint stabilito, mentre per il secondo addirittura sino a lavorare a potenza attiva nulla.

Queste condizioni nella realtà non sono realizzabili in quanto i gruppi presentano rampe di presa di carico, costi di accensione e spegnimento e vincoli di minimo tecnico, quindi ogni punto di lavoro dovrebbe essere mantenuto per alcune ore.

Si deduce inoltre che nelle condizioni in cui non viene erogata potenza attiva i generatori devono comunque rimanere "in giri" e collegati alla rete per fornire il reattivo richiesto. Si prenda ad esempio il generatore 4S che a fronte di un -5 MW di potenza attiva (quindi potenza attiva erogata nulla) deve erogare +1 MVAR di reattivo. Anche questa è una condizione non realizzabile nella pratica per la presenza del minimo tecnico al di sotto del quale il gruppo non riesce a funzionare.

L'andamento atteso per la tensione sul nodo 1 è costante e pari al valore nominale (132 kV), come da rete prevalente; in realtà le oscillazioni ottenute (Figura 22) sono giustificabili con il modello inserito nell'ottimizzatore, in cui la rete è sostituita da due generatori controllabili. Quindi in Figura 22 si ha il profilo di tensione ai capi di un generatore turbogas di potenza pari a quella scambiabile con la rete AT. Questa considerazione è valida per tutte le simulazioni effettuate.

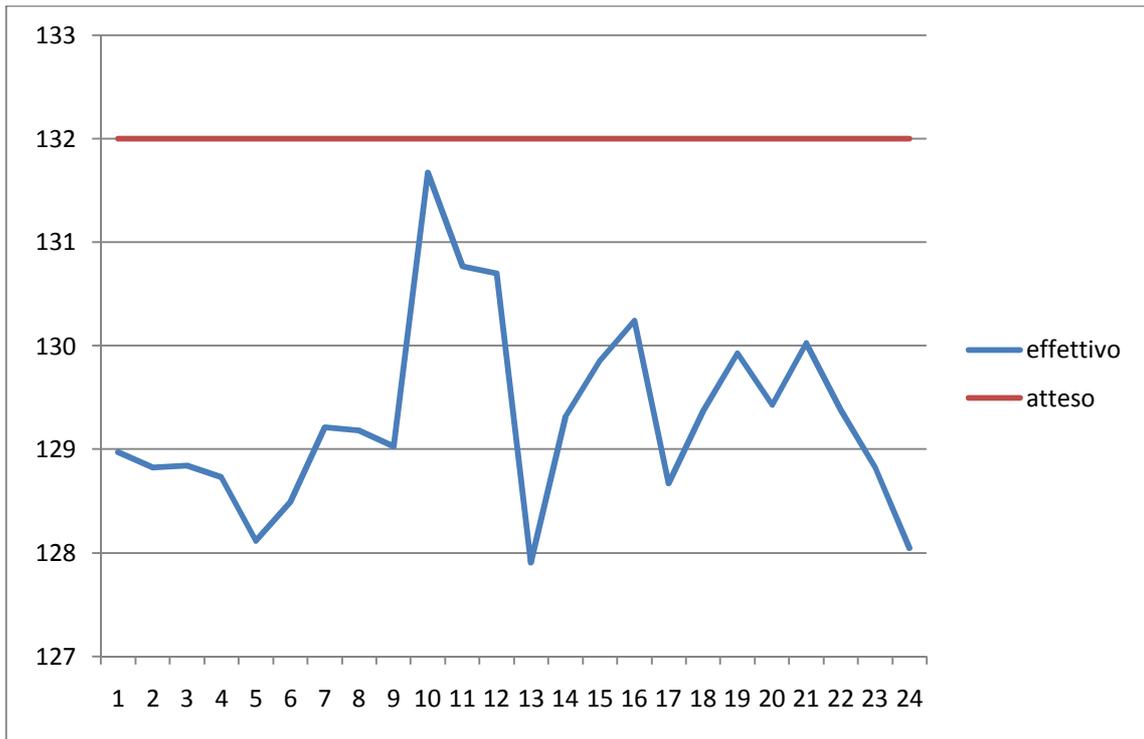


Figura 22 - Profilo Tensione Lato AT , Nodo 1 (Profilo 1)

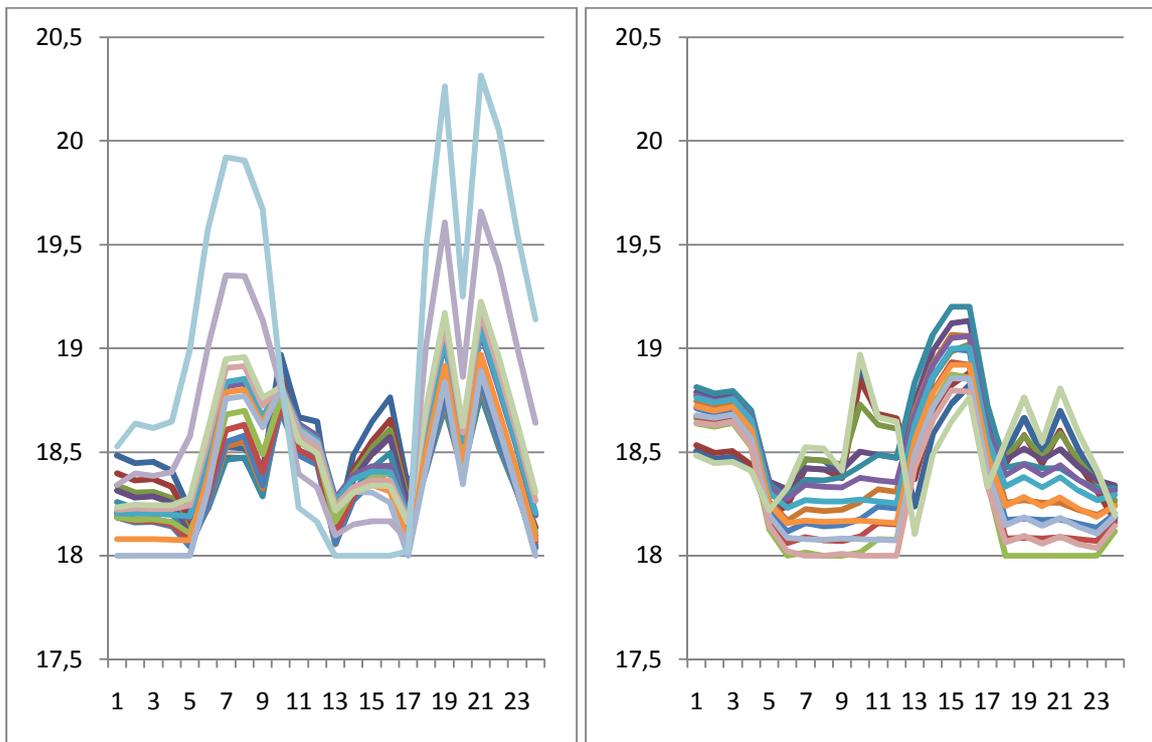


Figura 23 - Profilo Tensione Feeder 1 (a sinistra) e Feeder 2 (a destra) (Profilo 1)

A seguito dell'ottimizzazione si rilevano profili di tensione generalmente piuttosto bassi (in Figure 23 a scopo dimostrativo sono riportate tutte le tensioni dei Feeder), che tendono ad avvicinarsi ai limiti inferiori ed in alcuni casi li raggiungono.

Questo fenomeno è piuttosto accentuato sui nodi finali del Feeder 2 (26, 27, 30, 31, 32) dove in alcune sezioni orarie si registrano tensioni uguali o molto prossime ai 18 kV (Figura 24).

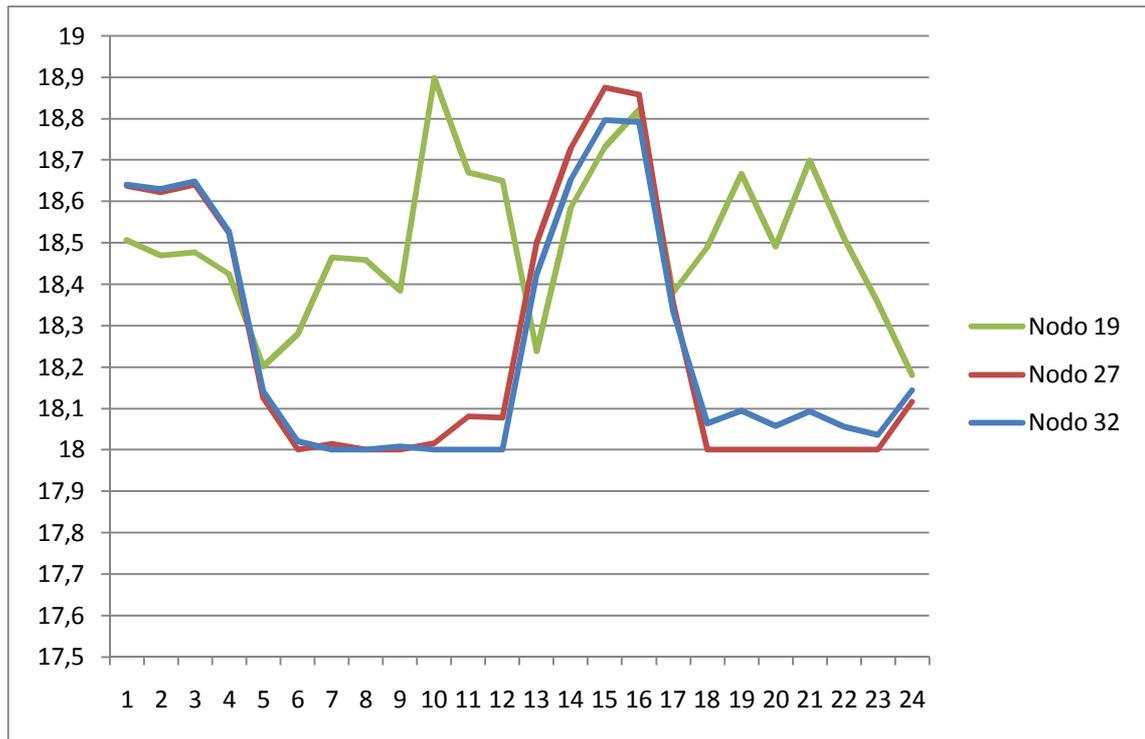


Figura 24 - Feeder 2, Tensioni sui Nodi 19, 27, 32 (Profilo 1)

La variabilità delle tensioni è maggiore nei nodi periferici, come si nota anche nel Feeder 1 (Figura 25) dove i nodi 18 e 14 hanno oscillazioni più marcate rispetto al nodo 3 di inizio ramo.

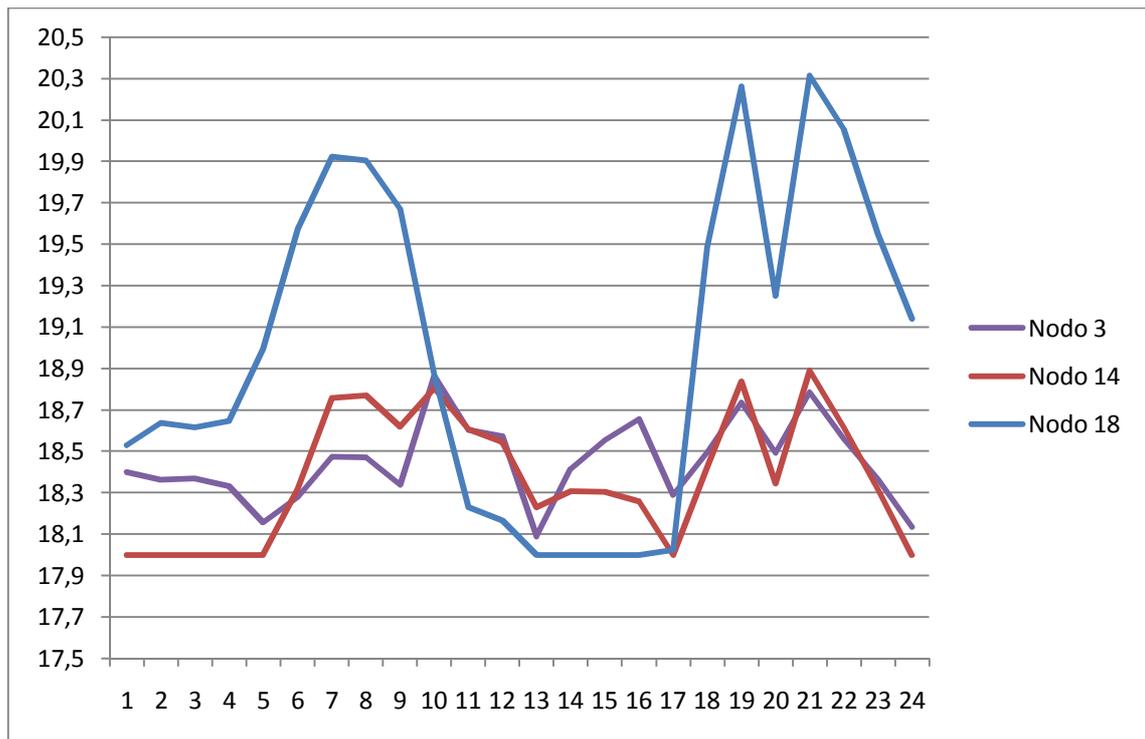


Figura 25 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 1)

Tutto ciò trova riscontro nelle movimentazioni dell'OLTC (Figura 26), stabilmente impostato sui gradini positivi che, come noto, implicano tensioni al secondario inferiori alla nominale; infatti

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} \quad (14)$$

Da cui

$$V_2 = V_1 \times \frac{N_2}{N_1} \quad (15)$$

Dove V_1 è la tensione sul lato AT della rete, quindi al nodo 1.

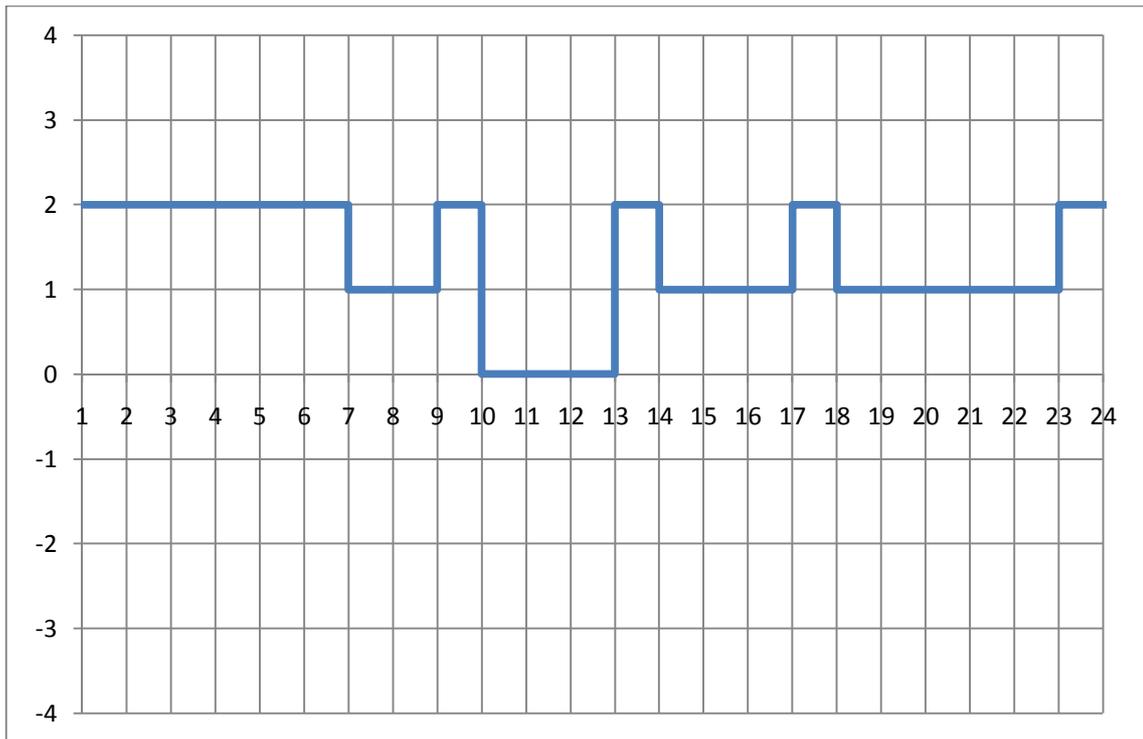


Figura 26 - On Load Tap Changer (Profilo 1)

Con i generatori impostati a potenza attiva nulla possiamo apprezzare sul tratto 22-28-29-30-31-32 il comportamento di un tratto di rete passiva: infatti se la potenza attiva erogata al nodo 29 dal generatore 4S è nulla (a parità di reattivo erogato), il profilo di tensione è decrescente procedendo verso la fine del feeder:

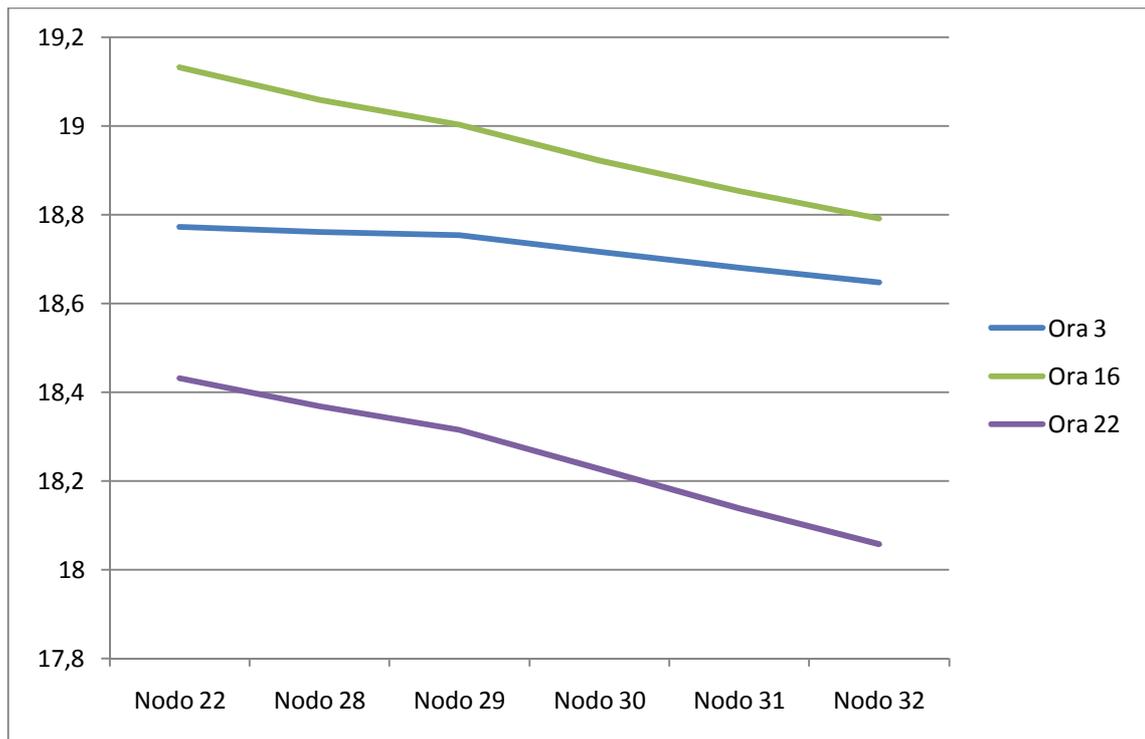


Figura 27 - Tensioni Nodi 22-28÷32 in assenza di produzione di attivo dal generatore 4S (Profilo 1)

Per verificare la rispondenza dei risultati alle ipotesi per ciò che riguarda i trasferimenti di potenza si è preso in esame il caso particolare della linea L1718 ($R=0,720 \Omega/\text{km}$ ed $X_L=0,436 \Omega/\text{km}$ dall' **Appendice C**), dove intervengono sia variazioni di tensione sul nodo di carico che di forza elettromotrice ai morsetti del generatore nel provocare un ΔP trasferito.

In Tabella 17 i valori di E sono le tensioni sul nodo di generazione, quindi il 18, mentre le V sono relative al nodo 17.

Riportando in p.u. le grandezze oggetto del calcolo si ottengono i valori di Δe , Δv , r, x.

Tabella 17 - Verifica del modello Δv

Ore	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
ΔE	1,4638	0,776	-1,012	1,0635	-0,2603	-0,5053	-0,4102
Δe	0,07319	0,0388	-0,0506	0,053175	-0,01302	-0,02526	-0,02051
ΔP	3,49	1,44	-2,04	2,04	0	-0,87	-0,43
Δp	0,349	0,144	-0,204	0,204	0	-0,087	-0,043
Q	0	0	0	0	0	0	0
ΔQ	0	0	0	0	0	0	0
Δq	0	0	0	0	0	0	0
ΔV	0,9434	0,5916	-0,746	0,7979	-0,2635	-0,398	-0,357
Δv	0,04717	0,02958	-0,0373	0,039895	-0,01318	-0,0199	-0,01785
$\Delta e - (r \cdot \Delta p + x \cdot \Delta q)$	0,048062	0,028432	-0,03591	0,038487	-0,01302	-0,019	-0,01741

La relazione (12) è quindi verificata. In **Appendice C** si nota inoltre come per la maggior parte delle linee della rete la parte resistiva dell'impedenza sia quasi doppia rispetto alla parte reattiva; questo comporta che la movimentazione di potenza attiva a parità di variazione (ad esempio 1 MW contro 1 MVAR) produca un effetto praticamente doppio sulla tensione rispetto alla reattiva.

Profilo 2 Caso A

La prima caratteristica che risalta nel Profilo 2 (Figura 16) è la presenza di un periodo (ore 18÷23) in cui la generazione prevista è inferiore al carico. Il divario è stato colmato dall'ottimizzatore come si vede in Figura 28.

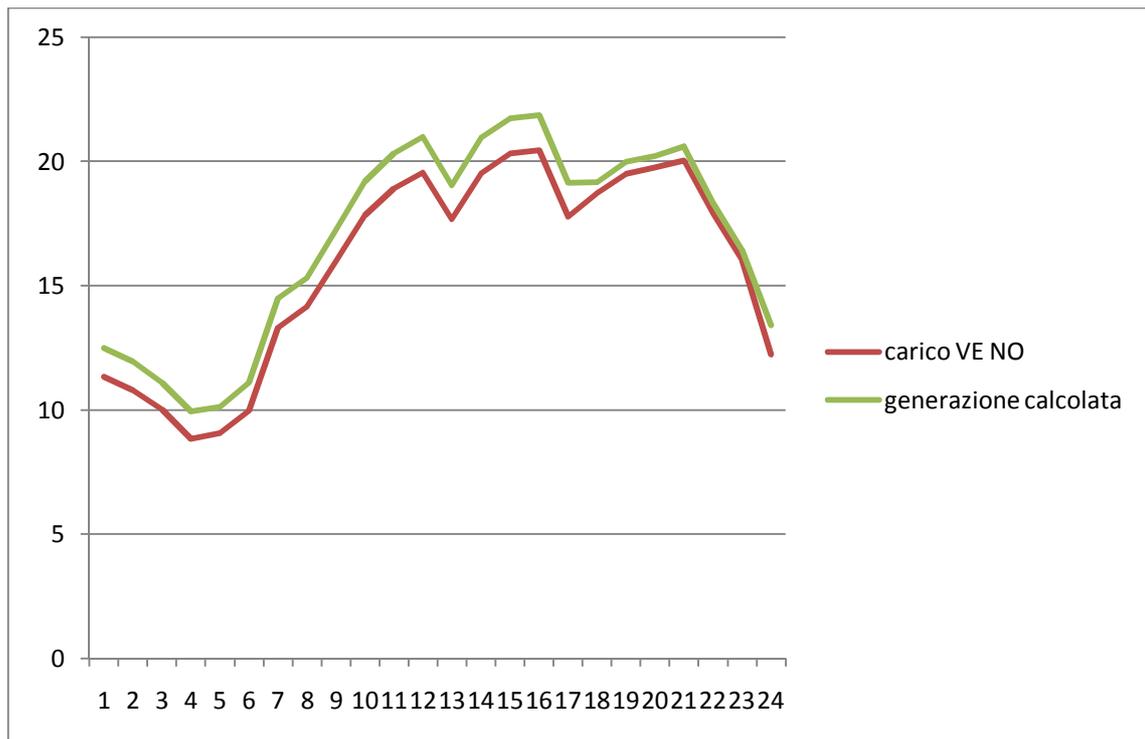


Figura 28 - Profilo 2: Andamenti Carico e Generazione Post Ottimizzazione

Le movimentazioni a scendere di potenza attiva hanno interessato i generatori 3S e 4S, sempre con andamenti fortemente oscillanti, mentre nelle ore serali è stata aumentata la potenza immessa nel sistema ricorrendo al prelievo dalla rete AT. La scala di priorità degli interventi adottata nell'ottimizzazione prevede infatti di attingere prima da rete AT agendo sul tap changer e solo in caso di ulteriore necessità di andare a richiedere un surplus di produzione ai turbogas.

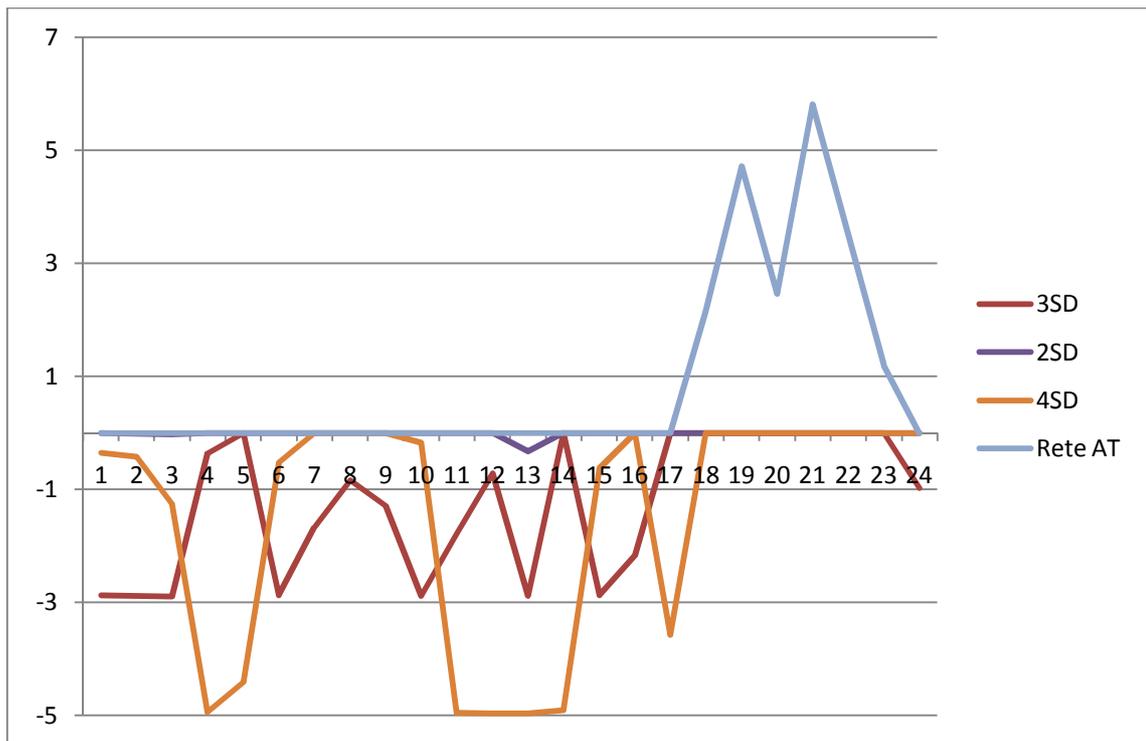


Figura 29 - Variazioni Potenza Attiva (Profilo 2)

Anche per la potenza reattiva si è reso necessario l'apporto della rete AT, andandone a prelevare ingenti quantità, con picchi anche di 16 MVAR, quando il carico supera la generazione a programma (Figura 30).

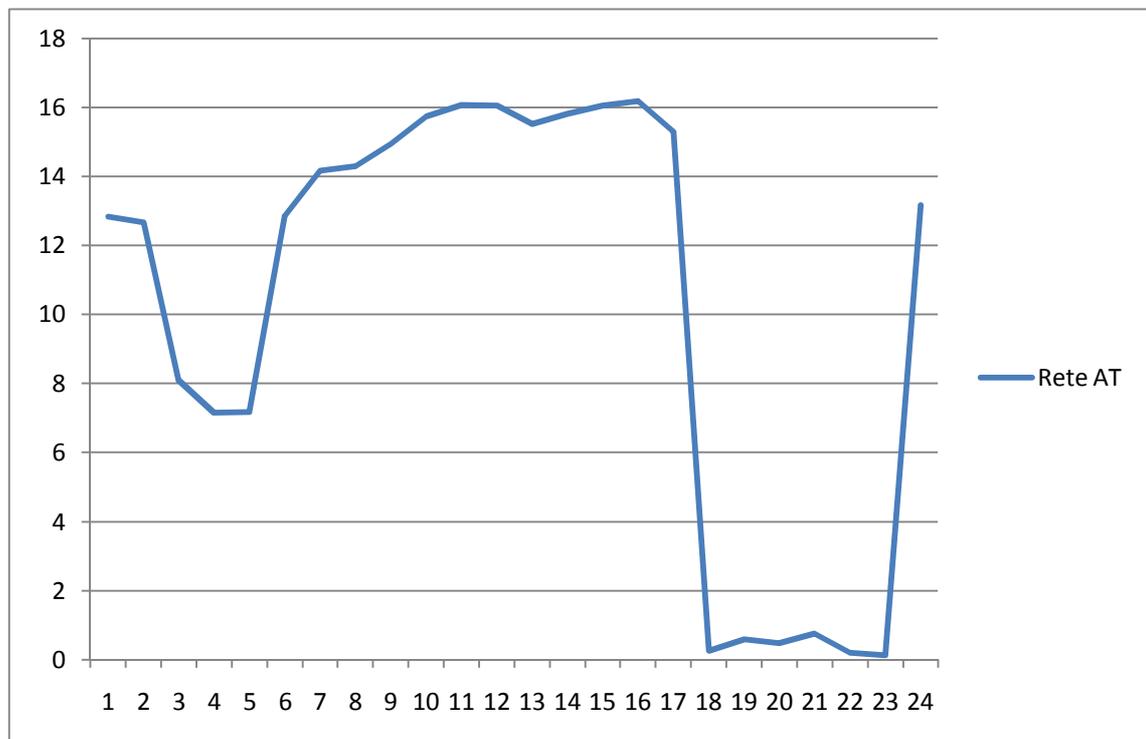


Figura 30 - Variazione Potenza Reattiva Rete AT (Profilo 2)

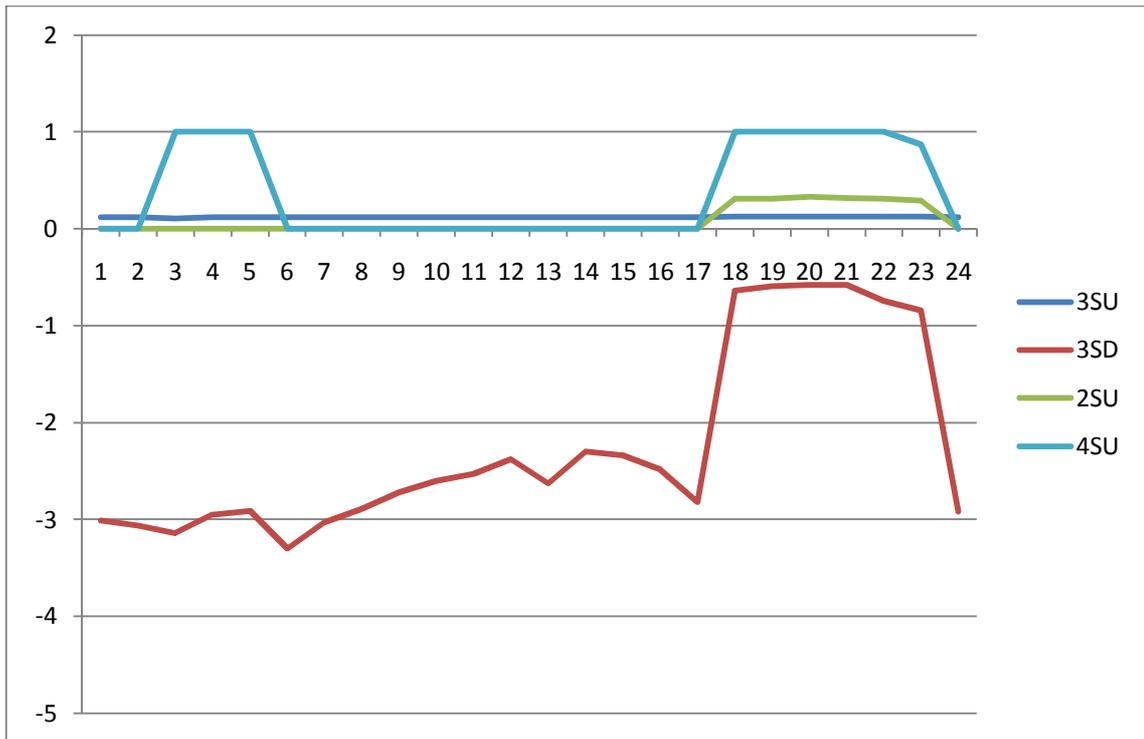


Figura 31 - Variazioni Potenza Reattiva Generata (Profilo 2)

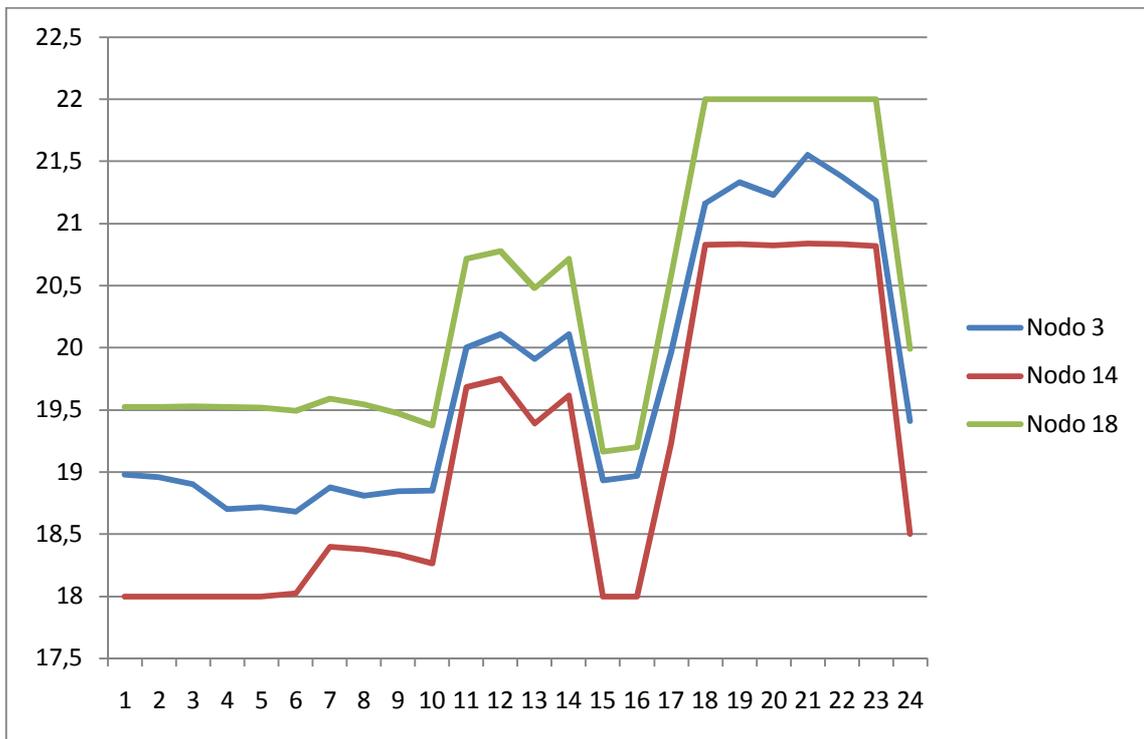


Figura 32 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 2)

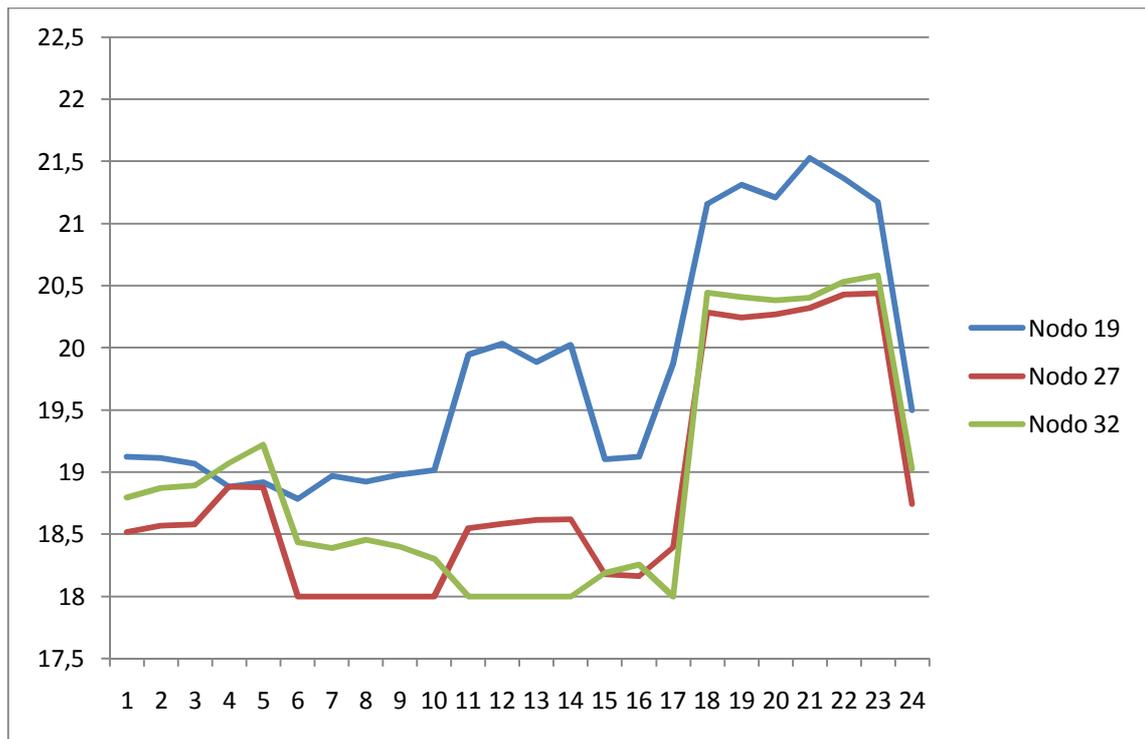


Figura 33 - Profilo Tensione Feeder 2 (Profilo 2)

I profili di tensione presentano grossomodo lo stesso andamento su entrambi i feeder, con una notevole escursione passando da valori intorno al limite minimo (18 kV) nelle ore mattutine quando il carico è minimo, a valori intorno al limite massimo (22 kV) alla sera, quando la curva di carico si assesta su valori elevati (circa 20 MW).

L'aumento di tensione nelle ore serali, quando anche il carico è massimo, sembra essere in contraddizione con le normali conoscenze in campo elettrotecnico, per cui ad un aumento del carico corrisponde in genere una diminuzione del valore della tensione applicata, questo naturalmente a parità di generazione. In realtà questi grafici vanno osservati ponendo attenzione al complesso degli interventi approntati da DISCOVER: per formulare giudizi sulle tensioni attese si devono considerare congiuntamente forze elettromotrici nei nodi di generazione, potenze attive e reattive transitanti e parametri delle linee. In questo contesto globale allora gli aumenti di tensione in queste situazioni sono plausibili e dovuti alle azioni messe in campo dall'algorithmo per ottimizzare il sistema.

Profilo 3 Caso A

In questo ultimo profilo sono visibili con maggiore chiarezza altre azioni correttive dell'ottimizzatore, in quanto maggiormente sollecitato dalla presenza considerevole di carico. Il Profilo 3 presenta almeno 3-4 periodi in cui il carico supera la generazione programmata (vedi Figura 17). Questo consente di osservare il comportamento già notato al Profilo 2 rispetto alle richieste di potenza ai gruppi.

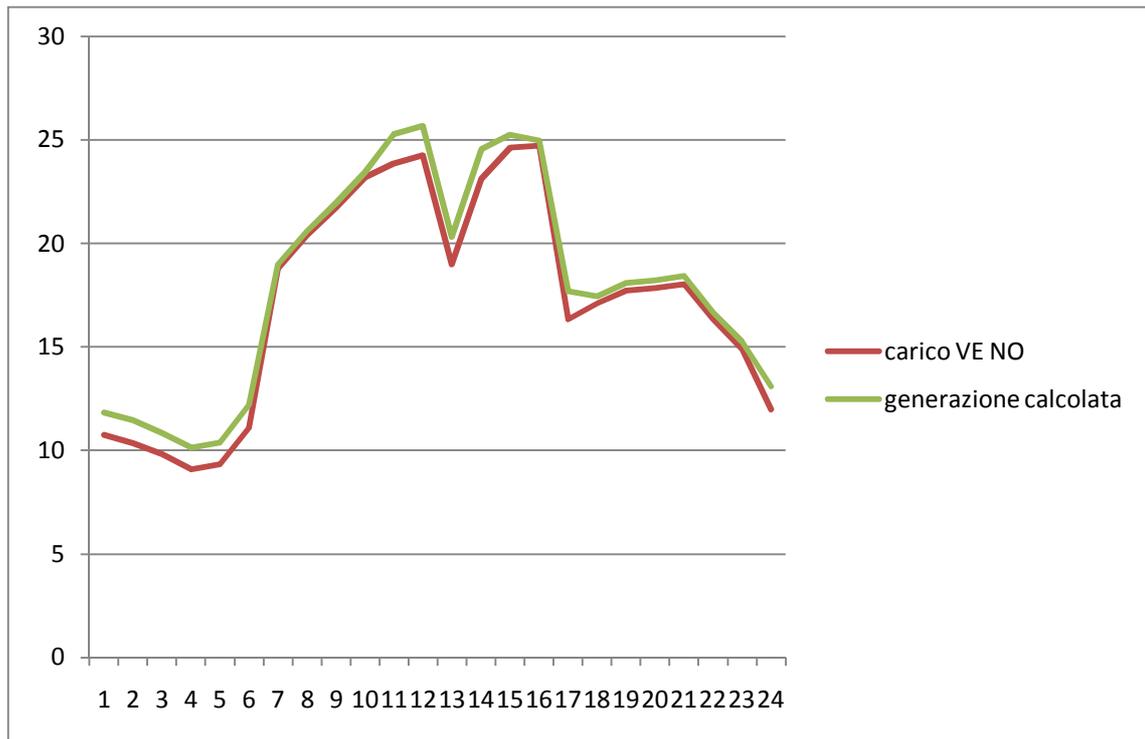


Figura 34 - Profilo 3: Andamenti Carico e Generazione Post Ottimizzazione

Le potenze a salire provengono da rete AT, quelle a scendere vengono decurtate dalla produzione dei generatori; a causa del ripetuto incrociarsi dei profili di carico e generazione, si alternano intervalli in cui è richiesta una riduzione di potenza ai generatori comandabili ad altri in cui invece si ha assorbimento dalla rete AT (Figura 35); è quindi nuovamente verificato il criterio di priorità economica degli interventi stabilito.

Si nota anche una forte movimentazione del reattivo dei generatori 3S e 4S (Figura 36).

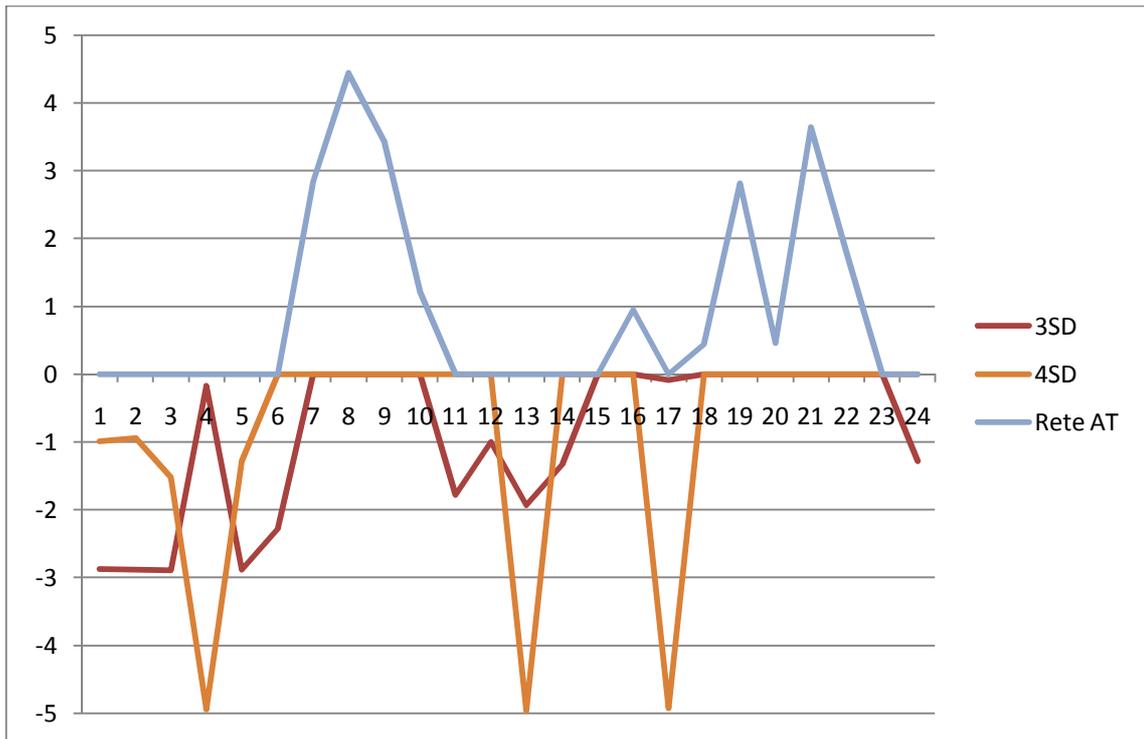


Figura 35 - Variazioni Potenza Attiva (Profilo 3)

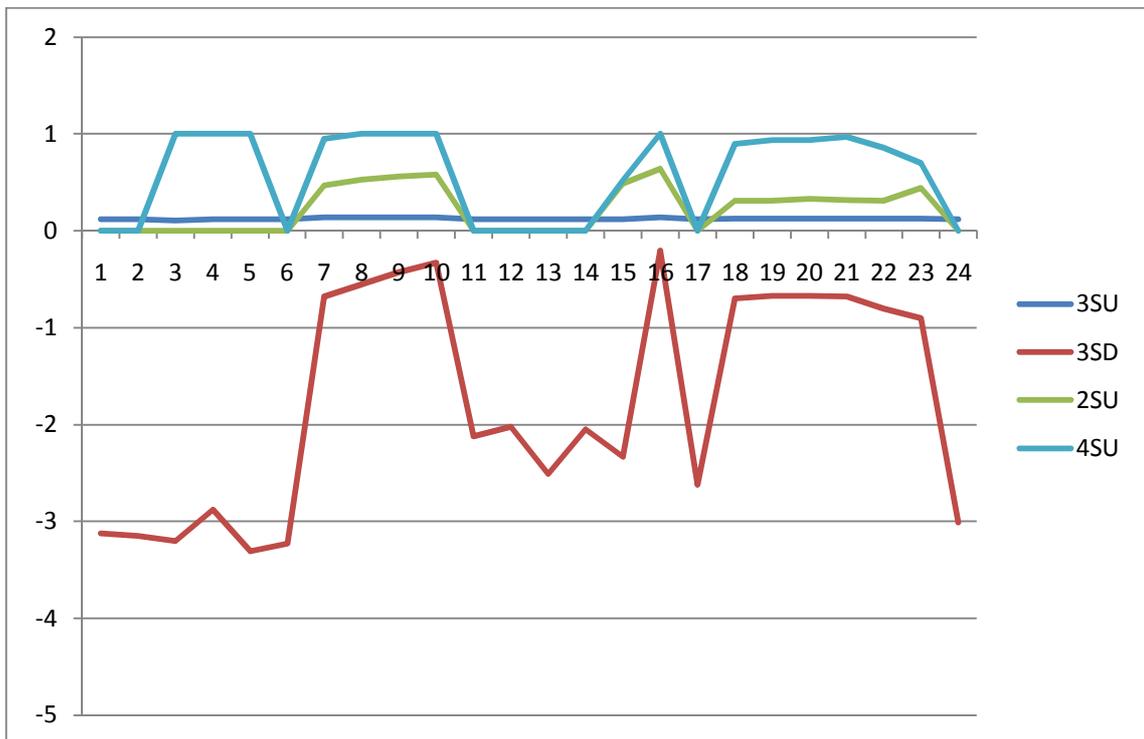


Figura 36 - Variazioni Potenza Reattiva Generata (Profilo 3)

Per contrastare le forti sottotensioni a cui andrebbe in contro il sistema nel caso fosse libero di evolvere, l'OPF preleva per tutte le 24 ore potenza reattiva dalla rete (Figura 37).

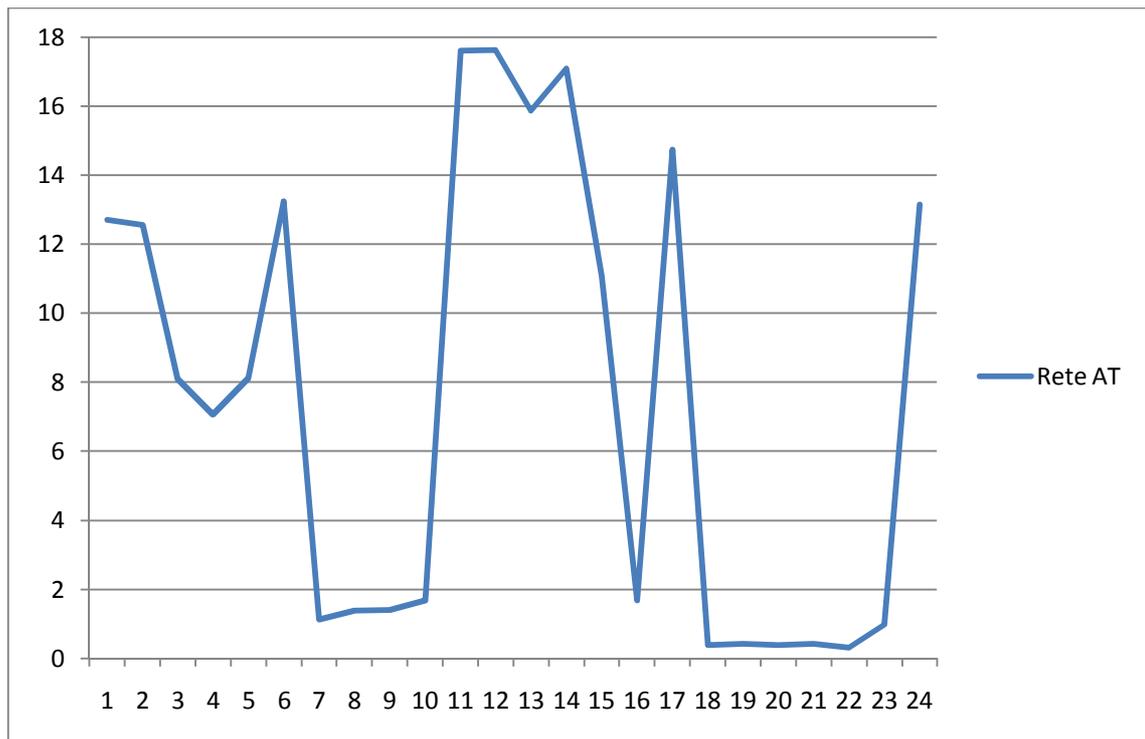


Figura 37 - Variazione Potenza Reattiva Rete AT (Profilo 3)

Le tensioni presentano forti oscillazioni che per alcuni nodi raggiungono i limiti massimi e minimi. La forte variabilità di questi andamenti è conforme alla situazione di carico previsto che ripetutamente diviene inferiore o superiore alla generazione, obbligando l'ottimizzatore ad intervenire frequentemente e marcatamente sulla rete. Si veda ad esempio la situazione su alcuni nodi del Feeder 1 (Figura 38).

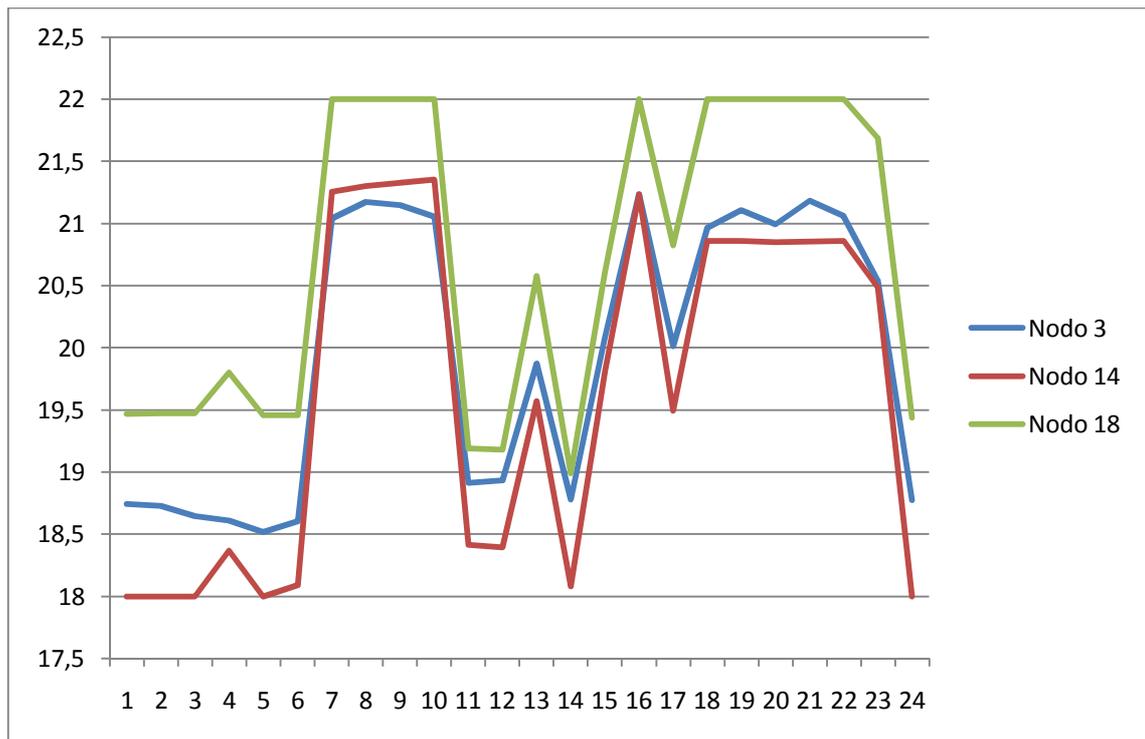


Figura 38 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 3)

Si può verificare come l'aumento di potenza immessa in rete in un nodo provochi in generale aumento dei valori di tensione sul nodo stesso ed in quelli adiacenti. In particolare appare sollecitato il generatore 3S (Nodo 8); andando a tracciare i profili di tensione nell'intorno del generatore (Nodi 7-8-9) per diverse ore di funzionamento (Figura 39), si nota come nelle ore in cui il generatore mantiene la sua produzione a programma (7, 8, 9 e 10) le tensioni raggiungano valori elevati superiori ai 21 kV, mentre nelle ore in cui la produzione scende (11 e 12) si ottengono tensioni prossime ai 18,5 kV. Questo va ulteriormente a rafforzare le considerazioni espresse nell'analisi del Profilo 2 riguardo le tensioni attese.

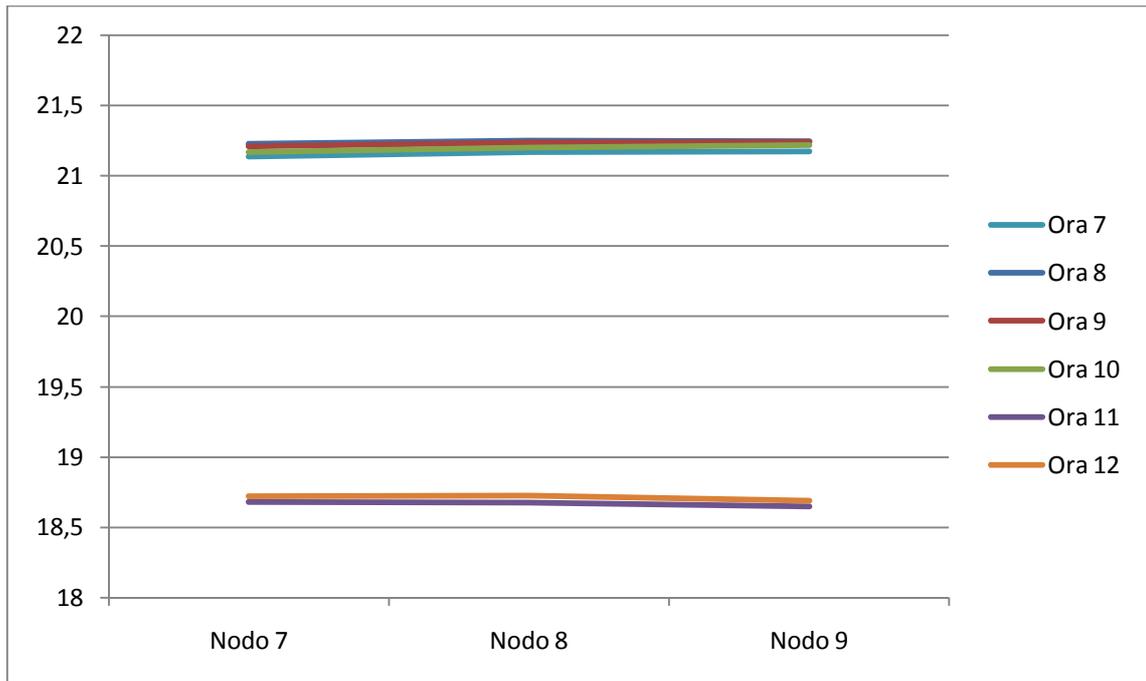


Figura 39 - Feeder 1, Tensioni sui Nodi 3, 14, 18 (Profilo 3)

Ad un aumento di carico, come accennato per il Profilo 2 in termini generali, corrisponde anche un aumento di tensione nel nodo risultante dall'azione dell'OPF. Si prenda ad esempio il nodo 6 (Tabella 18), caratterizzato da carico industriale che nelle prime ore della mattinata passa da circa 0,5 a 2 MW.

Tabella 18 - Carico e Tensione nodo 6, ore 5÷10 (Profilo 3)

	Ora 5	Ora 6	Ora 7	Ora 8	Ora 9	Ora 10
P [MW]	0,530861	0,744267	1,907366	2,121233	2,114727	2,123317
V [kV]	18,3479	18,4376	21,0631	21,1662	21,1467	21,0882

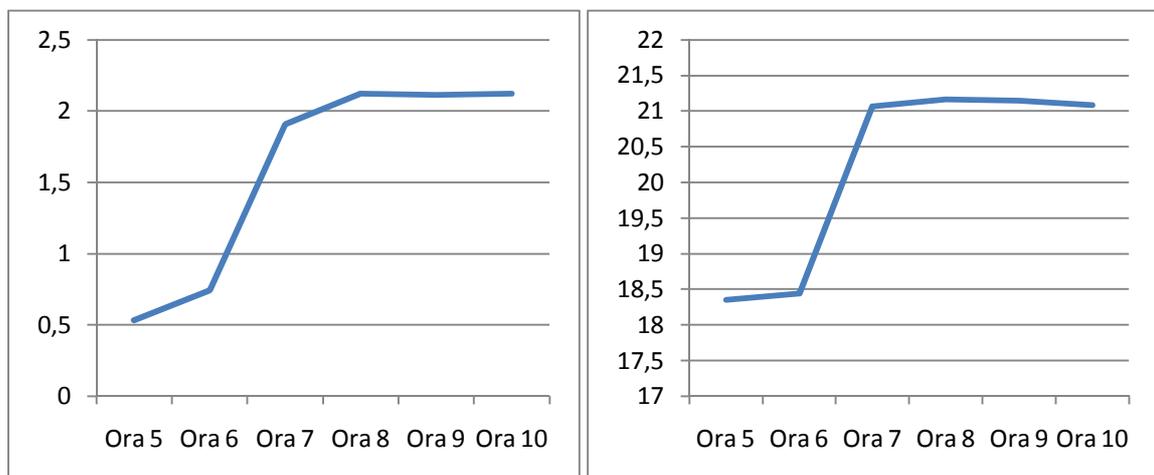


Figura 40 - Carico (a sinistra) e Tensione (a destra) sul nodo 6, ore 5÷10 (Profilo 3)

Resta da analizzare il comportamento di DISCOVER nei confronti delle correnti. Una volta impostato il controllo delle stesse, l'ottimizzatore lavora per far rientrare i valori all'interno dei limiti inseriti al momento della compilazione dei file SIP. In uscita si ottiene un report delle sezioni che avrebbero portato a violazione dei limiti tecnici con i valori invece ottenuti (Tabella 19). Si nota che sono particolarmente soggette a problematiche di sovraccarico le linee vicine al trasformatore, dove transitano potenze rilevanti, e le linee L0607 ed L0708 che presentano una riduzione della sezione (da 185 a 120 mm²), probabile retaggio di modifiche strutturali alla rete o della contro alimentazione dei tratti di rete a valle delle linee in oggetto.

I valori evidenziati in grassetto riguardano linee che lavorano esattamente al loro limite di portata; è questo un caso fortemente sconsigliabile nella pratica, in cui si cerca sempre di mantenere le linee lontane dal loro limite. DISCOVER invece non prevede un criterio cautelativo per queste situazioni: non appena i valori rientrano l'ottimizzazione interrompe il controllo. L'unico modo per ovviare a questo problema sarebbe introdurre manualmente una sorta di "banda di tolleranza": ad esempio se la portata della linea è di 360 A e non vogliamo che lavori ad oltre l'80%, dobbiamo impostare nel file SIP d'ingresso il valore $360 * 0,8 = 288 A$ come portata della linea.

Tabella 19 - Correnti controllate dall'algoritmo (Profilo 3)

Nodo 1	Nodo 2	Codice Linea	Transito [A]	Portata [A]
11N02	11N03	11L0203	360	360
11N06	11N07	11L0607	280	280
11N07	11N08	11L0708	274,127	280
12N02	12N03	12L0203	360	360
12N06	12N07	12L0607	280	280
12N07	12N08	12L0708	275,01	280
13N06	13N07	13L0607	280	280
13N07	13N08	13L0708	276,946	280
14N02	14N03	14L0203	360	360
14N06	14N07	14L0607	280	280
14N07	14N08	14L0708	271,927	280
17N06	17N07	17L0607	280	280
01N06	01N07	01L0607	280	280
01N07	01N08	01L0708	271,241	280
02N06	02N07	02L0607	280	280
02N07	02N08	02L0708	271,676	280
03N06	03N07	03L0607	280	280
03N07	03N08	03L0708	273,186	280
04N06	04N07	04L0607	278,575	280
06N06	06N07	06L0607	280	280
06N07	06N08	06L0708	276,054	280
24N06	24N07	24L0607	280	280
24N07	24N08	24L0708	273,383	280
05N06	05N07	05L0607	280	280
05N07	05N08	05L0708	275,422	280
04N07	04N08	04L0708	280	280

8.2 Analisi dell'influenza della ricarica dei Veicoli Elettrici

L'analisi è stata finalizzata allo scopo di individuare eventuali condizioni critiche di funzionamento per la rete MT in esame a seguito dell'introduzione dei VE.

Profilo 1

Sulla base delle ipotesi sui VE definite al punto **5.4.1** per il Profilo 1 il numero medio di carica batterie contemporaneamente alimentati dal sistema MT risulta, soprattutto per le condizioni di carica veloce, molto esiguo. Questo nonostante nel calcolo indicato al punto **5.3** sia stata effettuata una stima leggermente maggiorata per permettere un'analisi più cautelativa delle condizioni di normale funzionamento.

L'introduzione di un punto centralizzato di ricarica non ha influito in modo deciso sui risultati dell'analisi perché, come detto, la potenza richiesta dai carica batterie era molto limitata: 24 kW per il caso B (85% di ricarica notturna e 15% di ricarica diurna) e 72 kW per il caso C (50% e 50%). Questi valori appaiono trascurabili se rapportati al valore del carico nella medesima fascia oraria che risultava essere in valore anche superiore ai 10 MW (condizione di carico massimo riferita alle ore 10). Ciò produce un'incidenza dello 0,0024% nel caso B o dello 0,0072% nel caso C che risultano essere ininfluenti ai fini delle analisi in corso.

Per quanto riguarda la ricarica lenta notturna occorre ancora una volta evidenziare come il Profilo 1 non presenti particolari condizioni critiche, questa volta però la potenza in gioco era leggermente superiore a quella della ricarica diurna raggiungendo valori intorno ai 102 kW per il caso B e 60 kW per il caso C. La differenza sta però nel fatto che tale richiesta di potenza si ha durante le ore di carico minimo per la rete, cioè alle ore 3 in cui essa raggiunge il picco minimo di 3,5 MW; questo provoca un incremento di potenza di 0,029% nel caso B e dello 0,017% nel caso C. Tali valori risultano però ben al di sotto di quelli necessari per mettere in condizioni critiche la rete in esame.

Pertanto dall'analisi condotta non sono state riscontrate variazioni apprezzabili dei profili di tensione né degli altri parametri specifici della rete.

Profilo 2

L'aumento del carico di natura residenziale presente in questo profilo consente di incrementare l'influenza della ricarica dei VE sul comportamento di rete.

Anche in tal caso però il punto di ricarica centralizzato non costituisce criticità per il sistema in quanto la potenza richiesta dai carica batterie, seppure aumentata rispetto al caso precedente, risulta trascurabile se rapportata al carico nella medesima fascia oraria, come si evince dalla Tabella 20. Come si può notare il caso C presenta le condizioni più interessanti all'analisi anche se la ricarica influisce, in ogni fascia oraria, solo per un valore inferiore al 3% della potenza di carico in assenza di VE.

Tabella 20 - Influenza della ricarica veloce per il Profilo 2, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE

Ora	Carico in assenza di VE [MW]	Influenza del VE [%]	
		caso B (85-15)	caso C (50-50)
9	15,982	0,801	2,653
10	17,830	0,718	2,378
11	18,903	0,677	2,243
12	19,553	0,655	2,168
15	20,321	0,630	2,087
16	20,443	0,626	2,074
17	17,769	0,720	2,386

Analizzando il profilo di tensione di Figura 41 riferito ai tre casi nell'ora 9 è possibile evidenziare la variazione di tensione conseguente all'introduzione dei VE. In particolare si può vedere come questo provochi una riduzione della tensione sui nodi del Feeder 1, a maggior ragione per il caso C; tale variazione non comporta però il raggiungimento dei limiti di tensione del sistema.

La ricarica diurna non influisce invece in maniera apprezzabile sul comportamento degli altri elementi di rete.

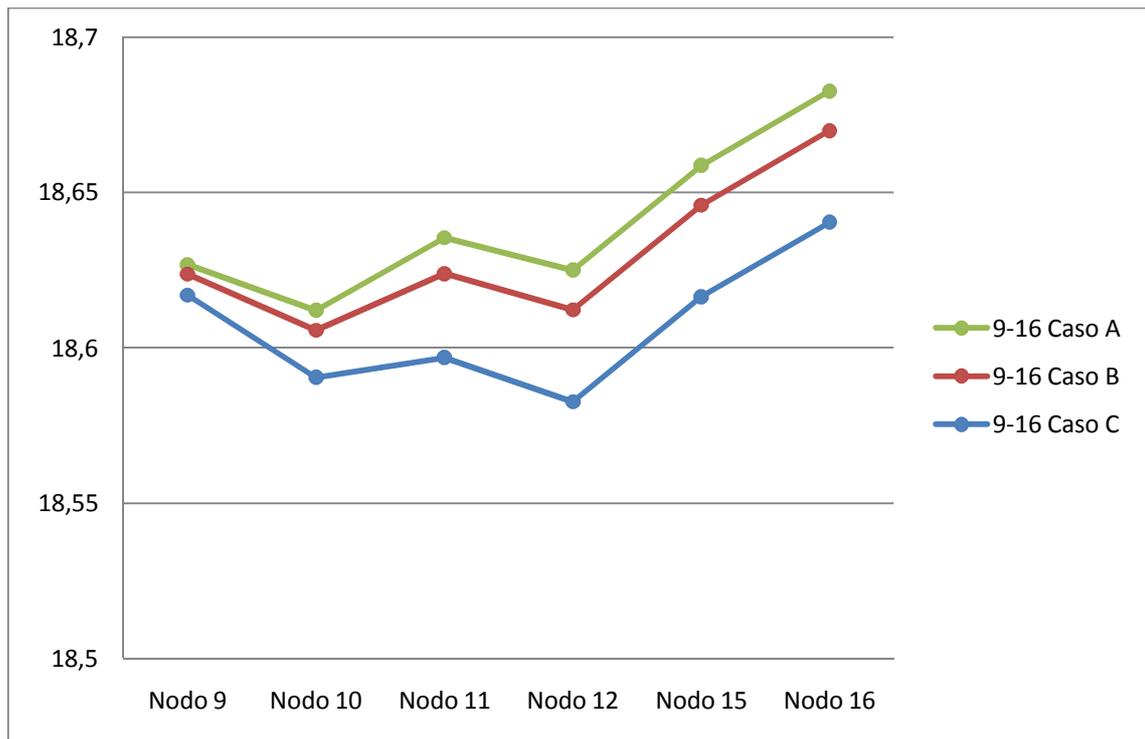


Figura 41 - Andamenti di tensione sui nodi 9-10-11-12-15-16 all'ora 9 (Profilo 2)

Discorso diverso si ha invece nel caso della ricarica notturna, sia per la presenza di un valore maggiore di potenza richiesta sia per il fatto che nello stesso periodo il carico assume il valore minimo, come si può vedere dalla Tabella 21.

La ricarica dei veicoli elettrici arriva in tal caso a ricoprire, all'ora 4 e per il caso B, quasi il 12% della potenza di carico richiesta in assenza di VE e comunque tali valori si mantengono ben al di sopra dei valori evidenziati per la ricarica veloce.

Tabella 21 - Influenza della ricarica lenta per il Profilo 2, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE

Ora	Carico in assenza di VE [MW]	Influenza del VE [%]	
		caso B (85-15)	caso C (50-50)
1	11,316	9,353	5,502
2	10,792	9,808	5,769
3	10,023	10,560	6,212
4	8,841	11,972	7,042
5	9,053	11,691	6,877
6	9,956	10,631	6,253
7	13,310	7,952	4,678
21	20,040	5,282	3,107
22	17,896	5,914	3,479
23	16,038	6,599	3,882
24	12,215	8,665	5,097

In termini di tensione questo si manifesta con delle variazioni apprezzabili del valore sui nodi come mostrato nelle figure 42 e 43 per il Feeder 1 e nelle figure 44 e 45 per il Feeder 2.

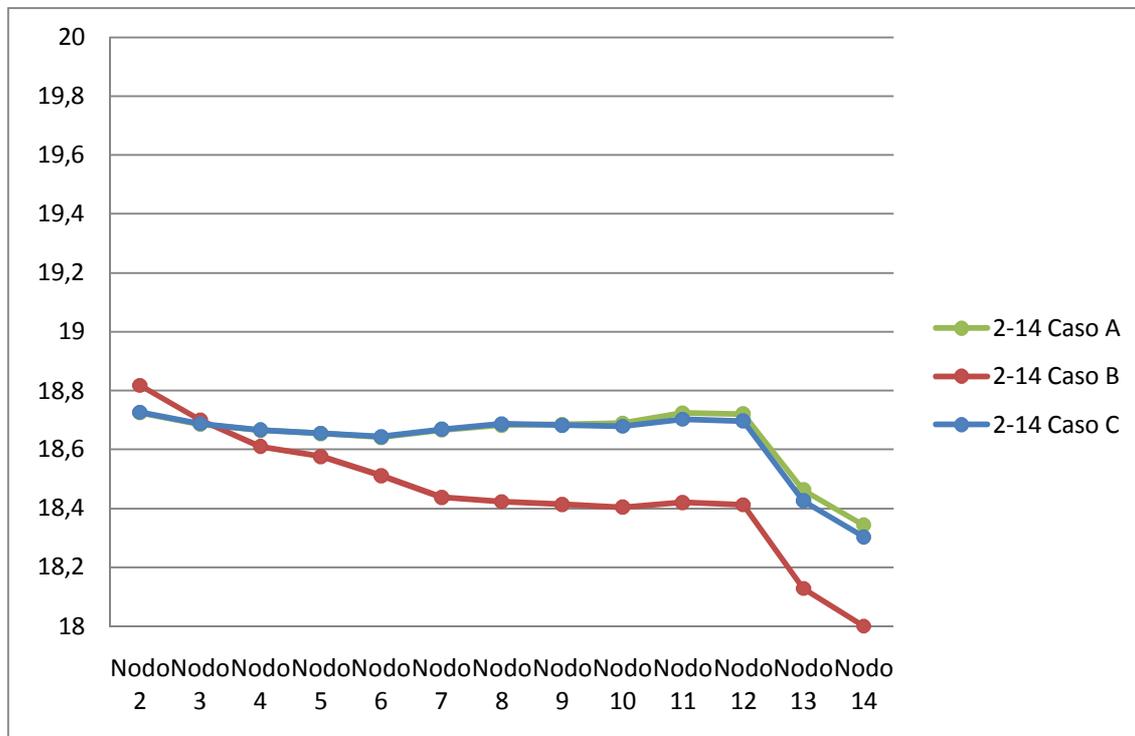


Figura 42 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷14) all'ora 4 (Profilo 2)

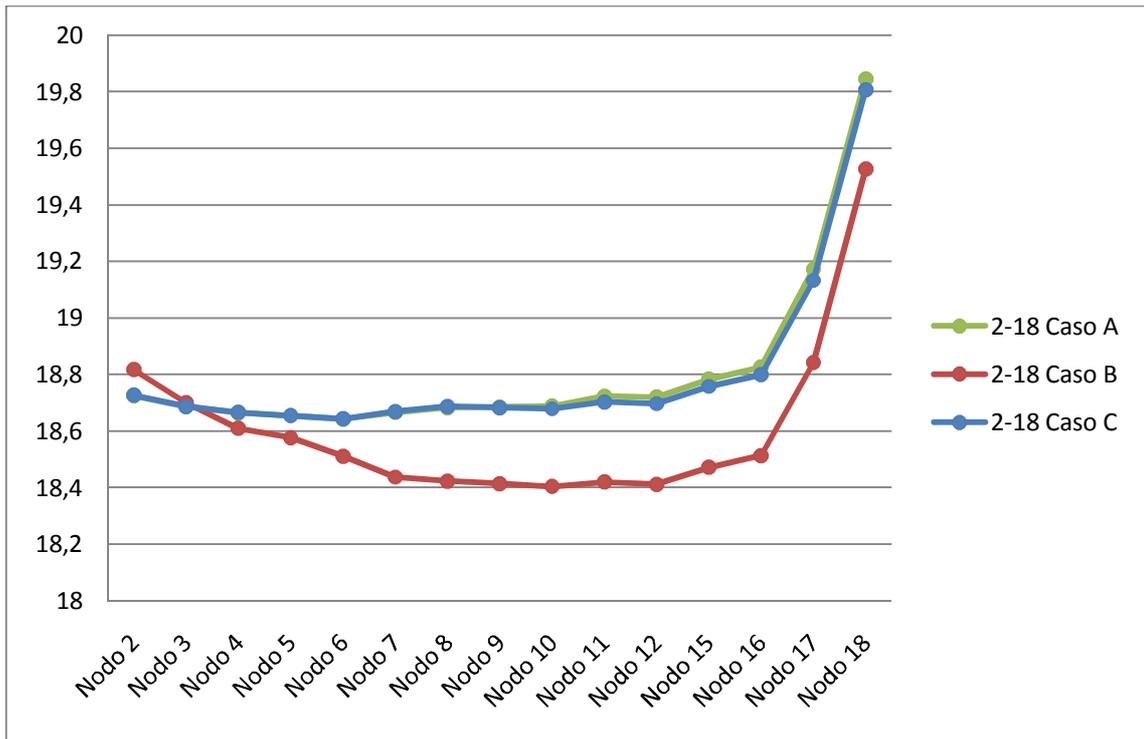


Figura 43 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷12-15÷18) all'ora 4 (Profilo 2)

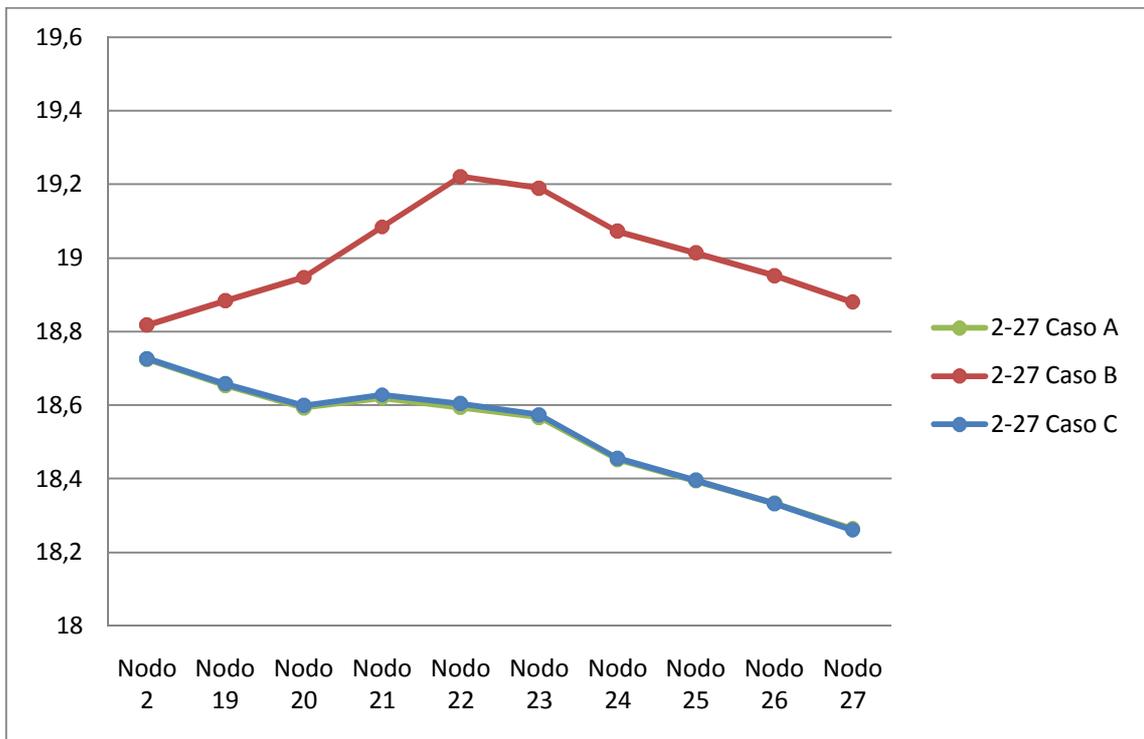


Figura 44 - Andamenti di tensione sul Feeder 2 (Nodi 2-19÷27) all'ora 4 (Profilo 2)

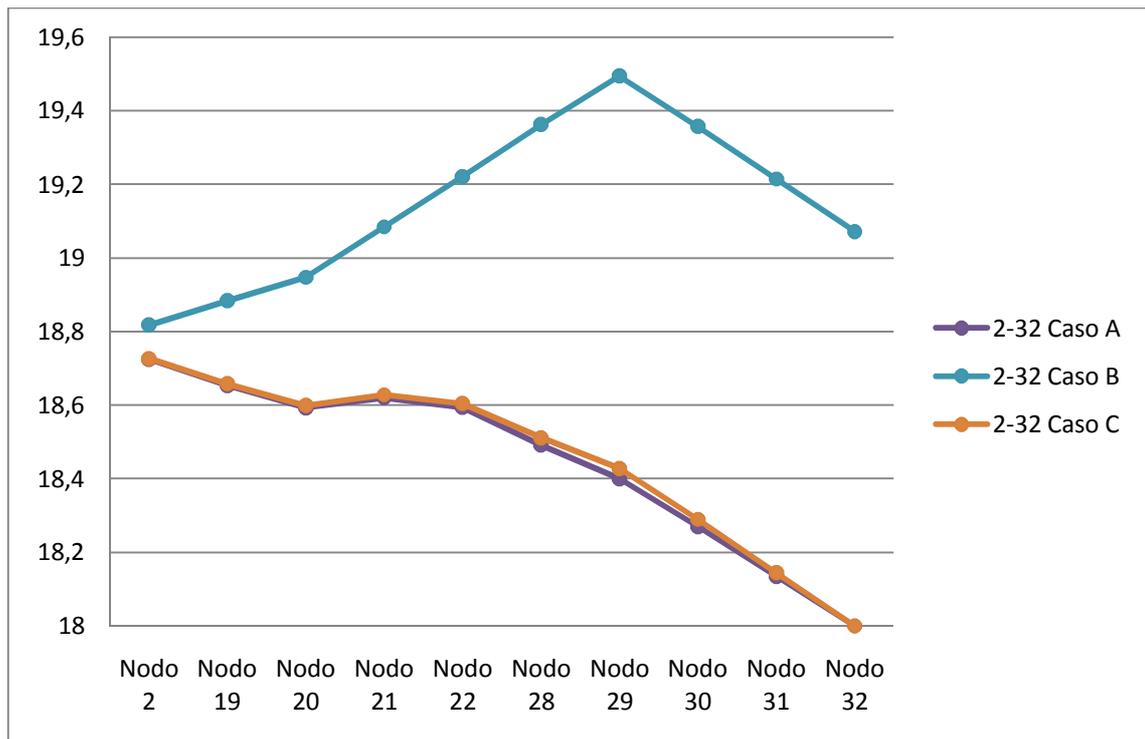


Figura 45 - Andamenti di tensione sul Feeder 2 (Nodi 2-19÷22-28÷32) all'ora 4 (Profilo 2)

La variazione più marcata si ha tra il caso in assenza di VE (caso A) e quello nel caso di ripartizione della ricarica 85%-15% (caso B), mentre risulta non apprezzabile la variazione tra il primo caso e il caso di ripartizione equa delle ricariche (caso C).

In particolare si può notare dalla Figura 45 che la variazione di tensione sul nodo 29 è di 1,094 kV; a prima vista sembrerebbe un comportamento diverso dalle aspettative in quanto un incremento di carico su una rete puramente passiva comporta normalmente una riduzione di tensione. In realtà però la rete qui analizzata presenta nello stesso nodo un generatore che partecipa alla regolazione della tensione di rete. Se infatti si analizza il comportamento del suddetto generatore si può notare dalla Figura 46 come questo dalle ore 1 alle ore 7 subisca grandi variazioni di funzionamento da un caso all'altro.

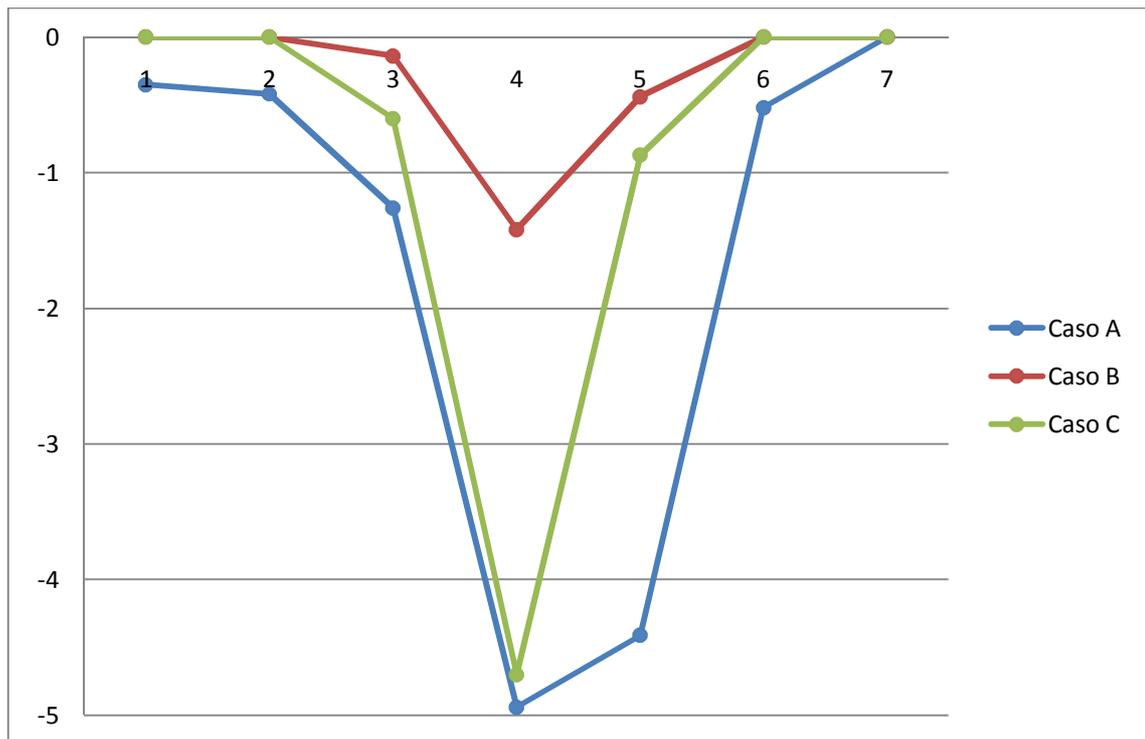


Figura 46 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 4S dalle ore 1 alle ore 7 (Profilo 2)

In particolare si vede che all'ora in esame (ora 4) nel caso A il generatore 4S lavora a potenza attiva nulla, mentre per il caso B esso si trova a lavorare molto vicino al punto di lavoro a programma e la variazione tra questi due casi è di 3,52 MW. Da questo si deduce che per far fronte all'aumento di carico il sistema reagisce mediante accensione del suddetto generatore, provocando l'innalzamento della tensione nel nodo 29.

Occorre però ricordare che tale comportamento contrasta in parte con la normale gestione dei gruppi di produzione a causa dei problemi di modellazione introdotti nel Capitolo 6.

Per quanto riguarda invece la potenza reattiva nelle stesse ore e per il medesimo generatore si può notare una variazione, anche se di entità inferiore a quella di potenza attiva come mostrato in Figura 47.

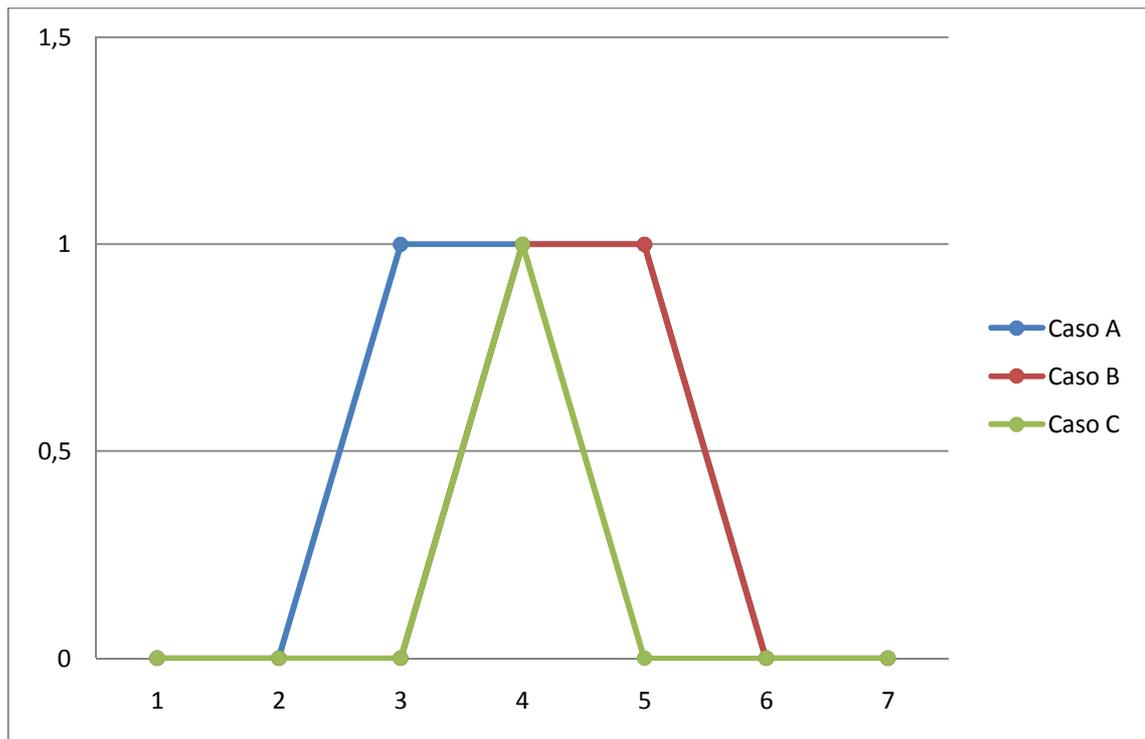


Figura 47 - Variazione di potenza reattiva rispetto al valore a programma per il generatore 4S dalle ore 1 alle ore 7 (Profilo 2)

L'ottimizzatore quindi non fa altro che ripartire la potenza da produrre tra i vari gruppi che partecipano al servizio di rete, infatti a fronte dell'incremento di potenza del generatore 4S reagisce con una riduzione della stessa da parte del 3S, come evidenziato in Figura 48.

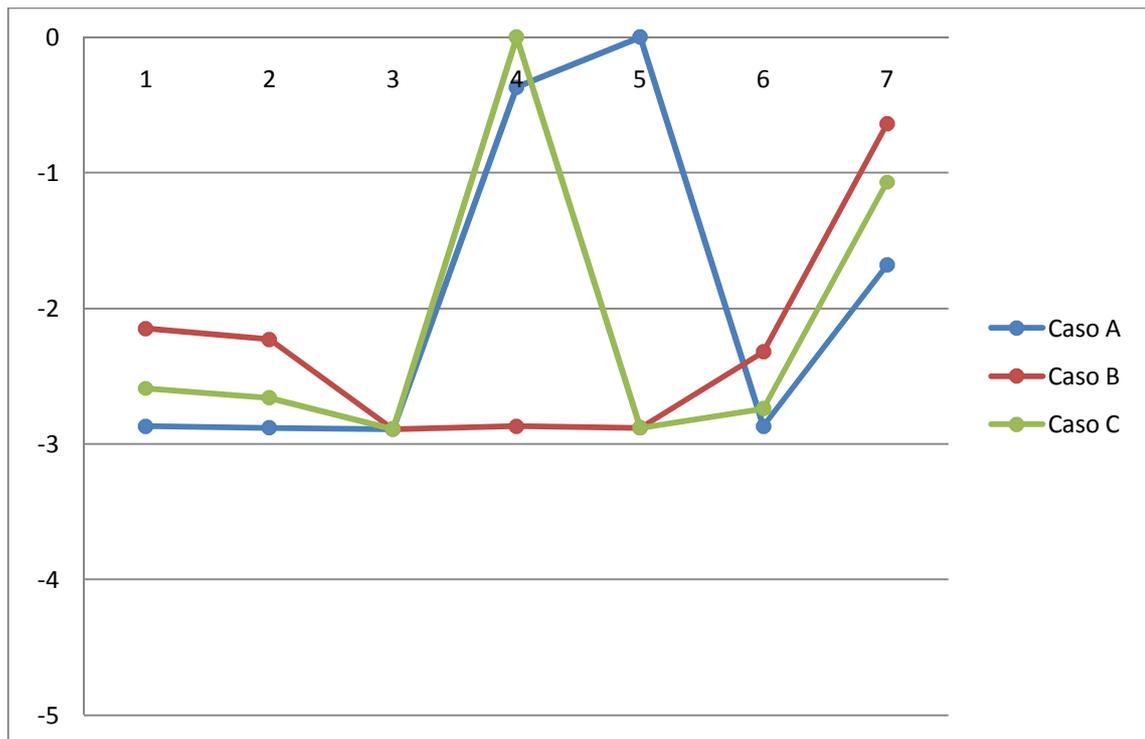


Figura 48 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 3S dalle ore 1 alle ore 7 (Profilo 2)

Un'altra considerazione interessante riguarda la variazione di potenza attiva delle ore serali, infatti per effetto delle curve di offerta introdotte si ha un diverso ordine di intervento in caso sia necessaria una riduzione o un aumento della produzione rispetto a quella a programma. Nello specifico se nelle ore mattutine la necessità è quella di ridurre la produzione spostando il punto di lavoro dei turbogas come evidenziato anche in Figura 48. lo stesso non si può dire per le ore serali dove serve un incremento di produzione. Per questo si può notare un aumento dell'assorbimento di potenza dalla rete AT come in Figura 49 che raggiunge alle 21 anche 1,12 MW tra il caso A ed il caso B.

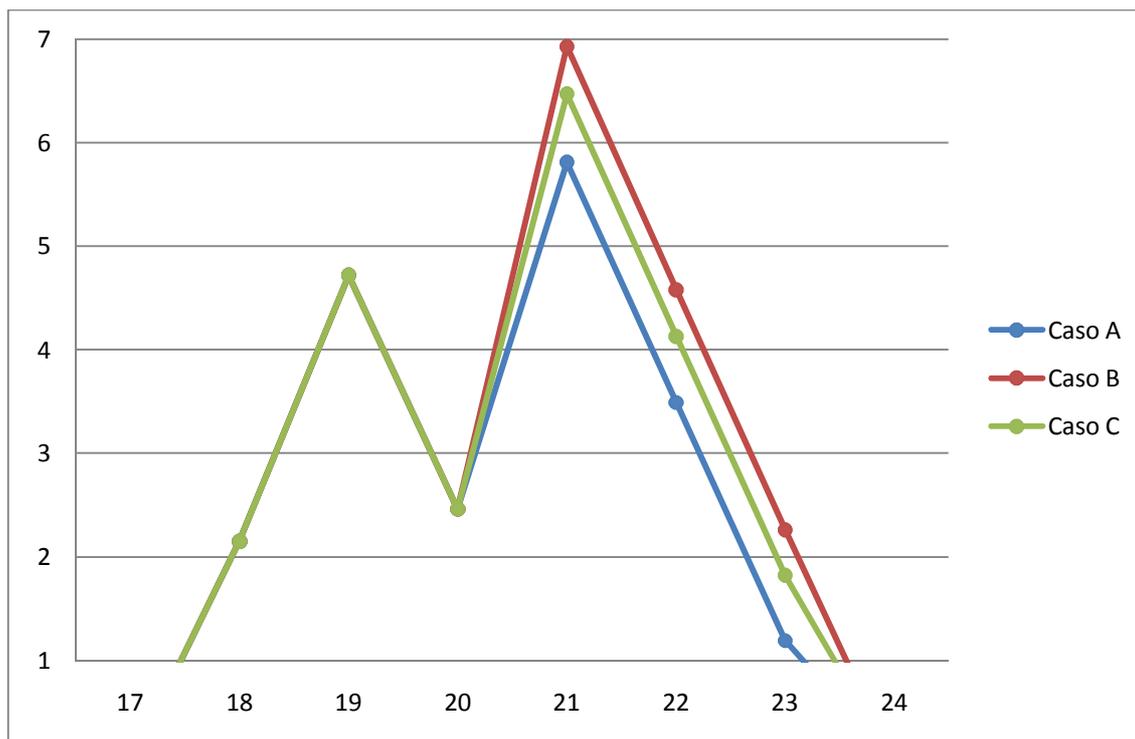


Figura 49 - Variazione di potenza attiva assorbita dalla rete AT dalle ore 17 alle ore 24 (Profilo 2)

Penetrazione VE al 30%

Nello stesso Profilo 2 al caso D si è ipotizzata una penetrazione superiore di VE, gestita con modalità di ricarica 85-15, anche se allo stato attuale risulta molto poco probabile il raggiungimento di una tale diffusione dei VE elettrici nell'arco di uno/due decenni.

Per quanto riguarda il punto di ricarica centralizzato non si riscontrano sostanziali modifiche rispetto ai casi precedenti in quanto le potenze in gioco risultano ancora una volta essere molto modeste, come si può vedere dalla Tabella 22.

Tabella 22 - Influenza della ricarica veloce per il Profilo 2 Caso D, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE

Ora	Carico in assenza di VE [MW]	Influenza del VE [%]
		caso D (85-15)
9	15,982	2,403
10	17,830	2,154
11	18,903	2,031
12	19,553	1,964
15	20,321	1,890
16	20,443	1,878
17	17,769	2,161

Un'analisi più dettagliata può essere invece effettuata nel caso della ricarica notturna; questa volta le potenze in gioco raggiungono infatti valori abbastanza interessanti (Tabella 23).

Tabella 23 - Influenza della ricarica lenta per il Profilo 2 Caso D, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE

Ora	Carico in assenza di VE [MW]	Influenza del VE [%]
		caso D (85-15)
1	11,316	28,060
2	10,792	29,423
3	10,023	31,680
4	8,841	35,915
5	9,053	35,073
6	9,956	31,892
7	13,310	23,856
21	20,040	15,845
22	17,896	17,743
23	16,038	19,798
24	12,215	25,995

In questo caso è possibile evidenziare come l'ottimizzatore sia andato a ripartire il surplus di potenza richiesto tra i generatori presenti in rete; possiamo notare ad esempio come il generatore 4S (Figura 50) nelle ore mattutine lavori a programma al contrario di quanto faceva nel caso di assenza dei VE.

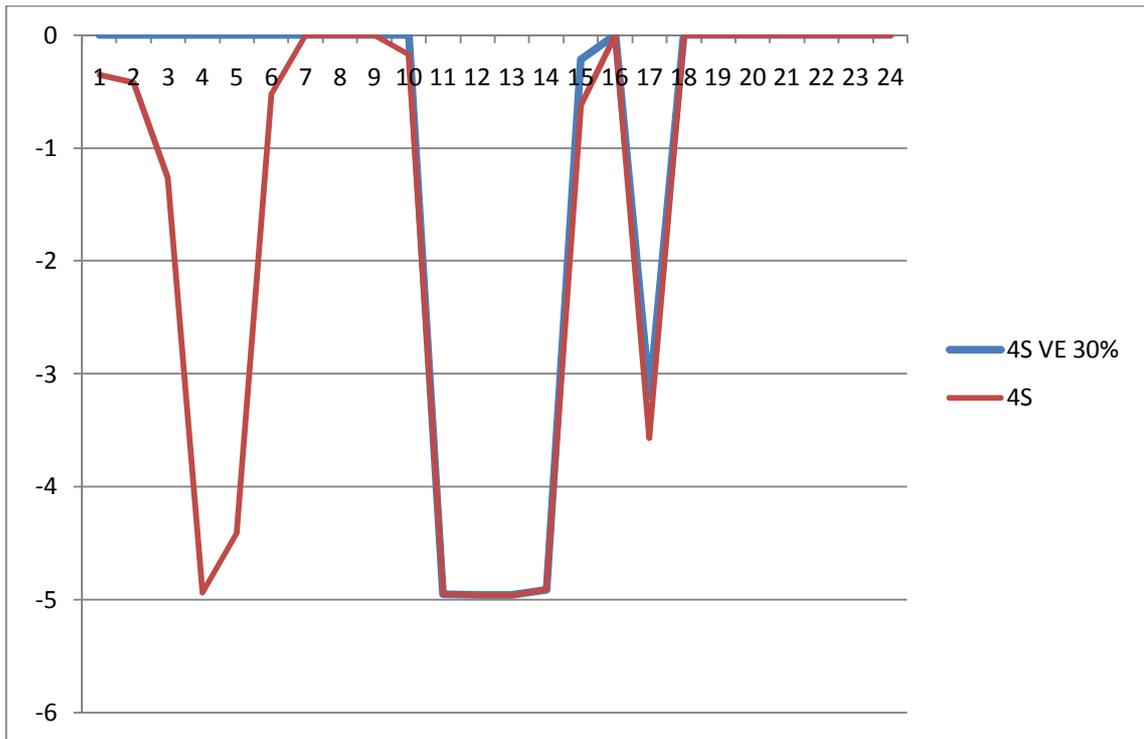


Figura 50 - Variazione di potenza attiva immessa dal generatore 4S casi A-D (Profilo 2)

Nelle ore serali viene prelevata anche una maggior quantità di potenza dalla rete AT (Figura 51).

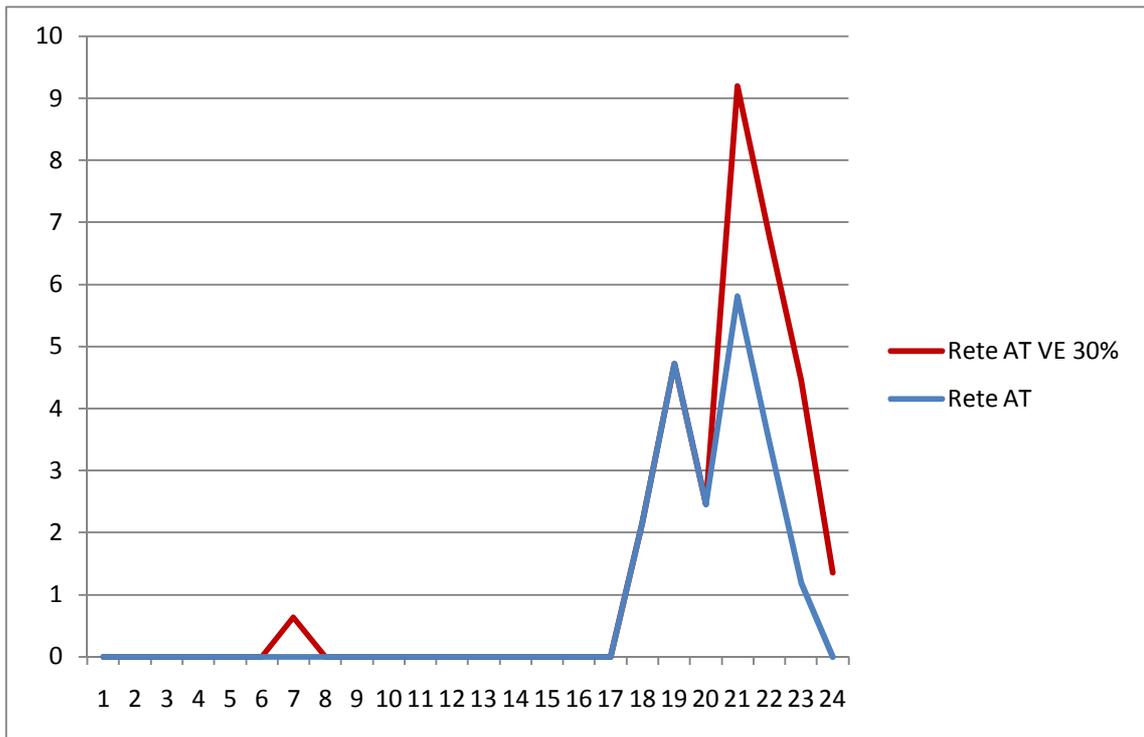


Figura 51 - Variazione di potenza attiva prelevata da Rete AT casi A-D (Profilo 2)

Differenze interessanti risultano anche nei profili di tensione, in particolare sui nodi dove sono presenti i carichi residenziali (Figure 52 e 53).

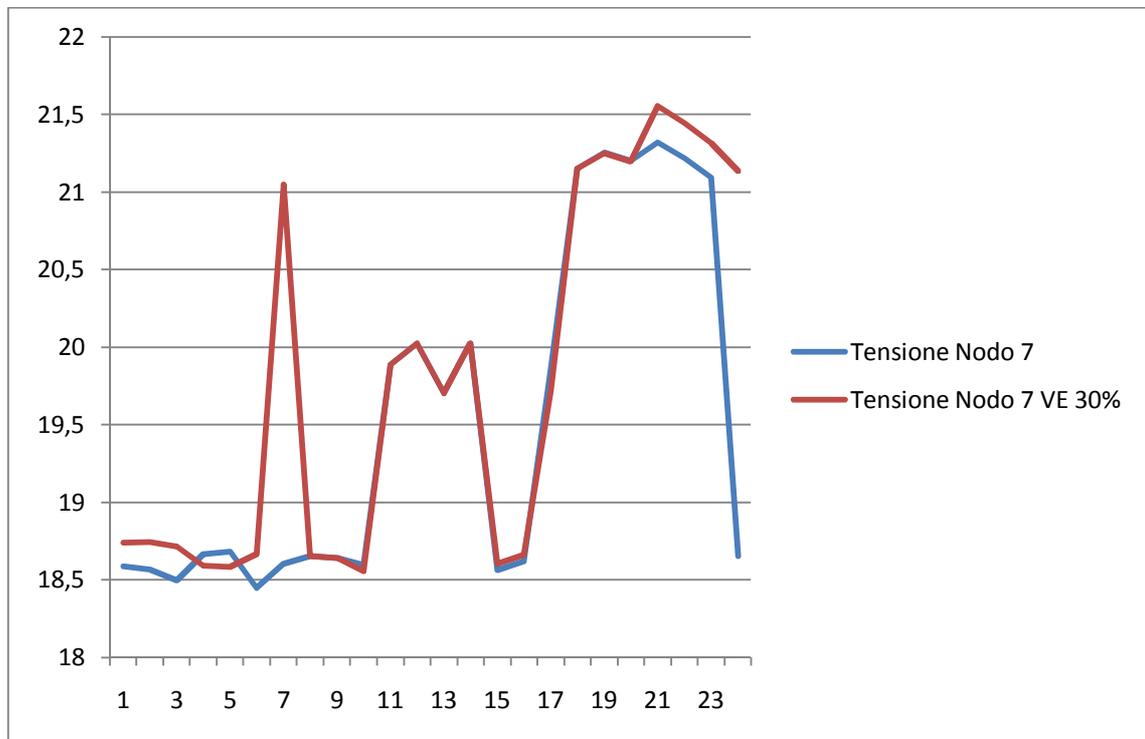


Figura 52 - Tensione Nodo 7 casi A-D (Profilo 2)

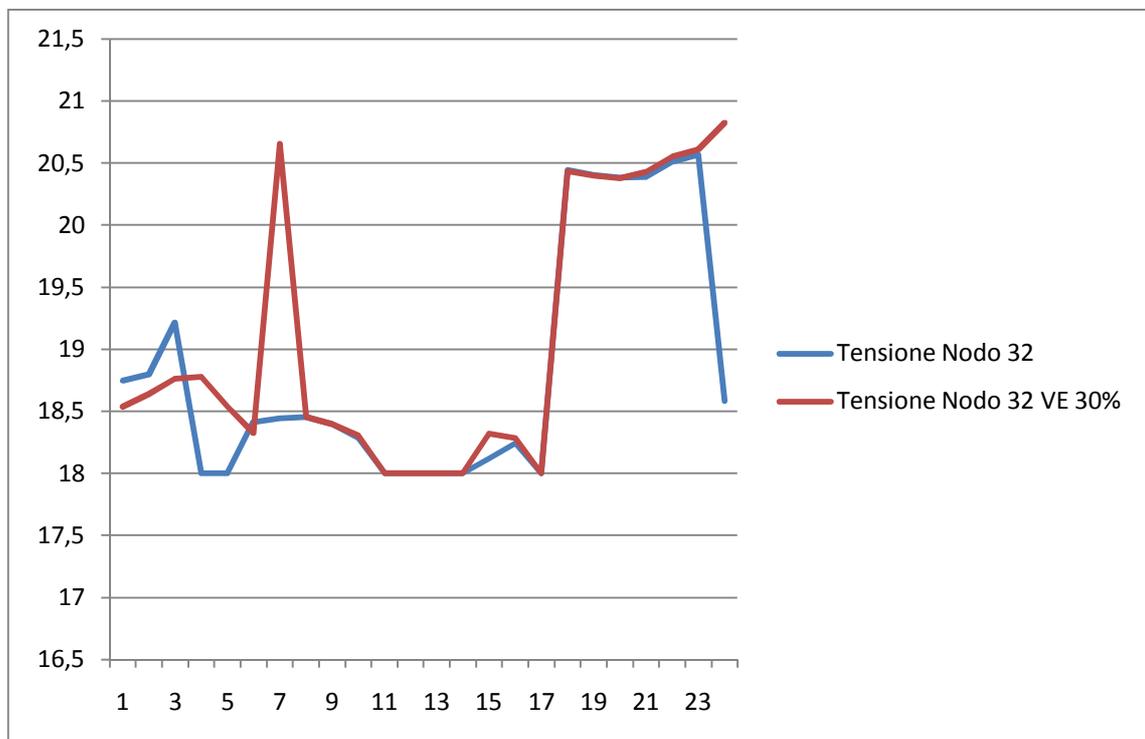


Figura 53 - Tensione Nodo 32 casi A-D (Profilo 2)

Le variazioni negli andamenti di tensione trovano riscontro nelle movimentazioni dell'OLTC (Figura 54); infatti per mantenere dei livelli di tensione elevati aumentando il carico, si ricorre oltre che ad un incremento di produzione dei generatori, anche ad una modifica delle prese del tap changer, in particolare nelle ore 3÷8 e 21÷23.

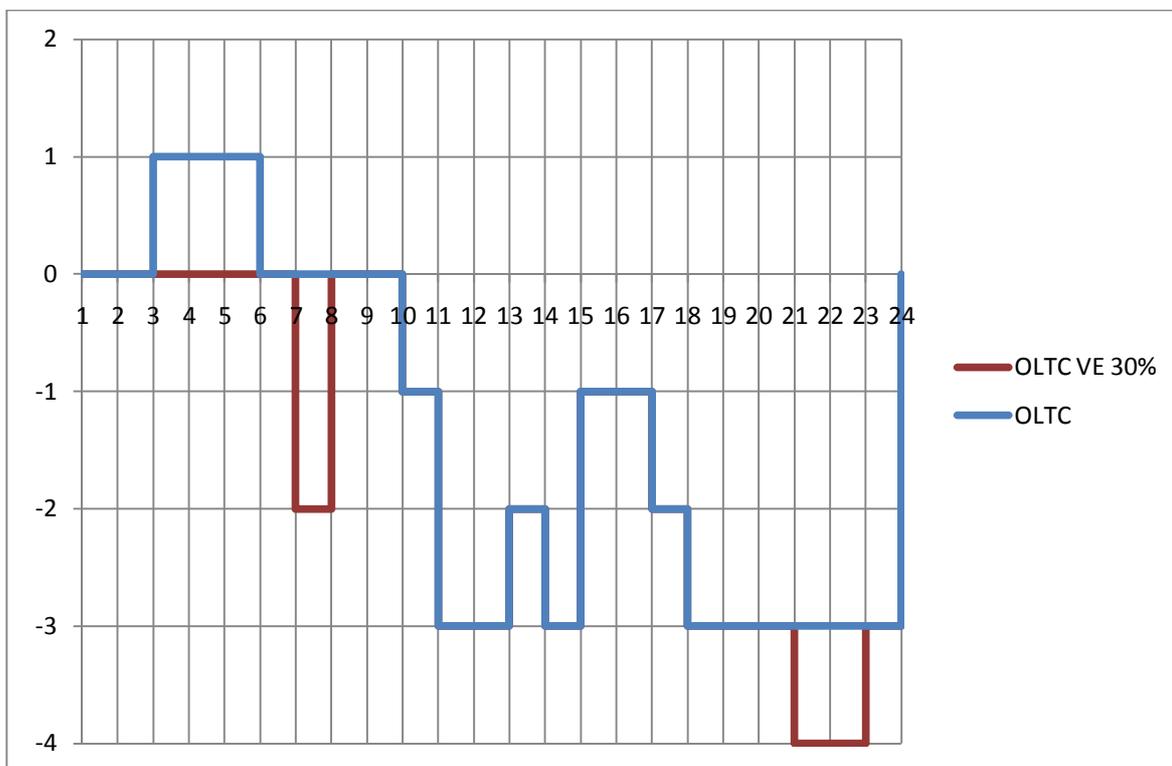


Figura 54 – OLTC casi A-D (Profilo 2)

Il maggior carico ha reso inoltre più difficoltosa la ripartizione dei flussi di potenza nella rete, portando un numero crescente di linee a lavorare vicine ai limiti tecnici; questo fatto si è tradotto in un maggior ricorso al controllo di correnti per ristabilire le condizioni di lavoro sicure. In **Appendice E** sono riportate le linee soggette a questo fenomeno ed i valori delle correnti controllate.

L'incremento di carico prodotto dall'aumento del parco elettrico circolante (sino al 30% del parco auto totale) ha costretto l'ottimizzatore a prevedere azioni correttive più marcate, fatto che non ha impedito però allo stesso di trovare un punto di lavoro ottimale per la rete.

Profilo 3

Le condizioni impostate per il profilo in questione prevedevano uno sviluppo dell'area industriale e residenziale, anche se quest'ultimo di natura inferiore rispetto al precedente Profilo 2.

Anche in questo caso quindi non è stata evidenziata una vera e propria criticità di funzionamento per quanto riguarda il punto di ricarica veloce diurna, a maggior ragione considerando che i valori riscontrati in Tabella 24 risultavano essere inferiori rispetto ai medesimi del Profilo 2.

Tabella 24 - Influenza della ricarica veloce per il Profilo 3, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE

Ora	Carico in assenza di VE [MW]	Influenza del VE [%]	
		caso B (85-15)	caso C (50-50)
9	21,723	0,442	1,436
10	23,185	0,414	1,346
11	23,853	0,402	1,308
12	24,250	0,396	1,287
15	24,639	0,390	1,266
16	24,734	0,388	1,261
17	16,344	0,587	1,909

Dagli andamenti di tensione relativi ai due rami del Feeder 1 mostrati nelle Figure 55 e 56 è possibile evidenziare però l'influenza di tale ricarica, infatti si nota ancora una volta un incremento di tensione nel caso di ripartizione della ricarica al 50% tra lenta e veloce (caso C) rispetto al caso in assenza di VE (caso A).

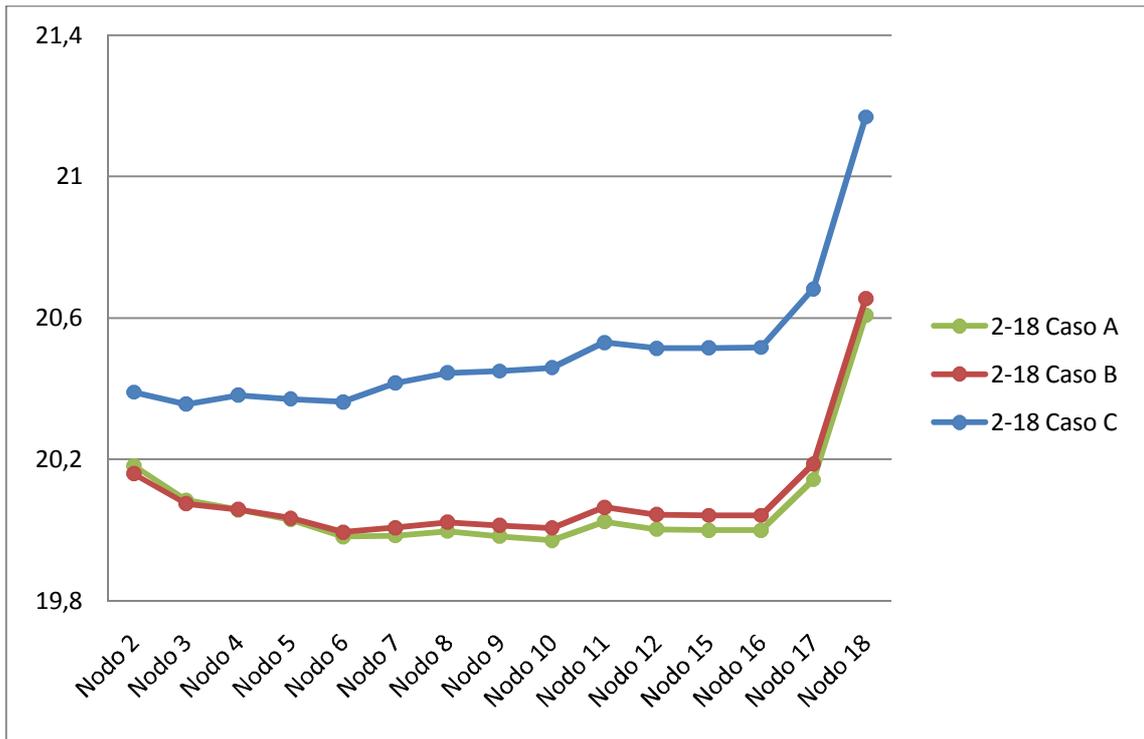


Figura 55 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷12-15÷18) all'ora 15 (Profilo 3)

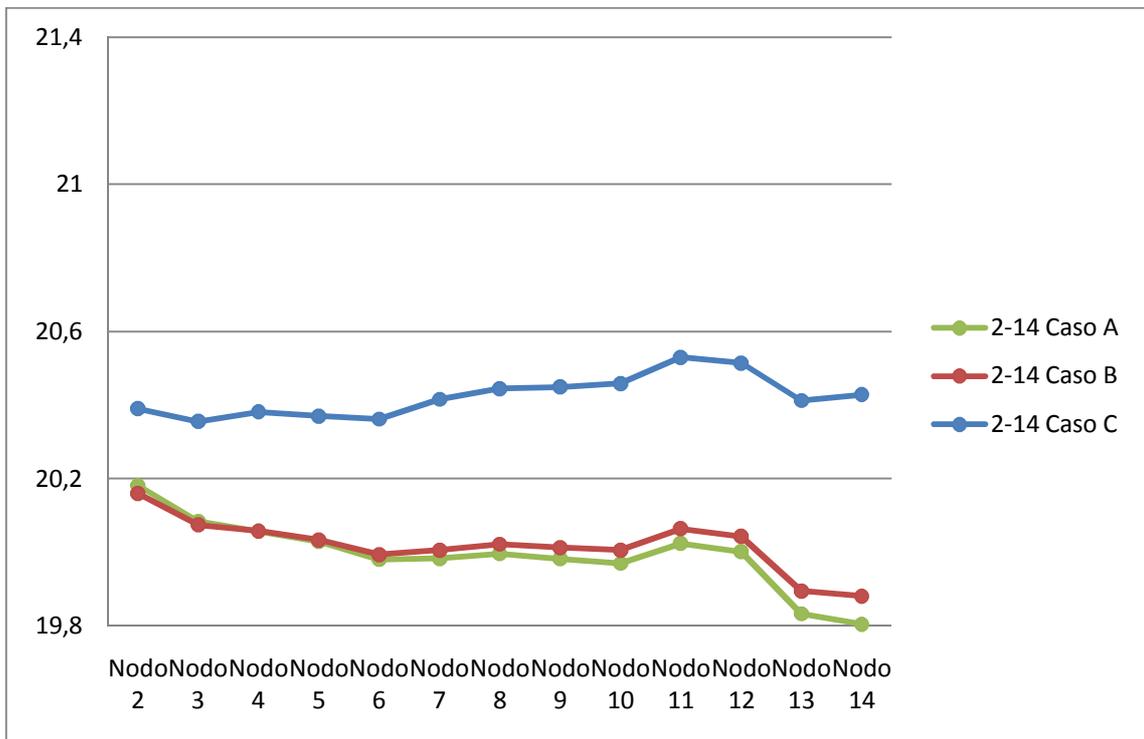


Figura 56 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷14) all'ora 15 (Profilo 3)

L'incremento in questione è giustificato dall'aumento di produzione di reattivo da parte del generatore 3S posizionato nel nodo 8 come mostrato in Figura 57 secondo le logiche già evidenziate per l'analisi degli andamenti del Profilo 2.

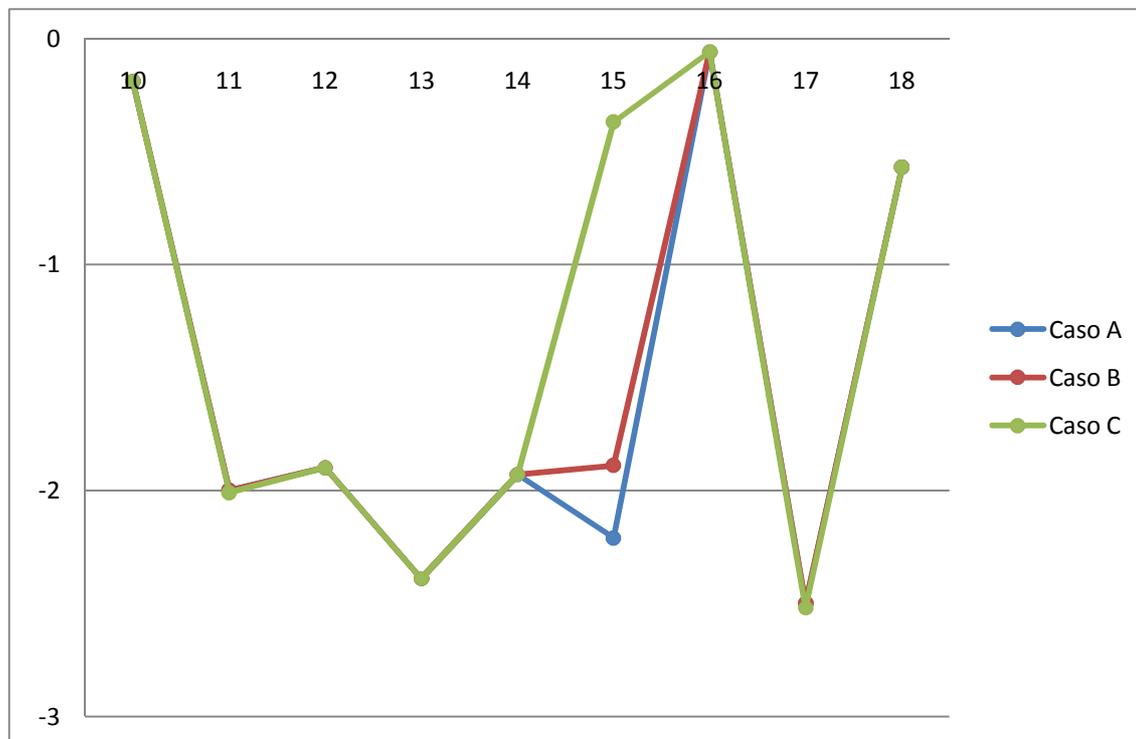


Figura 57 - Variazione di potenza reattiva rispetto al valore a programma per il generatore 3S dalle ore 10 alle ore 18 (Profilo 3)

Nella fascia oraria di ricarica veloce non si evidenziano invece sostanziali modifiche nella produzione della potenza attiva.

Spostando l'analisi sulla ricarica lenta notturna è possibile evidenziare che essa, come per il profilo precedente, presenta dei valori di influenza superiori alla ricarica veloce. Dalla Tabella 25 si può notare come tale valore arrivi all'8% della potenza richiesta nel caso di assenza di VE.

Tabella 25 - Influenza della ricarica lenta per il Profilo 3, in termini percentuali sulla potenza di carico richiesta in assenza di VE

Ora	Carico in assenza di VE [MW]	Influenza del VE [%]	
		caso B (85-15)	caso C (50-50)
1	10,762	6,855	4,032
2	10,362	7,119	4,188
3	9,822	7,510	4,418
4	9,080	8,124	4,779
5	9,345	7,894	4,643
6	11,087	6,653	3,914
7	18,764	3,931	2,313
21	18,044	4,088	2,405
22	16,338	4,515	2,656
23	14,908	4,948	2,911
24	11,979	6,158	3,623

Anche in questo caso la richiesta aggiuntiva necessaria per far fronte all'introduzione della ricarica dei VE si ripercuote in variazioni marcate di tensione, questa volta però non solo per una sezione temporale particolare ma per più di esse. In **Appendice F** si riportano i valori di tensione maggiormente soggetti a variazione nelle sezioni temporali 3, 4, 5 e 23. Analizzando tali valori è possibile evidenziare come all'ora 23 si abbia una variazione di entità intorno ai 0,45 kV su entrambi i feeders, che si mantiene pressoché costante per tutti i nodi; in Figura 58 si riporta l'andamento tipo per il Feeder 1.

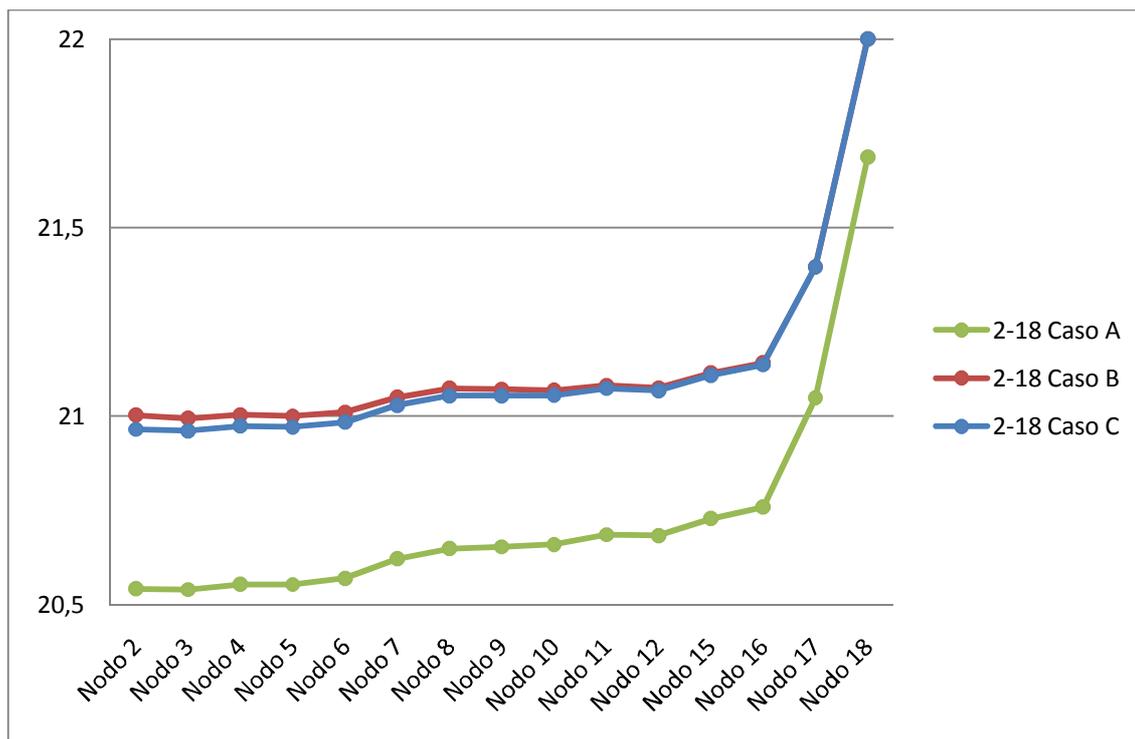


Figura 58 - Andamenti di tensione sul Feeder 1 (Nodi 2÷12-15÷18) all'ora 23 (Profilo 3)

Tutto ciò è giustificabile dall'incremento di potenza trasferita dalla rete AT verso la rete di Distribuzione come si può vedere dalla Figura 59, in quanto nella stessa fascia oraria non sono apprezzabili altre variazioni dei setpoint degli elementi di rete.

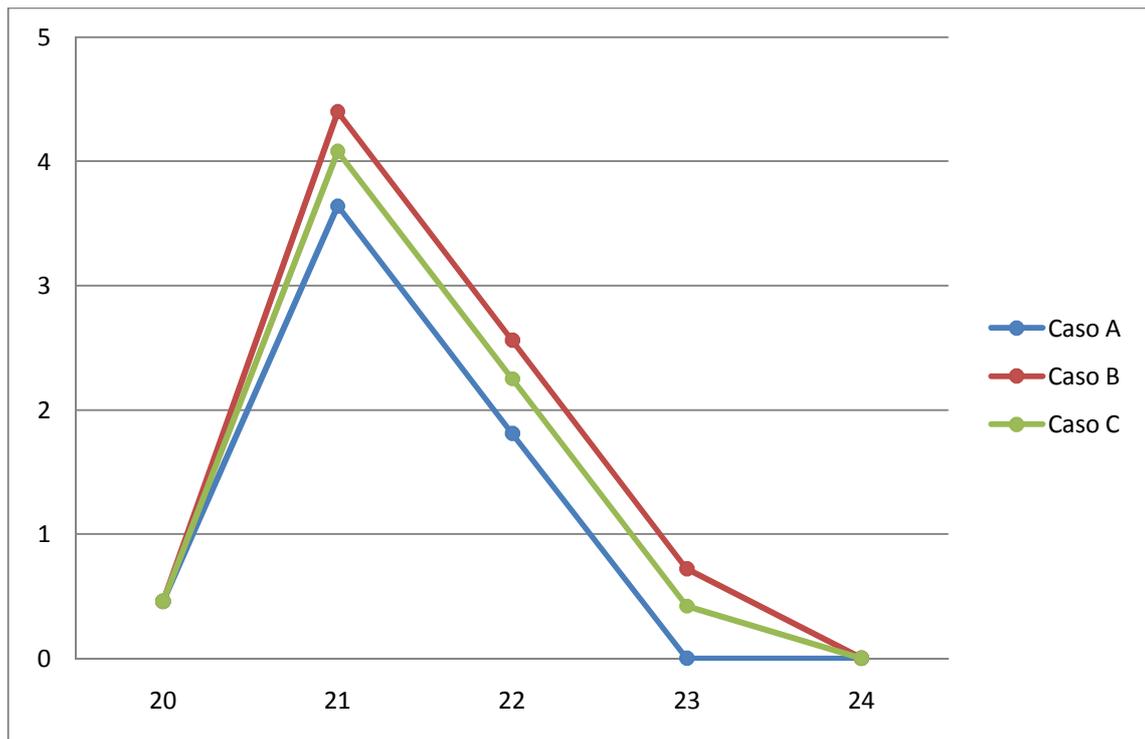


Figura 59 - Variazione di potenza attiva assorbita dalla rete AT dalle ore 20 alle ore 24 (Profilo 3)

Per quanto riguarda invece l'andamento dei profili di tensione relativi alle sezioni orarie 3, 4 e 5 l'influenza più interessante si ha per quanto riguarda il Feeder 2; in particolare per l'ora 4 si riscontra un andamento come in Figura 60.

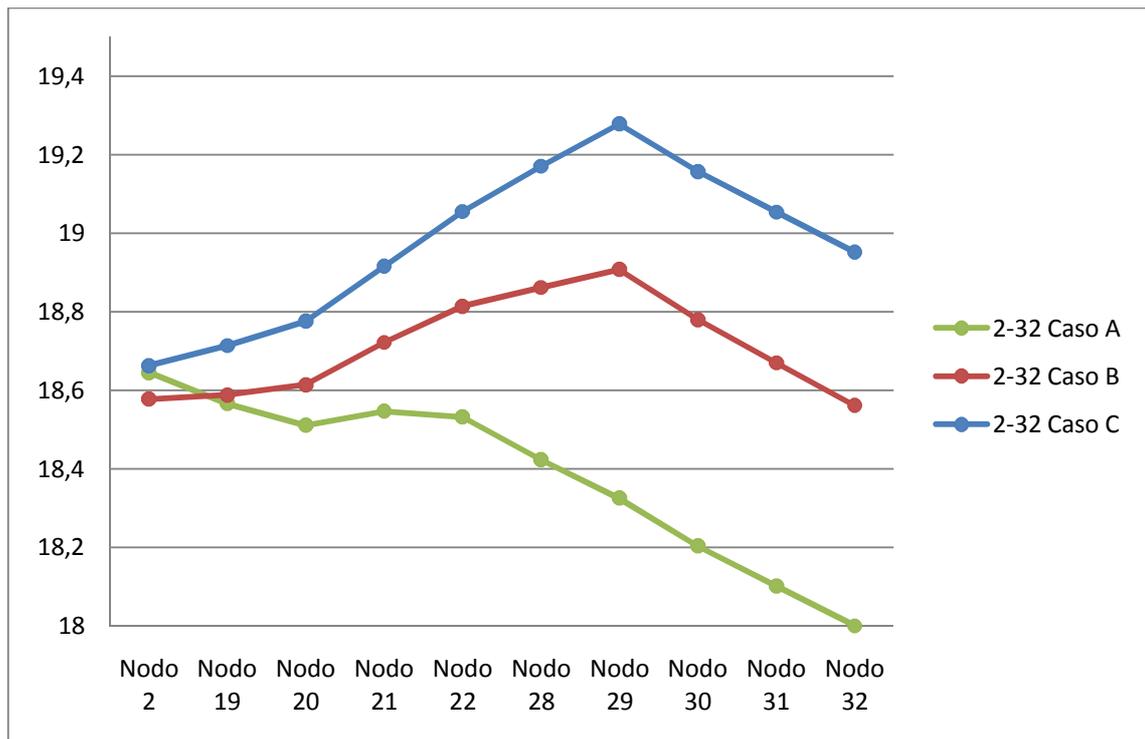


Figura 60 - Andamenti di tensione sul Feeder 2 (Nodi 2-19÷22-28÷32) all'ora 4 (Profilo 3)

È interessante evidenziare come l'introduzione della ricarica dei VE provochi una ripartizione nella produzione da parte dei generatori 3S e 4S. In modo analogo a quanto visto per il Profilo 2, in tale sezione oraria (ora 4) l'ottimizzatore risolve il problema andando a comandare una riduzione di potenza al generatore 3S (Figura 61) e viceversa un incremento per il 4S (Figura 62).

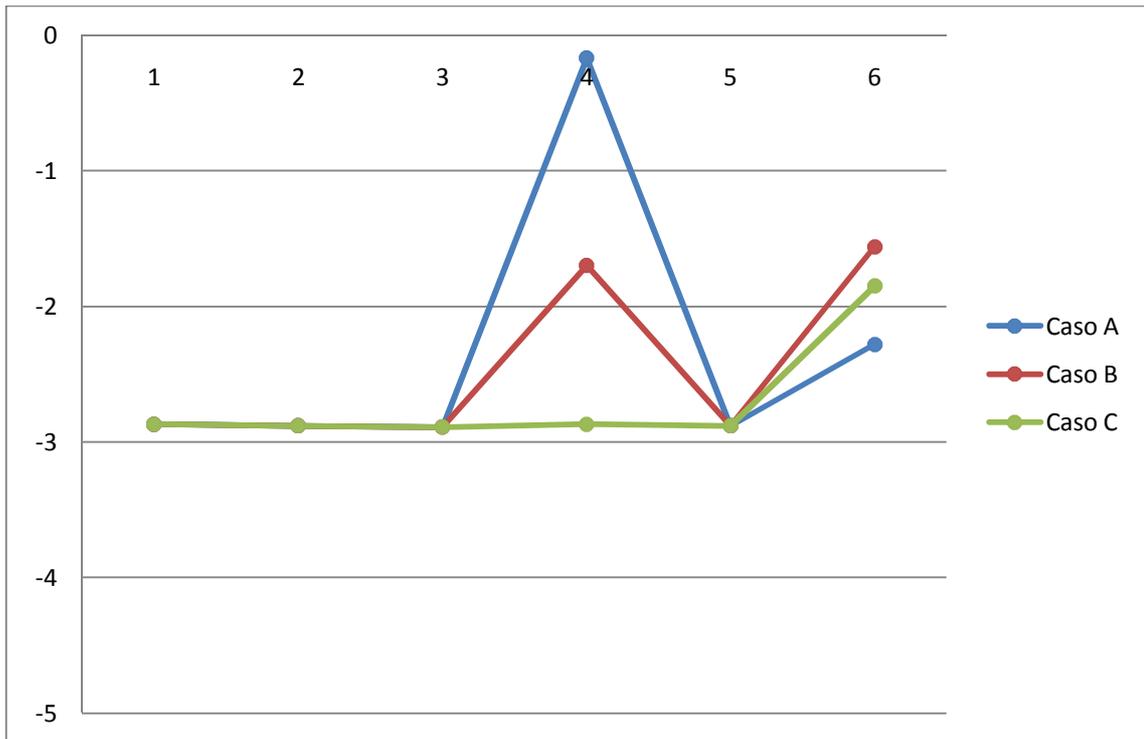


Figura 61 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 3S dalle ore 1 alle ore 6 (Profilo 3)

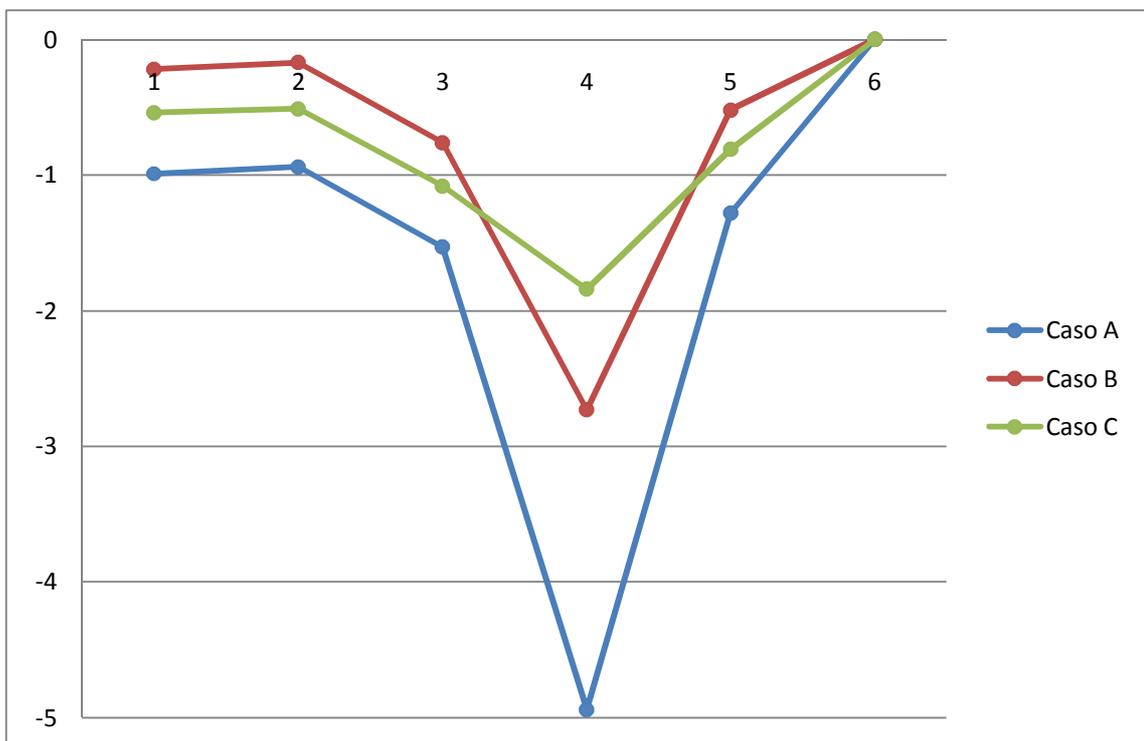


Figura 62 - Variazione di potenza attiva rispetto al valore a programma per il generatore 4S dalle ore 1 alle ore 6 (Profilo 3)

9 Conclusioni

Lo studio ha esaminato il problema della compatibilità tra ricarica dei veicoli elettrici e rete di Distribuzione, in uno scenario che vede la penetrazione di tali veicoli pari al 10% del parco auto complessivo.

L'ipotesi alla base del presente studio è la presenza di un sistema di controllo centralizzato della rete MT basato su un algoritmo di ottimizzazione.

Dalle analisi effettuate emergono due risultati principali:

- la gestione della rete MT tramite un intervento attivo di controllo della generazione distribuita può consentire una migliore qualità del servizio, risolvere le congestioni di rete minimizzando le funzioni di costo impostate, ovviando quindi alle problematiche incontrate nella gestione 'passiva' di un sistema di distribuzione con elevata penetrazione di generazione distribuita;
- almeno nella rete test, la gestione avanzata è in grado di sostenere una penetrazione del 10% di veicoli elettrici nell'intero parco auto. L'ottimizzazione consente di gestire adeguatamente l'aumento di potenza ed energia richiesto per la ricarica dei VE, in maniera tecnicamente valida ed economicamente conveniente.

Una Smart Grid riesce quindi a superare le criticità che affliggono le normali reti di Distribuzione in presenza di generazione distribuita; nel campo di validità delle ipotesi assunte nel presente studio, la rete in esame sarà in grado di gestire anche penetrazioni di VE superiori al 10% (anche del 30%).

Tutto ciò come detto nell'ottica di mantenere le ipotesi effettuate, infatti un possibile problema di gestione potrebbe essere dato dalla presenza di ricariche non controllate, anche se nella prospettiva di automazione che sta interessando tutto il sistema elettrico è difficile prevedere soluzioni di questo tipo, se non solo di natura transitoria.

Un affinamento del sistema di gestione, di nuova concezione e tuttora in fase di sviluppo da parte di RSE, dovrebbe condurre a risultati ancor più d'interesse e vicini a situazioni realistiche, dove siano inclusi ulteriori vincoli tecnici quale lo scambio di energia con la rete AT.

In conclusione, si è osservato come l'evoluzione delle normali reti di distribuzione in Smart Grid presenti aspetti economici e tecnici di forte interesse, ma tuttavia di crescente difficoltà e tali da non poter essere più trascurati; la solubilità dei problemi connessi non potrà prescindere da investimenti nell'automazione delle reti e dal loro ammodernamento, come indicato per esempio dai progetti pilota approvati a seguito della delibera 39/10 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Appendice A: I file d'ingresso

Le informazioni riguardanti le caratteristiche della rete in esame nonché tutte le altre specifiche di riferimento per effettuare qualsiasi tipo di ottimizzazione (vincoli, *capability* generatori, previsione di generazione/carico, costo risorse, ecc.) sono contenute in opportuni file d'ingresso. Questi dati vengono forniti in formato CSV (Comma-Separated Values), che rappresenta solo una delle possibili scelte; infatti non essendoci un formato unificato per la descrizione di una rete MT, esistono diversi protocolli in grado di permettere ai vari gestori di sistema di poter operare coordinatamente. Tra quelli più comuni ricordiamo il formato UCTE [9] che permette di analizzare dati relativi ai flussi di carico ed ai corto circuiti trifase, ma il suo utilizzo è per ora limitato quasi esclusivamente alla rete di interconnessione in alta tensione, oppure il formato CIM (Common Information Model) [10], che permette la modellazione e la gestione attiva dei componenti elettrici, o ancora il formato CDF (Common Data Format).

Nel nostro caso la scelta è ricaduta sul formato CSV; le informazioni fornite dai 4 file d'ingresso sono pertanto:

Topologia di rete: in esso possono essere fornite informazioni riguardo appunto alla topologia, quindi relative ai nodi, ai carichi ed ai generatori, oltre alle specifiche dei vari tratti di linea facenti da collegamento tra due nodi diversi. In più possono essere riportate nello stesso file anche le basi utilizzate per il calcolo in per unità (p.u.) della potenza e della tensione e le eventuali specifiche del collegamento HDVC (nel nostro caso non presente).

Costi: il file in questione contiene le specifiche sia in relazione ai carichi che ai generatori. Se nel primo caso possono essere inseriti solo dati relativi ai nodi da considerare come carichi ed al prezzo in €/periodo, nel secondo possono essere aggiunte tutta una serie di informazioni relative al prezzo di offerta della potenza attiva (€/MWh) oltre agli eventuali costi per variazioni a salire o a scendere di quest'ultima (Costo dei servizi). Inoltre può essere fornita un'ulteriore voce relativa al costo di incremento o riduzione della potenza reattiva (€/MVARh).

Stato batteria: in esso possono essere riportate le specifiche del sistema di accumulo che può essere utilizzato, quindi sia specifiche topologiche sul suo posizionamento, che tecniche sullo stato di carica iniziale e sul tipo di gestione da effettuare. Ad esempio è possibile fare in modo che al termine del periodo in analisi l'unità di accumulo torni nella condizione di carica di partenza andando ad agire sulla quantità di energia erogata in ogni periodo di analisi.

Previsioni: in questo file possono essere riportate informazioni relative sia ai carichi che ai generatori. In particolare per i carichi si possono trovare, in p.u., i valori delle potenze previste in base al periodo temporale in questione (quindi nel caso in esame in 24 periodi temporali diversi) ed ai tipi di utenza (residenziale, agricolo, industriale, terziario e illuminazione). Per i generatori le informazioni hanno la stessa struttura, cioè in p.u. e divise in base al periodo temporale ed al tipo di generazione (Eolico, Turbogas o Fotovoltaico).

Appendice B: Il compilatore di file Sip

Il programma è stato sviluppato durante il periodo di collaborazione con RSE al fine di velocizzare l'esecuzione delle analisi previste, in quanto consente di variare con rapidità le specifiche di ogni analisi senza dover andare a modificare manualmente il file in formato SIP, ma solamente le tabelle in ingresso in formato CSV (ad esempio attraverso Microsoft EXCEL[®]).

Per la sua stesura è stata utilizzata la piattaforma MATLAB[®]; la struttura del programma è stata divisa a livelli, in questo modo è stato possibile realizzare a parte, mediante un semplice editor di testo, i singoli file contenenti le varie fasi del lavoro. Dopodiché questi file sono stati salvati come "M-file" all'interno della cartella di lavoro di MATLAB[®] ed è stato creato un ulteriore algoritmo in grado di richiamarli e mandarli in esecuzione nella sequenza corretta. Questo è stato necessario in quanto, per l'effettiva realizzazione del programma, era utile dividere le varie fasi del lavoro. In particolare sono state individuate due macroazioni da far eseguire al compilatore, la prima consisteva nell'acquisizione dei dati dai file CSV e la seconda nella scrittura del codice all'interno del file SIP. Per il primo scopo è bastato realizzare un unico file denominato "programmaAcquisizione" che racchiudesse al suo interno le funzioni per analizzare i dati dei 4 file CSV, mentre per l'altro è stato necessario realizzare tutta una serie di sottoprogrammi ognuno destinato a scrivere una precisa parte del codice nel file SIP.

Il programma completo ha assunto allora la struttura di un elenco di comandi (o M-file) come sotto:

- programmaAcquisizione
- recorddirettiveutente
- rigadicommento
- recordnodi
- rigadicommento
- recordlinee
- rigadicommento
- recordtrasformatori
- rigadicommento
- recordgeneratori
- rigadicommento
- recordsezioni
- rigadicommento
- recordlineedisez

Prima di procedere con la spiegazione dei singoli file che lo compongono è opportuno descrivere la struttura del codice che dovrà essere ottenuto in uscita dal compilatore, anche per giustificare l'ordine con cui sono stati riportati qui sopra. In particolare il file SIP è un file di testo che consiste in una serie di dati alfanumerici; esso è organizzato in righe di dati separati dal carattere “|”.

La struttura del codice è divisa in macroparti, composte da righe, e separate da una riga di commento standard come riportata qui sotto:

```
*|||||||||
```

costituita dal carattere “*” e seguita da un certo numero di caratteri “|”.

Ognuna delle macroparti, separate dalle righe di commento, inizia con una specifica lettera che rappresenta:

P – record direttive utente;

N – record riferito ai nodi;

L – record riferito alle linee;

T – record riferito ai trasformatori;

G – record riferito ai generatori;

H – record riferito al collegamento HDVC (collegamento AT in corrente continua);

S – record riferito alle sezioni;

C – record riferito alle linee di sezione;

B – record riferito ai contratti;

I – record produzione di un contratto;

W – record carichi di un contratto.

Nel caso in esame non è stato però necessario inserire tutti i record in quanto DISCOVER è in grado di realizzare un'ottimizzazione anche in assenza di alcuni di essi; in particolare ai fini delle analisi realizzate dal gruppo di lavoro non è presente il collegamento in DC, quindi assenza del record relativo caratterizzato dalla lettera H. Oltre ad esso sono stati eliminati anche gli ultimi tre record riferiti ai contratti e indicati dalle lettere B, I, W.

programmaAcquisizione

Il programma è stato sviluppato, come suggerisce il nome, allo scopo di acquisire i dati dai file CSV d'ingresso e disporli in modo tale da renderli utilizzabili al fine della scrittura del file d'uscita. È stato necessario suddividere il programma in quattro parti analoghe ognuna delle quali acquisisce i dati da uno specifico file.

È possibile analizzare una di queste parti per individuarne la struttura, ad esempio quella relativa all'acquisizione del file "Costi.csv"; è da notare il fatto che eventuali righe di commento possono essere inserite mediante anteposizione, nella stessa riga, del carattere "%".

La parte di file in questione è:

```
% file "Costi.csv"
% determinazione n° campi da acquisire nel file "Costi.csv"
fid=fopen('costi.csv');
a_campi=textscan(fid,'%s');
fclose(fid);
cc=size(a_campi{1});
maxrow=cc(1);
indexes={-1 -1 -1 -1 -1 -1};
cont=1;
for irow=1:maxrow
aa=a_campi{1};
celle=cellstr(aa{irow});
if celle{1}(1)=='*'
indexes{cont}=irow;
cont=cont+1;
end
end

% acquisizione dati file "Costi.csv"
fid=fopen('costi.csv');
a=textscan(fid,'%s %n %n',indexes{2}-indexes{1}-1,'delimiter',',','headerLines',indexes{1});
fclose(fid);
fid=fopen('costi.csv');
b=textscan(fid,'%s %s %n %n %n %n %n %n %n %n %n %n',indexes{3}-indexes{2}-1,'delimiter',',','headerLines',indexes{2});
fclose(fid)
```

Da notare la presenza del carattere “ ; ” al termine di ogni riga che evita la scrittura sulla Common Window di MATLAB[®] dei risultati parziali dell'elaborazione migliorando le prestazioni del programma, soprattutto per quanto riguarda la velocità di risposta.

Come si può vedere la struttura è divisa in due parti distinte ed è necessario che siano eseguite nell'ordine indicato.

Per una corretta comprensione della prima parte occorre però dare una spiegazione di come è realizzata la composizione del file “Costi.csv” e in generale di tutti i 4 file d'ingresso. La

struttura è simile a quella descritta per il file SIP, cioè organizzata in righe e divisa in blocchi separati da una riga di commento che viene rappresentata dal carattere “ * ” seguito da virgole. I dati di ogni blocco di righe così composto hanno la caratteristica di iniziare sempre con lo stesso carattere, diverso da quello degli altri blocchi. In ogni riga viene utilizzato come separatore tra i vari dati (anche in questo caso di tipo alfanumerico) il carattere “ , ”.

La prima parte del programma serve per andare a contare gli elementi di ogni gruppo di righe facenti parte di una specifica serie di informazioni, in particolare all'interno della matrice “indexes” vengono inserite le posizioni delle righe di commento facenti da separazione tra i vari blocchi. Si può notare come a monte dell'operazione di conteggio, effettuata per mezzo del comando “size”, il file venga aperto mediante la funzione “fopen” e venga creata la matrice di comodo “a_campi”.

La seconda parte consiste invece nell'organizzazione dei dati estrapolati dal file d'ingresso in opportuni “cell-array”, delle strutture matriciali che permettono al loro interno di poter immagazzinare sia dati numerici che stringhe di testo. Per fare ciò è stato impiegato il comando “textscan” il quale necessita però di conoscere a priori il formato degli elementi di ogni riga da importare in modo da semplificare il riconoscimento al programma; ad esempio è stato utilizzato il carattere “%s” per una stringa di testo o il carattere “%n” per un dato numerico. Altra cosa da specificare è stato il delimitatore utilizzato per separare la sequenza di dati e soprattutto da quale riga iniziare l'acquisizione di una serie di righe. Per fare ciò sono stati utilizzati i valori riportati dentro la matrice “indexes” appositamente creata nello step precedente.

recorddirettiveutente

È costituito da un unico record contenente al suo interno le caratteristiche generali con cui verrà effettuata l'ottimizzazione, infatti i principali vincoli tecnici inclusi nella procedura sono stati:

- limite di tensione: 20kV \pm 10% (18÷22 kV);
- limite di corrente: 0.14÷0.36 kA (dipendente dalle caratteristiche dei rami di rete);
- livello di energia dell'accumulo: carica piena alle 24:00 (6MWh).

In questa parte del codice è presente anche la possibilità di decidere il tipo di funzione obiettivo da ottimizzare tra le seguenti scelte:

- minimo costo dei servizi ausiliari di sistema;
- minime perdite;
- minimo scostamento dalla produzione imposta;
- massimo beneficio dei soli contratti.

Non essendovi al momento della stesura del programma la necessità di variare i dati di questo record è stato scelto di non andare a reperirli direttamente nei file CSV, ma bensì, trattandosi di un'unica riga, di aggiungerli direttamente a livello di programma.

Pertanto in questo file è stato necessario dapprima andare ad aggiungere la riga in questione come un “cell-array”, dopodiché è stato necessario far riconoscere mediante il comando “*char*” le eventuali stringhe di testo inserite. Solo a questo punto è stato possibile andare a scrivere il codice sul file “Out.sip” utilizzando il comando “*fprintf*” e specificando il delimitatore che per il file di uscita è il carattere “|”. Anche il file d’uscita è stato inserito all’interno della cartella di lavoro di MATLAB®.

rigadicommento

Per far riconoscere senza equivoci a DISCOVER il passaggio da un blocco di codice all’altro del file SIP è stato necessario inserire delle righe di commento. Esse consistevano, come già accennato, dalla presenza del carattere “*” seguito da una serie di caratteri “|” di numero non specificato.

Per realizzare ciò senza troppe complicazioni è stato utilizzato un semplice comando di scrittura come sotto:

```
%creazione della riga di commento da inserire tra un record e l'altro
fid=fopen('Out.sip', 'a');
fprintf(fid, '%s\r\n', '*|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|'||'|');
fclose(fid)
```

Da notare in tale codice la presenza del comando “*fopen*” prima del comando di scrittura “*fprintf*”; con tale comando viene specificato sia in quale file andare a fare la scrittura (Out.sip), che il fatto che tale scrittura deve essere aggiunta alle altre già esistenti sul file senza cancellarle (infatti la lettera ‘a’ sta ad indicare il termine “append” che in inglese significa appunto aggiungere).

recordnodi

Il codice identificativo di questo tipo di record è la lettera N, esso contiene al suo interno le informazioni relative alla tensione su ogni nodo della rete nonché la potenza attiva e reattiva eventualmente installata, oltre alla conduttanza e suscettanza del ramo verso terra.

Per quanto riguarda la struttura del programma che è stato realizzato, questa presenta una complessità molto più elevata rispetto ai casi fin qui analizzati, infatti in prima battuta è stato effettuato il calcolo delle potenze attive e reattive su base oraria in funzione del tipo di carico. Per fare questo è stato necessario analizzare la struttura della rete in esame andando ad individuare i nodi con maggiore criticità. In particolare è stata realizzata una struttura annidata per permettere di eseguire un'analisi su più livelli; è stato utilizzato il comando *"for"* per individuare la discretizzazione sia sulle sezioni orarie che sui nodi, oltre ad un'ulteriore impiego per andare ad individuare il tipo di carico presente in ogni specifico nodo. Questo si è reso necessario poiché i casi da prendere in esame erano molteplici:

per i nodi che andavano dal 1÷11, dal 14÷27 e dal 29÷32 è stato sufficiente andare a prendere i valori contenuti nei cell-array creati dai file d'ingresso. Questi dati dovevano essere ulteriormente selezionati in base al tipo di utenza installata nello specifico nodo, che poteva essere di tipo residenziale, agraria, industriale, terziaria o illuminazione. In particolare i dati d'ingresso delle potenze attive e reattive installate dovevano essere moltiplicati per un certo coefficiente a seconda del tipo di utenza. Il comando utilizzato a questo scopo è stato lo *"switch"*, infatti tali coefficienti erano strutturati in tabella ed è stato sufficiente andare a scegliere in base al tipo di carico la colonna corrispondente per individuare l'opportuno coefficiente da utilizzare nel calcolo;

- per i nodi 12 e 13 trattandosi di nodi dove non era installato alcun tipo di carico è stato assegnato il valore nullo;
- il nodo 28 presentava invece più di un carico collegato, nello specifico tre. È stato allora necessario andare a reperire i valori di potenza attiva e reattiva per ogni singolo carico dalle tabelle dei CSV e moltiplicarli ognuno per il proprio coefficiente d'utenza. I valori ricavati sono stati poi sommati tra loro ed è stato trovato il carico complessivamente applicato a tale nodo;
- per il nodo 33 il procedimento utilizzato è analogo a quello del nodo 28 con la differenza che in questo caso vi sono solo due carichi da inserire.

Il passaggio seguente è stato invece la scrittura dei dati non direttamente reperibili dalle tabelle dei file d'ingresso, per prima cosa sono stati ricavati i dati relativi ai valori di tensione; in particolare i valori relativi alla tensione massima ed a quella minima, espressi in p.u., sono stati convertiti in kV semplicemente moltiplicandoli per il valore della base fornita nei CSV (b_V).

L'altro dato ricavato è stato il codice "triletterale" identificativo di ogni specifico nodo. Esso presenta una struttura del tipo "01N01" in cui il primo termine "01" individua la sezione temporale di riferimento (quindi compreso nell'intervallo 01÷24), il secondo è un termine fisso indicato con il carattere "N" e l'ultimo, cioè "01" rappresenta il numero del nodo (01÷33). La sua implementazione in un codice di scrittura presenta delle problematiche di varia natura; per prima cosa è stato necessario ricorrere ad una funzione ricorsiva in grado di scrivere le righe con un certo ordine e questo è stato possibile utilizzando delle variabili di comodo gestite mediante il comando "for". Inoltre per poter fare in modo che il codice in questione fosse sempre costituito da 5 caratteri, e che quindi la prima sezione oraria fosse indicata con "01" invece che semplicemente dal numero "1" e cosa analoga anche per il numero del nodo, è stato utilizzato il comando "if". In questo modo è stata divisa l'operazione di scrittura in 4 parti a seconda che il numero della sezione oraria o del nodo fosse ad una o a due cifre. Anche in questo caso il comando di scrittura usato è stato "fprintf" ed il delimitatore "|", mentre è stata adottata una diversa approssimazione per i dati numerici a seconda che fossero il risultato di un'operazione matematica o semplicemente inseriti da operatore.

recordlinee

Il record contiene tutte le specifiche relative ai tratti di linea che compongono la rete oggetto dell'analisi come la lunghezza dei vari tratti, la corrente massima, la resistenza e la reattanza oltre alla conduttanza e la suscettanza trasversale di entrambi gli estremi di ogni tratto.

Analizzando la parte di programma realizzata per questo record si vede la necessità di calcolare la base delle impedenze (b_z) con cui effettuare le conversioni dei valori di resistenza e reattanza dal p.u. agli Ω . In particolare avendo tra i dati d'ingresso il valore della base utilizzata per la tensione (b_V) e quelli della base delle potenze apparenti (b_S) si è trattato di applicare la relazione secondo cui:

$$b_z = \frac{b_V^2}{b_S} = \frac{(20 \text{ kV})^2}{10 \text{ MVA}} = 40 \Omega \text{ (B.1)}$$

In questo modo mediante il comando ricorsivo “*for*” sono stati calcolati i valori di resistenza e reattanza in Ω per ogni tratto di linea. Per ricavare i valori di conduttanza e suscettanza degli estremi di ogni tratto è invece stato possibile rifarsi al modello a π della linea (Figura 12).

Fatto ciò è stata avviata la scrittura del codice utilizzando gli stessi comandi degli altri record, da notare a questo proposito la conversione delle stringhe di testo da fare preventivamente alla loro scrittura mediante il comando “*char*”. Questa parte è stata nuovamente divisa in varie sezioni come precedentemente fatto per il record nodi per i motivi dovuti alla scrittura “formattata” (inteso come a numero costante di caratteri) dei codici triletterali dei nodi facenti rispettivamente da primo e da secondo estremo della linea. Oltre a ciò è stata aumentata la complessità introducendo un ulteriore codice identificativo della linea. Esso si presenta nella forma “01L0203” e anche esso è stato formattato in modo da essere sempre indicato con 7 caratteri. Il primo termine del codice “01” indica ancora una volta la sezione temporale di riferimento, il secondo “L” è fisso all’interno del record, mentre “02” e “03” indicano i nodi estremi della linea. Tutto ciò ha portato ad una maggiore complessità nella scrittura del record oltre ad un aumento del numero di comandi utilizzati per il programma.

recordtrasformatori

Le informazioni fornite da questo tipo di record riguardano le caratteristiche del trasformatore che per la rete in esame è uno solo situato tra i nodi 1 e 2 nella CP. È contraddistinto dalla lettera “T” e contiene al suo interno le informazioni relative a:

- tensione nominale del primo e del secondo estremo;
- numero del nodo in cui è presente un eventuale variatore di prese OLTC (è infatti possibile inserirlo ai fini dell’ottimizzazione sia sul primario che sul secondario o non inserirlo affatto);
- massime variazioni in aumento ed in diminuzione del variatore di prese;
- numero di gradini del variatore;
- potenza nominale in MW del trasformatore;
- perdite nel rame;
- reattanza longitudinale;
- conduttanza e suscettanza trasversali dal lato sia del primo che del secondo estremo del trasformatore.

Essendo la maggior parte dei dati già inseriti mediante il programma di acquisizione dai file CSV d'ingresso è stato necessario andare solamente a scrivere il codice trilettale dei nodi facenti da primo e da secondo estremo del trasformatore (anche se ciò è risultato semplice trattandosi stavolta sempre degli stessi nodi, in quanto trasformatore unico e in posizione fissa) e del codice identificativo del trasformatore. La struttura di quest'ultimo è la stessa per quello individuato nel record linee come identificativo della linea stessa con la differenza di avere la lettera "T" al posto della "L", ad esempio "01T0102".

recordgeneratori

Rappresenta il record che maggiormente si modifica all'interno della piattaforma VOCANT di Figura 8. In esso sono contenute le informazioni relative ai generatori che sono collegati alla rete in analisi, cioè:

- la potenza attiva generata (P_G), il valore massimo (P_{max}) e il minimo (P_{min});
- la potenza reattiva generata (Q_G), il valore massimo (Q_{max}) e il minimo (Q_{min});
- il tipo di generatore, esso serve per indicare se esso è controllabile (T) o meno (I);
- i coefficienti di grado 0, 1 e 2 della curva di costo del generatore;
- il costo del reattivo di tipo capacitivo e quello del tipo induttivo.

Le ultime due voci dell'elenco sopra sono triplicate per ogni riga di codice relativamente alle tre funzioni che può effettuare il generatore stesso, come già accennato in precedenza parlando del programma. La prima serie di dati da sinistra riguarda i costi riferiti al comportamento di ognuno di essi nell'erogare la potenza programmata, mentre gli altri due sono riferiti agli eventuali aumenti o riduzioni di produzione per effetto della variazione dei propri setpoint effettuata dall'ottimizzatore.

Per quanto riguarda la struttura del programma realizzato è stato necessario effettuare precedentemente il calcolo delle potenze attive e reattive generate per ogni generatore e per ogni sezione oraria. I valori individuati dai file d'ingresso sono stati moltiplicati per un opportuno coefficiente che tenesse conto di entrambe queste condizioni, in particolare andando a differenziare nel caso che si trattasse di un generatore eolico, di un turbogas o di un fotovoltaico. Come per il caso dei nodi è stato impiegato a questo scopo il comando "switch". Il passo seguente è stato invece andare a scrivere nel file d'uscita il codice come fatto per gli altri record, da evidenziare oltre al codice trilettale relativo al nodo cui è connesso, il codice utilizzato per individuare ogni generatore. La struttura è del tipo

“011S” formattato a 4 caratteri in cui i primi 2, ovvero “01” rappresentano la sezione oraria di riferimento e “1S” è l’identificativo del generatore. Nella versione in uscita da VOCANT il record relativo ad ogni macchina viene triplicato e si aggiunge a quest’ultima codifica un’ulteriore lettera che è R (real) nel caso di valore a programma, U (up) per incremento di produzione e D (down) per una riduzione. Anche qui ai fini della corretta formattazione dei codici è stata divisa in parti la scrittura nel file d’uscita.

recordsezioni

In questo record sono contenute le informazioni relative al comportamento dell’unità di accumulo, infatti sono riportati, ora per ora, i trasporti massimi e minimi di potenza attiva e reattiva sulla linea che collega il nodo 12 al nodo virtuale 33 inserito proprio a questo scopo. L’unica scelta che può essere effettuata è se si tratti di una sezione di attivo, di reattivo o di entrambe (inizialmente è stata evidenziata come sezione di attivo). Per inserire il vincolo relativo al fatto che l’accumulo a fine delle 24 sezioni temporali torni nello stato di carica precedente l’ottimizzazione sono stati ridotti i trasporti massimo e minimo di potenza attiva nell’ultima sezione oraria.

Il programma da realizzare non ha portato particolari differenze rispetto ai precedenti, se non nei due codici alfanumerici utilizzati, cioè:

- codice della sezione “01S” dove i primi due caratteri rappresentano la sezione oraria e l’ultimo è identificativo del record;
- nome della sezione “SEZIONE01” dove varia solo la sezione oraria con gli ultimi due caratteri.

recordlineedisez

La caratteristica di questo record non sta tanto nelle informazioni riportate quanto nella struttura che assume e che doveva essere realizzata dal programma. Infatti esso presenta tutta una serie di codici con una parte fissa ed una parte che doveva variare in relazione alle sezioni orarie che rappresentava. I codici riportati in questo record sono:

- Codice della sezione “01S” - come riportato nel record precedentemente analizzato. Nel file OUT doveva apparire una sola riga di testo per la prima sezione temporale, 2 righe contenenti il codice “02S” per la seconda, 3 contenenti “03S” per la terza e così via.

- Codice della linea “01L1233” - anche questo era formattato come nel record linee e presentava una parte fissa ed una parte variabile che erano i primi due caratteri. Questa volta però non dovevano essere uguali per ogni sezione oraria ma dovevano essere crescenti all'interno di essa, cioè riferendoci alla terza sezione oraria sul file OUT erano presenti tre righe di testo, la prima caratterizzata dal codice “01L1233”, la seconda da “02L1233” e infine la terza da “03L1233”.
- Codice del nodo facente da primo estremo della linea “01N12” - la struttura è la stessa evidenziata nel record nodi, inoltre come per il caso precedente aveva una parte fissa ed una mobile costituita dai primi due caratteri e, sempre come per il codice della linea la parte variabile doveva crescere all'interno della sezione oraria dal valore “01” a quello della sezione stessa.
- Codice del nodo facente da secondo estremo della linea “01N33” – stesso comportamento del precedente.

Per ovviare a queste problematiche è stata adottata una struttura ricorsiva per ogni sezione oraria ed è stato utilizzato il comando “*break*”. Esso consiste in un terminatore in grado di riconoscere per ogni ciclo il numero della sezione oraria cui si riferisce e compararlo con il numero crescente composto dai primi due caratteri del codice di linea. Ogni volta che tali valori erano uguali esso bloccava la scrittura ricorsiva e passava alla sezione temporale successiva.

Appendice C: Specifiche tecniche delle linee

nome	tipo linea	V _n [kV]	l [km]	r [Ω/km]	l [H/km]	C [F/km]	g [S/km]	l _{max} [A]	x _L [Ω/km]	x _C [Ω/km]
D1-02_03	ARG7H1RX 185 mmq	20	1,884	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-03_04	ARG7H1RX 185 mmq	20	1,620	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-04_05	ARG7H1RX 185 mmq	20	0,532	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-05_06	ARG7H1RX 185 mmq	20	1,284	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-06_07	ARG7H1RX 120 mmq	20	1,618	0,3330	0,000382	2,500E-07	0	280	0,120	12739
D1-07_08	ARG7H1RX 120 mmq	20	0,532	0,3330	0,000382	2,500E-07	0	280	0,120	12739
D1-08_09	ARG7H1RX 185 mmq	20	2,000	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-09_10	ARG7H1RX 185 mmq	20	2,400	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-10_11	ARG7H1RX 120 mmq	20	2,252	0,3330	0,000382	2,500E-07	0	280	0,120	12739
D1-11_12	ARG7H1RX 185 mmq	20	0,756	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D1-12_13	Aerea Cu 25 mmq	20	1,870	0,7200	0,001389	8,317E-09	0	140	0,436	382893
D1-12_15	ARG7H1RX 120 mmq	20	1,190	0,3330	0,000382	2,500E-07	0	280	0,120	12739
D1-13_14	Aerea Cu 25 mmq	20	1,280	0,7200	0,001389	8,318E-09	0	140	0,436	382893
D1-15_16	ARG7H1RX 120 mmq	20	0,800	0,3330	0,000382	2,500E-07	0	280	0,120	12739
D1-16_17	Aerea Cu 25 mmq	20	3,000	0,7200	0,001389	8,318E-09	0	140	0,436	382893
D1-17_18	Aerea Cu 25 mmq	20	4,000	0,7200	0,001389	8,318E-09	0	140	0,436	382893
D2-02_19	ARG7H1RX 185 mmq	20	3,600	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D2-19_20	ARG7H1RX 185 mmq	20	3,304	0,2180	0,000350	2,900E-07	0	360	0,110	10982
D2-20_21	Aerea Cu 70 mmq	20	2,400	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-21_22	Aerea Cu 70 mmq	20	3,600	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-22_23	Aerea Cu 70 mmq	20	3,000	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-22_28	ARG7H1RX 70 mmq	20	2,400	0,5800	0,000414	2,100E-07	0	200	0,130	15165
D2-23_24	Aerea Cu 70 mmq	20	3,080	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-24_25	Aerea Cu 70 mmq	20	1,650	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-25_26	Aerea Cu 70 mmq	20	1,800	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-26_27	Aerea Cu 70 mmq	20	2,200	0,2681	0,001286	9,005E-09	0	280	0,404	353651
D2-28_29	ARG7H1RX 70 mmq	20	2,200	0,5800	0,000414	2,100E-07	0	200	0,130	15165
D2-29_30	ARG7H1RX 70 mmq	20	2,400	0,5800	0,000414	2,100E-07	0	200	0,130	15165
D2-30_31	ARG7H1RX 70 mmq	20	2,600	0,5800	0,000414	2,100E-07	0	200	0,130	15165
D2-31_32	ARG7H1RX 70 mmq	20	2,700	0,5800	0,000414	2,100E-07	0	200	0,130	15165

Appendice D: Calcolo delle potenze necessarie alla ricarica dei Veicoli Elettrici

La stima della potenza necessaria alla ricarica dei VE è stata effettuata seguendo la procedura analizzata al punto 7.3; di seguito sono riportate le formule impiegate e la loro applicazione per ogni profilo in analisi.

Profilo 1

Per prima cosa è stato calcolato il numero di unità abitative partendo dalla potenza installata in ogni nodo residenziale e considerando la forma di contratto standard da 3 kW per le utenze domestiche:

$$N^{\circ} \text{ unità abitative} = \frac{P_{ist}}{3} \quad (D.1)$$

Noti da statistiche a livello nazionale:

- il numero di abitanti per ogni nucleo familiare = 2,311 [persone/nucleo familiare]
- l'indice di motorizzazione nazionale = 1,684 [persone/autovettura]

Si ricava il parco veicoli complessivo dei residenti per ogni nodo residenziale:

$$N^{\circ} \text{ veicoli dei residenti} = \frac{N^{\circ} \text{ unità abitative} \cdot 2,311}{1,684} \quad (D.2)$$

A questo punto si può calcolare il numero di veicoli elettrici per ogni nodo residenziale nel caso di penetrazione del 10% di VE:

$$N^{\circ} \text{ VE dei residenti} = N^{\circ} \text{ veicoli dei residenti} \cdot 10\% \quad (D.3)$$

Si possono calcolare allora per i due casi in cui è prevista la presenza di VE (85% - 15% e 50% - 50%) il numero di ricariche notturne per ogni nodo residenziale, rispettivamente:

$$N^{\circ} \text{ VE ric nott} = N^{\circ} \text{ VE dei residenti} \cdot 85\% \quad (D.4)$$

$$N^{\circ} VE \text{ ric nott} = N^{\circ} VE \text{ dei residenti} \cdot 50\% \quad (D.5)$$

Poiché la ricarica notturna è prevista tra le 20 e le 7 di mattina (11 ore totali) si prevede di utilizzare una taglia standard per i caricabatterie da 2,5 [kW]; inoltre si adotta per gli stessi un fattore di potenza unitario in accordo con quanto riportato sui data sheet di alcuni caricabatterie in commercio. Sulle 11 ore complessive non tutte le auto saranno però in ricarica contemporanea e per questo si utilizza anche un coefficiente di contemporaneità di 0,65. Oltre a ciò si tiene conto anche del rendimento del trasformatore MT/BT di cabina secondaria che sarà stimato in valore pari a 0,985. In tale modo si ricava la potenza necessaria alla ricarica dei VE nei due casi per ogni nodo residenziale:

$$P_{ric \text{ nott}} = \frac{N^{\circ} VE \text{ ric nott} \cdot 2,5 \cdot 0,65}{0,985} \quad (D.6)$$

I valori ricavati per tale profilo sono riportati in Tabella D1.

Tabella D1 – Carichi residenziali (Profilo 1)

Nodo	P _{ist} [kW]	N°unità abitative	N°veicoli dei residenti	N°VE dei residenti	Caso 85%-15%		Caso 50%-50%	
					N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]	N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]
5	261,8	87	119,758	11,976	10,179	16,794	5,988	9,879
7	150	50	68,616	6,862	5,832	9,622	3,431	5,660
13	132	44	60,382	6,038	5,133	8,467	3,019	4,981
14	120	40	54,893	5,489	4,666	7,698	2,745	4,528
17	400	133	182,977	18,298	15,553	25,659	9,149	15,093
27	350	117	160,105	16,01	13,609	22,451	8,005	13,207
32	180	60	82,34	8,234	6,999	11,546	4,117	6,792

Per ricavare invece la potenza da attribuire alla ricarica diurna è stato necessario stimare anche il numero di persone presenti nell'area per scopi "lavorativi" o commerciali. Pertanto sono stati considerati:

- 260 persone totali per tutte le unità di GD presenti;
- 450 persone per le utenze industriali (9 da 50 persone ciascuno);
- 70 persone per le utenze rurali (7 da 10 persone ciascuno);
- 60 persone per le utenze del terziario (6 da 10 persone ciascuno).

Sommando tali valori risulta un totale di 840 persone.

È stato inoltre considerato un indice di motorizzazione diverso dal precedente di valore pari a 1,25 [persone/autovettura] per tenere conto che una parte di tali persone si sposteranno mediante mezzi pubblici, a piedi o in auto con un collega.

$$N^{\circ} \text{veicoli per scopi "lavorativi"} = \frac{N^{\circ} \text{persone per scopi "lavorativi"}}{1,25} \quad (\text{D.7})$$

È risultata pertanto la presenza di 672 veicoli per scopi “lavorativi” nell’area.

Anche da esso è possibile ricavare poi il numero di VE con penetrazione del 10% utilizzando una relazione analoga alla (D.3), che risulta pari a 68 VE.

Sommando ad essi il numero di VE dei residenti e utilizzando un opportuno coefficiente correttivo (0,9) che tenga conto del fatto che alcuni residenti coincidono coi lavoratori della zona industriale si ottiene il numero complessivo di VE presenti durante il giorno nell’area:

$$N^{\circ} \text{VE nell'area} = (N^{\circ} \text{VE per scopi lavorativi} + N^{\circ} \text{VE dei residenti}) \cdot 0,9 \quad (\text{D.8})$$

Che in questo caso è pari a 127 VE.

Di essi si ricava a questo punto il numero di VE in ricarica nei due casi in analisi, scegliendo una taglia standard da 8 kW per i caricabatterie. Questa scelta deriva dal fatto di presupporre una ricarica della durata di un’ora al 50% della carica della batteria (16 kWh). Si suppone inoltre una distribuzione omogenea di tali ricariche sulle 7 ore in cui sono previste (dalle 9 alle 12 e dalle 15 alle 17). I valori ricavati sono riportati in Tabella D2.

Tabella D2 – Ricarica diurna (Profilo 1)

Nodo 12	N°VE nell'area	N°VE ric diurna	P_{ric diurna} [kW]
Ricarica 85%-15%	19	3	24
Ricarica 50%-50%	64	9	72

Le relazioni utilizzate sono state:

$$N^{\circ} \text{VE ric diurna} = \frac{N^{\circ} \text{VE nell'area}}{7} \quad (\text{D.9})$$

$$P_{ric\ diurna} = N^{\circ} VE\ ric\ diurna \cdot 8 \quad (D.10)$$

Profilo 2

Il calcolo è stato effettuato in modo analogo al Profilo 1 pertanto si riportano in Tabella D3 le specifiche di potenza richiesta per la ricarica notturna per i casi di **penetrazione pari al 10% di VE**:

Tabella D3 – Carichi residenziali (Profilo 2)

Nodo	P _{ist} [kW]	N°unità abitative	N°veicoli dei residenti	N°VE dei residenti	Caso 85%-15%		Caso 50%-50%	
					N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]	N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]
5	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466
7	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466
13	2500	833	1143,606	114,361	97,207	160,366	57,180	94,333
14	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466
17	3000	1000	1372,328	137,233	116,648	192,439	68,616	113,200
27	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466
32	3000	1000	1372,328	137,233	116,648	192,439	68,616	113,200

Anche la stima del numero di VE presenti per scopi “lavorativi” nell’area è rimasta costante a 68.

Ciò che invece è cambiato è stato il numero di VE nell’area ricavabile dalla relazione (D.8).

$$N^{\circ} VE\ nell'area = (755 + 68) \cdot 0,9 \sim 741\ VE$$

In modo analogo a prima si ricava pertanto la potenza necessaria per la ricarica diurna nei due casi con penetrazione pari al 10% come in Tabella D4.

Tabella D4 – Ricarica diurna (Profilo 2)

Nodo 12	N°VE nell'area	N°VE ric diurna	P _{ric diurna} [kW]
Ricarica 85%-15%	111	16	128
Ricarica 50%-50%	371	53	424

In questo profilo vi è un'ulteriore caso in analisi che prevede una **penetrazione del 30%** di VE sul parco auto complessivo; questo ha portato ad alcune modifiche dei valori ricavati in precedenza.

La prima modifica ha interessato la relazione (D.3) che è stata modificata nella relazione (D.11).

$$N^{\circ} VE \text{ dei residenti} = N^{\circ} \text{veicoli dei residenti} \cdot 30\% \quad (\text{D. 11})$$

Questo ha comportato una modifica dei valori di potenza richiesti per la ricarica notturna come in Tabella D5.

Tabella D5 – Carichi residenziali Caso D (Profilo 2)

Nodo	P _{ist} [kW]	N°unità abitative	N°veicoli dei residenti	N°VE dei residenti	Caso 85%-15%	
					N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]
5	2000	667	914,885	274,466	233,296	384,879
7	2000	667	914,885	274,466	233,296	384,879
13	2500	833	1143,606	343,082	291,620	481,098
14	2000	667	914,885	274,466	233,296	384,879
17	3000	1000	1372,328	411,698	349,944	577,318
27	2000	667	914,885	274,466	233,296	384,879
32	3000	1000	1372,328	411,698	349,944	577,318

In questo caso è cambiata anche la stima del numero di VE presenti nell'area per scopi lavorativi in quanto la penetrazione è passata al 30% ricavando 202 VE.

È inoltre cambiato il numero di VE nell'area ricavabile dalla relazione (D.8).

$$N^{\circ} VE \text{ nell'area} = (2264 + 202) \cdot 0,9 \sim 2219 VE$$

Infine si ricava la potenza necessaria per la ricarica diurna nel caso di penetrazione pari al 30% come in Tabella D6.

Tabella D6 – Ricarica diurna (Profilo 2)

Nodo 12	N°VE nell'area	N°VE ric diurna	P _{ric diurna} [kW]
Ricarica 85%-15%	333	48	384

Profilo 3

Anche questo calcolo è stato effettuato in modo analogo al Profilo 1 pertanto si riportano in Tabella D7 le specifiche di potenza richiesta per la ricarica notturna per i casi di penetrazione pari al 10% di VE:

Tabella D7 – Carichi residenziali (Profilo 3)

Nodo	P _{ist} [kW]	N°unità abitative	N°veicoli dei residenti	N°VE dei residenti	Caso 85%-15%		Caso 50%-50%	
					N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]	N°VE Ric Nott	P _{ric nott} [kW]
5	1500	500	686,164	68,616	58,324	96,220	34,308	56,600
7	1500	500	686,164	68,616	58,324	96,220	34,308	56,600
13	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466
14	1500	500	686,164	68,616	58,324	96,220	34,308	56,600
17	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466
27	1000	333	457,443	45,744	38,883	64,146	22,872	37,733
32	2000	667	914,885	91,489	77,765	128,293	45,744	75,466

In questo caso è cambiata anche la stima del numero di VE presenti per scopi “lavorativi” nell’area, in particolare per le utenze industriali si sono considerate 540 persone (9 da 60 persone ciascuno). Dalla relazione (D.7) pertanto è risultato:

$$N^{\circ} \text{veicoli per scopi lavorativi} = \frac{930}{1,25} = 744 \text{ veicoli} \rightarrow 75 \text{ VE per scopi lavorativi}$$

Dalla relazione (D.8) allora:

$$N^{\circ} \text{VE nell'area} = (526 + 75) \cdot 0,9 \sim 541 \text{ VE}$$

In modo analogo al Profilo 1 si ricava pertanto la potenza necessaria per la ricarica diurna nei due casi con penetrazione pari al 10% come in Tabella D8.

Tabella D8 – Ricarica diurna (Profilo 3)

Nodo 12	N°VE nell'area	N°VE ric diurna	P _{ric diurna} [kW]
Ricarica 85%-15%	81	12	96
Ricarica 50%-50%	271	39	312

Appendice E: Correnti Controllate con penetrazione Veicoli Elettrici al 30%

Nodo 1	Nodo 2	Codice Linea	Transito [A]	Portata [A]
21N12	21N13	21L1213	133,06	140
21N13	21N12	21L1213	133,06	140
10N06	10N07	10L0607	279,991	280
10N07	10N06	10L0607	279,991	280
10N07	10N08	10L0708	269,405	280
10N08	10N07	10L0708	269,405	280
11N06	11N07	11L0607	279,991	280
11N07	11N06	11L0607	279,991	280
11N07	11N08	11L0708	277,543	280
11N08	11N07	11L0708	277,543	280
12N02	12N03	12L0203	334,023	360
12N03	12N02	12L0203	334,023	360
12N06	12N07	12L0607	279,989	280
12N07	12N06	12L0607	279,989	280
12N07	12N08	12L0708	279,75	280
12N08	12N07	12L0708	279,75	280
13N06	13N07	13L0607	279,992	280
13N07	13N06	13L0607	279,992	280
13N07	13N08	13L0708	270,107	280
13N08	13N07	13L0708	270,107	280
14N02	14N03	14L0203	332,524	360
14N03	14N02	14L0203	332,524	360
14N06	14N07	14L0607	279,989	280
14N07	14N06	14L0607	279,989	280
14N07	14N08	14L0708	279,779	280
14N08	14N07	14L0708	279,779	280
15N02	15N03	15L0203	354,213	360
15N03	15N02	15L0203	354,213	360
15N04	15N05	15L0405	334,681	360
15N05	15N04	15L0405	334,681	360
15N06	15N07	15L0607	279,991	280
15N07	15N06	15L0607	279,991	280
15N07	15N08	15L0708	259,264	280
15N08	15N07	15L0708	259,264	280
16N02	16N03	16L0203	353,044	360
16N03	16N02	16L0203	353,044	360
16N06	16N07	16L0607	279,99	280
16N07	16N06	16L0607	279,99	280

Nodo 1	Nodo 2	Codice Linea	Transito [A]	Portata [A]
16N07	16N08	16L0708	262,561	280
16N08	16N07	16L0708	262,561	280
17N06	17N07	17L0607	279,99	280
17N07	17N06	17L0607	279,99	280
17N07	17N08	17L0708	272,699	280
17N08	17N07	17L0708	272,699	280
17N12	17N13	17L1213	139,991	140
17N13	17N12	17L1213	139,991	140
01N06	01N07	01L0607	279,99	280
01N07	01N06	01L0607	279,99	280
02N06	02N07	02L0607	279,99	280
02N07	02N06	02L0607	279,99	280
03N06	03N07	03L0607	279,99	280
03N07	03N06	03L0607	279,99	280
08N06	08N07	08L0607	279,99	280
08N07	08N06	08L0607	279,99	280
08N07	08N08	08L0708	277,759	280
08N08	08N07	08L0708	277,759	280
09N02	09N03	09L0203	335,8	360
09N03	09N02	09L0203	335,8	360
09N06	09N07	09L0607	279,99	280
09N07	09N06	09L0607	279,99	280
09N07	09N08	09L0708	275,457	280
09N08	09N07	09L0708	275,457	280
04N06	04N07	04L0607	279,99	280
04N07	04N06	04L0607	279,99	280
04N07	04N08	04L0708	272,771	280
04N08	04N07	04L0708	272,771	280
05N06	05N07	05L0607	279,99	280
05N07	05N06	05L0607	279,99	280
05N07	05N08	05L0708	276,088	280
05N08	05N07	05L0708	276,088	280
06N06	06N07	06L0607	279,989	280
06N07	06N06	06L0607	279,989	280
06N07	06N08	06L0708	279,711	280
06N08	06N07	06L0708	279,711	280
16N12	16N13	16L1213	139,991	140
16N13	16N12	16L1213	139,991	140
01N12	01N13	01L1213	139,991	140
01N13	01N12	01L1213	139,991	140
15N12	15N13	15L1213	139,992	140
15N13	15N12	15L1213	139,992	140
02N12	02N13	02L1213	139,991	140

Nodo 1	Nodo 2	Codice Linea	Transito [A]	Portata [A]
02N13	02N12	02L1213	139,991	140
03N17	03N18	03L1718	139,998	140
03N18	03N17	03L1718	139,998	140
02N17	02N18	02L1718	140,004	140
02N18	02N17	02L1718	140,004	140
03N12	03N13	03L1213	140,001	140
03N13	03N12	03L1213	140,001	140
05N17	05N18	05L1718	140,007	140
05N18	05N17	05L1718	140,007	140
01N17	01N18	01L1718	140,115	140
01N18	01N17	01L1718	140,115	140
04N17	04N18	04L1718	140,004	140
04N18	04N17	04L1718	140,004	140

Appendice F: Profilo 3 – Influenza della ricarica sugli andamenti di tensione nelle ore 3, 4, 5 e 23

Tabella F1 – Ore 3 e 4

	Tensione [kV]					
	Ora 3			Ora 4		
	Caso A	Caso B	Caso C	Caso A	Caso B	Caso C
Nodo 2	18,7672	18,8727	18,8294	18,645	18,5779	18,6631
Nodo 3	18,6457	18,7395	18,701	18,6111	18,4898	18,5519
Nodo 4	18,5582	18,6416	18,6074	18,5993	18,4313	18,4733
Nodo 5	18,5254	18,6054	18,5725	18,5914	18,408	18,4434
Nodo 6	18,4593	18,5325	18,5024	18,583	18,3639	18,3827
Nodo 7	18,392	18,452	18,4273	18,6224	18,3385	18,3259
Nodo 8	18,3782	18,4347	18,4114	18,6421	18,3379	18,3146
Nodo 9	18,3672	18,4156	18,3957	18,6454	18,3327	18,3127
Nodo 10	18,356	18,3947	18,3787	18,6511	18,3283	18,3124
Nodo 11	18,3829	18,4075	18,3973	18,7003	18,3637	18,3535
Nodo 12	18,3772	18,3987	18,3899	18,7	18,3601	18,3512
Nodo 13	18,1186	18,1235	18,1215	18,4757	18,1145	18,1125
Nodo 14	18	18	18	18,3682	18	18
Nodo 15	18,4362	18,455	18,4473	18,7618	18,4202	18,4124
Nodo 16	18,4762	18,4932	18,4862	18,8036	18,4609	18,4539
Nodo 17	18,8251	18,8275	18,8265	19,1698	18,8184	18,8174
Nodo 18	19,4727	19,4751	19,4741	19,8029	19,4624	19,4615
Nodo 19	18,8356	18,8792	18,9106	18,5666	18,5885	18,714
Nodo 20	18,9138	18,9008	19,0003	18,5111	18,6142	18,7764
Nodo 21	19,0662	18,8657	19,1624	18,5466	18,7221	18,916
Nodo 22	19,2241	18,8206	19,335	18,5322	18,8141	19,0556
Nodo 23	19,2157	18,7443	19,3251	18,5196	18,7989	19,0419
Nodo 24	19,1237	18,647	19,2319	18,42	18,6979	18,9433
Nodo 25	19,077	18,5975	19,1846	18,3701	18,6471	18,8939
Nodo 26	19,0353	18,553	19,1422	18,3253	18,6013	18,8494
Nodo 27	18,9891	18,5036	19,0951	18,2754	18,5501	18,7997
Nodo 28	19,361	18,973	19,4969	18,4231	18,862	19,171
Nodo 29	19,4886	19,1151	19,6474	18,3259	18,9082	19,279
Nodo 30	19,3673	18,9817	19,5216	18,2039	18,7803	19,1576
Nodo 31	19,2634	18,8652	19,4125	18,1011	18,6701	19,0539
Nodo 32	19,1597	18,7485	19,3035	18	18,5613	18,9517

Tabella F2 – Ore 5 e 23

	Tensione [kV]					
	Ora 5			Ora 23		
	Caso A	Caso B	Caso C	Caso A	Caso B	Caso C
Nodo 2	18,6287	18,7355	18,6917	21,2254	21,0027	20,9649
Nodo 3	18,5155	18,6102	18,5713	21,1836	20,9945	20,9611
Nodo 4	18,4354	18,5195	18,4849	21,1635	21,0034	20,9737
Nodo 5	18,4067	18,4873	18,4542	21,1525	20,9998	20,9714
Nodo 6	18,3479	18,4214	18,3912	21,1478	21,01	20,9841
Nodo 7	18,2946	18,3546	18,3299	21,1585	21,0498	21,0286
Nodo 8	18,2838	18,3402	18,317	21,175	21,0741	21,0541
Nodo 9	18,2831	18,3316	18,3116	21,1532	21,071	21,0541
Nodo 10	18,2843	18,323	18,3071	21,1296	21,0685	21,0552
Nodo 11	18,3276	18,3521	18,342	21,1129	21,0814	21,0733
Nodo 12	18,3283	18,3497	18,3409	21,1011	21,075	21,068
Nodo 13	18,1062	18,1111	18,1091	20,895	20,8936	20,8925
Nodo 14	18	18	18	20,8541	20,8554	20,8561
Nodo 15	18,3918	18,4106	18,4029	21,1354	21,1145	21,1085
Nodo 16	18,4349	18,4519	18,4449	21,1594	21,1415	21,1361
Nodo 17	18,8116	18,814	18,813	21,3873	21,3956	21,3955
Nodo 18	19,4579	19,4603	19,4593	22	22	22
Nodo 19	18,6795	18,808	18,6707	21,1638	20,9866	20,9518
Nodo 20	18,7416	18,89	18,6672	21,1234	20,988	20,9559
Nodo 21	18,8759	19,0408	18,6043	21,1032	21,0019	20,9723
Nodo 22	19,0075	19,1978	18,5187	21,0317	21,001	20,9751
Nodo 23	18,9685	19,1564	18,4108	20,9022	20,9188	20,8939
Nodo 24	18,856	19,0421	18,293	20,7046	20,7631	20,7391
Nodo 25	18,8002	18,9853	18,2345	20,6056	20,6851	20,6616
Nodo 26	18,7488	18,9328	18,1804	20,5081	20,6104	20,5874
Nodo 27	18,6908	18,8733	18,1193	20,4042	20,5257	20,5034
Nodo 28	19,1605	19,3931	18,6704	21,133	21,1309	21,1087
Nodo 29	19,3029	19,5743	18,812	21,2323	21,2528	21,234
Nodo 30	19,1778	19,4416	18,6777	21,0054	21,0577	21,0423
Nodo 31	19,0701	19,3252	18,5608	20,7901	20,8766	20,865
Nodo 32	18,9656	19,2115	18,447	20,5776	20,6974	20,6898

Bibliografia

- [1] S. Celaschi, I. Gianinoni, G. Mauri, S. M. Savaresi, A. Corti, V. Manzoni, “Trasporto elettrico su strada con veicoli plug-in: stato dell’arte delle tecnologie e delle attività di ricerca e dimostrazione a livello internazionale”, RSE, 28/02/2010.
- [2] S. Celaschi, G. Mauri, R. Lazzari, E. Micolano, “Tecnologie abilitanti la diffusione dei veicoli elettrici stradali plug-in: sistemi di accumulo, ricarica e telecomunicazioni”, RSE, 28/02/2010.
- [3] A. Buonarota, “L’infrastruttura per la ricarica dei veicoli elettrici stradali nelle aree urbane”, CESI, 19/12/2000.
- [4] G. Pisano, “Reti di Distribuzione innovative: analisi tecnico-economica delle reti attive a maglia chiusa e loro impatto sulla qualità del servizio”, Università degli Studi di Cagliari – Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica.
- [5] M. Benini, A. Gelmini, G. Mauri, S. Grillo, S. Massucco, F. Silvestro, “Valutazioni dell’impatto dell’inserimento di veicoli elettrici stradali plug-in sulla rete di Distribuzione: analisi di scenario, comportamento di rete, gestione della domanda e aspetti metrologici”, RSE, 28/02/2010.
- [6] A. Buonarota, “La ricarica del veicolo elettrico: la potenza e l’energia elettriche necessarie, i disturbi introdotti nel sistema elettrico. Alcuni aspetti normativi”, CESI, 30/06/2003.
- [7] F. Bellifemine, C. Borean, R. De Bonis, “Smart Grids: Energia e ICT”, Notiziario Tecnico Telecom Italia - anno 18 Numero tre 2009.
- [8] D. Moneta, C. Carlini, M. Belotti, “Storage Units: possible improvements for voltage control of MV distribution network”, RSE.

[9] UCTE, Subgroup: Network model and forecast tools, “Data exchange format for load flow and three phase circuit studies”, 01 Maggio 2007.

[10] Xu Yuan, KTH Electrical Engineering, “CIM based Information Exchange Requirements”, 2010.

[11] S. Celaschi, I. Gianinoni, G. Mauri, “Stato dell’arte sui veicoli elettrici: prestazioni dei veicoli, progetto di e-mobility, tecnologie di comunicazione, infrastrutture di ricarica, standardizzazione dei componenti”, RSE, 30/12/2009.

[12] America Physical Society’s Panel on Public Affairs (POPA), “Integrating Renewable Electricity on the Grid”, Novembre 2010.

[13] I. Gianinoni, J. Silva de Assis Carneiro, S. Grillo, S. Massucco, F. Silvestro, “Messa a punto di modelli di reti elettriche di Distribuzione per analizzare l'impatto dell'uso diffuso di veicoli elettrici”, RSE, 28/02/2010.

[14] www.rse-web.it

[15] www.wikipedia.it