



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**EVOLUZIONE DEI SISTEMI DI  
DISTRIBUZIONE ELETTRICA:  
STUDIO DELLE CRITICITÀ  
E POSSIBILI PROVVEDIMENTI**

Relatore: Ch.mo Prof. Roberto Caldon  
Correlatore: Ing. Massimiliano Coppo

Laureanda: Diletta Premuda  
Matricola: 1020440

Anno Accademico 2012/2013



# Indice

<b>Indice .....</b>	<b>I</b>
<b>Elenco delle tabelle.....</b>	<b>IV</b>
<b>Sommario .....</b>	<b>VII</b>
<b>Introduzione .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Prospettive per la rete elettrica nel contesto energetico di lungo termine .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Scenari energetici di lungo termine.....</b>	<b>3</b>
1.1.1 Quadro energetico internazionale.....	3
1.1.1.1 Il ruolo dell'efficienza .....	4
1.1.1.2 Il ruolo delle fonti.....	5
1.1.2 Quadro energetico nazionale .....	6
1.1.2.1 Scenari ENEA per l'Italia.....	6
1.1.2.2 Domanda e produzione dell'energia elettrica in Italia .....	9
<b>1.2 Prospettive per le reti elettriche.....</b>	<b>13</b>
1.2.1 Il sistema elettrico verso le smartgrids .....	13
1.2.1.1 L'evoluzione delle reti di distribuzione .....	15
1.2.1.2 Smart-metering.....	19
1.2.2 Reti di comunicazione nelle smartgrids .....	23
<b>2. La rete di riferimento e il programma di calcolo .....</b>	<b>27</b>
<b>2.1 La rete di distribuzione di tipo “industriale” utilizzata come riferimento per lo studio.....</b>	<b>27</b>
2.1.1 La rete “industriale” in forma ridotta: rete cluster .....	30
<b>2.2 Definizione degli scenari per la rete in esame .....</b>	<b>33</b>
2.2.1 Definizione dei trend applicati alla rete di riferimento in esame .....	38
<b>2.3 Il programma di calcolo.....</b>	<b>39</b>
2.3.1 Le fasi del programma di simulazione.....	39
2.3.1.1 Descrizione della fase di preparazione e settaggio.....	40
2.3.1.2 Descrizione della fase di calcolo.....	41

2.3.1.3 <i>Analisi dei risultati</i> .....	42
2.3.2 Calcolo dei flussi di potenza su un periodo stabilito .....	43
<b>3. Ipotesi utilizzate per l' analisi di rete .....</b>	<b>45</b>
<b>3.1 Impatti della generazione distribuita sulla rete di riferimento .....</b>	<b>45</b>
3.1.1 Disposizioni vigenti in merito alla qualità di tensione sulle reti MT/bt .....	45
3.1.2 Effetti della generazione distribuita sulle variazioni lente di tensione .....	56
3.1.3 Effetti della generazione distribuita su congestioni, perdite ed inversioni di flusso .....	59
<b>3.2 Criteri di evoluzione della rete originaria .....</b>	<b>61</b>
3.2.1 Analisi preliminare della rete.....	61
3.2.2 Caratterizzazione della generazione distribuita .....	65
3.2.2.1 <i>Definizione di “generazione distribuita” secondo la normativa italiana</i> .....	65
3.2.2.2 <i>Determinazione della potenza nominale e istantanea degli impianti di generazione posizionati lungo la rete</i> .....	65
3.2.2.3 <i>Modalità di gestione della DGs</i> .....	71
3.2.3 Veicoli elettrici: gestione adottata e potenzialità.....	72
3.2.3.1 <i>Determinazione della potenza nominale e istantanea dei siti di ricarica per veicoli elettrici posizionati lungo la rete</i> .....	72
3.2.3.2 <i>Modalità di gestione adottata e possibili alternative</i> .....	77
3.2.4 Posizionamento della generazione distribuita e delle stazioni di ricarica per veicoli elettrici lungo la rete .....	78
<b>3.3 Criteri di simulazione e di analisi .....</b>	<b>81</b>
<b>4. Simulazione delle condizioni ipotizzate: risultati sul lungo periodo.....</b>	<b>83</b>
<b>4.1 Disposizione 1 .....</b>	<b>83</b>
4.1.1 Applicazione scenario RECESSION .....	84
4.1.2 Applicazione scenario BAU .....	87
4.1.3 Applicazione scenario ROADMAP.....	91

<b>4.2</b>	<b>Disposizione 2</b> .....	<b>97</b>
4.2.1	Applicazione scenario RECESSION.....	98
4.2.2	Applicazione scenario BAU.....	101
4.2.3	Applicazione scenario ROADMAP.....	104
<b>4.3</b>	<b>Disposizione 3</b> .....	<b>110</b>
4.3.1	Applicazione scenario RECESSION.....	111
4.3.2	Applicazione scenario BAU.....	114
4.3.3	Applicazione scenario ROADMAP.....	118
<b>4.4</b>	<b>Confronto conclusivo ed individuazione dell'evoluzione più critica</b> .....	<b>126</b>
<b>5.</b>	<b>Provvedimenti da applicare alla rete di riferimento</b> .....	<b>138</b>
<b>5.1</b>	<b>Stato dell'arte e prospettive per la gestione delle reti attive</b> .....	<b>138</b>
<b>5.2</b>	<b>Sistemi di gestione per risolvere le criticità sulla rete analizzata</b> .....	<b>140</b>
5.2.1	Provvedimenti da adottare: condizione di massima generazione e minimo carico.....	141
5.2.1.1	<i>Controllo della potenza attiva prodotta dalla DGs (GC-generation curtailment)</i> .....	142
5.2.1.2	<i>Controllo dello scambio reattivo tra DGs e rete (AS- ancillary services)</i> .....	143
5.2.1.3	<i>Utilizzo dei sistemi di accumulo ( DES-Distributed Energy Storage)</i> .....	144
5.2.2	Provvedimenti da adottare: condizione di minima generazione e massimo carico.....	145
5.2.2.1	<i>Gestione "intelligente" della domanda ( AD-Active Demand)</i> .....	146
5.2.2.2	<i>Controllo dello scambio reattivo con DGs ed EVs (AS- ancillary services)</i> .....	147
<b>6.</b>	<b>Conclusioni</b> .....	<b>149</b>
	<b>Bibliografia</b> .....	<b>151</b>
	<b>Appendice A</b> .....	<b>153</b>
	<b>Appendice B</b> .....	<b>159</b>
	<b>Appendice C</b> .....	<b>161</b>

## Elenco delle tabelle

Tabella 1.1: consumi elettrici nazionali (TWh)-scenario tendenziale CESI .....	9
Tabella 1.2: consumi elettrici previsti per il settore residenziale (GWh).....	10
Tabella 1.3: consumi elettrici previsti per il settore industriale (GWh) .....	10
Tabella 1.4: consumi elettrici previsti per il settore terziario (GWh).....	10
Tabella 1.5: produzione elettrica netta:serie storica e dati di scenario (TWh).....	11
Tabella 2.1 : grandezze caratteristiche della rete di riferimento.....	29
Tabella 2.2 : grandezze caratteristiche della rete di riferimento ridotta .....	31
Tabella 2.3 : potenze di carichi e generatori secondo scenario “baseline”.....	32
Tabella 2.4 :riassunto risultati flussi di potenza con scenario “baseline” .....	32
Tabella 2.5: scenari evolutivi di riferimento per lo studio effettuato nel periodo 2010-2030....	36
Tabella 2.6: tassi di crescita medi della domanda nel periodo 2010-2030.....	39
Tabella 2.7: tassi di crescita della generazione nel periodo 2010-2030 .....	39
Tabella 3.1: range di potenze nominali dei carichi installati in rete.....	66
Tabella 3.2: range di potenze nominali dei generatori installati in rete.....	66
Tabella 3.3: tasso medio annuo di crescita per tipologia di generazione secondo i diversi scenari.....	67
Tabella 3.4: totale potenza DGs installata in rete al 2030 per i diversi scenari per le diverse tipologie di generazione .....	67
Tabella 3.5: range di potenze nominali dei carichi installati in rete, comprese le stazioni di ricarica EVs .....	74
Tabella 4.1 : caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario recession.....	84
Tabella 4.2: tronchi di feeder congestionati a Luglio 2030, applicazione scenario recession; (grado di carico espresso in valore relativo alla portata del conduttore: I/Imax, verde: congestioni originatesi nello scenario recession al 2030 ) .....	86
Tabella 4.3: caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario bau.....	87
Tabella 4.4: tronchi di feeder congestionati in figura sopra. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau) .....	89
Tabella 4.5: caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario roadmap.....	91
Tabella 4.6: tronchi di feeder congestionati in figura 4.11. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau;rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap) .....	94
Tabella 4.7: tronchi di feeder congestionati in fig.4.12. (rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap).....	94
Tabella 4.8: flusso di potenza al trasformatore: ore 12:00 di un giorno festivo di Luglio da 2010 a 2030 .....	96
Tabella 4.9: flusso di potenza al trasformatore: ore 5:00 di un giorno feriale di Marzo da 2010 a 2030 .....	96
Tabella 4.10: caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario recession.....	98
Tabella 4.11: tronchi di feeder congestionati a Luglio 2030, applicazione scenario recession;	

(grado di carico espresso in valore relativo alla portata del conduttore: $I/I_{max}$ , verde: congestioni originatesi nello scenario recession al 2030 ) .....	100
Tabella 4.12:caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario bau .....	101
Tabella 4.13: tronchi di feeder congestionati in figura 4.21. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau).....	103
Tabella 4.14: caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario roadmap .....	104
Tabella 4.15: tronchi di feeder congestionati in figura 4.24. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau;rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap).....	107
Tabella 4.16: tronchi di feeder congestionati a Marzo 2030, applicazione scenario roadmap.(rosso: $I/I_{max}$ , congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap).....	107
Tabella 4.17: flusso di potenza al trasformatore: ore 12 di un giorno festivo di Luglio da 2010 a 2030.....	109
Tabella 4.18: flusso di potenza al trasformatore: ore 6 di un giorno feriale di Marzo da 2010 a 2030.....	109
Tabella 4.19 : caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario recession .....	111
Tabella 4.20: tronchi di feeder congestionati a Luglio 2030, applicazione scenario recession; (grado di carico espresso in valore relativo alla portata del conduttore: $I/I_{max}$ , verde:congestioni originatesi nello scenario recession al 2030 ) .....	113
Tabella 4.21 : caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario bau .....	114
Tabella 4.22: tronchi di feeder congestionati a Luglio 203 in fig 4.33; (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau).....	117
Tabella 4.23: caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario roadmap .....	118
Tabella 4.24: tronchi di feeder congestionati in figura 4.36 (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau; rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap).....	121
Tabella 4.25: tronchi di feeder congestionati in figura 4.37 (rosso: congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap) .....	122
Tabella 4.26:Flusso di potenza al trasformatore: ore 12 della terza domenica di Luglio da 2010 a 2030.....	124
Tabella 4.27:Flusso di potenza al trasformatore: ore 6 del terzo mercoledì di Marzo da 2010 a 2030.....	125
Tabella 4.30: tabella che identifica per ciascuno dei nove casi <u>anno</u> e <u>feeder</u> in cui per primi si violano i limiti di norma.....	137



# Sommario

Questo lavoro di tesi si pone l'obiettivo di studiare il comportamento di reti elettriche di distribuzione a fronte di una crescente penetrazione dei sistemi di generazione distribuita; il lavoro si concentra sulle problematiche riguardanti le tensioni, in termini di violazione della norma CEI 50160, e le correnti, nel caso di superamento del grado di carico massimo delle linee. Lo studio è condotto applicando ad una rete di distribuzione "industriale", presa come riferimento, tre differenti scenari evolutivi di lungo periodo (2010-2030) per reti elettriche di distribuzione; viene utilizzato un programma implementato in Matlab che adotta la procedura di Newton-Raphson per effettuare calcoli di load flow e fornire tensioni e correnti in rete nei giorni di simulazione scelti. I risultati forniscono quindi un'indicazione di quali saranno le condizioni di esercizio che si prospettano per la rete in esame nei prossimi anni qualora non si effettui alcun rinnovamento infrastrutturale o gestionale.

Dall'analisi emerge una complessiva incapacità della rete a fronteggiare, secondo la modalità di gestione attuale, il crescente tasso di generazione distribuita; per tutti gli scenari infatti, anche se con differente rilevanza, si profila una condizione complessivamente critica nel lungo periodo.

I possibili ulteriori sviluppi si orientano all'attuazione di opportuni provvedimenti che consentano di risolvere le criticità emerse, prospettando evoluzioni differenti in grado di supportare i trend di crescita individuati senza dare origine a tutte le problematiche riscontrate



# Introduzione

Il sistema elettrico è stato concepito e si è sviluppato in passato considerando un flusso di potenza unidirezionale ed una struttura di gestione della rete di tipo verticale. Un tale sistema non è stato quindi progettato per supportare la Generazione Distribuita (GD), pertanto non è adatto alla sua diffusione su larga scala. Tuttavia la possibilità offerta dalle energie rinnovabili unita con il promettente sviluppo dell'elettronica di potenza, la riduzione dei costi di trasmissione e la necessità di diversificare le risorse energetiche sono i principali fattori che stanno contribuendo alla crescente penetrazione della GD lungo la rete di distribuzione.

Integrare questo fenomeno nella rete è la più importante sfida del prossimo futuro per i sistemi elettrici nella maggior parte dei Paesi dell'Unione Europea (e anche degli altri continenti). Solo un aumento della GD può portare, infatti, ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili disponibili sul territorio, altrimenti non sfruttabili, che rappresentano oggi una via ragionevolmente percorribile verso l'obiettivo 20.20.20 (20% del taglio delle emissioni di gas serra, 20% di miglioramento dell'efficienza energetica, 20% di aumento delle fonti rinnovabili) fissato dagli organismi internazionali. Se da un lato la massiccia penetrazione di GD nelle reti di distribuzione porta a notevoli benefici, dall'altro impone un ripensamento delle modalità di gestione di tali reti che devono passare da "passive" ad "attive". La direzione di evoluzione internazionale è identificata con il termine smartgrid, si tratta di un nuovo concetto di rete che stravolge il vecchio sistema.

Nelle smartgrids cambierà il modo di concepire la generazione, lasciando spazio a sistemi di produzione localizzata diffusi lungo tutta la rete e diversi per tipologia, taglia e posizione, ma non solo. Un profondo cambiamento infatti coinvolgerà anche l'area di utenza attraverso la creazione di un'infrastruttura di contatori elettronici "intelligenti", i cosiddetti "smart meters"; questi dispositivi consentiranno da un lato all'operatore di monitorare i consumi, la qualità del servizio e di condurre in modo sicuro le operazioni di fornitura di energia, dall'altro agli utenti di gestire in modo più consapevole il loro consumo e, se attivi, di interagire con la rete per migliorarne la gestione. La futura rete elettrica sarà quindi in grado di coordinare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi, produttori, consumatori o "prosumers", al fine di distribuire l'energia elettrica in modo efficiente, sostenibile, sicuro ed economicamente vantaggioso; questo sarà possibile però solo integrando nella rete elettrica un'opportuna infrastruttura di telecomunicazioni che sia in grado di raccogliere, trasmettere ed elaborare le informazioni provenienti dai dispositivi disseminati lungo la rete.

Nel lavoro di tesi realizzato si sono analizzate e confrontate diverse evoluzioni di una rete di distribuzione di tipo "industriale" a fronte di una crescente penetrazione di generazione e carichi secondo disposizioni diverse, realizzate con l'obiettivo di identificare le maggiori criticità che si verificano qualora la rete mantenga inalterate le proprie modalità operative. Le criticità menzionate riguardano il funzionamento ordinario della rete in esame: violazione dei limiti di tensione secondo CEI 50160 e superamento del grado di carico massimo delle linee; si tratta infatti di un'analisi di correnti, tensioni e flussi di potenza risultanti da una serie di Load-Flow effettuati in date selezionate, in quanto particolarmente significative, dal 2010 al 2030 al fine di studiare il funzionamento della rete in un orizzonte di lungo periodo.

Nel primo capitolo viene presentata una panoramica degli scenari energetici di lungo termine relativamente al quadro energetico internazionale e nazionale; quindi vengono

contestualmente indicate le prospettive che si sono aperte per l'evoluzione delle reti elettriche secondo il nuovo concetto di "smartgrid".

Nel secondo capitolo viene presentata la rete di distribuzione in media tensione "industriale" che è stata considerata come modello di riferimento; quindi sono indicati gli scenari di crescita di generazione e carichi ad essa applicati e il programma utilizzato, realizzato in ambiente Matlab, che effettua il calcolo di Load Flow a partire dai dati in input (dati della rete, dati dei componenti connessi, profili di generazione e carico) per stimare tensioni e flussi di potenza in rete con la procedura iterativa di Newton – Raphson.

Nel terzo capitolo sono state anzitutto indicate le disposizioni vigenti in merito alla qualità di tensione sulle reti MT/bt e quindi specificate le problematiche su cui si concentrerà il lavoro svolto. E' stata effettuata un'analisi preliminare della rete e si sono presentati i criteri di scelta degli impianti di generazione e di ricarica per i veicoli elettrici e la rispettiva collocazione lungo la rete. Quindi sono stati esposti i criteri di simulazione ed analisi dei risultati.

Nel quarto capitolo si sono analizzati i risultati ottenuti dalle simulazioni condotte: tensioni, gradi di carico e flussi di potenza in rete per i casi evolutivi ottenuti dall'applicazione dei tre scenari considerati a diverse disposizioni di generatori e carichi ipotizzate.

L'analisi si prefigge di fare emergere le criticità lungo la rete, anzitutto identificando l'anno e la posizione in cui si verificano le prime problematiche in termini di congestioni e/o violazioni dei limiti di tensione in relazione a ciascuno scenario, quindi indagando le condizioni di esercizio a cui potrebbero condurre gli scenari proposti qualora la rete rimanesse inalterata.

Infine nel quinto capitolo sono state avanzate alcune proposte di possibili provvedimenti da adottare sulla rete in esame per risolvere le problematiche emerse dall'analisi effettuata.

# **CAPITOLO 1**

## **Prospettive per la rete elettrica nel contesto energetico di lungo termine**

### **1.1 Scenari energetici di lungo termine**

Il futuro del quadro energetico internazionale e nazionale è strettamente correlato alle prospettive di evoluzione dell'economia globale.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale, l'economia globale, a fronte di una parziale ripresa nel 2010, con una crescita del PIL mondiale del 5% rispetto al 2009, grazie soprattutto alle economie emergenti e in via di sviluppo, ha evidenziato nel 2011 un rallentamento con una crescita del 3,8% circa. Le economie emergenti, con una crescita del 6,2% anche per il 2011, sono state i principali motori a livello mondiale: tra queste la Cina con un tasso di crescita del 9,2% e l'India con il 7,4%. Altrettanto non si può dire per gli Stati Uniti che hanno fatto registrare un tasso di crescita solo dell'1,6% nel corso del 2011.

Nell'area euro l'attività economica, dopo una modesta ripresa nel 2010, resta ben al di sotto dei livelli pre-crisi, con un tasso di crescita pari all'1,8% nel corso del 2011. Le tensioni sul debito sovrano si sono accentuate ed estese, assumendo rilevanza sistemica in molti paesi dell'eurozona. Le politiche di contenimento o di rientro del debito stanno frenando ulteriormente la crescita complessiva nel 2012, traducendosi per alcuni paesi in vera e propria recessione [1].

#### **1.1.1 Quadro energetico internazionale**

Il panorama energetico mondiale si sta modificando, con ripercussioni per i mercati e per i flussi energetici. La ridefinizione del quadro energetico mondiale è dovuta a molteplici fattori: la rinascita della produzione di petrolio e gas negli Stati Uniti, il possibile abbandono dell'opzione nucleare in alcuni paesi, il continuo e rapido aumento dell'uso di tecnologie rinnovabili, con predominanza di solare ed eolico e la diffusione su scala mondiale della produzione di gas non convenzionale.

Un elemento altrettanto rivoluzionario ed importante sarà l'implementazione diffusa di nuove iniziative politiche volte a realizzare uno sforzo concertato di miglioramento dell'efficienza energetica a livello mondiale.

Attraverso scenari globali e diversi casi di studio, l'edizione 2012 del *World Energy Outlook* analizza come questi nuovi sviluppi possano influenzare i trend energetici e climatici mondiali nei prossimi decenni. Esamina, in particolare, il loro impatto sulle principali sfide che il sistema energetico si trova ad affrontare: soddisfare i sempre crescenti fabbisogni energetici globali, consentire l'accesso all'energia alla parte più povera della popolazione mondiale ed indirizzare il mondo verso il conseguimento degli obiettivi climatici concordati. Nello Scenario Nuove Politiche la domanda mondiale di energia aumenta di oltre un terzo da oggi al 2035, con Cina, India e Medio Oriente che assorbono il 60% della crescita. Nell'area OCSE i consumi di energia aumentano appena, anche se si assiste ad un

pronunciato spostamento dal petrolio e dal carbone (e in alcuni paesi dal nucleare) al gas naturale e alle fonti rinnovabili [2].

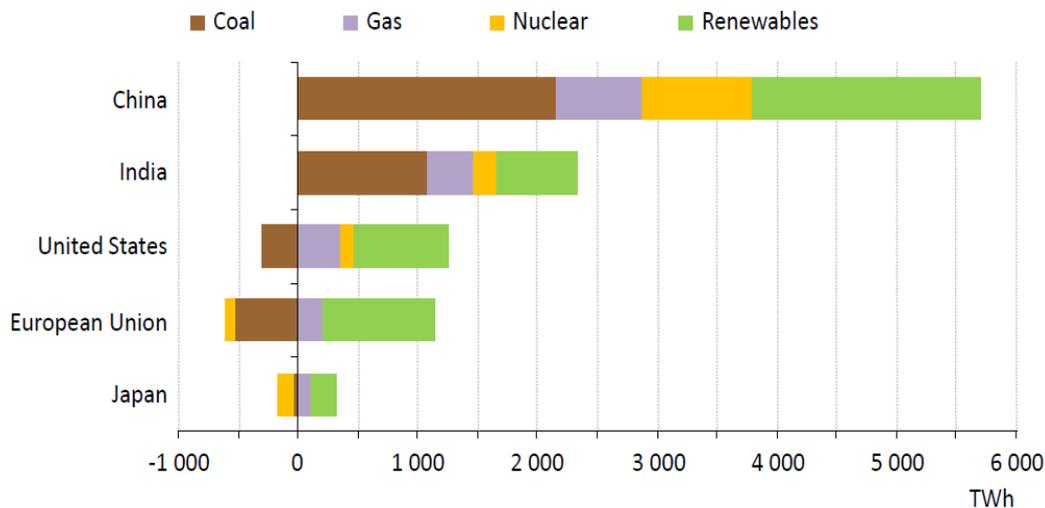


Fig.1.1: Distribuzione delle fonti energetiche secondo New Policies Scenario WEO2012.

Nonostante la crescita delle fonti di energia a basso contenuto di carbonio, i combustibili fossili rimangono dominanti nel mix energetico mondiale, supportati da sussidi che nel 2011 ammontano a 523 miliardi di dollari, in aumento di circa il 30% rispetto al 2010 e sei volte superiori agli incentivi erogati a favore delle fonti rinnovabili. I sussidi alle fonti fossili continuano ad essere prevalentemente concentrati in Medio Oriente e Nord Africa, dove la spinta verso una loro riforma sembra essersi esaurita. Nello Scenario Nuove Politiche, il livello di emissioni atteso è coerente con un aumento della temperatura media mondiale nel lungo termine di 3,6 °C.

### 1.1.1.1 Il ruolo dell'efficienza

Il ruolo dell'efficienza energetica è determinante nelle prospettive di riduzione delle emissioni attese a livello internazionale. Lo scorso anno i principali paesi consumatori di energia hanno annunciato nuove misure: la Cina si è posta l'obiettivo di ridurre del 16% la propria intensità energetica entro il 2015, gli Stati Uniti hanno adottato nuovi standard di efficienza per ottimizzare il consumo di carburanti, l'Unione Europea si è impegnata nella riduzione del 20% della sua domanda di energia entro il 2020 e il Giappone si propone di ridurre del 10% i propri consumi elettrici al 2030. Sempre secondo le evoluzioni prospettate dalla IEA nel *World Energy Outlook 2012*, seguendo lo Scenario Nuove Politiche, l'adozione di queste misure evidenzia una accelerazione in termini di efficienza rispetto al lento progresso verificatosi negli ultimi anni. Lo Scenario Mondo Efficiente, altra prospettiva elaborata dal WEO 2012, dimostra ancor più come superando gli ostacoli agli investimenti in termini di efficienza energetica sia possibile sfruttare appieno il citato potenziale conseguendo enormi vantaggi per la sicurezza energetica, la crescita economica e l'ambiente. Rispetto alla situazione delineata nello scenario Nuove Politiche, un'azione di questo tipo avrebbe importanti implicazioni sui trend energetici e climatici mondiali (fig.1.2). La crescita della domanda primaria al 2035 risulterebbe dimezzata. La domanda petrolifera raggiungerebbe il picco poco prima del 2020 e, al 2035, sarebbe inferiore di circa 13 milioni di barili al giorno (mb/g) a quella prevista nello scenario centrale, un decremento equivalente all'attuale posizione di Russia e Norvegia, con conseguente riduzione della necessità di nuovi giacimenti.

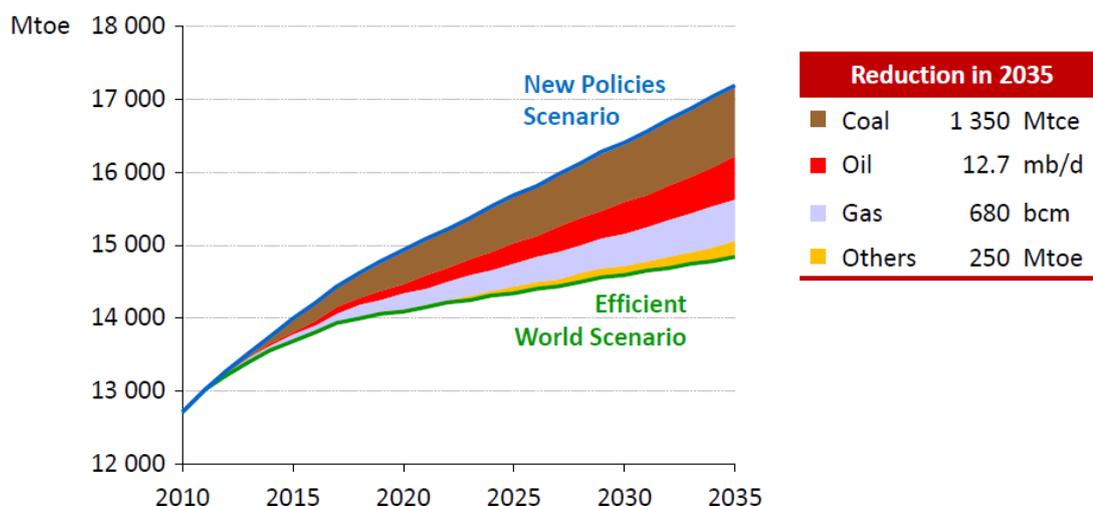


Fig.1.2 confronto scenario mondo efficiente—scenario nuove politiche WEO2012.

IL WEO-2012 identifica alcune linee guida volte a trasformare in realtà lo scenario “Mondo Efficiente”; occorre anzitutto valorizzare l’importanza dell’efficienza energetica, in modo tale che l’attenzione in materia venga integrata nei processi decisionali di governo, industria e società.

I decisori politici devono migliorare l’accessibilità dell’efficienza energetica, creando e supportando strumenti di finanziamento ed incentivi, al fine di assicurare agli investitori un adeguato ritorno economico; sviluppando un sistema di regole teso a scoraggiare gli approcci e le forme di incentivazione meno efficienti a vantaggio di quelli più efficienti, i governi possono contribuire a rendere le tecnologie per l’efficienza energetica alla portata di tutti. Infine il monitoraggio, la verifica ed un efficace controllo saranno essenziali per conseguire i risparmi di energia attesi.

### 1.1.1.2 Il ruolo delle fonti

Tra le diverse fonti energetiche che concorrono a soddisfare il fabbisogno mondiale, il gas naturale è il solo combustibile fossile la cui domanda aumenta in tutti gli scenari proposti dal World Energy Outlook 2012, nonostante i diversi utilizzi di politica energetica presi in considerazione; Cina, India e Medio Oriente mostrano una crescita elevata tanto che i consumi cinesi si portano da circa 130 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2011 a 545 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2035. Negli Stati Uniti, i bassi prezzi e l’abbondanza di offerta fanno sì che il gas diventi il combustibile dominante nel mix energetico al 2030. L’Europa impiegherà invece circa un decennio prima che la domanda di gas torni ai livelli del 2010; le prospettive del gas in Giappone risentono dei prezzi più elevati e dell’enfasi politica posta sulle rinnovabili e sull’efficienza energetica.

Il 50 % della produzione mondiale di gas al 2035 è rappresentata da risorse non convenzionali principalmente provenienti da Cina, Stati Uniti e Australia. Tuttavia l’impatto ambientale della produzione di gas non convenzionale solleva diverse preoccupazioni che, se non adeguatamente affrontate potrebbero inficiare il dispiegarsi della rivoluzione energetica relativa a questa fonte.

Per quanto riguarda invece il carbone, lo scorso decennio la sua domanda ha seguito un trend di crescita molto spinto e la sua evoluzione futura dipenderà in modo rilevante dalla forza delle misure politiche che favoriscono le fonti di energia a basse emissioni dall’implementazione di tecnologie di combustione del carbone più efficienti e di sistemi di CCS. Sempre secondo gli scenari prospettati dal World Energy Outlook 2012, la domanda di

carbone da parte della Cina raggiunge il picco attorno al 2020 per poi mantenersi stabile fino al 2035; l'uso del carbone in India continua ad aumentare e, al 2025, il paese asiatico supera gli Stati Uniti, divenendo il secondo maggior consumatore mondiale di questa fonte. Il commercio di carbone continua a crescere fino al 2020 per poi stabilizzarsi per via del calo delle importazioni cinesi. La vulnerabilità di queste tendenze a molteplici fattori quali ad esempio i cambiamenti della politica e lo sviluppo di combustibili alternativi crea una grande incertezza attorno ai mercati e ai prezzi internazionali del carbone.

Le prospettive di ricorso al nucleare hanno subito un decisivo ridimensionamento in seguito all'incidente del 2011 alla centrale nucleare di Fukushima. Giappone e Francia hanno espresso l'intenzione di ridurre il ricorso all'energia nucleare; mentre la generazione elettrica da nucleare aumenta in termini assoluti, la sua quota nel mix elettrico mondiale diminuisce lungo l'orizzonte di proiezione considerato. Il minore ricorso al nucleare potrà avere implicazioni importanti in termini di costi per le importazioni di combustibili fossili e di prezzi dell'elettricità e di sforzi necessari per conseguire gli obiettivi climatici.

Infine, per quanto riguarda il ruolo delle rinnovabili, le prospettive stilate dalla IEA stabiliscono che nel 2035 un terzo della produzione mondiale di elettricità conterà su risorse rinnovabili. Il solare si conferma a livello mondiale la fonte rinnovabile trainante e anche l'eolico risulterà leader in questo ambito. Il consumo di biomassa e di biocarburanti quadruplica, determinando un aumento dei volumi scambiati a livello internazionale. Il rapido aumento delle fonti rinnovabili è sostenuto fondamentalmente dalla riduzione dei costi delle relative tecnologie, dall'aumento dei prezzi dei combustibili fossili e dalla definizione in alcuni paesi di un prezzo della CO<sub>2</sub>, ma principalmente dalla continuità degli incentivi a loro sostegno, che passano dagli 88 miliardi di dollari erogati a livello mondiale nel 2011 a circa 240 miliardi nel 2035. Nel tempo, le misure di incentivazione per sostenere i nuovi progetti in energie rinnovabili devono essere riviste per tener conto della riduzione dei costi delle tecnologie, conseguita con l'aumento della capacità installata, evitando che oneri eccessivi gravino su governi e consumatori.

### 1.1.2 Quadro energetico nazionale

In Italia nel 2010 secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico, la domanda di energia primaria si è attestata sui 187,8 Mtep, aumentando del 4,1% rispetto al 2009. Il fenomeno è legato ad un incremento significativo dell'apporto dei combustibili solidi (+14,2%), delle rinnovabili (+13,3%) e del gas (+6,5%); si è registrata invece una contrazione del petrolio (-1,5%) e delle importazioni nette di energia elettrica. Per quanto riguarda gli impieghi finali di energia nel contesto nazionale, si è registrato un aumento dei consumi del 4,4% rispetto all'anno precedente, spalmati rispettivamente su settore industriale (+7,3%), settore civile (+5,9%) e negli usi non energetici (+16,2%).

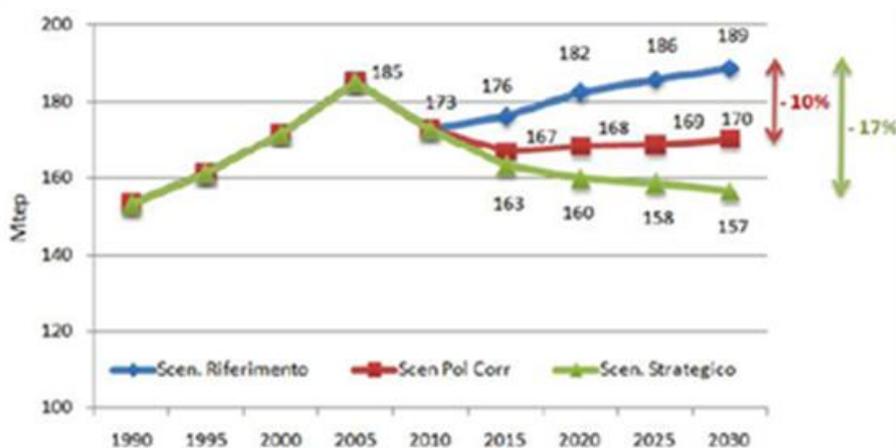
#### 1.1.2.1 Scenari ENEA per l'Italia

L'ENEA propone tre possibili scenari evolutivi del sistema energetico nazionale, in un arco temporale che arriva al 2030. Lo "Scenario di Riferimento" considera il quadro delle politiche energetiche ed ambientali in vigore al dicembre 2009 e descrive l'evoluzione che ne consegue al 2030, profilando una continuazione delle tendenze in ambito demografico, tecnologico ed economico e tenendo conto della recente crisi economica; inoltre questo scenario non considera i recenti piani di azione per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica e tantomeno gli obiettivi prefissati nel pacchetto Energia-Clima.

Lo “Scenario a Politiche Correnti” propone invece un sistema energetico che segua le politiche energetiche in vigore ad oggi e che raggiunga gli obiettivi previsti nei suddetti piani PAEE2011 e PAN2010.

Lo “Scenario Roadmap” infine, segue le direttive indicate dalla “Roadmap europea 2050 EU27” (basata sull’obiettivo della riduzione delle emissioni di almeno l’80% nel 2050), fornendo importanti indicazioni relativamente ai potenziali settori di intervento, le tecnologie chiave e la realizzabilità di uno sviluppo sostenibile.

I due Scenari di policy prevedono, rispetto allo scenario base, non solo una riduzione della domanda, come effetto delle politiche di efficienza energetica, ma anche un differente modo di produrre ed utilizzare l’energia rispetto ai trend storici, indirizzandosi verso un mix energetico più diversificato.



Fonte: Elaborazione ENEA su dati storici IEA Energy Balances

Fig 1.3: evoluzione del fabbisogno di energia primaria, anni 1990-2030, secondo scenari ENEA.

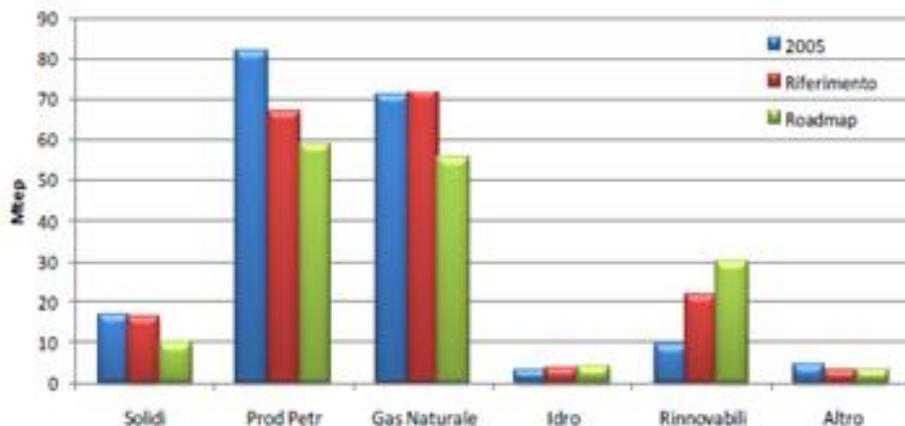
La piena attuazione del nuovo Piano d’Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE 2011) comporta - al 2020 nello “Scenario a Politiche Correnti” - una riduzione di energia primaria rispetto allo “Scenario di Riferimento” pari all’8%. Tale riduzione costituisce il 20% circa del fabbisogno di energia primaria stimato per il 2020 nello scenario 14 considerato dalla Commissione Europea nella definizione del pacchetto Clima-Energia (Pacchetto 20-20-20). Nel 2030 tale riduzione sale al 10% nello “Scenario a Politiche Correnti” e al 17% nello “Scenario Roadmap” (fig. 1.3).

In tutte le proiezioni i combustibili fossili continuano a fornire il contributo prevalente al fabbisogno di energia primaria; cambia peraltro la loro quota nel mix che al 2020 scende dall’85% dello “Scenario di Riferimento” al 79% dello “Scenario a Politiche Correnti” e al 77%6 dello “Scenario Roadmap” riducendosi di conseguenza la dipendenza energetica del Paese dall’estero, attualmente pari all’85,3%. Gran parte di tale riduzione interessa i prodotti petroliferi che già nello “Scenario di Riferimento” vedono un drastico ridimensionamento del loro utilizzo nel settore termoelettrico rimpiazzati dal gas naturale, mentre il loro consumo tende a rimanere confinato al settore trasporti.

Una ulteriore significativa diminuzione della dipendenza dalle fonti fossili deriva dalla riduzione dell’utilizzo del gas naturale. Mentre nello “Scenario di Riferimento” il gas continua il suo trend di crescita (+10% nel 2030 rispetto al 2010 fino a costituire il 40% del fabbisogno), già nello “Scenario a Politiche Correnti” il contributo di tale combustibile al fabbisogno primario scende al 36% nel 2030.

Nel 2030 nello “Scenario Roadmap” i consumi di gas si riducono di oltre 25 Mtep rispetto all’evoluzione tendenziale, contribuendo al soddisfacimento del 31% dei consumi energetici, come effetto delle politiche di efficienza che interessano il settore civile e della crescita delle fonti rinnovabili sia nel settore elettrico che nel termico (+155% nel 2030 rispetto al 2010).

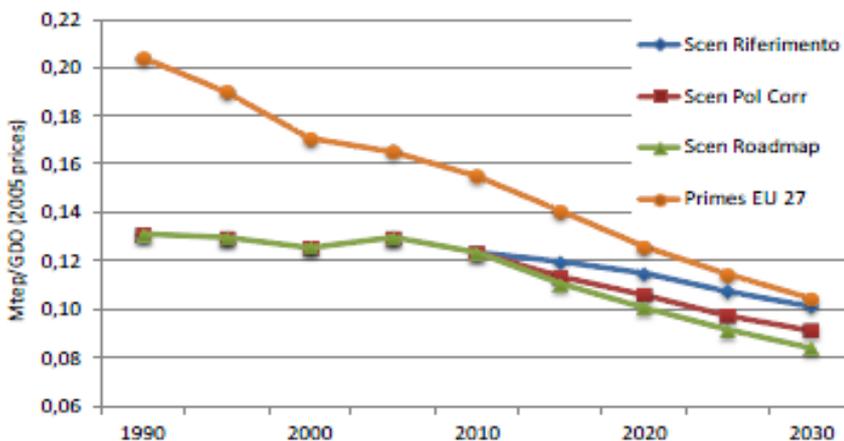
Le fonti rinnovabili vedono un trend in crescita in tutti e tre gli scenari ma nello “Scenario Roadmap” arrivano a rappresentare nel 2030 il 25% dell’intero fabbisogno energetico.



Fonte: Elaborazione ENEA

Fig.1.4: variazione nel mix di fonti energetiche nello scenario di riferimento e roadmap nel 2020.

L’intensità energetica del Paese parte già dal 1990 da valori molto più bassi della media europea e nella proiezione tendenziale presenta un tasso medio annuo di riduzione, pari allo 0,92%, più elevato rispetto al trend degli ultimi anni, per effetto di un miglioramento spontaneo dell’efficienza e di cambiamenti “strutturali” come la riduzione della domanda di servizi energetici a parità di reddito. Si tratta comunque di un valore ancora lontano dal tasso medio annuo di riduzione del 2% previsto per l’Europa EU2719 e l’adozione di politiche e misure che favoriscano risparmio energetico e forte accelerazione tecnologica consente solo di avvicinarsi al target comunitario di decrescita .



Fonte: Elaborazione ENEA

Fig. 1.5: intensità energetica secondo scenari ENEA

### 1.1.2.2 Domanda e produzione dell'energia elettrica in Italia

La domanda di energia elettrica per usi finali deriva dalla richiesta di beni e servizi prodotti grazie ad apparecchiature che funzionano elettricamente e che consumano proporzionalmente alla loro potenza, al tempo di utilizzo ed alla loro efficienza. Partendo da una previsione delle domande di servizio energetico più significative, articolate in vari comparti e dai dati disponibili relativamente alle tecnologie di uso finale, sono state elaborate dal CESI delle previsioni sui consumi aggregati a livello nazionale, ripartiti per uso finale nei cinque settori classici (Industria, Terziario, Agricoltura, Residenziale e Trasporti) [3].

La previsione dei consumi è il risultato della stima effettuata, a partire da dati storici ISTAT e TERNNA, sull'andamento atteso dei driver socio-economici e tecnologici della domanda di energia, ed in particolare:

- per i settori Industria, Terziario ed Agricoltura:
  - la variazione del PIL nazionale
  - le intensità elettriche dei diversi settori produttivi
- per il settore Residenziale:
  - la popolazione residente ed il numero di famiglie
  - la diffusione presso le famiglie dei diversi elettrodomestici
  - le caratteristiche del parco delle tecnologie di uso finale (consumi specifici, vita, costi)
- per il settore Trasporti:
  - la penetrazione della trazione elettrica.

Il risultato che emerge dallo studio effettuato per i diversi settori (scenario tendenziale), è un andamento complessivo di crescita della domanda elettrica approssimativamente lineare nell'orizzonte temporale considerato (fig. 1.6), in cui il ruolo preponderante è rivestito nell'ordine da Industria, Terziario Residenziale e ruoli marginali hanno trasporti e agricoltura.

Settore	2010	2014	2018	2022	2026	2030
Industria	159.59	166.36	172.49	177.82	182.20	185.55
Terziario	86.55	98.02	108.78	118.30	126.09	131.70
Residenziale	70.78	74.71	78.24	82.02	85.69	89.35
Trasporti	11.08	12.05	13.03	14.00	14.98	15.95
Agricoltura	5.73	6.08	6.43	6.77	7.10	7.42
<b>Totale Italia</b>	<b>333.73</b>	<b>357.22</b>	<b>378.96</b>	<b>398.91</b>	<b>416.06</b>	<b>429.98</b>

Tabella 1.1: consumi elettrici nazionali (TWh)-scenario tendenziale CESI.

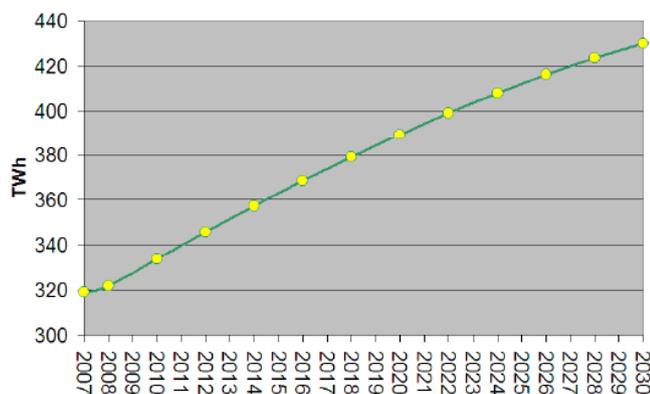


Fig. 1.6: Previsione consumi elettrici per usi finali secondo scenario tendenziale CESI.

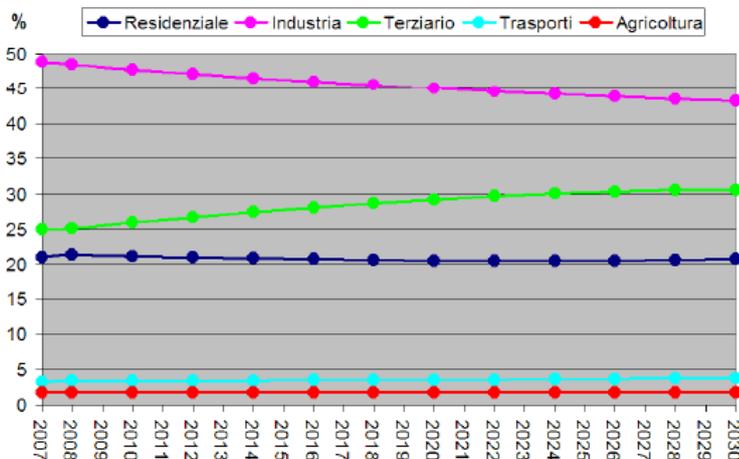


Fig1.7: Incidenza dei diversi settori sui consumi elettrici dello scenario tendenziale

Dall’andamento percentuale riportato in figura 1.7, si nota una riduzione della percentuale di incidenza dei consumi elettrici industriali del 3,3% dal 2007 al 2020, che raggiunge il 5,3 % nel 2030, una riduzione dell’incidenza dei consumi residenziali dello 0,5% e dello 0,3% negli stessi periodi, un aumento dell’incidenza del settore terziario del 4,1% nel 2020 e del 5,1% nel 2030, il tutto con riferimento all’anno 2007 [3].

Nelle tabelle successive vengono riportati gli andamenti dei consumi nazionali, sempre nel presente scenario tendenziale, per i settori per i quali esiste una suddivisione fine in comparti.

RESIDENZIALE	2010	2014	2018	2022	2026	2030
Acqua Calda Sanitana	4266	3895	3542	3262	3018	2840
Illuminazione	8033	8049	7891	7688	7420	7106
Refrigerazione	8203	8263	8279	8339	8350	8324
Congelazione	4934	5456	6005	6602	7184	7762
Lavaggio biancheria	5931	5930	5887	5878	5865	5816
Asciugatura biancheria	700	1014	1437	2067	2986	4286
Lavaggio stoviglie	4202	4716	5367	5990	6708	7426
Riscaldamento	665	681	694	683	675	668
Condizionamento	4644	5558	6345	7012	7566	7886
Intrattenimento	15028	16148	17036	17864	18467	18847
Cottura	3026	3150	3222	3283	3315	3330
Servizi generali per la casa	5852	6128	6396	6698	6989	7277
Servizi generali per edifici	5296	5719	6150	6654	7149	7685
<b>TOTALE</b>	<b>70781</b>	<b>74707</b>	<b>78240</b>	<b>82019</b>	<b>85694</b>	<b>89352</b>

Tabella1.2: consumi elettrici previsti per il settore residenziale (GWh)

INDUSTRIA	2010	2014	2018	2022	2026	2030
Metallurgia e siderurgica	27386	28284	29185	30088	30991	31891
Meccanica	31770	34507	36919	38906	40386	41294
Agroalimentare	12886	13380	14033	14706	15379	16053
Tessile e abbigliamento	8532	7882	7233	6583	5934	5284
Mat. Costr., Vetro e ceramica	16910	17728	18407	18930	19283	19454
Chimica e petrolchimica	22402	21678	20954	20230	19508	18782
Cartaria e grafica	10855	11373	11891	12409	12928	13446
Altre manifatturere	17545	18899	20047	20942	21544	21827
Edilizia	1850	2116	2410	2736	3095	3488
Energia ed acqua	9659	10534	11409	12284	13159	14034
<b>TOTALE</b>	<b>159595</b>	<b>166360</b>	<b>172488</b>	<b>177816</b>	<b>182204</b>	<b>185553</b>

Tabella1.3: consumi elettrici previsti per il settore industriale (GWh)

Terziario	2010	2014	2018	2022	2026	2030
Produzione di freddo	6924	8233	9572	10894	12105	13170
Apparecchiature per ufficio	15579	18815	22185	25547	28745	31609
Climatizzazione ambienti	12127	14147	16186	18089	19735	21073
Riscaldamento ambienti	6049	6437	6656	6756	6744	6685
Cottura	866	990	1088	1183	1261	1317
Acqua calda	3981	4352	4656	4874	4993	5005
Illuminazione	27697	30192	32201	33598	34295	34243
Processi e altri servizi	13329	14863	16235	17372	18211	18702
<b>TOTALE</b>	<b>86552</b>	<b>98019</b>	<b>108780</b>	<b>118304</b>	<b>126089</b>	<b>131704</b>

Tabella1.4: .consumi elettrici previsti per il settore terziario (GWh)

L'evoluzione della domanda elettrica nei diversi settori di uso finale influenza in modo determinante l'evoluzione del parco di generazione sia in termini di mix delle fonti energetiche che di tecnologie di produzione elettrica.

Secondo gli scenari ENEA, per perseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni che l'Italia si prefigge, è necessario agire su diversi fronti: dispiegamento di tecnologie low carbon, investimenti in ricerca e innovazione tecnologica, diversificazione delle fonti con particolare interesse per le rinnovabili.

TWh	Storico			RIF	Pol Corr	Road	RIF	Pol Corr	Road
	2000	2005	2010	2020			2030		
Idro	50.2	42.4	53.7	47.6	47.6	47.9	48.7	48.8	48.9
Termoelettrico	212.5	241.0	220.9	250.5	212.0	220.0	292.0	249.4	243.0
Geo	4.7	5.3	5.1	7.5	6.9	8.2	7.5	7.5	9.3
Eolico e FV	0.6	2.4	10.9	28.7	43.2	46.7	35.4	54.5	65.7
Netto Import-export	48.4	49.2	44.2	36.4	36.4	35.2	34.2	34.2	29.9
TOT	316.3	340.2	334.7	371	346	358	418	394	397

*Fonte: Elaborazione ENEA su dati storici TERNA*

*Tabella 1.5: produzione elettrica netta: serie storica e dati di scenario (TWh).*

La produzione elettrica da rinnovabili infatti raggiunge nel 2030 i 101 TWh nello Scenario di Riferimento, supera i 120 TWh nello Scenario a Politiche Correnti e raggiunge i 143 TWh nello Scenario Roadmap. A fare da traino alle rinnovabili in quest'ultimo scenario sarà il contributo delle fonti intermittenti, fotovoltaico ed eolico, che potrebbe superare i 60 TWh nel 2030.

Per supportare la diffusione di queste tecnologie e garantire un certo grado di affidabilità del sistema elettrico, saranno però necessari maggiori investimenti iniziali in capacità di generazione. Con gli attuali livelli di penetrazione di fonti rinnovabili variabili, i requisiti incrementali operativi, come il bilanciamento orario e la fornitura di riserve operative, sono stati assorbiti dal sistema.

Con l'espandersi della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), tuttavia, i requisiti operativi saranno sempre più stringenti. In un'evoluzione tendenziale infatti la potenza netta installata potrebbe passare dagli attuali 106 GW a circa 140 GW nel 2030 (+1,4% m.a.) mentre negli scenari di intervento potrebbe crescere fino a oltre i 170 GW nel 2030 (+2,5% m.a.).

Nello Scenario Roadmap una elevata penetrazione di fonti rinnovabili permette insieme con la CCS un elevato abbattimento di emissioni portando nel 2030 ad un'emissione specifica del parco di generazione pari a 140 gCO<sub>2</sub>/kWh prodotto.

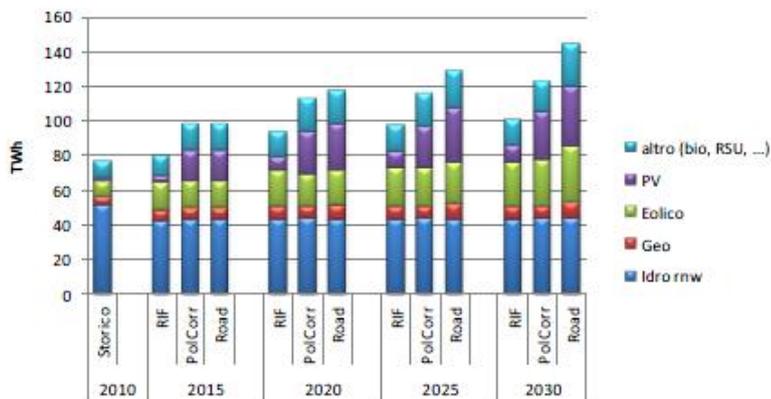
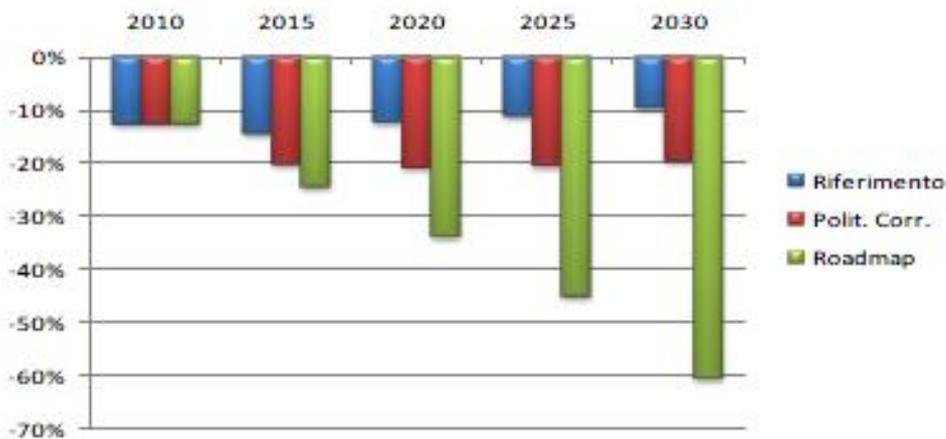


Fig. 1.8: produzione elettrica rinnovabile negli scenari ENEA (TWh)

La spinta alla generazione da fonte rinnovabile e la diminuzione della domanda elettrica degli scenari di policy penalizza l'uso di combustibili fossili, in particolare il ricorso al gas naturale di cui, al contrario, nello Scenario di Riferimento è previsto un aumento rispetto ai livelli attuali arrivando a coprire una quota pari al 53% nella generazione elettrica.

Il consumo di carbone rimane pressoché costante nel tempo sia nello Scenario di Riferimento che nello Scenario a Politiche Correnti, ma nello Scenario Roadmap, così attento alla decarbonizzazione del parco, il ricorso a combustibili solidi diventa possibile solo se associato a cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> prodotta. Il ricorso a prodotti petroliferi per la generazione è destinato a diminuire drasticamente già nello scenario di riferimento passando da oltre 8 Mtep nel 2006 a poco più di 1,5 Mtep nel 2030.



Fonte: Elaborazione ENEA

Fig1.9: riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore elettrico rispetto ai valori del 1990 (%).

## 1.2 Prospettive per le reti elettriche

Alla luce degli scenari energetici che si prospettano a livello nazionale, e non solo, è palese il ruolo sempre più rilevante rivestito dall'energia elettrica e, di conseguenza, dalla rete che la trasmette.

La rete elettrica dovrà essere in grado di seguire, ed essere complice essa stessa, del cambiamento in atto nel settore energetico, sia in termini di volumi energetici (elettrici) scambiati tra generazione ed utenza, che di strategie di funzionamento.

La futura rete elettrica dovrà infatti essere "smart", ovvero in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi, produttori, consumatori o prosumers, al fine di distribuire l'energia elettrica in modo efficiente, sostenibile, sicuro ed economicamente vantaggioso.

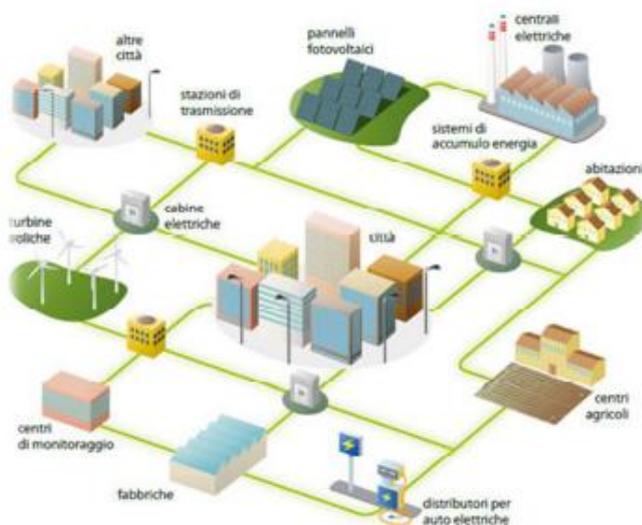


Fig. 1.10: esempio di smartgrid

La smartgrid utilizzerà quindi innovative tecnologie di monitoraggio, controllo, comunicazione e self healing al fine di:

- Facilitare l'operatività di generatori elettrici eterogenei di qualunque dimensione e tecnologia;
- Fornire ai consumatori strumenti per contribuire ad ottimizzare il funzionamento del sistema globale;
- Dare ai consumatori maggior informazione e potere di scelta;
- Ridurre significativamente l'impatto ambientale dell'intero sistema elettrico;
- Aumentare il grado di affidabilità e sicurezza del sistema elettrico

### 1.2.1 Il sistema elettrico verso le smartgrids

La rete elettrica è stata storicamente progettata e realizzata come una rete sostanzialmente passiva che veicola energia elettrica secondo una sola direzione: da grandi centrali di generazione a diversi punti di consumo dislocati disparatamente nel territorio. La nuova rete elettrica dovrà far uso delle risorse energetiche rinnovabili e quindi integrare nel sistema elettrico impianti di taglia variabile, la cosiddetta generazione distribuita (GD).

La generazione distribuita si riesce ad integrare al momento attuale fino a quantitativi modesti, ma una diffusione massiva comporterebbe un degrado importante dell'efficienza e

della qualità dell'energia distribuita; la smart grid quindi dovrà essere ri-progettata in modo tale da gestire impianti di micro-generazione diffusi sul territorio e flussi energetici bi-direzionali. L'uso di fonti rinnovabili pone anche un problema sul piano del controllo in quanto i sistemi di DG saranno in grande quantità, diversi per tipologia e posizione e questo rende difficile un controllo centralizzato da parte del gestore di rete di distribuzione di energia; inoltre la capacità di generazione da rinnovabile è molto variabile in funzione delle condizioni atmosferiche locali, difficili da prevedere.

Sul piano del controllo quindi la rete elettrica dovrà essere molto avanzata, ogni dispositivo dovrà essere connesso in rete in modo tale da comunicare e ricevere dati in tempo reale: una rete elettrica disseminata di sistemi di controllo e monitoraggio.

Tutto ciò è fondamentale nell'ottica dell'avvento dei prosumers ovvero utenti che comprano ma sono anche in grado di vendere l'energia elettrica autoprodotta, in un mercato aperto ai grandi distributori così come ai piccoli produttori. È presumibile che ogni utente di questo mercato sarà rappresentato da un agente software, che agirà in modalità autonoma verso la massimizzazione di obiettivi di profitto. È una vera e propria rivoluzione rispetto al sistema di bilanciamento attuale basato su un controllo centralizzato. Piuttosto diffusi sono scenari di riferimento di price-to-device dove il costo dell'energia varia dinamicamente nel tempo: i contatori lo comunicano agli elettrodomestici che si coordinano per reagire ed adattare di conseguenza il profilo di consumo.

Il problema del bilanciamento fra domanda e offerta di energia (demandresponse) è ben schematizzato dalla fig.11 dove è mostrato il tipico profilo di carico, ossia la potenza richiesta nell'arco della giornata: il dover garantire elettricità nel periodo di picco richiede di dimensionare centrali elettriche che verranno utilizzate solo in quei periodi della giornata; riuscire ad appiattire la curva di carico genererebbe vantaggi economici e di gestione notevoli.

Questo concetto è alla base di molte iniziative che puntano ad abilitare sistemi di incentivazione alla riduzione dei picchi di consumo tramite schemi di tariffazione dinamica multi-oraria, schemi che ricalcano l'andamento del mercato dell'energia con l'obiettivo di spostare i consumi dalla zona di picco della curva alle zone di valle.

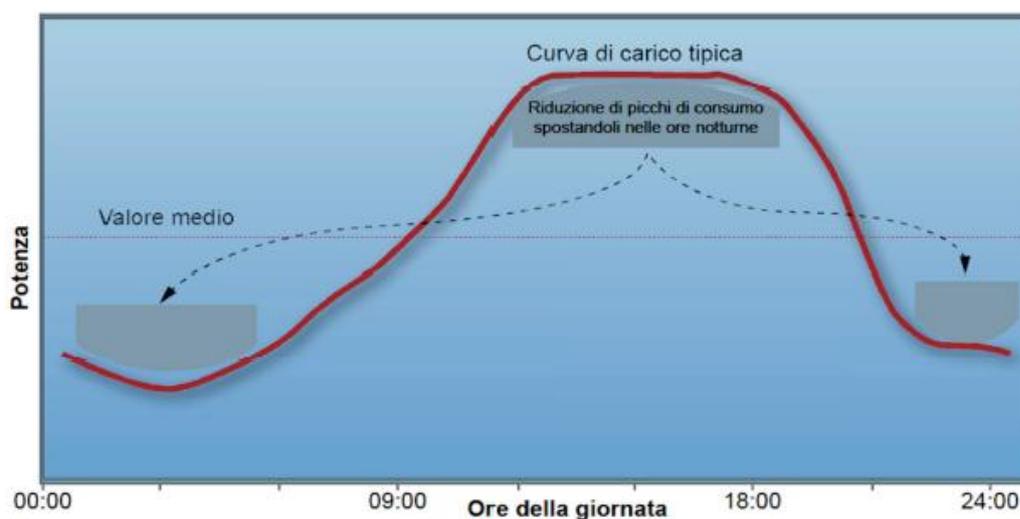


Fig.11.:profilo di carico giornaliero tipico per i consumi di elettricità.

Un'infrastruttura di demand-response abiliterebbe un sistema di self-healing e self-control: in momenti di sovraccarico, la rete potrebbe richiedere a dispositivi elettrici meno prioritari di spegnersi, evitando un black-out o uno stacco totale di energia

ad un appartamento, ad esempio spegnendo il solo condizionatore o ritardando il ciclo di accensione degli elettrodomestici.

Se da un lato si richiede alle Smart Grids di generare meccanismi incentivanti di partecipazione degli utenti, dall'altro è doveroso ricordare che l'introduzione di tecnologie ICT dovrà anche saper indirizzare le persone e i loro modelli di consumo verso comportamenti e stili di vita ecosostenibili nel lungo periodo.

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 ecoefficienti.

### *1.2.1.1 L'evoluzione delle reti di distribuzione*

La transizione dalla rete elettrica tradizionale alla smart grid implica una serie di cambiamenti che andranno ad interessare verticalmente tutto il suo assetto ma che riguardano in particolare la modalità di gestione delle reti di distribuzione in media e bassa tensione che dovranno affrontare una serie di problematiche sino ad oggi inesistenti.

Le reti "passive" sono state progettate presupponendo l'unidirezionalità dei flussi di potenza, ovvero che non vi fosse iniezione di potenza attiva dall'utente verso la rete.

La penetrazione della generazione distribuita rivoluziona questo assetto, portando con sé una serie di problemi: il mantenimento dei profili di tensione lungo le linee entro i limiti di norma, il controllo dell'entità dei flussi di potenza sulle linee, i valori delle correnti di guasto prodotte dai generatori, l'inefficienza dei tradizionali sistemi di protezione.

In particolare, il problema del controllo della tensione risulta fra i più critici, in quanto, mentre nella distribuzione passiva i profili di tensione dipendono sostanzialmente dalla distribuzione dei carichi e hanno andamento sempre decrescente, in un sistema dotato di unità di GD, che iniettano potenza attiva e reattiva in rete, i flussi possono invertirsi sulle linee ed alterare significativamente i profili di tensione [4].

Più in particolare, l'iniezione da parte della GD può causare sovratensioni lungo la rete di distribuzione tanto più rilevanti quanto più elevato è il rapporto fra la potenza della GD e la potenza richiesta dal carico e tanto più deboli sono le linee; ne risulta che al di là del beneficio che si può perseguire in termini di riduzione delle perdite in rete, un forte incremento della GD può mettere in crisi le attuali strategie di controllo della tensione lungo i feeders in media tensione; la contemporanea presenza di condizioni di sovratensione ai nodi di generazione e tensione depressa nei nodi a fine linea può rendere inefficace la regolazione effettuata dal variatore sotto carico in cabina primaria, ovvero può essere che non sia possibile contenere la sovratensione entro il limite superiore di norma senza provocare l'abbassamento della tensione sotto il limite minimo in una o diverse linee appartenenti alla stessa sbarra MT. Si ricorda che, in conformità a quanto indicato nella normativa sulla qualità delle forniture elettriche, i limiti suddetti della tensione di esercizio ad ogni nodo della rete di Media Tensione sono 90% e 110% della tensione nominale (da non superare per il 95 % del tempo di esercizio).

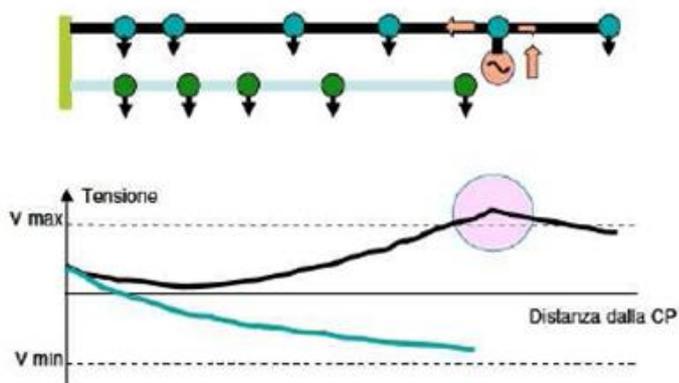


Fig. 1.12 sovratensione sul nodo in presenza di GD

Diverse sono le possibilità per risolvere il problema della regolazione di tensione sulle future reti attive, ad esempio, funzioni di compound sul variatore sotto carico del trasformatore in cabina primaria e impiego della potenza reattiva scambiata con la generazione distribuita stessa. Parte della generazione distribuita si interfaccia alla rete attraverso generatori sincroni o inverter che sarebbero quindi potenzialmente in grado di scambiare potenza reattiva, partecipando quindi alla regolazione di tensione. Si potrebbe quindi agire sui seguenti diversi fronti:

- Agendo sul livello di tensione in partenza alla linea su cui è allacciata la generazione distribuita
- Inviando un segnale di riferimento del fattore di potenza alla GD
- Inviando un segnale che obbliga la GD a non superare una tensione assegnata.

Un altro problema rilevante che può verificarsi in presenza di GD è costituito dal contributo che i generatori forniscono in presenza di guasti di cortocircuito sulla rete che può portare all'intervento intempestivo degli interruttori alla partenza delle linee non interessate dal guasto.

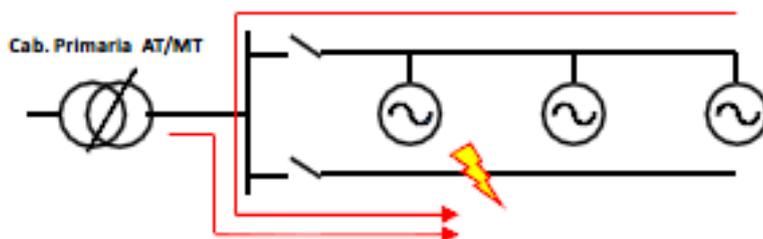


Fig. 1.13: perdita di selettività delle protezioni

La selettività delle protezioni di massima corrente è necessaria nella prospettiva di ridurre al minimo la porzione di rete disalimentata a seguito di un guasto e di consentire l'applicazione delle procedure di ricerca del tronco guasto. Risulta quindi necessario l'impiego di tecnologie e di criteri in grado di distinguere la presenza di GD nella gestione del sistema di protezione e di ovviare al problema della perdita di selettività.

Un'altra criticità per i sistemi di protezione delle reti di distribuzione MT in presenza di GD è rappresentata dal fenomeno dell'"islanding" (isola indesiderata).

Quando avviene un guasto nella rete a cui è connessa la GD e, conseguentemente, intervengono a monte le protezioni di linea, può capitare che le protezioni di interfaccia del

generatore non siano in grado di rilevare tale situazione. In tal caso la GD si troverebbe ad alimentare una porzione di rete che, secondo la vigente normativa, dovrebbe risultare non alimentata. Le problematiche associate al suddetto fenomeno possono essere così riassunte:

- impossibilità di garantire la qualità del servizio elettrico, in termini di tensione e frequenza, alle utenze alimentate in isola;
- pericoli per gli addetti alla manutenzione che si troverebbero ad operare su linee messe inaspettatamente in tensione;
- pericolo di riconnessione fuori sincronismo tra la tensione di rete e quella dell'isola.

La pratica seguita attualmente è quella di disconnettere i generatori all'insorgere di guasti in rete, scongiurando così la formazione di isole sulla rete pubblica. E' evidente quindi che la futura rete di distribuzione richiederà un avanzato sistema di monitoraggio, volto a:

- controllare i parametri di qualità del servizio (livelli di tensione, armoniche ecc.);
- gestire l'intervento corretto delle protezioni;
- controllare l'eventuale passaggio a regimi di funzionamento in isola di porzioni del sistema.

Tutto ciò sarà realizzabile solo se verranno integrate logiche di controllo centralizzato e localizzato; la cooperazione delle regolazioni locali degli impianti di generazione con la gestione centralizzata della rete, eseguita dal distributore, può prevedere diversi livelli di integrazione, implementabili progressivamente fino all'obiettivo del completo controllo integrato come illustrato nella figura seguente.

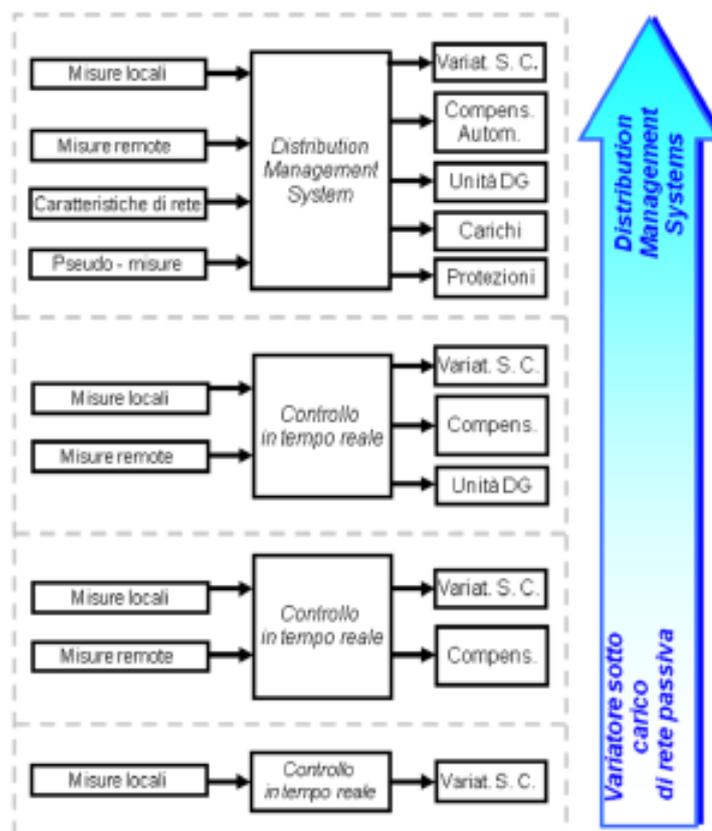


fig. 1.14 livelli crescenti di controllo attivo nelle reti di distribuzione

Si parla di *Distribution Management System (DMS)*, concettualmente costituito da tre blocchi fondamentali quali:

- Stima dello Stato (*State Estimation*), nel quale si esegue la stima dello stato della rete basandosi su misure provenienti da apparecchiature locali o remote.

- Ottimizzazione del controllo (*Optimal Control*), che definisce i valori ottimali delle grandezze controllate in funzione delle risorse disponibili nella rete.
- Esecuzione del controllo (*Control Scheduling*), che elabora e invia i parametri ottimali di regolazione.

In questo contesto sono stati anche studiati nuovi possibili assetti per le reti in Media Tensione, tali cioè da trarre il massimo beneficio dalla presenza di GD e poter facilitare la gestione delle reti attive. Ad esempio, sono state ipotizzate strutture fortemente interconnesse e suddivise in “celle locali” ognuna responsabile del corretto funzionamento all’interno dell’area di competenza ed in grado di interfacciarsi con altre celle adiacenti o con il sistema di trasmissione per l’acquisto di energia o la vendita di eventuali esuberanti (Fig. 1.15).

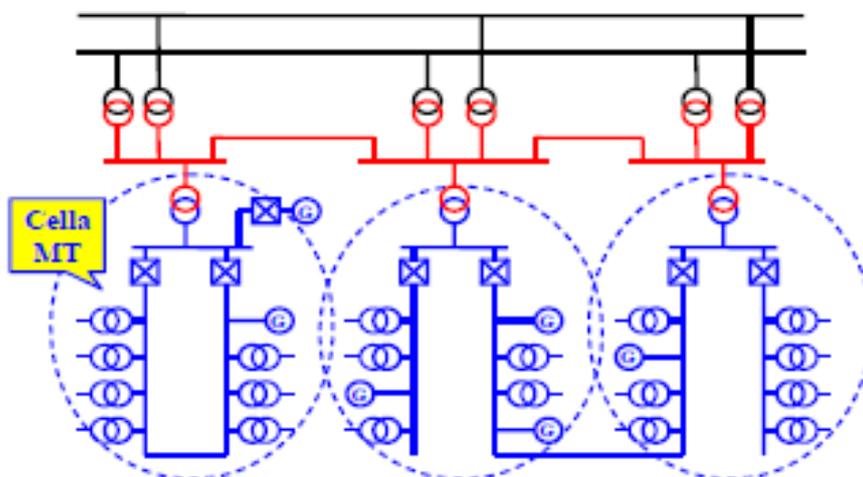


Fig. 1.15: celle elementari in Media Tensione.

Oltre al telecontrollo degli organi di manovra della rete di distribuzione, in molti casi già operativo, che prevede:

- il sezionamento automatico dei tronchi di rete MT affetti da guasto e la rialimentazione automatica di quelli sani;
  - l’esecuzione a distanza di comandi su interruttori e sezionatori della rete MT per prevenire eventuali situazioni di sovraccarico o per consentire le attività di manutenzione;
- la futura gestione attiva della rete di distribuzione richiede pertanto ulteriori funzioni di controllo e regolazione come:
- l’applicazione di strategie avanzate per il controllo della tensione e dell’energia reattiva;
  - il rilevamento delle congestioni delle linee e la supervisione delle perdite in rete;
  - l’applicazione di procedure puntuali e selettive per l’alleggerimento del carico in situazioni di emergenza;
  - la raccolta e memorizzazione dei dati relativi all’esercizio della rete.

Il controllo e il coordinamento della conversione di risorse distribuite sul territorio richiedono una comunicazione tra le diverse unità allacciate. Tale comunicazione dovrà essere necessariamente bidirezionale (comprendendo segnali di comando, segnali di stato degli impianti, misurazioni e segnali di allarme) e sufficientemente veloce, poiché ritardi eccessivi nel sistema di gestione potrebbero destabilizzare l’intero sistema, pregiudicando la qualità e la sicurezza della fornitura stessa.

Un controllo remoto richiede ovviamente una notevole affidabilità nelle telecomunicazioni, mancando una verifica diretta sull’impianto in caso di anomalia nei valori segnalati. La gestione di fenomeni “lenti” (come ad esempio le oscillazioni di tensione dovute alle variazioni del carico) ha bisogno di comunicare dati con una modesta latenza pur nella garanzia della sicurezza di trasmissione. Diversamente, la trasmissione di allarmi o di segnali

di manovra in condizioni di emergenza impone l'adozione di canali di comunicazione diretti, sicuri e ridondanti, esenti da criticità (ritardi o incomprensioni) nella gestione dei processi ritenuti di primaria importanza.

### 1.2.1.2 Smart-metering

In merito all'evoluzione delle reti di distribuzione in bassa tensione ed in particolare del coinvolgimento dell'area di utenza al progresso in atto, un passo fondamentale è sicuramente la creazione di un'infrastruttura di contatori elettronici "intelligenti", con i quali l'operatore energetico possa comunicare da remoto non solo per leggere i consumi dell'utente o l'energia prodotta dallo stesso in caso di produzione distribuita, ma anche per monitorare la qualità del servizio, le perdite energetiche e gestire efficacemente ed in modo controllato e sicuro diverse operazioni tra cui la fornitura di energia e l'eventuale distacco o riarmo dei contatori stessi [5].

Questi dispositivi possono garantire, quindi, un duplice vantaggio:

- per i gestori di rete, che possono organizzare più efficacemente i flussi di potenza, muovendosi verso meccanismi di mercato che reagiscono in modo più sensibile alle variazioni legate ai singoli nodi, con l'introduzione di nuovi sistemi tariffari;
- per gli utenti allacciati alla rete, che possono gestire in modo più consapevole il proprio consumo di energia e, nel caso di utenti attivi, interagire con la rete per migliorarne la gestione

I contatori elettronici di prima generazione, installati attualmente, rappresentano un primo passo in questa direzione ma con funzionalità limitate a causa delle prestazioni molto basse della tecnologia di comunicazione utilizzata che impedisce uno scambio dati in tempo reale. Uno Smart Meter è essenzialmente un contatore elettronico dotato di un modulo di comunicazione per lo scambio bidirezionale di informazioni tra la Utility (centro di raccolta ed elaborazione dati del distributore) e l'utente. Si possono identificare sostanzialmente due tipologie di Smart Meter, secondo il loro livello di connettività e di automazione:

- 1) AMR – *Automated Meter Reading* – Prevede uno scambio di dati unidirezionale tra il contatore e la rete locale e viene lasciata all'operatività umana i soli casi di guasto degli apparati e non più la rilevazione dei consumi.
  
- 2) AMM – *Automated Meter Management* – Ammette uno scambio bidirezionale di informazioni tra il punto di misura e la rete locale, permettendo una più ampia gamma di funzioni tra cui l'autodiagnostica, segnalamento dei guasti e analisi della qualità della fornitura di energia in termini di interruzioni, variazioni di tensione e misura del carico.



Fig . 1.16: modelli di smart meter

Entrambi i sistemi consentono all'utility di distribuzione di avere non solo dei consumi di energia elettrica globale o per ogni cliente, ma anche una riduzione dei costi a seguito dell'automata acquisizione dei dati e di una più semplice rilevazione dei guasti.

L'opportunità di monitorare accuratamente il consumo dell'energia all'interno della rete, grazie ai dati forniti dagli smart meter, costituisce infatti per le utility un valido mezzo per esaminare le aree in cui l'uso di energia è superiore rispetto alle previsioni, quindi soggette a possibili anomalie.

In relazione alla GD alcune notevoli sinergie possono inoltre essere ottenute sfruttando l'infrastruttura di comunicazione degli smart meter per controllare da remoto i generatori. Un contatore elettronico, oltre a misurare con estrema accuratezza ed in tempo reale l'energia consumata dall'utente, può misurare anche molti altri parametri elettrici (tensione, corrente, frequenza, potenza attiva, reattiva ecc.).

Normalmente la misura accurata di tali parametri è svolta da dispositivi elettronici specifici nel contatore che integrano un modulatore ad alta precisione per la rilevazione dei segnali di tensione/corrente provenienti dal trasduttore di misura ed un processore metrologico dedicato che calcola i vari parametri elettrici ed i consumi energetici.

Le altre funzioni applicative del contatore elettronico (supervisione, comando delle periferiche e del display, temporizzazioni e memorizzazioni profili di carico, etc..) sono invece gestite principalmente dal microcontrollore applicativo.

Quando provvisto di un modulo di comunicazione, il contatore elettronico diventa uno "smart meter", in grado cioè di fornire le informazioni metrologiche del contatore alla Utility per scopi di fatturazione, monitoraggio della qualità e dell'energia fornita, notifica di guasti e permettere alla utility stessa di regolare i flussi ed i livelli di energia fornita.

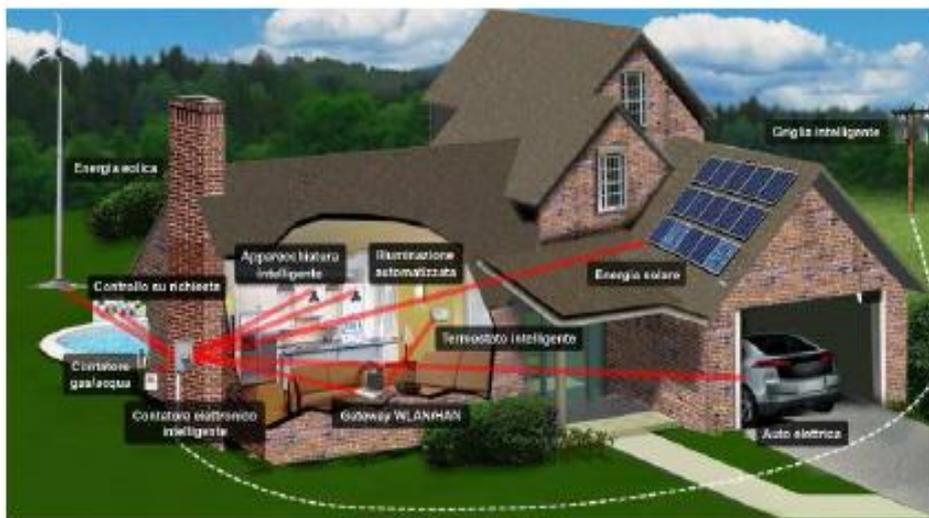


Fig 1.17: esempio di smart metering residenziale

Le “Smart Grid” estendono ulteriormente il concetto dello “Smart Metering”, includendo anche la gestione di fonti energetiche rinnovabili distribuite, l’introduzione dei veicoli elettrici e dell’infrastruttura per la loro ricarica, le reti domestiche ed industriali per la gestione dei carichi ed una sempre maggior partecipazione attiva dell’utente finale per una gestione razionale della domanda e dell’offerta di energia (demand-response).

Per quanto riguarda la realtà italiana, un significativo passo in avanti nell’avvicinamento dell’utente alla tematica della gestione attiva della rete è stato effettuato attraverso il Progetto Telegestore.

Il Progetto, intrapreso da ENEL a partire dal 2000, rappresenta ad oggi ancora il più vasto sistema al mondo di gestione remota dei contatori, permettendo la lettura e gestione remota di oltre 32 Milioni di contatori in Italia; l’architettura che lo compone è sostanzialmente costituita da:

- contatore elettronico, finalizzato alla misurazione del consumo di energia, alla comunicazione da remoto dei dati e alla gestione a distanza degli utenti;
- concentratore, installato in ciascuna cabina secondaria di Enel, incaricato di raccogliere i dati registrati dai contatori ad esso collegati;
- sistema di acquisizione centrale che raccoglie e invia dati a tutti i concentratori e gestisce complessivamente il sistema.

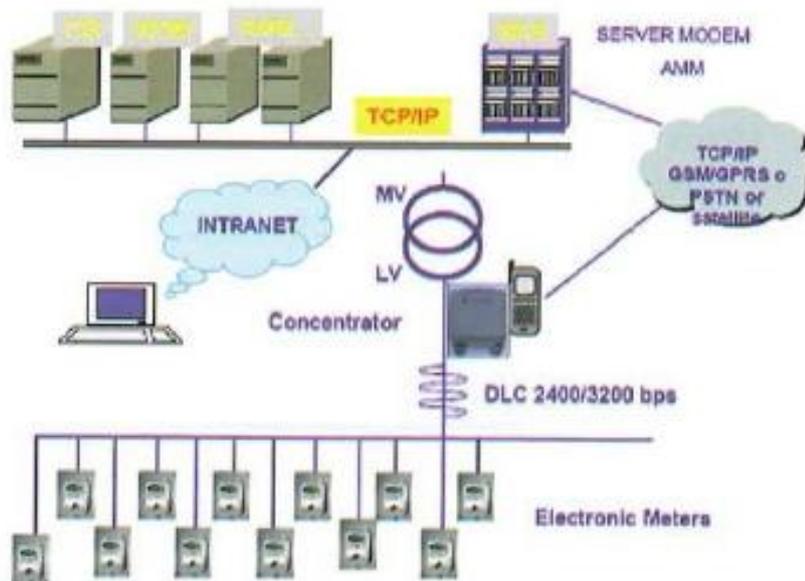


Fig. 1.18 – Architettura del sistema Telegestore di Enel

Infine è presente una centrale operativa che gestisce l'acquisizione dei dati di misura e le operazioni di natura contrattuale. All'interno del progetto Telegestore, i contatori monofase e trifase misurano l'energia attiva in accordo con la normativa CEI EN-61036 e quella reattiva in accordo con la CEI EN-61268. Essi comunicano i segnali al concentratore posto nella Cabina Secondaria tramite onde convogliate; i concentratori scambiano invece informazioni con i sistemi di acquisizione centrali tramite la rete GSM (9600 bps).

Tale scelta porta a diversi vantaggi:

- disponibilità immediata della copertura di rete su una percentuale elevata del territorio, sia per la comunicazione PLC che sfrutta la rete elettrica, sia per la copertura GSM;
- garanzia di più operatori di telecomunicazioni a cui rivolgersi per la fornitura del servizio, con notevoli risparmi derivanti da un mercato caratterizzato da una forte concorrenza;
- responsabilità della manutenzione della rete degli operatori stessi, cui si associa di conseguenza l'assenza di costi di gestione della rete;

L'Italia non sembra tuttavia essere destinata a rimanere un caso isolato in Europa; negli ultimi anni infatti, la Comunità Europea ha emesso una serie di mandati ed incentivi per regolamentare e stimolare l'introduzione di infrastrutture "smart metering" in tutti i paesi membri.

### 1.2.2 Reti di comunicazione nelle smartgrids

Le esigenze di comunicazione delle Smartgrid nascono dalla necessità di raccogliere ed elaborare informazioni da dispositivi di misura e sensoristica e dall'esigenza di controllare in modo coordinato le diverse porzioni di rete.

Una rete di comunicazione per la gestione ed il controllo deve avere una topologia in grado di raggiungere in modo capillare tutti i sistemi distribuiti geograficamente e delle prestazioni adeguate per rispondere alle esigenze delle applicazioni in termini di volumi di traffico e di tempestività della comunicazione [6].

Come mostrato nella figura seguente, sistemi di elaborazione e controllo sono già presenti nelle reti elettriche principalmente per la parte legata alle centrali e alle reti di trasporto, anche se basati su tecnologie di comunicazione e piattaforme informative eterogenee e poco integrate. Per quanto riguarda la parte relativa alle reti di distribuzione, questa rimane largamente priva di strumentazione per lo scambio di informazioni e di controllo dei sistemi.

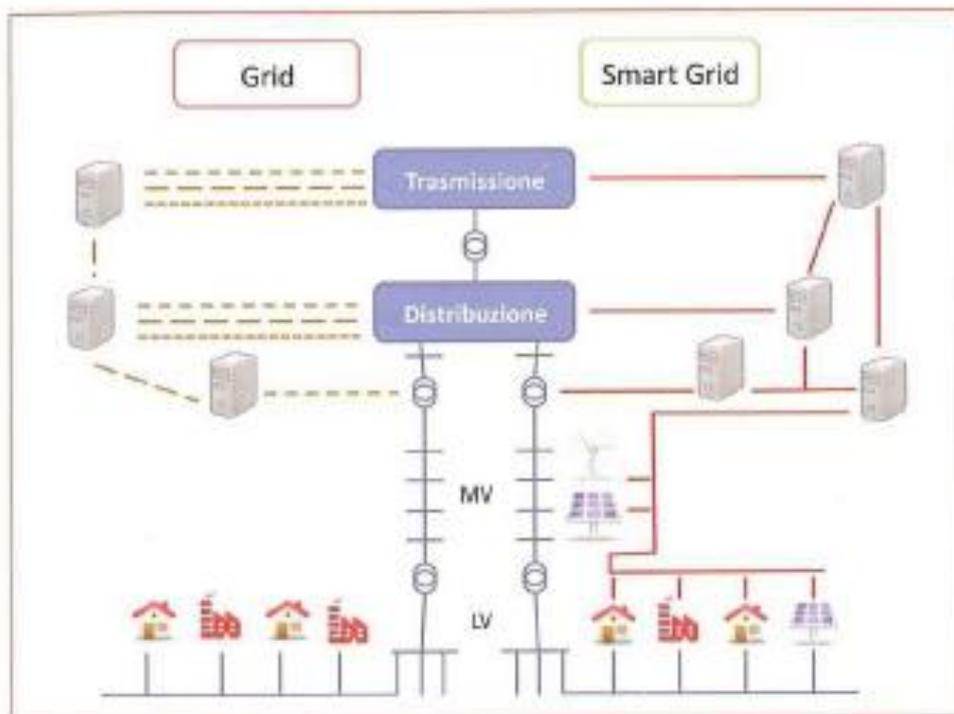


Fig. 1.19 – Diffusione dei sistemi di elaborazione e controllo

Ciascun livello della filiera (generazione, trasmissione, distribuzione, stoccaggio, commercializzazione e consumo) è destinato a subire profondi cambiamenti.

Nel segmento della generazione, l'integrazione delle fonti diffuse offre il vantaggio di evitare il dimensionamento in funzione dei picchi e di poter introdurre il paradigma della centrale elettrica virtuale (Virtual Power Plant ottenuta gestendo in modo concertato l'energia di più fonti diffuse e presentando un unico punto di fornitura). Questi benefici si affiancano a esigenze di attuazione di interventi di salvaguardia della qualità del sistema elettrico a fronte delle sollecitazioni derivanti dai generatori diffusi.

Lo stoccaggio diventa essenziale per accumulare energia nei picchi di sovrapproduzione e renderla disponibile per applicazioni emergenti, come i trasporti ad alimentazione elettrica (auto elettrica). Per quanto riguarda la commercializzazione, si sviluppa ulteriormente il marketplace dell'energia con negoziazione e fatturazione diretta (dal venditore all'acquirente), pricing dinamico (ad esempio per fasce orarie e per classi di qualità), possibilità di coordinamento dei poli di acquisto e negoziazione (aggregazione a livello di condominio o di isolato delle strategie di acquisto ed uso) e gestione passiva della domanda.

Per finire, nel segmento del consumo si apre la via alla gestione attiva della domanda, all'utilizzo di veicoli elettrici (non solo come carichi utilizzatori, ma anche come erogatori di energia immagazzinata, ad esempio per far fronte a situazioni di picco o di emergenza) e alla casa intelligente (smart home), nella quale i consumi possono essere controllati e i carichi possono essere programmati da remoto ed adattati con strategie di controllo dinamiche.

Il coinvolgimento dell'utente è fondamentale per un'azione di orientamento dei comportamenti verso forme di consumo virtuoso, tese a evitare gli sprechi e a contenere i consumi, distribuendoli in modo più uniforme nel tempo (riduzione dei picchi). Peraltro, la crescente penetrazione della generazione diffusa basata su fonti rinnovabili, a carattere intermittente e non pianificabile, unitamente all'introduzione di sistemi per il controllo automatizzato e telematico dei profili di consumo domestici (es. sistemi per la pianificazione dell'attivazione degli elettrodomestici in fasce tariffarie di minor carico e più convenienti o per la visualizzazione di profili di consumo), conferiscono ad ogni terminazione della rete elettrica tradizionale un grado di sofisticazione ben diverso da quello tradizionale dell'insieme di carichi passivi ad azionamento manuale.

In merito alle reti di distribuzione, per via della dislocazione capillare sul territorio dei punti da collegare, si richiede un'infrastruttura di comunicazione molto estesa e, ovviamente, costosa.

Anche i vantaggi economicamente quantificabili sono minori, tuttavia l'affermazione della distribuzione diffusa e i cambiamenti normativi tendono a modificare rapidamente la situazione.

In questa porzione periferica della rete elettrica di crescente importanza per le future Smart Grids, appare meno giustificato il ricorso a reti dedicate e molto più economicamente sostenibile un utilizzo, almeno parziale, di infrastrutture di comunicazione condivise con altri servizi [6].

La scelta di un'architettura flessibile, organizzata in modo gerarchico e in grado di utilizzare tecnologie eterogenee nei diversi livelli appare la più adatta a soddisfare le esigenze diversificate dei distributori elettrici. Una possibile struttura a livelli della rete che ricalca quelle in uso per altre applicazioni, divide la rete nel seguente modo:

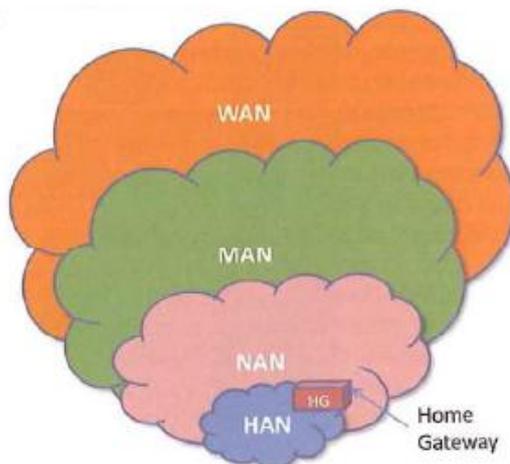


Fig. 1.20: struttura multilivello delle reti di comunicazione

- *Home Area Network (HAN)*: rete domestica (o più in generale rete privata dell'utente) che collega sensori e dispositivi di misura e controllo, interconnessa con le reti esterne mediante un *Home Gateway (HG)* che fornisce anche supporto alle applicazioni di gestione dell'energia;
- *Neighborhood Area Network (NAN)*: rete di aggregazione di più punti di accesso geograficamente vicini che può opzionalmente essere utilizzata per garantire autonomia dagli operatori di telecomunicazioni e prestazioni elevate per il cosiddetto ultimo miglio;
- *Metropolitan Area Network (MAN)*: rete dedicata o condivisa per l'accesso cittadino in grado di fornire supporto ad un numero anche elevato di punti di accesso;
- *Wide Area Network (WAN)*: reti e collegamenti a lunga distanza di tipo dedicato o condiviso per il collegamento con centri di gestione e controllo regionali o nazionali.

In ambito di reti HAN, varie iniziative stanno cercando di far convergere su tecnologie di comunicazione e piattaforme software comuni (per HG e smart meter) i diversi soggetti coinvolti.

Tra le tecnologie più importanti su cui si sta concentrando l'attenzione è utile segnare ZigBee, WiFi e PLC (Power Line Communication) su bassa tensione.

Le NAN sono un'opzione possibile per la creazione di reti a basso costo per l'interconnessione di reti di punti di accesso relativi ad utenze geograficamente vicine. Esse sono spesso anche l'unica possibilità di accesso per aree in digital divide. Tra le tecnologie particolarmente adatte vi sono le reti Wireless MESH che consentono di creare infrastrutture di rete completamente wireless utilizzando collegamenti a basso costo.

Le MAN sono probabilmente la porzione più critica della rete di comunicazione per le smart distribution grids. La maggior parte delle applicazioni richiede lo scambio di flussi informativi che rimangono confinati in area metropolitana (la distanza dei punti di accesso con la cabina primaria è nella maggior parte dei casi inferiore a 5 km). Una possibilità è offerta dalle linee di accesso digitali (DSL) fornite dagli operatori di telecomunicazione per l'accesso a internet pubblica. Come già accade per altri servizi (VOIP e IPTV), gli operatori hanno la possibilità di differenziare il traffico delle applicazioni di interesse per fornire garanzie di qualità di servizio.

Approcci alternativi per le MAN sono basati su reti wireless come WiMax e le reti cellulari.

WiMax è una tecnologia radio su banda licenziata in grado di offrire prestazioni elevate e garanzie di qualità. Gli operatori WiMax tendono ad offrire servizi alternativi a quelli DSL degli operatori tradizionali e a coprire aree in digital divide. Il futuro ruolo di WiMax nelle reti di accesso è al momento poco prevedibile per via dei notevoli ritardi di sviluppo delle reti rispetto ai piani annunciati. Le reti cellulari sono già largamente utilizzate per applicazioni legate al mondo dell'energia principalmente nell'ambito del metering. I nuovi servizi di accesso a larga banda e i nuovi sistemi LTE (Long Term Evolution) che saranno presto messi in campo dagli operatori mobili costituiscono una opzione d'accesso, anche se al momento dai costi elevati.



Fig. 1.21: architettura rete WIMAX

Infine, per quel che riguarda le reti e i collegamenti WAN si può osservare come essi siano per le reti di distribuzione meno importanti che per le reti di trasporto; per questo la possibilità di utilizzare i servizi degli operatori di telecomunicazioni anche per i collegamenti di lunga distanza è probabilmente la soluzione più ragionevole.

# **CAPITOLO 2**

## **La rete di riferimento e il programma di calcolo**

L'intero lavoro di questa tesi è volto a costruire ed analizzare il comportamento di reti attive, ovvero reti che dispongono del contributo di potenza offerto da sistemi di generazione distribuita; per far ciò ci si avvale del software Matlab e di "ATLANTIDE", "Archivio Telematico per il riferimento Nazionale di reTI di Distribuzione Elettrica", che fornisce il modello di rete industriale di riferimento di cui si studieranno, nel presente lavoro di tesi, le possibili evoluzioni future a fronte di una massiccia penetrazione di generazione distribuita.

### **2.1 La rete di distribuzione di tipo "industriale" utilizzata come riferimento per lo studio**

Lo sviluppo delle smart grid andrà a sconvolgere l'assetto originario del sistema elettrico nella sua interezza, coinvolgendo complessivamente ma differenzialmente tutte le gerarchie della rete; se da un lato si prospettano molti cambiamenti sotto l'aspetto di comunicazione, gestione e controllo lungo la rete magliata di trasmissione, ancor più rilevanti saranno i cambiamenti che andranno ad interessare la rete di distribuzione in media e bassa tensione; per quest'ultima infatti si profila una diffusione capillare della generazione distribuita che, aldilà degli indubbi benefici ambientali, provocherà non pochi inconvenienti al sistema elettrico.

In generale è possibile definire diverse tipologie di rete di distribuzione: "rurale", "industriale" ed "urbana".

I fattori che maggiormente caratterizzano la rete di distribuzione rurale sono la struttura radiale con poche contro alimentazioni, il rapporto R/X prossimo all'unità, la lunghezza elevata dei feeders e la modesta entità del carico con prevalenza di utenze BT, elementi che possono dar luogo a dissimmetrie, cadute di tensione elevate e affidabilità modesta. Per di più la non omoteticità del profilo di consumo rispetto al profilo della generazione distribuita (come ad esempio il fotovoltaico) può provocare inversioni di flusso consistenti, problemi alla regolazione di tensione, problemi con il variatore sotto carico in cabina primaria e congestioni critiche che le reti rurali non sono in grado di gestire allo stato attuale.

Per quanto riguarda le reti di tipo industriale invece, queste sono mediamente più corte delle linee rurali e hanno maggiori sezioni e maggiore penetrazione del cavo interrato rispetto agli ambiti rurali; inoltre sono caratterizzate da una diffusa presenza di sistemi di generazione programmabili. Gli utenti connessi alle reti industriali sono di tipo commerciale, industriale o gruppi di utenze residenziali che richiedono potenza specifica elevata. Questa configurazione di rete inoltre dovrà essere in grado di ospitare, nel lungo periodo, aree adibite alla ricarica dei veicoli elettrici (grosso carico aggiuntivo, con un profilo variabile a seconda del tipo di ricarica del veicolo) e quindi garantire che i conseguenti effetti sui profili di tensione e sui gradi di carico non violino i limiti sanciti dalle normative [7].

Infine per quanto riguarda la rete di tipo “urbana”, essa risulta molto suscettibile alle variazioni che caratterizzano le utenze di tipo residenziale, anche a livello di singola tecnologia coinvolta nella stessa tipologia di utenza, quindi il suo comportamento è strettamente legato al tipo di apparecchiatura in ambito domestico o terziario; sarà determinante per questa tipologia di rete di distribuzione lo sviluppo dello smart metering residenziale che, attraverso una gestione coordinata ed “intelligente” dei diversi dispositivi domestici (carichi e generatori), sarà in grado di ottimizzare il funzionamento della rete, sanare problemi di sovratensioni, inversioni di flusso e perdite che tipicamente si verificano quando viene a mancare la corrispondenza tra generazione e carico.

La rete considerata in questo lavoro di tesi è una rete di riferimento selezionata a rappresentare le reti di distribuzione classificabili di tipologia industriale; si tratta di una rete MT reale alimentata da una Cabina Primaria, di cui una parte significativa delle utenze è di carichi connessi in media tensione di tipologia industriale o commerciale, le restanti utenze sono di tipo residenziale connesse alla rete di bassa tensione.

La rete di riferimento industriale è composta da 318 nodi di cui un nodo di alta tensione (132 kV) e 317 nodi in media tensione (15 kV); di questi ultimi 130 rappresentano punti di connessione di cabine secondarie che alimentano reti di bassa tensione, e che sono rappresentate come aggregati connessi direttamente alla rete di media tensione, la rete si estende per 115 km su sette feeder.

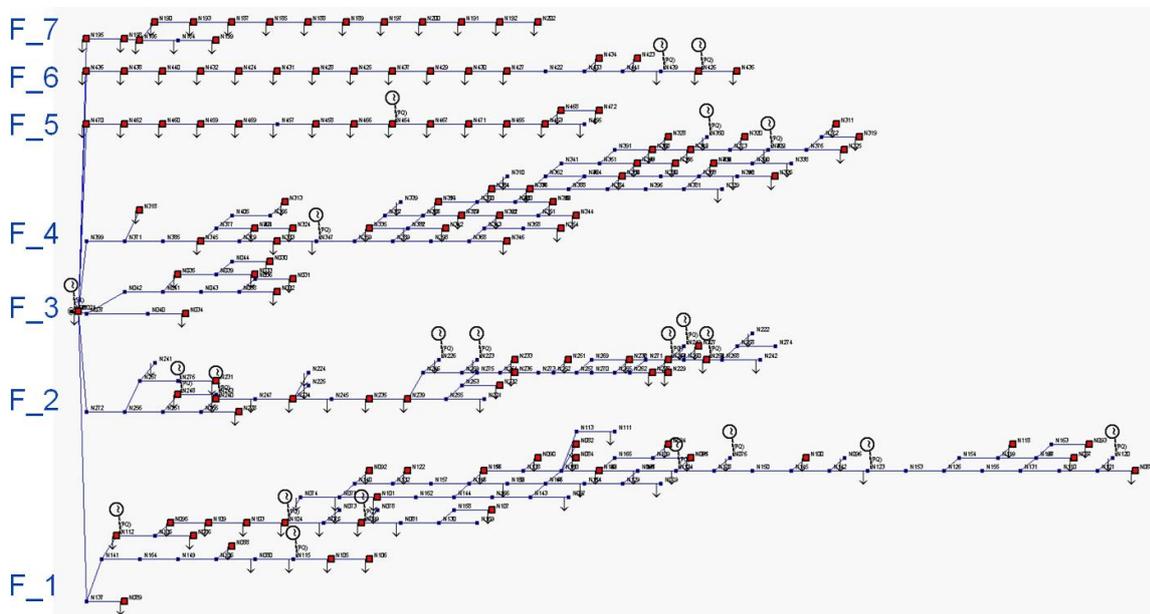


fig 2.1 schema unifilare della rete di riferimento industriale originaria

	<b>Nodi MT</b>	<b>L [km]</b>	<b>Pot. TOT [MVA]</b>	<b>Pot. BT [MVA]</b>	<b>% Pot. BT</b>	<b>Pot. Gen. [MVA]</b>
<b>F_1</b>	96	31.930	9.801	3.040	31	4.321
<b>F_2</b>	56	23.713	4.690	1.455	31	2.864
<b>F_3</b>	15	4.892	0.477	0.477	100	0.000
<b>F_4</b>	97	30.492	4.026	3.292	82	0.789
<b>F_5</b>	16	7.857	9.164	1.083	12	29.935
<b>F_6</b>	20	10.887	1.880	1.116	59	2.050
<b>F_7</b>	16	5.778	2.968	2.160	73	0.000
<b>TOT</b>	<b>316</b>	<b>115.5</b>	<b>33</b>	<b>12.6</b>	<b>38</b>	<b>40</b>

TAB2.1 :grandezze caratteristiche della rete di riferimento

L'alimentazione dalla rete avviene attraverso un trasformatore 132/15 kV da 25 MVA in cabina primaria, munito di variatore sotto carico del rapporto di trasformazione tra  $\pm 10\%$  del valore nominale, con gradini di ampiezza 1%.

La potenza installata complessiva delle utenze connesse alla rete è pari a 33 MVA, di cui 12.6 MVA sono attribuiti ai carichi aggregati delle utenze BT. La potenza generata complessiva è pari a circa 40 MVA, di cui 30 MVA sono da attribuire al feeder F\_5 che alimenta un gruppo di quattro generatori rotanti.

Per quanto riguarda i profili di carico, si sono ipotizzati, in prima analisi, tre andamenti:

1. IND: andamento relativo alle utenze di tipo industriale, tipicamente impianti con valori considerevoli di potenza installata;
2. COM: andamento che descrive la curva di carico di utenze commerciali allacciate alla rete MT, come ad esempio grandi centri commerciali [8];
3. RES: curva di carico tipica delle utenze residenziali, utilizzata per caratterizzare gli aggregati delle reti BT [8].

Per quanto riguarda i profili di generazione, si sono considerati tre andamenti:

1. WIND: curva che caratterizza la generazione derivante da turbina eolica, caratterizzata da un andamento fortemente variabile nelle 24 ore [8];
2. CHP: andamento della produzione di energia elettrica derivante da un impianto cogenerativo [8];
3. PV: tipica curva di produzione degli impianti fotovoltaici, associata a tutti i generatori statici allacciate alla rete.

I profili giornalieri di carico e generazione descritti sono riportati rispettivamente in figura 2.2 e 2.3.

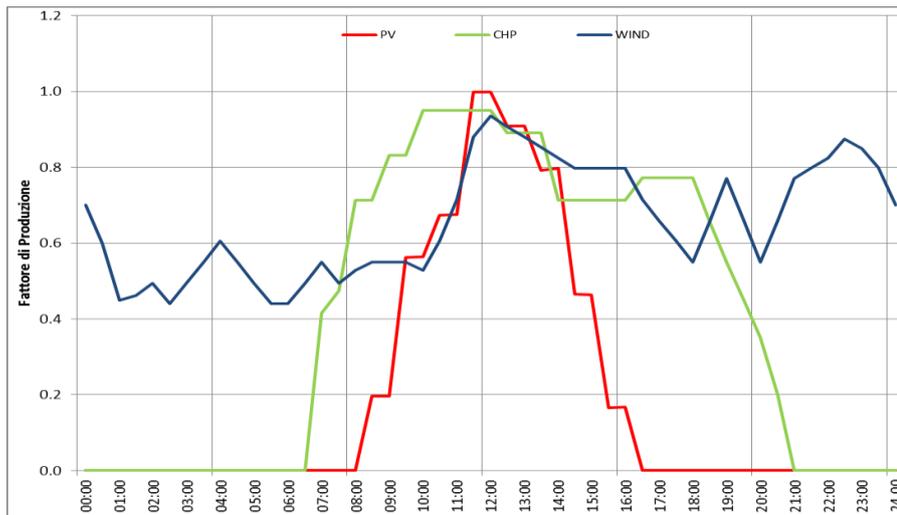


fig.2.2 profili giornalieri di generazione

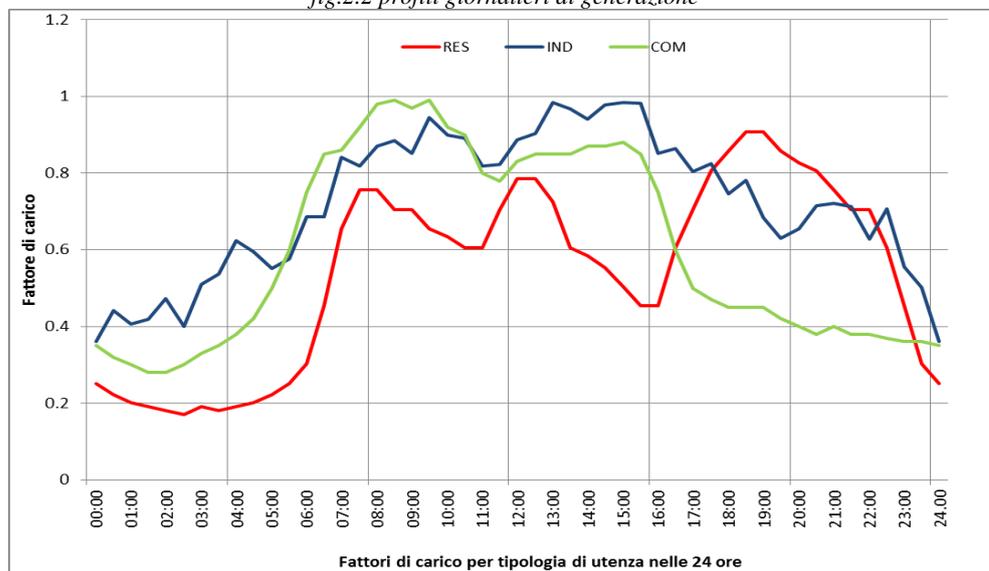


fig.2.3 profili giornalieri di carico

### 2.1.1 La rete "industriale" in forma ridotta: rete cluster

Partendo dalla rete di riferimento suddetta, si è costruita in seguito una rete "clusterizzata", ossia un sistema di dimensioni ridotte (circa del 70% rispetto al numero di nodi originale) ma che rappresenti l'equivalente in termini di potenza distribuita, facilitando così i successivi studi di rete.

Data la natura industriale della rete di riferimento, si è deciso di mantenere immutati i carichi in media tensione, rappresentanti utenze direttamente connesse a tale livello di tensione. Di conseguenza, nella rete ridotta si potranno trovare più carichi connessi ad uno stesso nodo. Per procedere alla riduzione della rete originale (318 nodi), si sono adottati dei criteri che possono essere sintetizzati nel seguente modo:

1. I carichi collegati in posizione terminale su ciascun feeder sono stati accorpati al nodo a monte aggiungendo alla potenza installata le perdite in linea che si avevano nello scenario con potenze nominali (caso peggiore);
2. I carichi disposti lungo una linea (feeder) sono stati accorpati sommando le rispettive potenze installate e posizionando il nodo equivalente in modo baricentrico rispetto alla coppia iniziale, mantenendo invariata l'estensione della linea;
3. I nodi di collegamento (privi di carico) nella rete originale sono stati eliminati considerando il ramo a valle come ulteriore tronco della linea a monte. Questo criterio non vale per quanto riguarda i nodi di collegamento a clienti MT, che non sono stati modificati;

La rete ottenuta secondo i criteri descritti, è quella rappresentata dallo schema unifilare che segue.

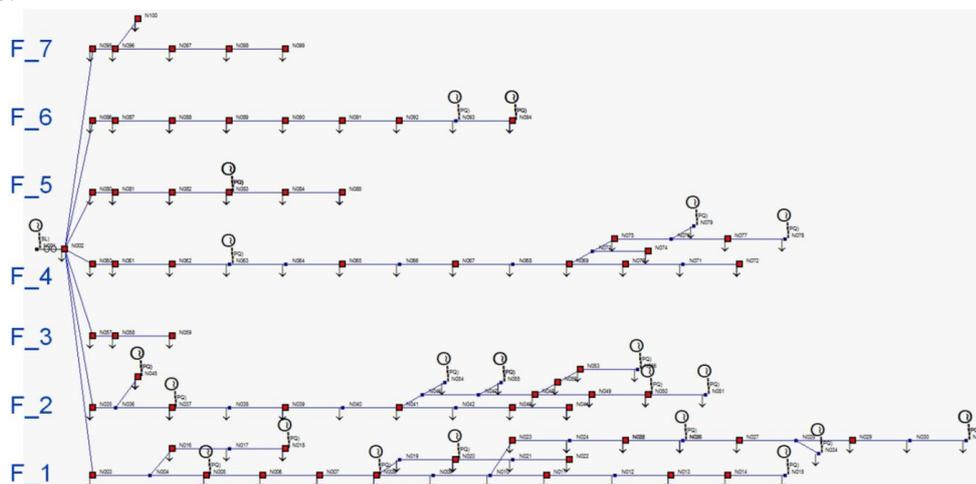


fig.2.4 schema unifilare della rete di riferimento industriale ridotta

	<b>Nodi MT</b>	<b>L [km]</b>	<b>Pot. TOT [MVA]</b>	<b>Pot. BT [MVA]</b>	<b>% Pot. BT</b>	<b>Pot. Gen. [MVA]</b>
<b>F_1</b>	32	20.399	9.781	3.025	31	4.321
<b>F_2</b>	22	18.090	4.674	1.452	31	2.864
<b>F_3</b>	3	1.335	0.471	0.471	100	0.000
<b>F_4</b>	20	15.497	3.987	2.545	64	0.789
<b>F_5</b>	6	5.865	9.141	1.062	12	29.935
<b>F_6</b>	9	9.033	1.871	1.110	59	2.050
<b>F_7</b>	6	4.800	3.125	2.316	74	0.000
<b>TOT</b>	<b>98</b>	<b>75</b>	<b>33</b>	<b>12</b>	<b>36</b>	<b>40</b>

TAB2.2 :grandezze caratteristiche della rete di riferimento ridotta

Allo scopo di evidenziare la validità della riduzione effettuata sono state realizzate delle simulazioni su entrambe le reti secondo uno scenario "baseline"; si tratta di uno scenario di

carico e generazione che utilizza i profili indicati in precedenza per effettuare una simulazione lungo le 24 ore, i carichi rappresentanti aggregati di reti BT vengono scalati all'80% della potenza installata per considerare la non contemporaneità dei carichi in bassa tensione. Le potenze complessive di carichi e generatori, suddivise per tipologia, nello scenario "baseline" sono riportate nella seguente tabella.

	CARICO			GENERAZIONE		
	RES	COM	IND	WIND	CHP	PV
F_1	3.040	0.461	6.300	0.700	0.000	3.621
F_2	2.160	0.000	0.808	0.000	0.000	2.864
F_3	1.455	0.422	2.813	0.000	0.000	0.000
F_4	3.292	0.167	0.567	0.000	0.000	0.789
F_5	1.116	0.097	0.667	13.348	16.587	0.000
F_6	1.083	0.084	7.997	0.000	0.500	1.550
<b>TOT</b>	<b>12.623</b>	<b>1.230</b>	<b>19.152</b>	<b>14.048</b>	<b>17.087</b>	<b>8.824</b>

TAB2.3 :potenze di carichi e generatori secondo scenario baseline.

La simulazione effettuata nello scenario "baseline" dimostra che non ci sono violazioni della fascia ritenuta accettabile di  $\pm 5\%$  Vn in tutti i nodi, avendo impostato il set-point di tensione per il trasformatore variatore sotto carico 1 p.u..

E' stato condotto un confronto sistematico dei risultati di simulazione nelle 24 h ottenibili sulle due reti, in termini di tensioni, correnti e potenze, del quale si riporta di seguito un riassunto delle tensioni minime e massime per 24 intervalli temporali registrati sulla rete originale e clusterizzata allo scopo di evidenziare la coerenza dei risultati ottenuti, nonché la validità della riduzione effettuata.

TAB2.4 :riassunto risultati flussi di potenza con scenario "baseline".

RETE SOLO MT (317 nodi)					RETE CLUSTERIZZATA (100 nodi)				
Ora	Max_tensioni		Min_tensioni		Ora	Max_tensioni		Min_tensioni	
	Nome_N	V_max	Nome_N	V_min		Nome_N	V_max	Nome_N	V_min
0	N_464	1.016	N_093	0.992	0	N_083	1.015	N_033	0.991
1	N_021	1.004	N_093	0.985	1	N_002	1.003	N_033	0.984
2	N_021	1.012	N_093	0.992	2	N_002	1.011	N_033	0.991
3	N_021	1.010	N_093	0.988	3	N_002	1.009	N_033	0.986
4	N_021	1.007	N_093	0.979	4	N_002	1.006	N_033	0.978
5	N_021	1.007	N_093	0.982	5	N_002	1.006	N_033	0.980
6	N_021	1.007	N_093	0.974	6	N_002	1.006	N_033	0.972
7	N_464	1.010	N_093	0.963	7	N_083	1.009	N_033	0.962
8	N_464	1.025	N_093	0.965	8	N_083	1.024	N_033	0.964
9	N_464	1.026	N_093	0.968	9	N_083	1.025	N_032	0.967
10	N_464	1.032	N_094	0.976	10	N_083	1.031	N_014	0.975
11	N_464	1.036	N_094	0.979	11	N_083	1.035	N_014	0.978
12	N_464	1.038	N_094	0.977	12	N_083	1.037	N_014	0.976
13	N_464	1.026	N_094	0.965	13	N_083	1.025	N_014	0.965
14	N_464	1.028	N_094	0.976	14	N_083	1.027	N_014	0.975

15	N_464	1.024	N_094	0.969	15	N_083	1.022	N_014	0.968
16	N_464	1.034	N_093	0.979	16	N_083	1.033	N_032	0.978
17	N_464	1.031	N_093	0.971	17	N_083	1.031	N_033	0.970
18	N_464	1.029	N_093	0.969	18	N_083	1.028	N_033	0.969
19	N_464	1.028	N_093	0.971	19	N_083	1.027	N_033	0.970
20	N_464	1.009	N_093	0.965	20	N_083	1.008	N_033	0.965
21	N_021	1.006	N_093	0.965	21	N_002	1.005	N_033	0.964
22	N_021	1.013	N_093	0.977	22	N_002	1.012	N_033	0.977
23	N_464	1.014	N_093	0.982	23	N_083	1.013	N_033	0.981
24	N_464	1.028	N_001	1.000	24	N_083	1.026	N_001	1.000

Il comportamento della rete ridotta rispecchia in modo soddisfacente quello ottenuto per la rete originale, con uno scostamento massimo di 0.287%, come si evince dalla precedente tabella.

Una più immediata comprensione della rappresentatività della rete ridotta è data dalla figura 2.5, dove sono riportati i grafici di tensione (massima, minima e sbarra MT) calcolati su entrambe le reti nei nodi indicati in tabella, in particolare:

- N\_464, N\_093, N\_021 della rete originale (profili in linea continua);
- N\_083, N\_033, N002 della rete clusterizzata (profili tratteggiati).

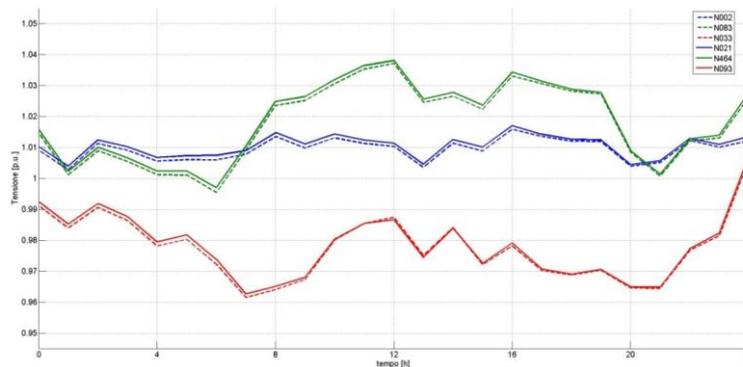


Figura 2.5. Confronto tra le tensioni massime, minime e alla sbarra MT

## 2.2 Definizione degli scenari per la rete in esame

Per costruire scenari futuri applicabili alle reti di riferimento, in particolare questo lavoro di tesi analizzerà il comportamento della rete di riferimento industriale in formato cluster più maneggevole e adatta agli scopi che ci si prefigge, è fondamentale individuare le variabili

che influenzano l'andamento della domanda e della produzione elettrica nelle realtà di reti MT/BT.

Le principali variabili che influenzano anzitutto la domanda elettrica negli scenari presenti in letteratura ( capitolo 1) sono legate allo sviluppo demografico, alla crescita economica, al prezzo delle materie prime , all'efficienza energetica negli usi finali e allo sviluppo di nuove tecnologie come ad esempio i veicoli elettrici. Solitamente per tenere conto di tutte le variabili legate alla crescita economica di un Paese, ci si riferisce a indicatori macroeconomici quale ad esempio l'intensità di uso dell'energia elettrica ovvero la quantità di elettricità (in kWh) consumata da ciascun settore per unità (in €) del rispettivo contributo alla formazione del PIL.

Nel 2010 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa 0.271 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante, con un incremento di +1.9% rispetto al 2009 [9]. In figura è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1980 al 2010, espressa in termini di tasso medio annuo decennale. Si può osservare che, nonostante le variazioni dell'intensità elettrica da un anno rispetto al precedente, la dinamica dell'intensità elettrica si è mantenuta in Italia nel campo dei valori positivi, anche nelle fasi di acuta crisi energetica di cui in precedenza e nell'anno di crisi economica del 2009. Si può inoltre constatare che il ritmo di crescita dell'intensità elettrica continua a progredire da parecchi anni, mantenendosi ormai stabilmente dai primi anni '90 in un intervallo tra +0,5% e +1,0% per anno.

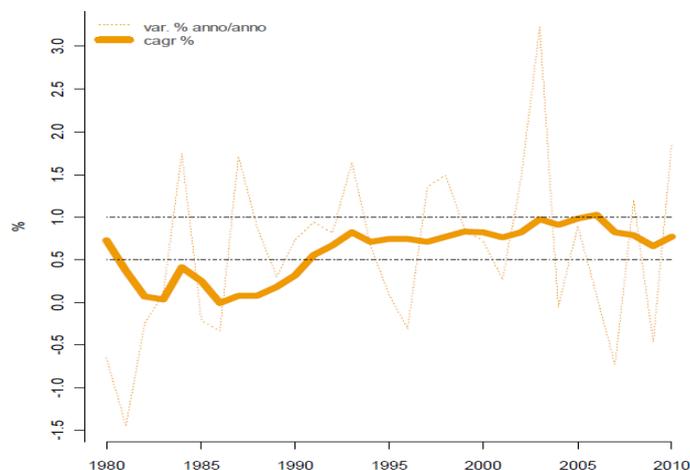


fig 2.6: intensità elettrica italiana dal 1980 al 2010

Un driver che può racchiudere sia l'aspetto legato al rispetto dell'ambiente (riduzione emissioni di CO<sub>2</sub>), sia quello legato all'innovazione tecnologica per la domanda è l'efficienza energetica, che si può tradurre in una diminuzione della totale domanda per effetto di uno sfruttamento più consapevole dell'energia elettrica.

Altro fattore rilevante nella definizione di scenari di lungo termine della domanda è senza dubbio legato allo sviluppo della mobilità elettrica, con particolare attenzione all'evoluzione dei veicoli elettrici, per la quale esistono diversi studi [10]. Lo scenario elaborato in [10] porterebbe alla evoluzione della domanda elettrica al 2030 di circa 18 TWh sui valori attuali

(lo studio considera diverse tipologie di veicoli elettrici, differenziati per diffusione e anno di entrata in commercio).

Per quanto riguarda invece i drivers che caratterizzano l'andamento della produzione elettrica, assumono importanza cruciale le decisioni sul tema delle politiche energetiche a livello governativo.

I driver politici sono principalmente dettati da obiettivi ambientali e da accordi, mirati a ridurre le emissioni di gas serra. I più noti in ambito europeo sono l'insieme di direttive emanate per il raggiungimento degli obiettivi 20-20-20, e la *Roadmap 2050*. In base all'analisi della situazione raggiunta dall'Italia negli ultimi anni, in termini soprattutto di produzione da fonti rinnovabili, appare evidente che gli obiettivi di produzione ed efficienza energetica, fissati al 2020, siano raggiungibili con le attuali politiche di supporto. Al contrario, gli obiettivi ben più ambiziosi della Roadmap 2050 richiederebbero l'introduzione entro pochi anni di nuove azioni incentivanti. Tuttavia, l'attuale negativa congiuntura economica europea e le pessime condizioni finanziarie Italiane potrebbero determinare anche uno scenario di recessione per il settore energetico, caratterizzato dall'eliminazione o dalla forte riduzione degli incentivi. Per questo motivo, nella definizione dei possibili scenari evolutivi che si andranno ad applicare alla rete di riferimento industriale, sono stati considerati tre ipotesi di interventi politici (*policy drivers*): il mantenimento dell'attuale sistema di incentivi alla diffusione delle rinnovabili e all'incremento dell'efficienza energetica (*current policy, BAU*), l'introduzione di nuove politiche ancora più forti per il raggiungimento degli obiettivi fissati nella roadmap 2050 (*new policy, ROADMAP*), e l'eliminazione o la forte riduzione degli incentivi esistenti (*absence of energy policy, RECESSION*).

Ecco che allora gli scenari evolutivi per le reti elettriche di distribuzione saranno specificati secondo tre indicatori:

- l'evoluzione della domanda elettrica,
- la diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili,
- la possibile adozione del concetto di mobilità elettrica.

Quest'ultimo aspetto avrà una ricaduta molto forte sulle reti elettriche soprattutto in ambito urbano e industriale, per la presenza di un numero elevato di veicoli elettrici che si ricaricheranno attraverso il sistema di distribuzione (appare poco probabile la diffusione di sistemi di ricarica basati sulla sostituzione delle batterie scariche).

Incrociando le ipotesi fatte in precedenza, è possibile definire teoricamente fino a nove scenari evolutivi, riassunti nella tabella seguente. Ovviamente, è diversa la probabilità di occorrenza di ciascuno scenario, ma lo è anche l'impatto che questi scenari potrebbero avere sul sistema di distribuzione. A tale riguardo, è importante notare che alcuni scenari possono essere abbastanza simili così come il loro impatto sull'evoluzione delle reti. Pertanto, andranno selezionati solo gli scenari più indicativi per lo specifico ambito territoriale

(urbano, industriale o rurale), ossia quelli che potranno mettere maggiormente in risalto le criticità di gestione e pianificazione.

tabella 2.5: scenari evolutivi di riferimento per lo studio effettuato nel periodo 2010-2030

Sviluppo economico	Azioni politiche		
	PC (politiche correnti)	PN (politiche nuove)	AP (assenza politiche)
SEM sviluppo economico moderato	B.A.U. GD → crescita tendenziale LOAD → crescita tendenziale V.E. → diffusione modesta (dal 2020)	PN – SEM GD → crescita alta LOAD → crescita contenuta (per efficienza energetica) V.E. → diffusione discreta	AP – SEM GD → crescita modesta LOAD → crescita tendenziale V.E. → diffusione scarsa (dal 2020)
SEA sviluppo economico alto	PC – SEA GD → crescita alta LOAD → crescita alta V.E. → diffusione modesta	ROADMAP GD → crescita massima LOAD → riduzione per efficienza compensata per elettrificazione della domanda V.E. → diffusione massima	AP – SEA GD → crescita modesta LOAD → crescita alta V.E. → diffusione modesta
SED sviluppo economico debole	PC – SED GD → crescita modesta LOAD → crescita contenuta V.E. → assente	PN – SED GD → crescita tendenziale LOAD → crescita tendenziale V.E. → diffusione scarsa (dal 2020)	RECESSION GD → crescita modesta LOAD → contrazione consumi (fino al 2020) e lenta ripresa V.E. → assente

In tabella sono stati evidenziati i tre scenari principali che verranno presi a riferimento in questo studio di rete:

1. *Scenario BAU (Business-As-Usual)*: di tipo “tendenziale” o “conservativo”, assume il quadro delle politiche e misure attualmente in vigore e descrive l’evoluzione del sistema in linea con il trend attuale in assenza di nuovi interventi di politica energetica e ambientale;
2. *Scenario ROADMAP*: rappresenta lo scenario più “spinto”, caratterizzato da nuove politiche di promozione per l’efficienza energetica, per le fonti rinnovabili e per la

diffusione dei Veicoli Elettrici (V.E.);

3. *Scenario RECESSION*: di recessione economica e con eventuale limitazione/eliminazione delle politiche incentivanti esistenti.

Lo *scenario BAU* ipotizza una sostanziale continuazione delle tendenze dei fattori che più influenzano il consumo e la produzione di energia elettrica (e.g., PIL, progresso tecnologico, crescita/decrecita demografica e tiene conto degli effetti della recente crisi economica). Nessuna nuova politica di efficienza energetica o di incentivazione all'uso delle rinnovabili, ma la continuazione delle attuali politiche di supporto moderato (es. pacchetto 20-20-20). Senza specifiche azioni mirate all'adozione dei veicoli elettrici, la loro diffusione risulterà modesta e apprezzabile solo dopo il 2020, in cui si potrà ipotizzare una riduzione dei costi per un miglioramento nelle capacità produttive delle compagnie automobilistiche.

Lo *scenario ROADMAP* è stato ipotizzato in linea con gli obiettivi più ambiziosi di contenimento delle emissioni di gas serra e di aumento dell'efficienza energetica (e.g. "Roadmap 2050" [5]). Per l'ottenimento di questi obiettivi si dovranno introdurre già da ora nuovi e adeguati meccanismi di supporto e di incentivazione delle FER e dell'efficienza dei consumi. Inoltre, si ipotizza una piena applicazione del concetto di mobilità elettrica.

Lo *scenario RECESSION* è caratterizzato, invece, da limitazioni e/o eliminazioni degli incentivi per le rinnovabili sulla base del raggiungimento della "grid parity" per le tecnologie più evolute (Fotovoltaico, Eolico, Bioenergie). In questo scenario non è prevista la diffusione dei veicoli elettrici.

### 2.2.1 Definizione dei trend applicati alla rete di riferimento in esame (versione cluster)

Si analizzano nel seguito i tre scenari ipotizzati stabilendo i possibili trend futuri delle principali tipologie di carichi e generatori allacciati alla rete di riferimento industriale.

Per quanto riguarda lo scenario BAU si prendono come riferimento gli andamenti tendenziali riportati da alcuni studi di settore [3] di cui i relativi tassi sono riportati in tabella 2.6 e 2.7; la domanda è attesa in crescita in ciascun settore in particolare in quello terziario comunque con tassi molto inferiori a quelli attesi per la produzione, specie da fonte rinnovabile, per la quale è attesa una forte incidenza della generazione da fotovoltaico.

Lo scenario evolutivo ROADMAP si pone come obiettivo di rappresentare la crescita di domanda e offerta di energia elettrica in presenza di particolari sistemi di incentivazione; vanno quindi focalizzate quelle tecnologie che possono subire un sensibile sviluppo dal 2010 al 2030 arrivando a delineare i fattori di crescita per ciascuna tipologia di carico e generazione considerata. I principali sviluppi tecnologici possono essere riassunti come segue:

- Aumento dell'efficienza energetica, che condiziona il consumo di energia elettrica da parte degli utenti finali, in particolare:
  - Per le utenze residenziali a fronte di una maggiore efficienza nei consumi si attende una crescita nell'elettrificazione dei servizi;
  - Per le utenze industriali sarà determinante nel contenere la crescita di domanda elettrica, l'adozione sempre più diffusa di sistemi di auto produzione;
- La generazione distribuita in questo scenario è attesa in forte crescita in particolare la generazione da fotovoltaico ed eolico, che causerà certamente non pochi problemi in termini di gestione di rete, in particolare in relazione al fatto che i tassi di crescita della produzione sono nettamente diversi dai tassi della domanda.
- Sviluppo della mobilità elettrica: dal punto di vista della rete è vista come diffusione di parcheggi e aggregati di veicoli elettrici associati ad aree residenziali/commerciali. Nel seguito del lavoro si provvederà ad indicare il profilo di carico e la stima del tasso di crescita nel lungo periodo della diffusione dei veicoli elettrici (esentato lo scenario RECESSION).

Nell'ultimo scenario, RECESSION, le ipotesi assunte sono di recessione economica del Paese da cui segue una riduzione delle attività produttive in un primo periodo (2010-2020) per poi seguire una lenta ripresa nel secondo periodo (2020-2030).

Questo si traduce in un tasso di crescita medio annuo molto ridotto per le utenze, specie l'industriale. In merito alla generazione elettrica per i primi anni si attende una crescita molto modesta demandata dapprima all'esaurimento degli incentivi per il fotovoltaico, mentre per le altre fonti l'assenza di nuovi incentivi o investimenti provocherà una riduzione delle previsioni fatte per lo scenario BAU.

Per quanto riguarda la mobilità elettrica, stante l'ipotesi di recessione economica, questa tecnologia, non ancora competitiva nel breve/medio periodo, non risulta conveniente e perciò non è prevista una effettiva applicazione sulle reti di distribuzione industriali.

tabella 2.6: tassi di crescita medi della domanda nel periodo 2010-2030

Tipologia di utenza	Tasso medio annuo %		
	B.A.U.	ROADMAP	RECESSION
Industriale	0.7 %	1 %	0.4 %
Residenziale	1.2 %	2 %	1 %
Commerciale	2 %	3 %	1.5 %

TABELLA 2.7: TASSI DI CRESCITA DELLA GENERAZIONE NEL PERIODO 2010-2030

Tipologia di generatore	Tasso medio annuo %		
	B.A.U.	ROADMAP	RECESSION
Fotovoltaico (PV)	10 %	12 %	8 %
Eolico	3.9 %	8 %	2.5 %
Cogenerazione (CHP)	2.2 %	5 %	1.5 %

## 2.3 Il programma di calcolo

Il presente lavoro di tesi è stato sviluppato con riferimento ai dati del Progetto “ATLANTIDE”. Le simulazioni sono state condotte con il programma Matlab.

ATLANTIDE è una sigla che prende il nome dal progetto di ricerca “Archivio TeLemAtico per il riferimento Nazionale di reTI di Distribuzione Elettrica” che si prefigge di definire un archivio di modelli di reti di distribuzione che faccia da riferimento per future ricerche ed iniziative di sviluppo. Il suo scopo principale è quello di ottenere modelli per le configurazioni di reti del nostro territorio, modelli di componenti e possibili scenari di evoluzione dei sistemi di distribuzione nel prossimo futuro.

### 2.3.1 Le fasi del programma di simulazione

Le fasi principali del programma si possono riassumere in:

- Fase di preparazione/settaggio:

- Impostazione del tipo di calcolo: singolo o su più istanti temporali;
- Scelta delle date e del passo;
- Selezione del foglio di calcolo da cui prelevare i dati della rete;
- Selezione del foglio di calcolo da cui prelevare i componenti;
- Selezione dei diagrammi di carico e produzione;
- Scelta del file Excel in cui salvare i risultati;

- Fase di calcolo:

- Acquisizione dei dati della rete dal foglio scelto, con applicazione dei diagrammi di carico e di produzione indicati;
- Calcolo della matrice alle ammettenze alla sequenza diretta;
- Determinazione dello Jacobiano del sistema;
- Calcolo della matrice colonna degli scarti di potenze attive e reattive ai nodi;
- Procedimento di Newton- Raphson: uscita tensioni nodali;
- Calcolo correnti ai rami.

- Analisi dei risultati:

- Creazione di un diagramma a barre che riporta le tensioni nei nodi ed evidenzia la fascia di tolleranza del valore del modulo, riportando la data relativa al massimo e al minimo raggiunti per ogni nodo;
- Possibilità di aggiungere al grafico a barre un profilo delle tensioni nei nodi relativo ad una data scelta;
- Funzione di tracciamento della rete con strumenti grafici di Matlab, con possibilità di visualizzare le tensioni ai nodi in modulo e in p.u., le potenze e le correnti ai nodi e fluenti nei rami, oltre all'opportunità, nel caso di Load Flow con regolazione, di evidenziare le aree selezionate per la procedura automatica nella data selezionata;
- Visualizzazione degli andamenti di tensione, delle curve di durata e dei diagrammi a dispersione per ogni nodo della rete;
- Visualizzazione delle potenze assorbite e generate, attive e reattive durante tutto il periodo considerato;
- Possibilità di salvare i risultati di Load Flow in un determinato istante del periodo in questione.

*2.3.1.1 Descrizione della fase di preparazione e settaggio*

All'avvio dello script principale NRLFmain.m viene visualizzato il pannello del programma; innanzitutto si evidenzia la possibilità di realizzare load flow singoli o multipli (checkbox (A) in alto a sinistra) con la conseguente modifica della data in cui realizzare il load flow o la scelta di due date con il relativo passo di iterazione da impostare. Un'altra possibilità per effettuare loadflow multipli anche su date distanti tra loro, pratica che si renderà necessaria nelle simulazioni giornaliere sul lungo periodo, è quella di modificare, come è stato fatto per questo lavoro di tesi, la function principale del programma EseguiLF.m, richiamata dallo script NRLFmain.m, inserendo un ciclo che richiami le diverse date impostate direttamente nel programma in esame rendendo non più necessaria l'impostazione all'interfaccia .

Nel pannello sottostante, "FileDati"(B), viene selezionato il tipo di file in ingresso e il suo nome, che può essere richiamato dal menù a tendina che riporta tutti i nomi dei file dello stesso tipo presenti nella directory; in questo menù saranno caricati quindi tutti i file Excel che rappresentano le diverse configurazioni assunte dalla rete cluster secondo i tre diversi scenari esaminati. Sempre nel pannello filedati è possibile selezionare la libreria dei componenti della rete contenente le proprietà di: linee, carichi, generatori, trasformatori e la libreria profili contenente i profili annuali, mensili, settimanali, giornalieri di carichi e generatori.

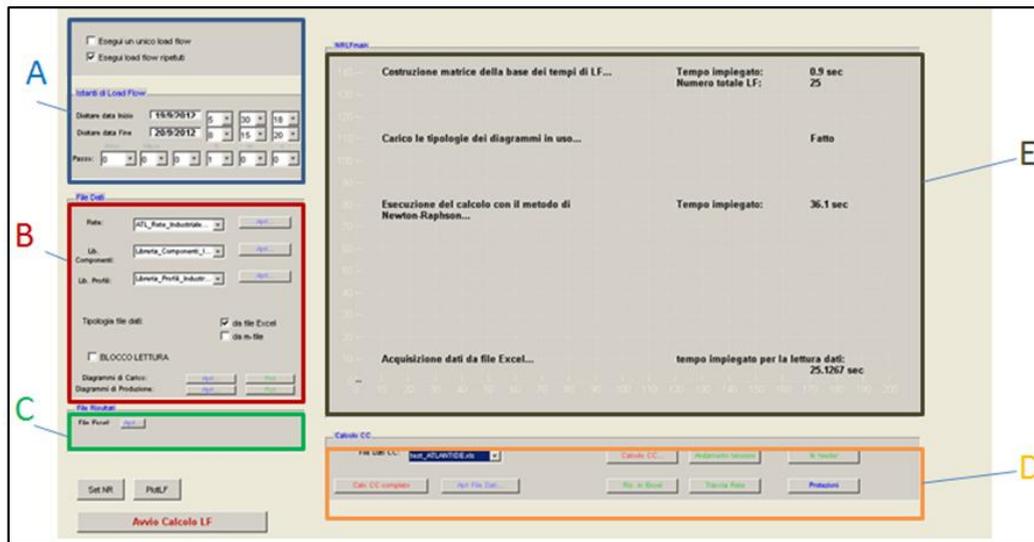


fig 2.7: interfaccia grafica per settaggio e avvio della simulazione

Si può quindi scegliere il nome del foglio di calcolo in cui salvare i risultati dal pannello “File Risultati” (C) con l’apposito pulsante. E’ presente un riquadro dove viene visualizzato l’avanzamento del calcolo (E). Infine è presente il pannello per il calcolo delle correnti di corto circuito che permette di eseguire il calcolo delle correnti di guasto nel caso di guasto monofase a terra, trifase, bifase e bifase a terra (D). Il calcolo si avvia con il pulsante “Calcolo CC completo” o con “Calcolo CC”. Nel primo caso viene eseguito un calcolo di cortocircuito per ciascuna delle modalità previste, cioè: sovrapposizione degli effetti e calcolo secondo la Norma IEC 60909 per corrente massima e secondo la stessa norma per la corrente minima, mentre nel secondo caso si esegue un calcolo relativo esclusivamente ai dati inseriti nel file d’ingresso. Come si può notare dalla figura, il calcolo di corto circuito richiede un ulteriore file dati, che deve contenere informazioni riguardanti il metodo da seguire per l’analisi e altri parametri quali l’impedenza di guasto, la lista di nodi su cui eseguire la simulazione e lo stato del neutro.

Va ricordato fin da ora che in questa tesi non vengono approfondite le funzionalità del calcolo di correnti di corto circuito in quanto il lavoro si concentra sulla individuazione di contingenze partendo dal risultato del Load Flow ottenuto mediante metodo iterativo Newton-Raphson.

### 2.3.1.2 Descrizione della fase di calcolo

Una volta avviato il calcolo di load flow, attraverso apposito pulsante di interfaccia, si richiamano una serie di funzioni in cascata che consentono di arrivare alla risoluzione del problema ovvero al calcolo delle tensioni ai nodi in modulo e fase attraverso Newton-Raphson; in seguito viene richiamata la function flussi.m in cui vengono calcolati e salvati i valori di correnti e potenze in partenza e in arrivo alle linee.

- *EseguiLF.m*: Viene richiamata premendo il pulsante di avvio del calcolo Load Flow. Da qui vengono avviate le successive function per il calcolo.
- *CostrDati.m*: Provvede alla lettura del file excel dei dati della rete.
- *MKBaseTempi.m*: Costruisce la struttura principale della base dei tempi di Load Flow
- *LDDiagrammi.m*: Carica tutte le tipologie di diagrammi inserite nei file DatiTipoDC.m e DatiTipoDP.m.
- *ImpostaDati.m*: Riordina i nodi della rete secondo lo schema: Nodo di saldo, nodi generatori PV, nodi generatori PQ, nodi di carico PQ, altri nodi PQ connessi,

- eventuali altri nodi non connessi. Inoltre viene creato il vettore  $V_{base}$  delle tensioni di base dei nodi.
- *MtLinTra.m* Calcola la matrice alle ammettenze della rete relativa ai componenti di connessione, utilizzando lo schema a pi greco equivalente.
  - *CINR.m* Impostazione condizioni iniziali del Load Flow: limite iterazioni, tolleranze nelle stime, ecc.
  - *CalcoloLF.m* Contiene tutta la parte di computazione per il calcolo di potenze e tensioni. Viene iterata nel caso di Load Flow multipli.
  - *VdTGenCarLF.m* Caratterizzazione dei generatori e carichi con i propri diagrammi di carico/generazione e salvataggio delle potenze iniettate/assorbite ai nodi, divise per tipo (PV, PQ).
  - *Pstima.m* Stima di partenza di moduli e fasi dei potenziali ai nodi.
  - *Patt.m* Calcolo della matrice colonna delle potenze attive nei nodi PV e PQ.
  - *Qreatt.m* Calcolo della matrice colonna delle potenze reattive nei nodi PV e PQ.
  - *NRI.m* Si richiama quando venga selezionato il metodo di soluzione di Newton Raphson esteso, che ricorre al calcolo dell'intera matrice dello Jacobiano. Nella prima fase viene comunque effettuata una stima preliminare con il metodo di Scott (veloce).
  - *Flussi.m* valuta correnti e potenze complesse a ciascun nodo; quindi correnti e potenze ai rami della rete.

### 2.3.1.3 Analisi dei risultati

Dopo il calcolo delle grandezze di sistema, il comando nel programma Plot LF richiama l'omonima funzione per visualizzare il pannello dei risultati attraverso una comoda interfaccia grafica:

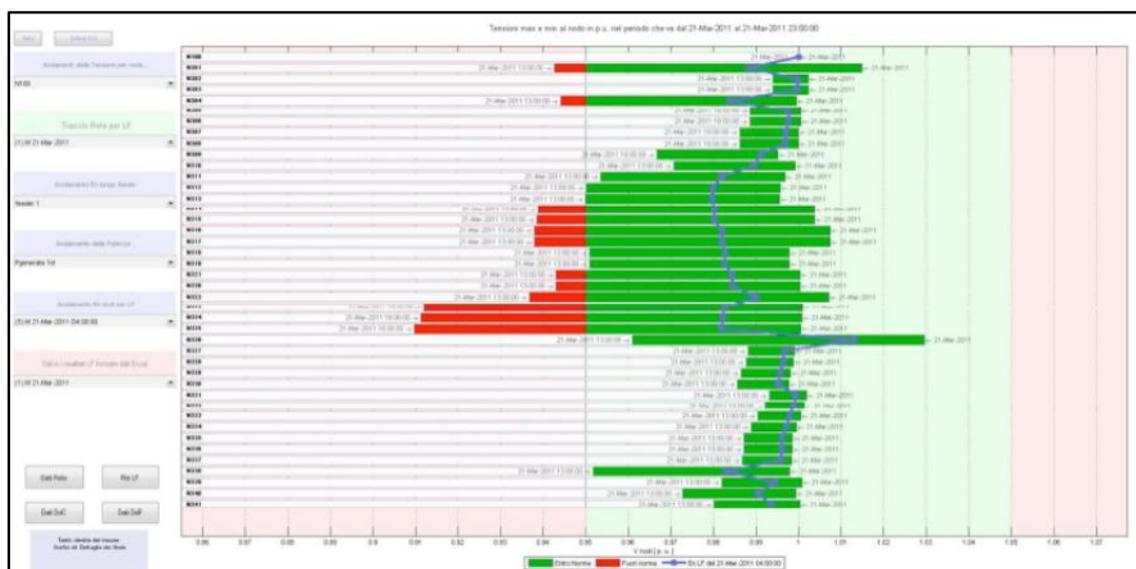


fig 2.8: interfaccia grafica per la visualizzazione di risultati della simulazione

Nell'esempio i risultati si riferiscono ad una simulazione su un intervallo giornaliero con calcoli di passo un'ora. Le opzioni di visualizzazione dei risultati sono:

- DIRETTA, come da figura, ovvero visualizzazione dei massimi e minimi di tensione tramite il diagramma a barre con evidenziati:
  - Escursioni del valore del modulo delle tensioni ai nodi, nell'arco delle 24 ore esaminate.
  - Data corrispondente ai minimi e ai massimi visualizzati per ogni nodo (riportata a fianco della rispettiva barra);
  - Andamento della tensione del singolo load flow selezionandolo dal menu a fianco;
- Visualizzazione dei diagrammi di potenza attiva o reattiva assorbita o generata complessiva durante l'arco della giornata;
- Salvataggio dei risultati su file Excel.

### 2.3.2 Calcolo dei flussi di potenza su un periodo stabilito

Nelle simulazioni su un intervallo temporale, vengono impiegati diagrammi di carico e generazione che devono essere impostati in precedenza su file matlab o anche tramite lettura da file excel. Questi dati sono necessari per ottenere una simulazione che ricalchi il comportamento tenuto da un certo utente nell'intervallo di tempo interessato, applicando il giusto fattore moltiplicativo alla potenza nominale del carico o generatore per attualizzarlo all'istante di calcolo raggiunto.

Tale fattore moltiplicativo (si veda Appendice A) viene composto combinando tra loro i seguenti quattro fattori:

- **fdcd**day: fattore giornaliero di carico, dipende dall'ora della giornata;
- **fd**cweek: fattore settimanale di carico, crea le variazioni del carico da un giorno all'altro nella settimana;
- **fd**cmonth: fattore mensile di carico, introduce le variazioni del carico che si hanno da un mese all'altro nell'anno;
- **fd**cyear: fattore annuale di carico, introduce le variazioni del carico che si hanno da un anno all'altro.
- **fd**pday: fattore giornaliero di produzione, dipende dall'ora della giornata;
- **fd**pweek: fattore settimanale di produzione, crea le variazioni della potenza generata da un giorno all'altro nella settimana;
- **fd**pmonth: fattore mensile di produzione, introduce le variazioni della potenza generata che si hanno da un mese all'altro nell'anno;
- **fd**pyear: fattore annuale di produzione, introduce le variazioni della potenza generata che si hanno da un anno all'altro.

Questo consente di ottenere una simulazione più vicina possibile al reale comportamento del carico/generatore nel lungo periodo.



# **CAPITOLO 3**

## **Ipotesi utilizzate per l'analisi di rete**

### **3.1 Impatti della generazione distribuita sulla rete di riferimento**

Alla rete di riferimento industriale presentata nel capitolo 2 (versione cluster), il cui assetto rimane costante negli anni, si applicano i tassi di incremento di generazione e carico previsti dai diversi scenari: recessione, bau e roadmap.

L'ammontare di carico e generazione è definito negli anni dai suddetti trend di crescita; per quanto riguarda invece la localizzazione della generazione distribuita, essa verrà scelta in base a criteri, spiegati nel paragrafo 3.2.4, che consentano di simulare le future condizioni di esercizio più gravi per la rete in termini di tensioni e gradi di carico.

Le simulazioni effettuate coprono l'arco temporale 2010-2030, prendendo in esame determinate date ritenute particolarmente significative, come verrà chiarito in seguito.

#### 3.1.1 Disposizioni vigenti in merito alla qualità di tensione sulle reti MT/bt

Le caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione in media e bassa tensione sono definite, per condizioni normali di esercizio, dalla norma CEI EN 50160 relativamente a: frequenza, ampiezza, forma d'onda, simmetria delle tensioni trifase.

Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche della tensione evidenziando i fenomeni che possono influenzarle, mentre, a titolo di esempio, la figura illustra i diversi tipi di variazione di ampiezza della tensione dovuti a fenomeni transitori ed impulsivi[7].

Caratteristica	Fenomeno	
	Tipo	Descrizione
Frequenza	Variazione	Scostamento dal valore nominale
Ampiezza	Variazione della tensione	Aumento o diminuzione della tensione
	Variazione rapida della tensione	Variazione rapida singola del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi mantenuti per durate definite ma non specificate
	Fluttuazione	Serie di variazioni di tensione o una variazione ciclica dell'involuppo di una tensione
	Sovratensioni	Innalzamenti della tensione misurati in valore assoluto istantaneo o in p.u. del valore nominale. Possono essere temporanee (di durata relativamente lunga) o transitorie (con durata di pochi millisecondi o inferiore)
	Buchi	Abbassamenti parziali compresi tra il 90% e l'1% della tensione dichiarata, seguiti da un ripristino dopo un breve periodo di tempo. Durata convenzionale compresa tra 10 ms e 60 s
	Interruzioni brevi	Abbassamenti della tensione al di sotto dell'1% della tensione dichiarata per una durata fino a 180 ms
	Interruzioni lunghe	Abbassamenti della tensione al di sotto dell'1% della tensione dichiarata per una durata maggiore di 180 ms
Forma d'onda	Armoniche ed interarmoniche	Deformazione della forma sinusoidale per effetto di componenti di tensione sinusoidale a frequenza multiplo intero (armoniche) della fondamentale o di componenti a frequenza non multiplo intero (interarmoniche) della fondamentale della tensione di alimentazione
Simmetria del sistema trifase	Squilibrio di tensione	Disuniformità dei valori efficaci delle tensioni di fase e/o degli angoli di fase tra fasi consecutive

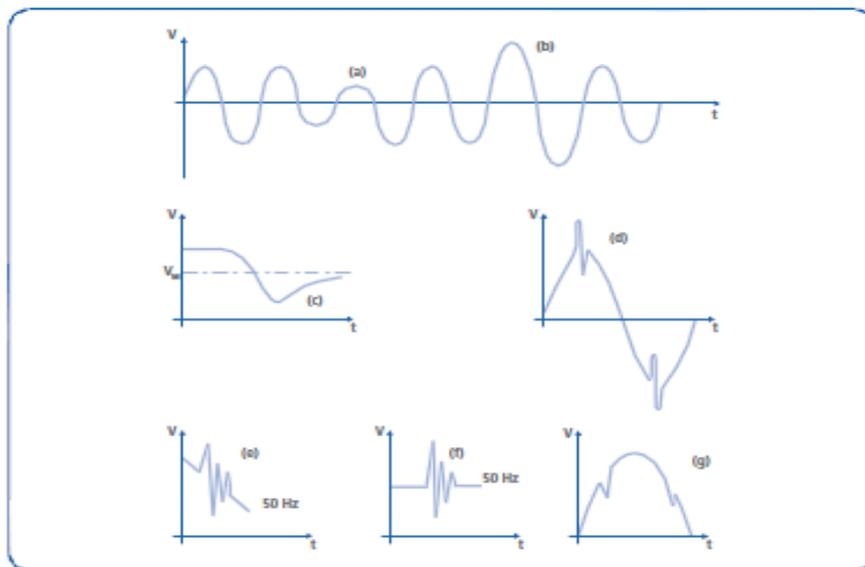


FIG. A-1 | Schematizzazione della tipologia di variazioni dell'ampiezza della tensione

- (a) Buchi di tensione
- (b) Sovratensioni non impulsive
- (c) Variazioni lente
- (d) Sovratensioni impulsive di lunga durata
- (e) Sovratensioni impulsive di media durata
- (f) Sovratensioni impulsive di breve durata
- (g) Transitori di commutazione

### Descrizione delle principali caratteristiche della tensione

Le definizioni ed i valori riportati nel seguito fanno riferimento alla CEI EN 50160. È opportuno ricordare che tale norma non è una “norma EMC” ma definisce e descrive i limiti e i valori massimi attesi entro cui gli utenti possono aspettarsi che rimangano contenute le caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione, caratteristiche che possono essere oltrepassate per il 5% di un determinato periodo di osservazione, ma che si riferiscono a tutti i terminali di consegna di una rete. Pertanto, per alcune caratteristiche della tensione, i valori forniti dalla CEI EN 50160 sono più elevati dei livelli di compatibilità, poiché non si considera la possibilità che tali valori possano essere superati in alcuni punti della rete.

### Frequenza

Le variazioni di frequenza sono scostamenti della frequenza di alimentazione dalla frequenza nominale della rete (50 Hz) e dipendono essenzialmente da eventi relativi al sistema di generazione e trasmissione ed in particolare:

- distacco di grossi gruppi generatori;
- applicazione di guasti in AAT e AT;
- apertura di linee di interconnessione "importanti";
- commutazione di grossi carichi.

La norma prevede una distinzione tra sistemi con interconnessione sincrona ai sistemi adiacenti e sistemi isolati più deboli ed in particolare, non riferimento al valore medio misurato in un intervallo di 10 secondi, le variazioni di frequenza indicate sono, per le reti sia MT sia BT:

- sistemi con connessione sincrona ad un sistema interconnesso: 50 Hz  $\pm$ 1% durante il 95% di un anno e 50 Hz +4% / -6% durante il 100% del tempo.

- sistemi senza connessione sincrona ad un sistema interconnesso (ad esempio, reti in operazione in isola): 50 Hz  $\pm 2\%$ , per il 95% durante una settimana e 50 Hz  $\pm 15\%$  durante il 100% del tempo;

#### Ampiezza della tensione di alimentazione

Corrisponde a:

- per reti BT alla tensione nominale pari a 230 V fase-neutro per sistemi trifase a 4 conduttori e a 230 V fase-fase per sistemi a 3 conduttori;
- per reti MT alla tensione dichiarata  $U_c$ , tensione pari normalmente alla nominale ma che, per ragioni contrattuali tra Cliente e distributore, può differire da quest'ultima.

#### Variazioni della tensione di alimentazione

In condizioni normali di esercizio, le variazioni di carico determinano delle variazioni della tensione media di alimentazione, compensate generalmente dalla regolazione automatica in poche decine di secondi. La norma prevede, escludendo le interruzioni di tensione:

- reti BT
  - durante qualsiasi periodo di una settimana il 95% dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediato nei 10 minuti, deve essere compreso in  $U_n \pm 10\%$ ;
  - tutti i valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 minuti, devono essere compresi in  $U_N +10\% / -15\%$ ;
- reti MT
  - durante qualsiasi periodo di una settimana il 95% dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediato nei 10 minuti, deve essere compreso in  $U$  nominale  $\pm 10\%$ ;

#### Variazioni rapide della tensione

##### Ampiezza delle variazioni rapide della tensione

Una variazione rapida della tensione è un abbassamento rapido del valore efficace della tensione fornita, per effetto delle variazioni di carico nelle installazioni o di manovre nel sistema. Per essere "visibile" una variazione rapida di carico richiede che questo ultimo abbia una potenza significativa rispetto alla potenza di corto circuito della rete di alimentazione al nodo di connessione del carico e normalmente si presenta con un iniziale brusco abbassamento, seguito da una rampa crescente terminante ad un valore di tensione inferiore a quello esistente prima della variazione di carico. Il fronte di discesa può avere durata anche di 10 ms, mentre la rampa di ripresa può durare diversi periodi della tensione di alimentazione. Occorre sottolineare come una variazione rapida della tensione, per essere tale, non deve superare il limite inferiore di tolleranza della tensione ( $U_n -10\%$ ), altrimenti verrebbe considerata un buco di tensione. Tipicamente le variazioni rapide hanno ampiezze non superiori al 5% della tensione nominale o dichiarata (il collegamento dei carichi in grado di determinarle è normalmente soggetto a regolamentazione) ma ampiezze superiori sino al 10% possono occasionalmente verificarsi (come, ad esempio, nel caso di aree rurali con lunghe linee di alimentazione). La norma prevede:

- reti BT ampiezze generalmente non superiori al 5% di  $U_n$  e variazioni, in talune circostanze, fino al 10% di  $U_n$  con una durata breve;
- reti MT ampiezze generalmente non superiori al 4% di  $U_c$  e variazioni, in talune circostanze, fino al 6% di  $U_c$  con una durata breve.

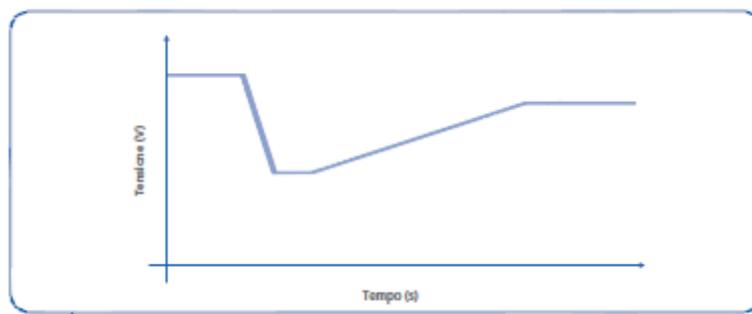


FIG.-3.1 Rappresentazione schematica di una variazione rapida di tensione

Il periodo di osservazione ed il limite della ripetitività non possono essere fissati in quanto troppo dipendenti dai casi specifici.

### Severità di flicker

Il flicker è l'effetto prodotto sulla percezione visiva dalla variazione dell'intensità luminosa di lampade soggette a fluttuazioni della loro tensione di alimentazione, composte da una sequenza di variazioni rapide in intervalli di tempo tali da determinare la sensazione di flicker (tipicamente si tratta di fluttuazioni che presentano frequenze di modulazione del 50 Hz tra 0,5 e 35 Hz).

La severità del disturbo è valutata con i seguenti parametri:

- severità a breve termine (Pst) misurata a intervalli consecutivi di 10 minuti con strumentazione conforme alla norma CEI EN 61000-4-15 e variante;
- severità a lungo termine (Plt) valutata sulla base di una serie di 12 valori consecutivi di Pst corrispondenti ad un intervallo di due ore, mediante la seguente espressione:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

(3.1)

la norma indica solo il parametro Pst, ritenendo questa quantità più significativa per descrivere la tensione di alimentazione.

Le misure sono eseguite tra le fasi nelle reti MT e fase-terra nelle reti BT: la misura fondamentale è l'indicatore di severità a breve termine, di cui dovrebbero essere considerati solo i valori misurati nell'arco di tempo in cui l'ampiezza della tensione di alimentazione si mantiene nell'intervallo  $\pm 10\%$  della tensione nominale o dichiarata e non è affetta da buchi di tensione.

La conformità alla norma prevede valori di Plt < 1 per il 95% del tempo di osservazione.

### Buchi di tensione

Il buco di tensione, generalmente dovuto a guasti in rete o negli impianti dei clienti e, in qualche caso, alla commutazione di grossi carichi (tipicamente l'avvio di grossi motori), è definito come

una riduzione improvvisa del valore efficace della tensione tra il 90% e l'1% del valore dichiarato  $U_c$ , riduzione seguita dal ritorno della tensione stessa, dopo un breve intervallo di tempo, ad un valore superiore al 90%  $U_c$ . Variazioni di tensione che non riducono la tensione a meno del 90% della tensione dichiarata non sono considerati buchi di tensione. La necessità di una misura pratica ha portato a definire il disturbo con riferimento alla tensione dichiarata piuttosto che a quella esistente al momento in cui si manifesta il disturbo: in tal modo si assicura che una riduzione della tensione di alimentazione fino 0 V corrisponda ad una riduzione del 100%.

Convenzionalmente la durata di un buco di tensione è tra 10 ms (tempo minimo di valutazione del valore efficace) e 1 minuto (per includere gli effetti della commutazione in rete di grossi carichi induttivi, motori, e l'inserzione dei trasformatori).

Il buco di tensione è pertanto un disturbo "bidimensionale", definito sia dalla durata, sia dalla sua profondità definita come differenza tra la tensione minima durante il buco e la tensione nominale o dichiarata.

Un buco di tensione viene classificato come un evento, indipendente dalla sua forma e dal numero di fasi coinvolte e questo perché gran parte delle utenze industriali e commerciali ricevono un'alimentazione trifase ma anche installazioni monofase possono includere apparecchiature sensibili ai buchi di tensione.

Trattandosi di eventi imprevedibili ed ampiamente aleatori con frequenza annuale notevolmente variabile in funzione del tipo di sistema di alimentazione e del punto di osservazione, la norma ne fornisce solo dei valori indicativi.

In particolare la norma indica come la maggior parte dei buchi abbia durata inferiore a 1s e profondità minore del 60%, anche se buchi di profondità superiore e durata maggiore possono talvolta verificarsi. In certe aree (tipicamente quelle con reti deboli come quelle rurali) viene inoltre indicata la possibilità del verificarsi molto frequente di buchi di tensione con profondità tra il 10% ed il 15% di  $U_c$  a seguito delle commutazioni di carico negli impianti utilizzatori.

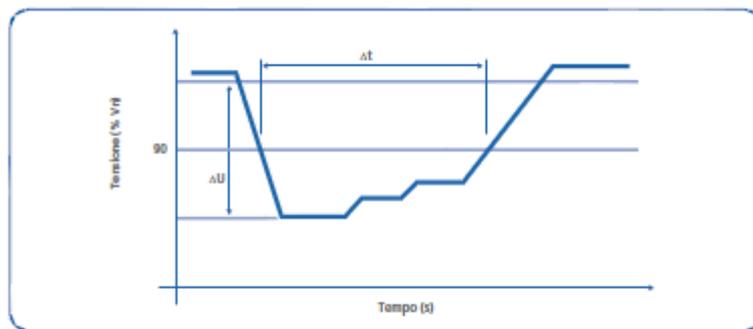


FIG. 3.2 Rappresentazione schematica di un buco di tensione

### Interruzioni brevi e lunghe della tensione

la CEI EN 50160 oltre a suddividere le interruzioni della tensione in programmate (dovute a lavori programmati nella rete di distribuzione e di cui i clienti sono avvisati) e accidentali (dovute a guasti transitori o permanenti legati ad eventi esterni, guasti di apparecchiature o ad interferenze di terzi), prevede per queste ultime un'ulteriore suddivisione in:

- interruzioni brevi, con durata fino a 3 minuti;
- interruzioni lunghe, con durata maggiore di 3 minuti.

Questa classificazione prende in esame le caratteristiche di protezione e dei sistemi di richiusura automatica utilizzati nelle reti di distribuzione.

Normalmente, infatti, sulle linee in Media Tensione sono previsti cicli di richiusura rapida (con ritardi alla richiusura che possono variare tra 300 e 500 ms e, in gran parte, inferiori al secondo) e, nel caso questa fallisse con guasto che si ripresenta alla richiusura dell'interruttore di linea, di richiusura lenta (con ritardo che comunemente varia tra i 30s ed i 3 minuti). Qualora a valle della richiusura dell'interruttore il guasto non venisse eliminato (guasto permanente) si verificherebbe l'apertura definitiva dell'interruttore. In alcuni casi sono previste anche sequenze automatiche dei tronchi di linea affetti a guasto, effettuando una serie di manovre in linea per isolare, il più rapidamente possibile, il tronco di linea guasto e rialimentare i tronchi sani. Occorre evidenziare che queste tecniche, benché possano tradursi in interruzioni brevi per i clienti alimentati dalla linea affetta da guasti ed in buchi di tensione "aggiuntivi" per quelli alimentati dalle linee sane alimentate dalla stessa sbarra della linea guasta, sono adottate al fine di migliorare il più possibile la continuità dell'alimentazione e di ridurre il numero di clienti sottoposti ad un'interruzione dovuta ad un guasto permanente (interruzione lunga).

Poiché la norma CEI EN 50160 considera la protezione e le procedure di ripristino dell'alimentazione una caratteristica intrinseca dell'esercizio normale del sistema elettrico, la durata delle interruzioni brevi è stata aumentata a 3 minuti anziché 1 minuto come nella normativa EMC. D'altra parte, dal punto di vista del Cliente, l'apertura di un interruttore seguita da un ciclo di richiusura automatica, rapida e lenta, è praticamente equivalente ad un'interruzione continua, rendendo più significativo il considerare la sequenza dei singoli eventi di "apertura e richiusura" come un unico evento equivalente caratterizzato da una durata pari al tempo intercorso tra l'apertura iniziale dell'interruttore e l'operazione di richiusura finale.

Relativamente alla rete BT si evidenzia come la possibilità di autoestinguere un guasto con la sua disalimentazione è molto bassa e pertanto l'apertura dell'interruttore di rete è definitiva ed il guasto è sempre permanente. In generale i clienti BT risentono pertanto degli eventi che interessano sia la linea MT a cui sono collegate le loro linee di alimentazione, sia quelli che si verificano sulle linee BT appartenenti alla medesima sbarra.

Anche le interruzioni sono caratteristiche per le quali, data la loro aleatorietà ed imprevedibilità (specie per quelle accidentali soggette ad azioni di terzi ed alle condizioni atmosferiche), la norma fornisce solo valori indicativi ed in particolare, sia per le reti BT sia per quelle MT:

- brevi interruzioni - il numero annuale può variare da qualche decina a parecchie centinaia; la durata di circa il 70% delle interruzioni brevi può essere inferiore a 1 s;
- lunghe interruzioni - la frequenza annuale può essere meno di 10 o fino a 50, a seconda della zona.

Per le interruzioni programmate non vengono forniti dati essendo comunicate in anticipo. È importante sottolineare che, in ogni caso, la continuità dell'alimentazione dipende molto anche dalle installazioni del Cliente e dalla apparecchiature ivi utilizzate, dato che carenze di manutenzione o non adeguato isolamento delle stesse influiranno significativamente sul tutto il sistema di alimentazione, aumentando il numero di guasti, sia transitori sia permanenti.

### Sovratensioni temporanee a frequenza di rete tra fasi e terra

Sono essenzialmente sovratensioni alla frequenza di rete e si manifestano durante guasti nel sistema di distribuzione pubblica o all'interno di un impianto utilizzatore e scompaiono all'eliminazione del guasto.

### Reti in Bassa Tensione

I sistemi di distribuzione pubblica in BT sono, per la maggior parte, eserciti con neutro messo efficacemente a terra, soluzione che tende a limitare le sovratensioni temporanee fase-terra originate da guasti a terra che si manifestano nel sistema MT a monte. Normalmente la sovratensione può raggiungere il valore della tensione fase-fase a causa dello spostamento del punto di neutro del sistema di tensione trifase. La durata delle sovratensioni è limitata dalla circolazione della corrente di guasto e quindi dal tempo di intervento delle protezioni e di apertura dell'interruttore. In alcune situazioni, indicativamente, l'ampiezza della sovratensione è generalmente inferiore a 1,5 kV.

### Reti in Media Tensione

Gli eventi che causano sovratensioni temporanee nelle reti in Media Tensione sono essenzialmente i guasti monofase ed i fenomeni di ferrorisonanza. Nel caso di guasti a terra, in sistemi a neutro isolato o messo a terra tramite impedenza, sovratensioni temporanee si manifestano tra le fasi sane e la terra che si protraggono per tutta la durata del guasto.

Relativamente ai fenomeni di ferrorisonanza, dovuti alla saturazione dei nuclei magnetici, le sovratensioni, conseguenti non sono alla frequenza di rete ma sono caratterizzate da forte distorsione per la presenza di componenti armoniche e subarmoniche variabili da pochi Hz fino a 150 Hz.

In pratica, due sono le principali cause di questo tipo di sovratensione nelle reti MT:

- apertura di conduttori
- presenza di riduttori di tensione nelle reti a neutro isolato.

Nel primo caso si è in presenza di uno o due conduttori aperti per effetto, ad esempio, di rottura o intervento di fusibili, che continuano ad essere alimentati dalla fase sana "via" primario di un trasformatore MT/BT (con avvolgimento a triangolo o con neutro isolato) in condizioni di basso carico. L'ampiezza massima della sovratensione fase-terra varia tra 2,5 - 3 p.u. della tensione nominale ed ha forma d'onda distorta (componenti armoniche sino 150 Hz). Tale sovratensione appare solo sulla linea interessata dalla condizione di conduttore aperto. Nel secondo caso, la sovratensione fase-terra si manifesta a seguito di un improvviso cambiamento della rete, come a seguito presenza ed estinzione di guasti o manovre di esercizio.

L'ampiezza massima della sovratensione fase-terra varia tra 1,8 - 2,5 p.u. della tensione nominale ed ha forma d'onda distorta da subarmoniche o armoniche (da pochi Hz sino 150 Hz). Tale sovratensione non influenza la tensione concatenata fase-fase. I fenomeni di ferrorisonanza rappresentano un fenomeno "raro" se paragonato ai guasti monofase verso terra.

Benché rientranti nelle caratteristiche della tensione per le quali la norma non specifica dei valori definiti, in relazione al valore atteso delle sovratensioni temporanee, dipendente dallo stato del neutro del sistema, la norma indica che in sistemi con neutro messo a terra, rigidamente o tramite impedenza (tipicamente resistenza di valore molto basso), l'ampiezza delle sovratensioni non deve superare il valore di 1,7  $U_c$ , mentre in sistemi con neutro isolato o messo a terra con circuito risonante ("bobina di Petersen") non deve superare generalmente 2,0  $U_c$ .

La modalità di esercizio dello stato del neutro deve essere indicato dal Distributore.

### Sovratensioni transitorie tra fasi e terra

Le sovratensioni transitorie sono fenomeni oscillatori o non oscillatori di breve durata e di solito molto

smorzati, caratterizzate da fronti di salita rapidi che possono variare da meno di 1 ms fino a pochi microsecondi. Sono normalmente dovute a fulminazioni, a manovre in rete o ad interventi di fusibili, presentano caratteristiche molto differenti e potrebbero essere classificate in base all'ampiezza, frequenza di comparsa, durata, frequenza principale d'onda, velocità di variazione della tensione e contenuto energetico. Una suddivisione in base alla durata, consente di identificare:

- sovratensioni di lunga durata ( $> 100 \mu\text{s}$ );
- sovratensioni di media durata (da  $1 \mu\text{s}$  sino a  $100 \mu\text{s}$ );
- sovratensioni di breve durata ( $< 1 \mu\text{s}$ ).

Anche le sovratensioni transitorie rappresentano caratteristiche della tensione per le quali la norma non specifica dei valori definiti. Relativamente ai sistemi in Bassa Tensione le sovratensioni transitorie generalmente non superano i 6 kV ed il loro contenuto energetico varia notevolmente in funzione della origine. Normalmente, qualora le apparecchiature d'utenza siano realizzate per sopportare le sovratensioni transitorie, in accordo con la norma CEI EN 60664-129, ciò sarebbe sufficiente a garantire il superamento della sovratensione transitoria nella maggior parte dei casi. Tuttavia, se necessario, gli eventuali dispositivi di protezione delle sovratensioni negli impianti utilizzatori dovrebbero essere scelti tenendo conto delle più severe sovratensioni (in modo da includere quelle indotte da fulminazioni e da manovra). Per quanto riguarda le reti in Media Tensione, la norma indica come il coordinamento dell'isolamento nell'installazione del Cliente debba essere compatibile con quello del fornitore di energia.

### Squilibrio della tensione trifase

È caratterizzato, per effetto principalmente di uno squilibrio del carico, da una perdita della simmetria, in ampiezza e sfasamento, dei vettori delle tensioni di fase, condizione che implica la presenza di componenti di sequenza inversa.

Il rapporto fra la componente di sequenza inversa  $U_i$  e quella di sequenza diretta  $U_d$  è detto "grado di squilibrio". La conformità alla norma avviene quando, durante qualunque periodo di una settimana, il 95% dei valori medi efficaci, calcolati su 10 minuti, della componente  $U_i$  della tensione di alimentazione sarà compreso tra 0 e 2% della componente  $U_d$ . In alcune aree possono essere attesi squilibri sino al 3%.

La norma si riferisce solo alla sequenza inversa della tensione essendo quella più significativa per le possibili interferenze sulle apparecchiature allacciate al sistema ed i valori indicati sono adatti per considerare gli effetti degli squilibri sul medio o lungo termine (per esempio gli effetti termici).

### Tensioni armoniche

Benché la norma definisca le tensioni armoniche in rapporto alla tensione nominale, i valori forniti per le reti BT e per quelle MT sono riferiti rispettivamente alla tensione nominale e a quella dichiarata e non alla fondamentale, come normale nella prassi comune, seguita anche da diverse normative. Poiché molti strumenti di misura forniscono i valori percentuali delle armoniche con riferimento alla componente fondamentale della tensione, è necessario applicare un fattore di conversione ad ogni misura delle armoniche prima di confrontarne il valore con quelli riportati nella norma (in pratica il coefficiente di correzione sarà quasi sempre molto vicino all'unità). I valori delle armoniche sono specificati solo fino alla 25a armonica dato che sia, le ampiezze degli ordini superiori sono così piccole da risultare

praticamente di difficile misurazione, sia a causa della difficoltà di dare valori validi per tutte le reti.

Le armoniche sono valutate sia individualmente, mediante la loro ampiezza, sia globalmente attraverso il fattore di distorsione totale THD30, valutato come:

$$D_t = \sqrt{\left( \sum_{h=2}^{40} V_h^2 \right)} \cdot 100 \quad (\%)$$

(3.2)

Alcune armoniche possono subire un processo di amplificazione, soprattutto in condizioni di basso carico, in alcuni punti della rete dove si manifestano condizioni di risonanza. Le armoniche della tensione di alimentazione sono dovute principalmente a carichi non lineari connessi a tutti i livelli di tensione del sistema di alimentazione: le correnti armoniche circolanti nelle impedenze di rete contribuiscono ad accrescere le tensioni armoniche. Correnti armoniche, impedenze di rete e conseguentemente le tensioni armoniche variano nel tempo. La conformità alla norma si ha quando, durante qualunque periodo di una settimana, il 95% dei valori efficaci di ogni tensione armonica, mediati su 10 minuti, è minore o uguale ai valori indicati nelle due tabelle seguenti per le reti in Bassa e in Media Tensione. Relativamente al valore THD%, questo deve essere minore o uguale all'8% per entrambi i livelli di tensione.

**TAB. A-4** Valori delle tensioni armoniche singole ai terminali di alimentazione BT, espressi in % di  $U_N$

Armoniche dispari non multiple di 3		Armoniche dispari multiple di 3		Armoniche pari	
h	Tensione relativa (%)	h	Tensione relativa (%)	h	Tensione relativa (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 ... 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	(*)				

(\*) I valori corrispondenti alle armoniche di ordine superiore a 25 non sono indicati in tabella poiché sono generalmente piccoli ma imprevedibili a causa degli effetti di risonanza.

**TAB. A-5** Valori delle tensioni armoniche singole ai terminali di alimentazione MT, espressi in % di  $U_C$

Armoniche dispari non multiple di 3		Armoniche dispari multiple di 3		Armoniche pari	
h	Tensione relativa (%)	h	Tensione relativa (%)	h	Tensione relativa (%)
5	6	3	5 (*)	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 ... 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5 (**)				

(\*) In funzione del tipo della rete il valore della terza armonica può essere sostanzialmente minore.  
 (\*\*\*) I valori corrispondenti alle armoniche di ordine superiore a 25 non sono indicati poiché sono generalmente piccoli ma imprevedibili a causa degli effetti di risonanza.

### Tensioni interarmoniche

Livelli normalizzati per le interarmoniche in rete sono ancora allo studio in attesa di acquisire maggiore esperienza sul fenomeno, anche se la diffusione del disturbo in rete è in crescita per

effetto dello sviluppo di convertitori di frequenza o carichi similari. Le caratteristiche della strumentazione di misura corrispondono, in pratica, a quelle impiegate per le armoniche. Interarmoniche a frequenze prossime alla fondamentale possono originare flicker ed in alcuni casi interferiscono con i sistemi a controllo di ondulazione.

Si riportano quindi i provvedimenti da adottare in merito ai problemi di power quality discussi:

<b>Tutti i disturbi condotti</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>scelta del punto di allacciamento con maggiore potenza di cortocircuito e/o passaggio a un livello di tensione superiore</li> </ul>
<b>Squilibri</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>ripartizione carico monofase in modo equilibrato tra fasi</li> <li>equilibratura carico monofase con reattanze</li> <li>adozione apparecchi trifase per potenze elevate</li> </ul>
<b>Interruzioni</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>coordinamento protezioni della rete elettrica dell'utente con quelle della rete del Distributore</li> <li>manutenzione programmata impianto</li> </ul>
<b>Buchi di tensione e interruzioni brevi</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>tecniche per il contenimento delle correnti di inserzione:               <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; avviamento motori a tensione ridotta: con commutazione stella/ triangolo, con resistenze/induttanze statoriche, con autotrasformatore</li> <li>&gt; energizzazione alimentatori, condensatori, trasformatori</li> </ul> </li> <li>chiusura programmata dei teleruttori</li> <li>commutazione dei carichi (rapida, lenta)</li> </ul>
<b>Armoniche</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>raddrizzatori: adozione di sistemi con alto numero di impulsi, scelta appropriata degli schemi di connessione dei trasformatori (es. dodecafase al posto di esafase)</li> <li>eliminazione di condizione di risonanza (assetti di alimentazione opportuni, variazioni della potenza dei condensatori di rifasamento)</li> <li>filtri passivi</li> </ul>
<b>Variazioni di tensione e flicker</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>compensatori statici di reattivo (SVC): reattori parzializzati a tristori, reattori a saturazione naturale, condensatori controllati a tristori</li> <li>avviamento motori a tensione ridotta: con commutazione stella/triangolo, con resistenze/induttanze statoriche, con autotrasformatore/trasformatore incorporato</li> </ul>

Da quanto detto ne risulta che in qualsiasi condizione di lavoro la rete, passiva oggi ma attiva nel futuro deve e dovrà garantire: la continuità del servizio, il rispetto delle tolleranze di tensione e frequenza e una tensione con forma d'onda sinusoidale priva di distorsioni.

Il presente lavoro di tesi effettua un'analisi statica delle condizioni di funzionamento della rete industriale MT in regolari condizioni di esercizio; si tratta di uno studio in regime di funzionamento simmetrico ed equilibrato, per cui la rete è riconducibile alla rappresentazione monofase equivalente alla sola sequenza diretta (vedi capitolo 2).

Vengono applicati alla rete gli scenari esaminati nel capitolo precedente realizzando diverse configurazioni future e quindi effettuata una serie di load flow con step di un'ora in corrispondenza a date, ritenute maggiormente significative<sup>1</sup>, dal 2010 al 2030.

Si analizzano in seguito i risultati ottenuti: tensioni ai nodi, gradi di carico e flussi di potenza, con l'obiettivo di evidenziare le criticità insorte nella rete:

- Tensione ai nodi fuori limiti di norma, la quale sancisce che durante qualsiasi periodo di una settimana il 95% dei valori efficaci della tensione di nodo, mediata in 10 minuti, deve rientrare nel vincolo

$$|\Delta V_i| \leq 10\% * V_n ; \quad (3.3)$$

$$i = \text{nodo } i\text{-esimo} \quad \Delta V_i = V_i - V_n$$

$$V_n = \text{tensione nominale al nodo}$$

$$V_i = \text{tensione al nodo in un generico istante};$$

- Grado di carico delle linee<sup>2</sup> oltre il limite ammissibile:

$$\frac{I_j}{I_{max}} \geq 1$$

$$I_j = \text{corrente al branch } j\text{-esimo in un istante generico}$$

$$I_{max} = \text{portata di corrente del branch } j\text{-esimo}$$

(3.4)

- Inversione di flusso al trasformatore dalla rete di distribuzione alla rete di trasmissione.

Non sono oggetto del presente lavoro di tesi analisi di tipo dinamico delle condizioni della rete.

<sup>1</sup> Si rimanda al paragrafo 3.2.4 per chiarimenti relativamente ai criteri di simulazione.

<sup>2</sup> I valori della portata di corrente per i cavi della rete MT in esame sono espressi in A e sono calcolati secondo il metodo della norma IEC 60287. I calcoli sono basati sulle seguenti assunzioni: Temperatura ambiente per posa in aria: 30 °C / Temperatura ambiente per posa in terra: 20 °C / Posa di profondità: U = 3÷10 kV 0,8 m U = 15÷30 kV 1,0 m U = 45 kV 1,2 m Schermi metallici collegati fra loro e messi a terra ad entrambe le estremità.

### 3.1.2 Effetti della generazione distribuita sulle variazioni lente di tensione

Tradizionalmente lungo le reti di distribuzione, il controllo della tensione e dei flussi di potenza reattiva, tra loro interdipendenti, è stato adibito a sistemi di regolazione (OLTC, SVC, banchi di condensatori ecc.) concepiti per operare secondo un assetto unidirezionale del flusso di potenza, dalla trasmissione alla rete diramata di distribuzione in media e bassa tensione; la tensione infatti segue un profilo tipicamente decrescente lungo la rete di distribuzione passiva, dalle sottostazioni ai carichi.

La presenza della generazione distribuita compromette tutto questo sistema.

La connessione di impianti di generazione ai nodi di media e bassa tensione, provoca un'inversione del flusso di potenza e un capovolgimento del profilo della caduta di tensione, come ben rappresentato dalla figura seguente.

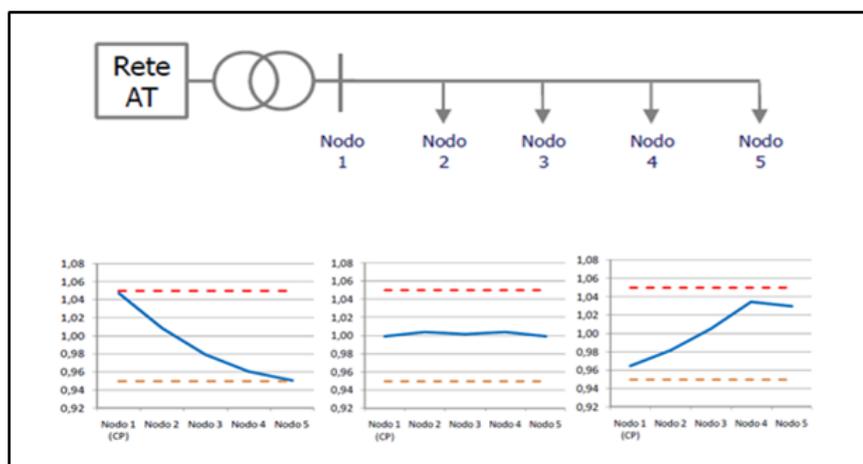


fig. 3.3: evoluzione dei profili delle cadute di tensione in presenza di generazione distribuita

Come abbiamo visto le variazioni di tensione in una rete di distribuzione devono essere mantenute all'interno di un range di valori (sanciti dalle normative) affinché il sistema e i dispositivi ad esso connessi funzionino in modo appropriato. In un sistema di distribuzione passivo le variazioni di tensione "lente" (analizzate da questo lavoro) sono da attribuirsi alle correnti, che cambiano per effetto di una variazione di potenza attiva e reattiva richiesta dal carico, e di conseguenza cambiano le cadute di tensione lungo le impedenze resistive e reattive delle linee, quindi le tensioni ai nodi terminali.

Connettendo un impianto di generazione ai suddetti nodi, al cambiamento del flusso di potenza dovuto alla variazione del carico si somma il contributo dovuto alla generazione; ciò significa che i valori di tensione e l'entità dei flussi lungo la rete dipenderanno dalle diverse combinazioni generazione-carico.

La DGs può quindi fondamentalmente avere un duplice impatto sui profili di tensione:

- ➔ Lavorando in modo coordinato con il carico locale, significa che quando il carico locale cresce la produzione locale anche e viceversa, la DGs riduce le variazioni di tensione rispetto a quando non c'era;
- ➔ Considerando invece un sistema di generazione come un impianto rinnovabile che segua le condizioni climatiche locali piuttosto che un impianto CHP che operi seguendo la richiesta termica, non è detto che la produzione elettrica corrisponda alle

condizioni della domanda in rete; questo porta ad amplificare le variazioni di tensione.

Ne risulta quindi che quest'ultimo caso, come vedremo anche in seguito, sarà il più critico innanzi tutto per le tensioni, ma anche per i flussi di potenza e i gradi di carico in rete.

Abbiamo inoltre menzionato nel capitolo precedente la possibilità secondo alcuni scenari (vedi Roadmap) che vengano posizionati lungo la rete da oggi al 2030 dei sistemi adibiti alla ricarica di veicoli elettrici; assumendo come valida questa possibilità, ciò andrebbe a pesare sulla rete come un carico aggiuntivo ( in questo lavoro si ipotizza puramente attivo) di notevole entità<sup>3</sup> che:

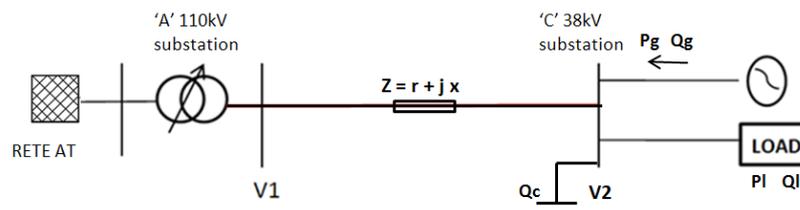
- ➔ Lavorando in modo coordinato con la generazione distribuita contribuirebbe a ridurre le escursioni di tensione;
- ➔ Lavorando invece in modo non coordinato con gli impianti DGs, contribuirebbe ad aumentare le variazioni di tensione ai nodi.

Si possono presentare i seguenti regimi di funzionamento della rete:

- Nessuna generazione e carico massimo
- Massima generazione e massimo carico
- Massima generazione e minimo carico

Tra cui i più rischiosi per il corretto esercizio della rete sono quelli di mancata corrispondenza tra generazione e carico; generalmente il terzo caso provocherà quindi la situazione più rilevante in termini di incrementi di tensione provocati dalla penetrazione della generazione distribuita in rete [11].

Esaminiamo questo semplice caso, consideriamo il circuito in figura che rappresenta le caratteristiche di un feeder di una rete di distribuzione



- Grid = Rete AT;
- 'A' = sottostazione AT/MT con trasformatori ridondanti OLTC;
- Z = impedenza cavo MT;
- PI, QI = potenze attiva e reattiva richieste dal carico;
- Pg, Qg = potenze attiva e reattiva dal generatore;
- Qc = banco di condensatori;

Il modulo della tensione al punto di connessione della generazione distribuita, 'C', può essere valutato con un'espressione approssimativa:

<sup>3</sup> per ulteriori considerazioni relative ai profili, alla gestione e al collocamento dei posti di ricarica per i veicoli elettrici si veda il paragrafo 3.2.3

$$V_2 \approx V_1 + R * (P_G - P_L) + (\pm Q_G - Q_L \pm Q_C) * X \quad (3.5)$$

Questa semplice equazione può essere utilizzata per analizzare qualitativamente la relazione tra la tensione alla sbarra V2 e l'ammontare di generazione connessa.

Normalmente durante l'esercizio della generazione distribuita il Gestore di Rete deve assicurarsi che la tensione rispetti i vincoli in tutte le condizioni di funzionamento o altresì intervenire ( per chiarimenti in merito alla gestione attuale degli impianti di generazione distribuita si rimanda a capitolo 5).

Assumendo che, il generatore funzioni a  $\cos\varphi = 1$  e si operi nella condizione di esercizio più sfavorevole in termini di esubero di generazione (massima generazione, carico nullo, banco di condensatori non operativo) avremo che la tensione in 'c' può essere semplificata come segue:

$$V_2 \approx V_1 + R * P_G^{max} \quad (3.6)$$

Questo concetto è alla base dell'analisi nel presente lavoro di tesi per la quale valgono le considerazioni di seguito riportate:

- 1) I generatori lavorano a  $\cos\varphi = 1$ , erogano solo potenza attiva;
- 2) Le condizioni più interessanti e critiche saranno quelle di minimo carico e massima generazione: il ridotto flusso di potenza attiva e reattiva verso i carichi si combina con il flusso di potenza attiva iniettata dalla generazione distribuita portando alla situazione evidenziata nella seguente figura:

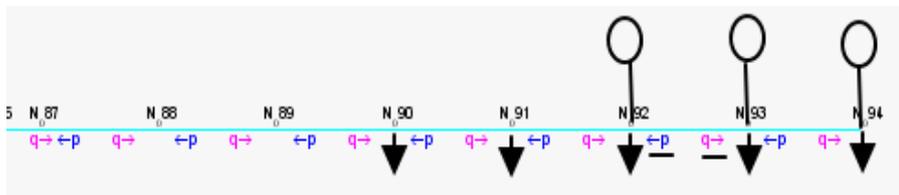


Fig 3.4: feeder 6 della rete di riferimento 'cluster' in inversione di flusso per effetto della DGs.

l'esubero di potenza attiva prodotta dalla generazione distribuita provoca un'inversione di flusso di valore molto maggiore del flusso di reattiva verso i carichi rendendo accettabile, in prima approssimazione, la semplificazione vista sopra in (3.6).

- 3) Le condizioni di sovratensione raggiunte da un nodo di un feeder sono determinate da:

1. Quanta potenza è installata al nodo
2. Dove si colloca il nodo stesso nella rete.

Sarà quindi onere del gestore, qualora alcuni nodi violino le disposizioni stabilite da [1] adottare opportuni provvedimenti che saranno discussi in capitolo 5.

### 3.1.3 Effetti della generazione distribuita su congestioni, perdite ed inversioni di flusso

Un aspetto altrettanto importante quando si effettua uno studio di rete riguarda l'analisi dei gradi di carico cui sono soggette le linee nei diversi regimi di funzionamento, al fine di garantire il rispetto del vincolo normativo [7].

In una rete passiva le perdite e le eventuali congestioni lungo le linee sono determinate dalla variazione dei regimi di carico.

In presenza di generazione distribuita si possono presentare diverse situazioni; la presenza degli impianti DG nelle reti di distribuzione modifica la direzione dei flussi di potenza e le perdite. L'impatto sulle perdite di rete dipende dalla distanza che la potenza generata percorre. Se l'impianto è connesso alla sottostazione con un feeder dedicato le perdite crescono, poiché la potenza è prima trasmessa alla sottostazione, e poi agli altri carichi. Se lo stesso è collocato su di un feeder esistente, carico, la situazione si complica.

In un caso, quando la generazione non supera la potenza del carico, le perdite diminuiscono poiché la potenza richiesta dalla rete a monte cala.

Qualora invece la generazione superi il carico la potenza risale lungo il feeder fino alla sottostazione e le perdite tornano a crescere rispetto alla condizione di esercizio passiva.

Se la generazione distribuita è significativamente maggiore del carico in rete, le perdite saranno certamente maggiori rispetto alla condizione di rete passiva, le congestioni interesseranno larga parte della rete e la potenza fluirà dalla rete di distribuzione alla rete di trasmissione rischiando di compromettere il funzionamento del trasformatore in cabina primaria.

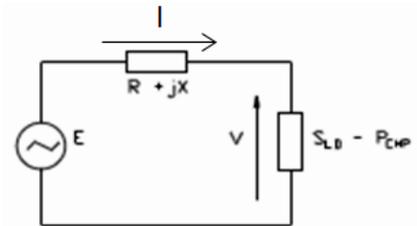
Per comprendere l'impatto della DG sulle perdite lungo la rete di distribuzione è possibile analizzare un semplice modello di singolo feeder di distribuzione :

E: tensione alla sottostazione AT/MT

V: tensione al carico

I: corrente di linea

Z= R+jX : impedenza di linea



Note queste variabili, supponiamo che al nodo di carico venga connesso dapprima un generatore di potenza ridotta CHP1 (a), quindi uno di potenza elevata CHP2 (b).

Caso (a).

Con la seguente equazione è possibile calcolare le perdite in linea inizialmente passiva:

$$S_{loss} = |(E - V) * (I_a - jI_r)| \quad (3.7)$$

Considerando la connessione di CHP1 che eroghi solo potenza attiva e minore della richiesta da parte del carico connesso al medesimo nodo, la formulazione delle perdite diventa:

$$S_{lossCHP1} = |(E - V_1) * (I_a - I_{CHP1} - jI_r)|; \quad (3.8)$$

$$V_1 = \text{tensione al nodo di carico} + \text{CHP1} \approx V;$$

$$I_{\text{CHP1}} = \text{corrente iniettata da CHP1} < I_a;$$

Da cui avremo che evidentemente:

$$S_{\text{lossCHP1}} < S_{\text{loss}} \quad (3.9)$$

ovvero il contributo della generazione è positivo poiché riduce le perdite rispetto al caso passivo.

Caso (b).

Considerando la connessione di CHP2 che eroghi solo potenza attiva e maggiore della richiesta da parte del carico connesso al medesimo nodo, la formulazione delle perdite diventa:

$$S_{\text{lossCHP2}} = |(E - V_2) * (I_a - I_{\text{CHP2}} - jI_r)|; \quad (3.10)$$

$$V_2 = \text{tensione al nodo di carico} + \text{CHP2} > E;$$

$$I_{\text{CHP2}} = \text{corrente iniettata da CHP2} \gg I_a;$$

Da cui avremo che evidentemente:

$$S_{\text{lossCHP2}} > S_{\text{loss}} \quad (3.11)$$

ovvero il contributo della generazione in questo caso è negativo poiché aumenta le perdite rispetto al caso passivo.

Questo semplice esempio dimostra di fatto come, passando da una moderata ad un'elevata penetrazione di generazione distribuita, le condizioni di funzionamento della rete cambino radicalmente, verificandosi un peggioramento in termini di tensioni e gradi di carico (perdite) dal primo al secondo caso.

Un altro aspetto da evidenziare riguarda il vincolo sulla "transformer capacity", ovvero: la differenza tra la totale generazione in rete di distribuzione e il minimo carico non deve superare la capacità (MVA) del trasformatore AT/MT in sottostazione:

$$S_{\text{gen}} - S_{\text{scarico}} < S_{\text{trasfo}} \quad [\text{MVA}]; \quad (3.12)$$

Generalmente la suddetta disuguaglianza è verificata, tuttavia vedremo come negli scenari futuri l'incremento della generazione in rete porterà a condizioni di inversioni di flusso tanto spinte da violare anche il suddetto vincolo.

## 3.2 Criteri di evoluzione della rete originaria

Verranno presentati nel seguente paragrafo i passaggi che sono stati alla base della realizzazione delle evoluzioni di rete presentate in capitolo 4.

Innanzitutto si è effettuata un'analisi preliminare della rete, quindi si è operata una scelta relativa agli impianti di generazione distribuita da installare e alla costruzione dei relativi profili; stesso procedimento si è seguito anche per i siti di ricarica dei veicoli elettrici, dal momento che gli altri carichi e relativi profili erano già stati determinati in precedenza al presente lavoro.

Infine viene indicato come è stata effettuata la disposizione dei suddetti carichi e generatori lungo la rete di riferimento.

### 3.2.1 Analisi preliminare della rete

La rete cluster in esame nel presente lavoro è una rete MT (15kV) parte in cavo e parte in linea aerea, di rapporto  $r/x \geq 1$  (proprietà delle linee riportate in Appendice B).

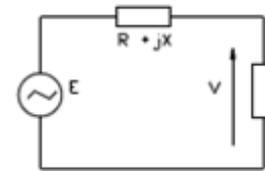
È nota l'espressione della caduta di tensione industriale per una rete elettrica:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P * R + X * Q}{U^2} \quad (3.13)$$

$$\Delta U = E - V; \quad U = V = \text{tensione al nodo di carico};$$

$$P = \text{potenza attiva al carico};$$

$$Q = \text{potenza reattiva al carico}; \quad R = r * l; \quad X = 2 * \pi * f * L * l;$$



È noto altresì che, per una rete di trasmissione, è lecito trascurare il termine  $P * R$  ed imputare, in prima analisi, le variazioni di tensione alla sola componente reattiva; nel caso in esame trattandosi di una rete di distribuzione per cui vale  $r \geq x$  avremo che sulla caduta di tensione influiscono tutti i fattori:  $R, P, X, Q$ .

Effettuando uno studio delle cadute di tensione in rete nel corrente anno, 2012, si possono effettuare delle importanti considerazioni preliminari, circa il comportamento della rete in termini di tensione, anche nel futuro.

Innanzitutto vale che:

- lungo uno stesso feeder  $\Delta U$  è maggiore in corrispondenza ai nodi terminali (crescono  $R$  e  $X$ );
- lungo feeders diversi i profili delle cadute di tensione si differenziano in base ai diversi  $R, X, P, Q$ , dove:
  - $R, X$  sono determinate dalle caratteristiche fisiche della rete
  - $P, Q$  dipendono dalle installazioni di carichi e generatori.

(i fattori che influiscono maggiormente sulle cadute di tensione sono quelli al primo punto).

In conclusione l'analisi della rete nel 2012, senza sapere ancora come evolveranno le installazioni di potenza nel futuro, suggerisce alcune aree potenzialmente più "critiche"

ovvero più suscettibili ad escursioni della tensione nell'arco della giornata e quindi più passibili a violare i limiti di norma in futuro.

Nelle figure riportate in seguito: 3.5 a) schema unifilare della rete con evidenziate le aree "critiche" in termini di tensione ; 3.5 b) variazioni di tensione effettuate dai nodi della rete in una simulazione al 2012, dove sono state evidenziate proprio le escursioni più marcate che interessano i nodi individuati in corrispondenza dello schema unifilare.

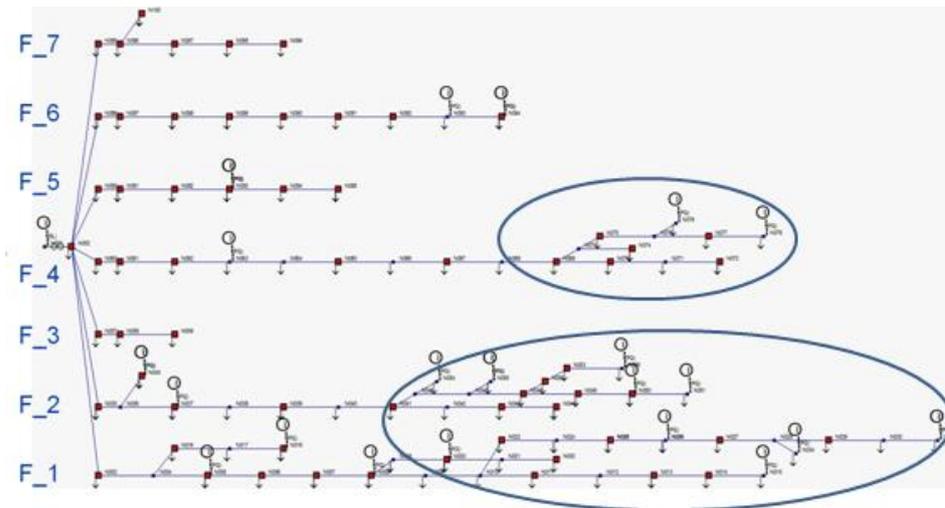


Fig.3.5 a) schema unifilare della rete al 2012: evidenziate le aree potenzialmente più critiche per le tensioni.

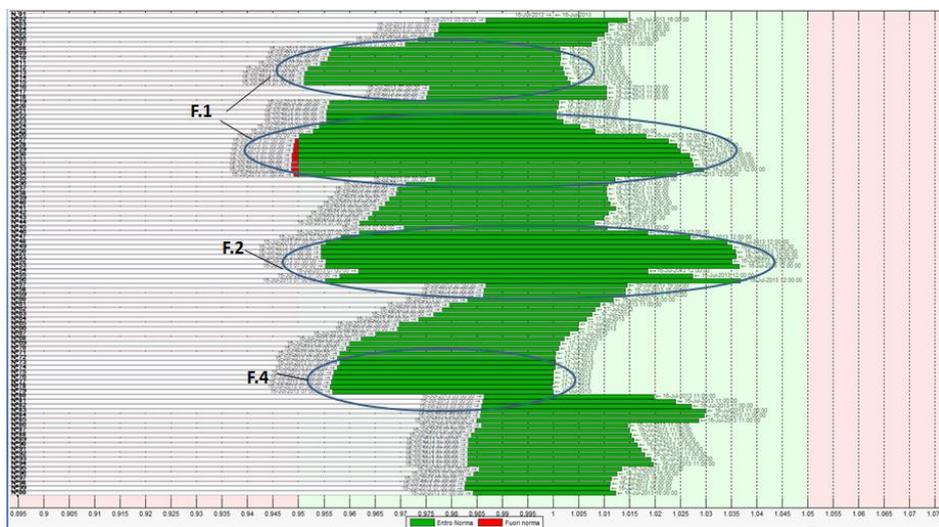


Fig3.5 b) Escursione delle tensioni ai nodi per una giornata di simulazione al 2012.

Lo studio preliminare delle cadute di tensione in rete consente di individuare le suddette aree critiche al 2012 che lo saranno anche in futuro perché negli scenari evolutivi costruiti (si veda capitolo 4) non sono previste variazioni nell'assetto o nei criteri di gestione della rete stessa.

Per quanto concerne invece la distribuzione delle correnti, queste sono strettamente correlate al collocamento e all'entità di potenza ( richiesta o generata ) che viene installata lungo la rete.

E' possibile effettuare alcune considerazioni, in relazione alle congestioni, di validità generale per una rete attiva:

1)

Un feeder poco carico è sfavorito rispetto ad un feeder più carico, perchè soggetto ad una più probabile inversione di flusso di potenza.

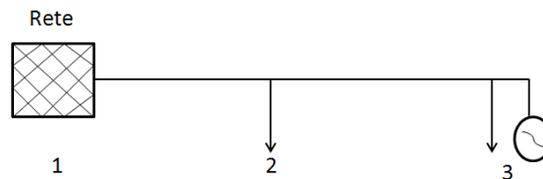
2)

I rami con maggiore portata ( $I_{max}$ ) sono più performanti e meno soggetti a congestioni.

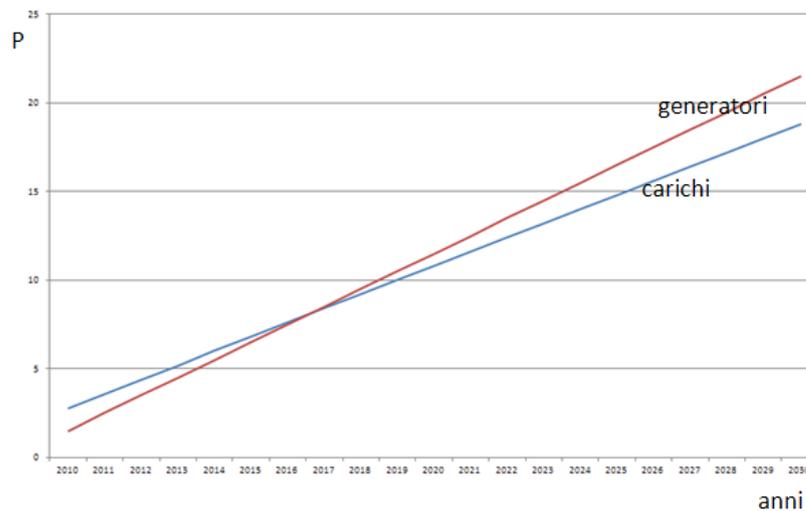
Tuttavia non è possibile effettuare una stima preliminare di quelle che potrebbero essere le aree interessate da congestioni in futuro, simile a quella svolta per le tensioni. Le congestioni infatti sono determinate dall'interazione dei flussi di P e Q in ambedue le direzioni; ne risulta che la determinazione dei rami congestionati deve essere svolta caso per caso.

Si illustra nel seguito un semplice esempio che chiarisce quanto sostenuto.

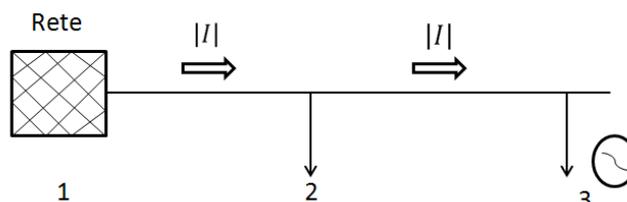
Si prenda in esame il seguente feeder:



Ove la crescita di carico e generazione al nodo 3 segue negli anni gli andamenti:

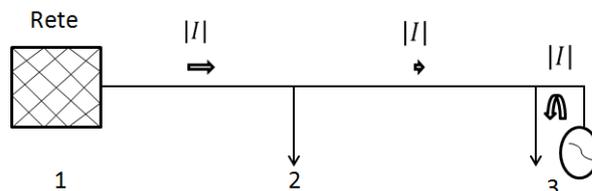


All'anno 2008 il flusso di corrente (associato al flusso di potenza attiva):



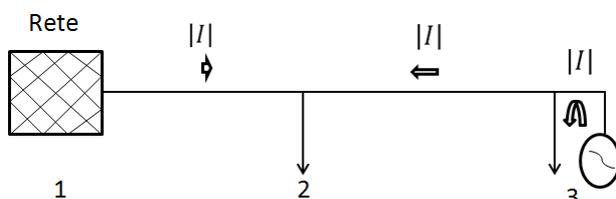
feeder passivo: grado di carico alto per esclusiva richiesta da parte dei carichi.

Anno 2010:



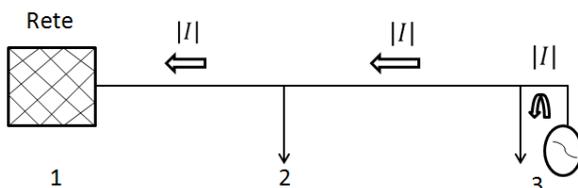
feeder parzialmente attivo: grado di carico 1-2 diminuito, grado di carico 2-3 molto diminuito.

Anno 2015:



feeder parzialmente attivo: grado di carico 1-2 molto diminuito, grado di carico 2-3 riprende a crescere.

Anno 2025:



feeder molto attivo: grado di carico 1-2 riprende a crescere, grado di carico 2-3 continua a crescere.

Se ne conclude che, mentre per le tensioni i nodi più vicini oggi ai limiti di norma sono gli stessi che potenzialmente in futuro passeranno ad escursioni di tensione sempre maggiori in linea con il crescente ammontare di DG, nel caso dei gradi di carico l'analisi si complica; è sufficiente seguire la progressione dei gradi di carico del ramo 1-2 dell'esempio riportato. All'anno 2008 il grado di carico è elevato in ragione della richiesta da parte dei carichi, tra il 2010 e il 2015 cala per poi riprendere a crescere per effetto dell'inversione di flusso causato dall'esubero di potenza iniettata dalla generazione distribuita.

Un esempio del genere esteso alla rete in esame che consta di 100 nodi, rende un'idea di quanto sia complessa l'analisi in termini di gradi di carico.

Quindi quello che si è fatto nel presente lavoro di tesi in termini di studio dei gradi di carico è stato realizzare ed analizzare:

- Tabelle (vedi Appendice C) con i gradi di carico dei rami che violano la condizione  $I \geq I_{max}$  tra 2010-2030, con rispettivi valori critici.
- Schemi unifilari (vedi capitolo 4) con individuazione dei diversi gradi di carico in rete al 2030 per ciascuno dei casi esaminati (nove in tutto, 3 scenari di crescita applicati ad altrettante configurazioni di rete).

### 3.2.2 Caratterizzazione della generazione distribuita

In primo luogo è fondamentale ricordare cosa si intenda per generazione distribuita, quindi capire quali tipi di impianti sono stati considerati nel presente lavoro e la modalità di gestione degli stessi; solo in seguito verrà spiegato con quali criteri sono stati dislocati lungo la rete.

#### 3.2.2.1 Definizione di “generazione distribuita” secondo la normativa italiana

Si fornisce una definizione di GD richiamata anche da [12] che si riferisce in particolare a quelle date dalla delibera AEEG ARG/elt 160/06 e la successiva 328/07. Dall'analisi delle diverse definizioni in ambito internazionale nonché dallo studio del quadro normativo nazionale è possibile dedurre che la DG consista nel sistema di produzione di energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola ( da qualche decina-centinaio di kW a qualche MW), connessa di norma a sistemi di distribuzione ( MT o BT), al fine di:

- Alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica , molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;
- Sfruttare fonti energetiche primarie di tipo rinnovabile diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grossa taglia.

Pertanto è adottata la seguente definizione di GD compatibile con la definizione della direttiva 2003/54/CE e con la caratterizzazione della GD emersa dalle analisi effettuate: generazione distribuita è l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MW e connessi di norma alla rete di distribuzione.

Sulla rete di riferimento utilizzata nel presente lavoro, si sono installati impianti di potenza nominale al limite pari a 6 MW e questo è congruente con quanto contenuto nell'ambito della normativa tecnica vigente; la CEI 0-16 (ed. II, allegato A della Delibera ARG/elt 119/08) riporta un limite indicativo per la connessione in BT degli utenti attivi pari a 100 kW nonché pari a 10 MW per gli utenti attivi MT.

Più recentemente a completare il quadro regolatorio, la Delibera ARG/elt 99/08 recante il Testo Integrato delle Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (il cosiddetto TICA), esplicita che il servizio di connessione alle reti di distribuzione deve essere erogato:

- Al livello BT nel caso di richieste di connessione per potenze in immissione fino a 100 kW;
- Al livello MT nel caso di richieste di connessione per potenze in immissione fra 100 kW e 6 MW.

#### 3.2.2.2 Determinazione della potenza nominale e istantanea degli impianti di generazione posizionati lungo la rete

La rete in esame è, come già detto, una rete di riferimento industriale, a cui sono allacciate utenze di tipo: industriale, commerciale e residenziale. Il range di potenze richieste dai carichi è ampio e copre dalle decine di kW ai MW; inoltre occorre ricordare che tutti i

carichi allacciati in BT sono considerati come un unico carico (pari alla somma dei singoli) in corrispondenza del nodo di cabina secondaria (MT).

CARICHI	P min [kW]	P max [kW]
residenziale	14	700
commerciale	20	670
industriale	100	3150

Tab 3.1: range di potenze nominali dei carichi installati in rete

Gli impianti di generazione distribuita che si è deciso di installare sono : pannelli fotovoltaici, impianti mini-eolici e impianti cogenerativi. I range di potenze nominali scelti

tra i cataloghi [13] e il tipo di installazione dei suddetti impianti sono riportati in tabella:

GENERATORI	P min [kW]	P max [kW]	INSTALLAZIONE
fotovoltaico / mini-eolico	1	6	residenziale
	60	200	commerciale / industriale
	200	300	a terra
chp	2000	4000	industriale/quartiere

Tab 3.2: range di potenze nominali dei generatori installati in rete

I moduli fotovoltaici sono stati pensati sia per installazioni di piccola taglia, relative ad utenze residenziali e commerciali, sia per impianti di taglia maggiore installati a terra e allacciati alla rete in corrispondenza di aree urbane che lo consentano.

Inoltre è stato preso in considerazione il mini-eolico per molteplici aspetti: ha grosse possibilità in ragione delle politiche di supporto alle rinnovabili che vanno nella direzione di equiparare le fonti (si pensi alla tariffa omnicomprensiva uguale per fotovoltaico ed eolico), ha indubbi vantaggi in merito al profilo di produzione, come vedremo in seguito, si affida ad una tecnologia largamente consolidata e si adatta bene ad installazioni di carattere urbano, visto l'impatto limitato in termini di dimensioni e rumorosità. Anche per il mini-eolico il range di potenze copre una vasta gamma che va dall'impianto di taglia molto ridotta, in corrispondenza ad installazioni su tetto, fino all'impianto di media potenza installato a terra. Come è ben noto, la cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore; nel presente lavoro ci si concentrerà solo sull'aspetto legato all'interazione dell'impianto con la rete elettrica; per quanto riguarda l'installazione si è ipotizzato che alcune utenze industriali/commerciali decidano di dotarsi di sistemi di autoproduzione (CHP), di potenza nominale tra 2-4 MW elettrici, e che l'eventuale surplus/deficit di energia elettrica venga scambiato con la rete.

Infine va sottolineato che per la generazione vale quanto già detto per il carico, ovvero gli impianti connessi alla BT saranno considerati come un unico impianto, equivalente alla somma di tutti, che inietta potenza in corrispondenza al nodo di cabina secondaria (MT).

Per ottenere una simulazione del reale comportamento di un generatore nel tempo occorre applicare alle potenze nominali, sopra riportate, opportuni fattori moltiplicativi che consentano di calcolare la potenza istantanea di ciascun generatore.

Tali fattori sono deducibili a partire dai profili di generazione annuale, mensile, settimanale e giornaliero.

**PROFILI ANNUALI: fdpyear**

Le simulazioni considerate coprono un arco temporale che va dal 2010 al 2030; i fattori moltiplicativi per ciascun anno sono stati dedotti a partire dai tassi di crescita (ricavati attraverso le considerazioni fatte nel capitolo 2) riportati nella tabella seguente:

Tipologia di generazione	Tasso medio annuo %		
	B.A.U.	ROADMAP	RECESSION
Fotovoltaico (PV)	10 %	12 %	8 %
Eolico	3.9 %	8 %	2.5 %
Cogenerazione (CHP)	2.2 %	5 %	1.5 %

Tab 3.3: tasso medio annuo di crescita per tipologia di generazione secondo i diversi scenari

Da questi si sono costruite le tabelle dei fattori moltiplicativi annuali:

recession				bau				roadmap			
Year	PV	CHP	WIND	Year	PV	CHP	WIND	Year	PV	CHP	WIND
2010	1,000	1,000	1,000	2010	1,000	1,000	1,000	2010	1,000	1,000	1,000
2011	1,080	1,015	1,025	2011	1,100	1,022	1,039	2011	1,120	1,050	1,080
2012	1,166	1,030	1,051	2012	1,210	1,044	1,080	2012	1,254	1,103	1,166
2013	1,260	1,046	1,077	2013	1,331	1,067	1,122	2013	1,405	1,158	1,260
2014	1,360	1,061	1,104	2014	1,464	1,091	1,165	2014	1,574	1,216	1,360
2015	1,469	1,077	1,131	2015	1,611	1,115	1,211	2015	1,762	1,276	1,469
2016	1,587	1,093	1,160	2016	1,772	1,139	1,258	2016	1,974	1,340	1,587
2017	1,714	1,110	1,189	2017	1,949	1,165	1,307	2017	2,211	1,407	1,714
2018	1,851	1,126	1,218	2018	2,144	1,190	1,358	2018	2,476	1,477	1,851
2019	1,999	1,143	1,249	2019	2,358	1,216	1,411	2019	2,773	1,551	1,999
2020	2,159	1,161	1,280	2020	2,594	1,243	1,466	2020	3,106	1,629	2,159
2021	2,332	1,178	1,312	2021	2,853	1,270	1,523	2021	3,479	1,710	2,332
2022	2,518	1,196	1,345	2022	3,138	1,298	1,583	2022	3,896	1,796	2,518
2023	2,720	1,214	1,379	2023	3,452	1,327	1,644	2023	4,363	1,886	2,720
2024	2,937	1,232	1,413	2024	3,797	1,356	1,709	2024	4,887	1,980	2,937
2025	3,172	1,250	1,448	2025	4,177	1,386	1,775	2025	5,474	2,079	3,172
2026	3,426	1,269	1,485	2026	4,595	1,416	1,844	2026	6,130	2,183	3,426
2027	3,700	1,288	1,522	2027	5,054	1,448	1,916	2027	6,866	2,292	3,700
2028	3,996	1,307	1,560	2028	5,560	1,480	1,991	2028	7,690	2,407	3,996
2029	4,316	1,327	1,599	2029	6,116	1,512	2,069	2029	8,613	2,527	4,316
2030	4,661	1,347	1,639	2030	6,727	1,545	2,149	2030	9,646	2,653	4,661

È evidente che le prospettive di crescita di generazione distribuita sono nettamente diverse per i tre scenari; tenendo conto dell'orizzonte temporale considerato (anno 2030) è riportata in tabella la differenza tra la totale potenza da DG in rete nel 2010 e nel 2030.

		RECESSION	BAU	ROADMAP
	2010	2030	2030	2030
PV	9	42	60	87
EOLICO	14	23	30,86	65
CHP	17	23	26,5	45
TOTALE	40	88	117	197

- Dati espressi in MW.

Tab 3.4: totale potenza DGs installata in rete al 2030 per i diversi scenari per le diverse tipologie di generazione.

Dai dati in tabella si evince che, per tutti e tre gli scenari, l'impatto maggiore sarà quello dovuto al fotovoltaico che al 2030 è il primo in ordine di potenza installata, seguono eolico e chp.

Quindi presumibilmente progredendo negli anni la rete risentirà di effetti (in termini di tensioni e gradi di carico) che seguiranno anzitutto i profili seguiti dal fotovoltaico. Tuttavia occorre sottolineare che, a determinare il comportamento della rete in questione, sarà non solo la quantità di potenza installata per ogni tipo di generazione distribuita, ma anche il tipo di collocamento degli impianti stessi; la discussione dei risultati ottenuti dalle diverse configurazioni cui saranno applicati gli scenari di crescita indicati sopra, chiarirà quanto appena asserito (si rimanda a cap. 4).

#### PROFILI MENSILI: **fdpmonth**

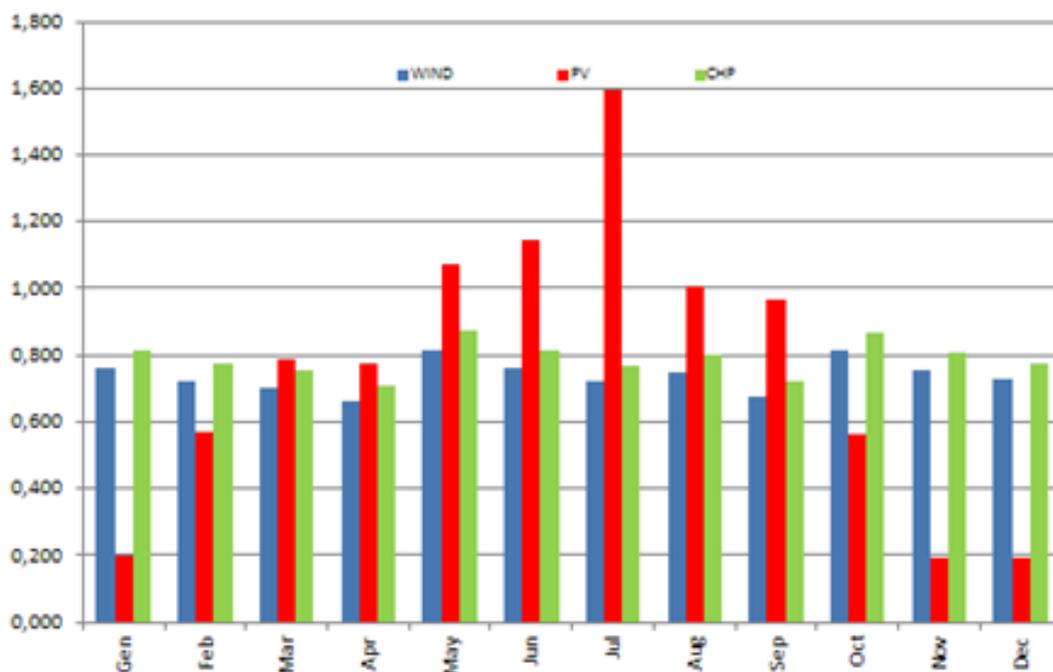


Fig.3.6: coefficienti moltiplicativi mensili per tipo di generazione

Dallo studio dei profili mensili si deduce che: il chp è il sistema di generazione più stabile, non essendo legato ad una fonte rinnovabile; diametralmente opposto invece il comportamento del fotovoltaico per cui si riscontra una notevole variabilità di produzione nel corso dei mesi ( si noti la differenza tra i coefficienti moltiplicativi relativi a dicembre e luglio).

PROFILI SETTIMANALI **fdpweek**

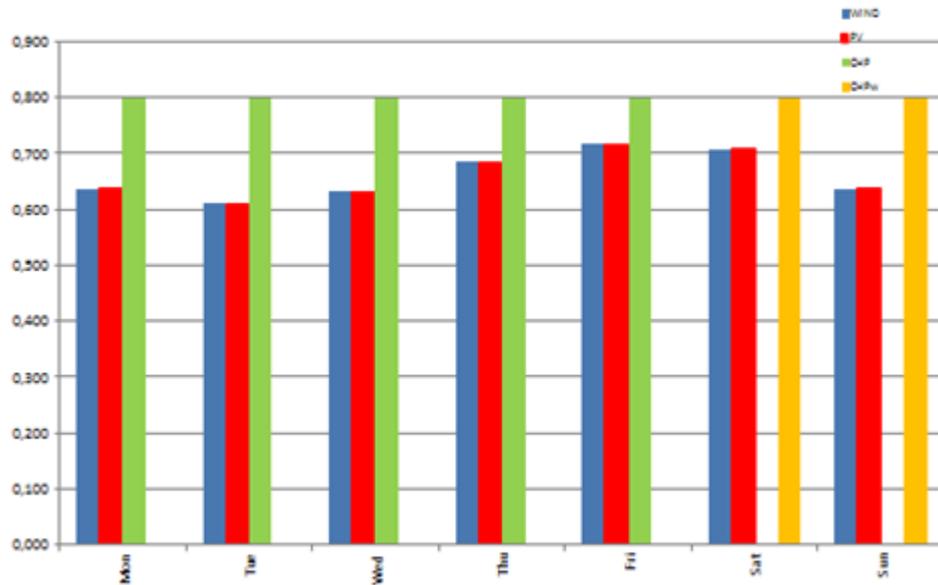


Fig.3.7: coefficienti moltiplicativi settimanali per tipo di generazione

Relativamente ai profili settimanali osserviamo che le diverse tipologie di generazione si mantengono abbastanza costanti nei diversi giorni della settimana; un'osservazione a parte merita il caso del cogenerativo, come chiariremo commentando i profili giornalieri.

PROFILI GIORNALIERI **fdpday**

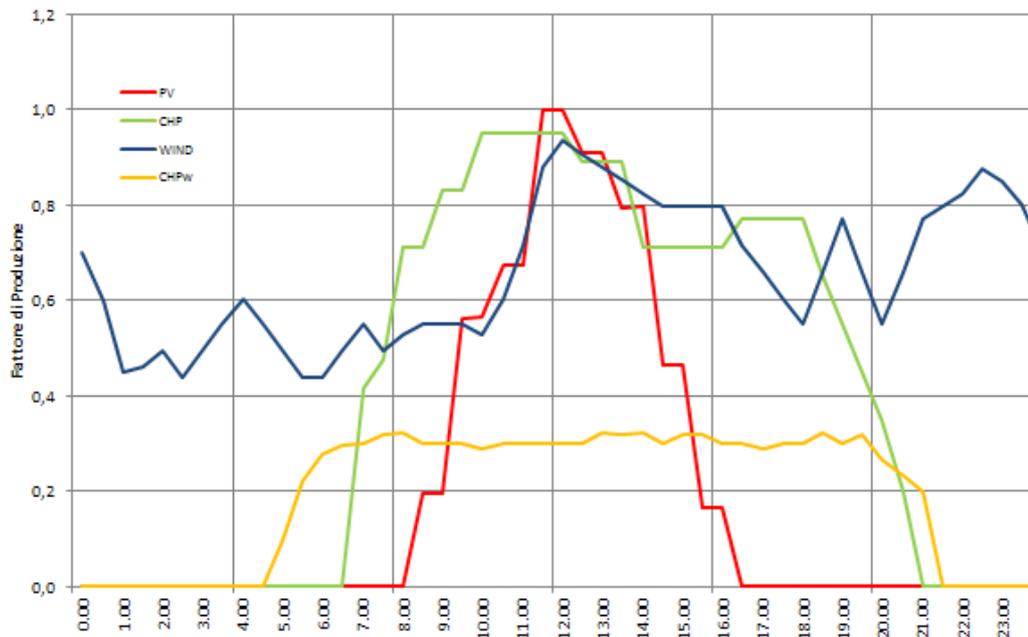


Fig.3.8: profili giornalieri per tipo di generazione

fotovoltaico: curva rossa, segue ovviamente l'andamento caratteristico della producibilità giornaliera degli impianti fotovoltaici, massima alle ore 12:00, crescente e specularmente decrescente rispettivamente nelle prime ore del mattino e nelle ore serali, nulla nelle ore notturne.

cogenerazione: gli impianti di cogenerazione possono essere dimensionati secondo differenti criteri e quindi seguire diverse curve di producibilità giornaliera. Nel presente lavoro gli impianti chp sono stati dimensionati sulla base del carico elettrico seguendo quindi la curva verde; essendo installati in corrispondenza ad utenze industriali, utenze tipicamente feriali, la curva indicata ne descrive il coefficiente moltiplicativo relativo ai soli giorni feriali, mentre la curva arancione (profilo appiattito) ne delinea il funzionamento a potenza ridotta caratteristico dei giorni festivi.

Infine gli impianti eolici seguono il profilo di producibilità giornaliera individuato dalla curva blu.

Inserite le modifiche relative alle potenze di targa e ai profili di generazione:

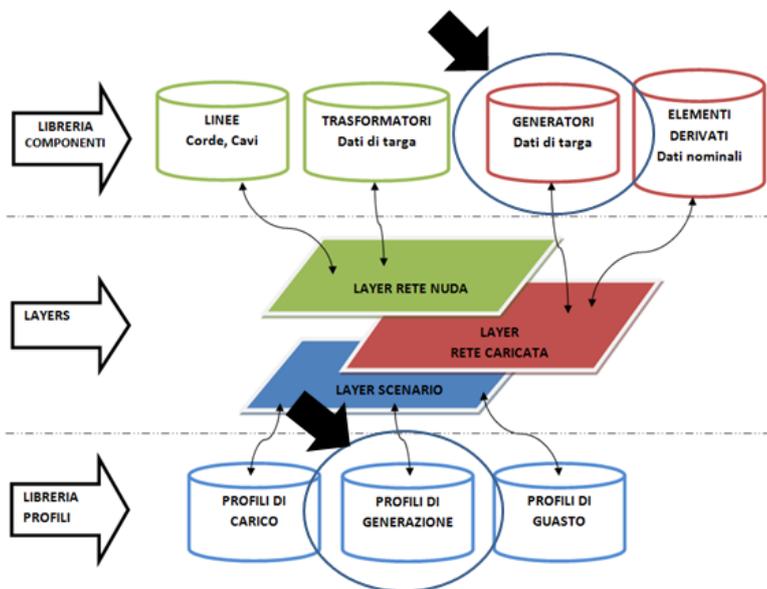


Fig 3.9 struttura database del programma "Atlantide"

il programma è in grado di valutare il valore istantaneo della potenza generata in un determinato momento (ora-giorno-settimana-mese-anno) da ciascun impianto. Vedi figura seguente

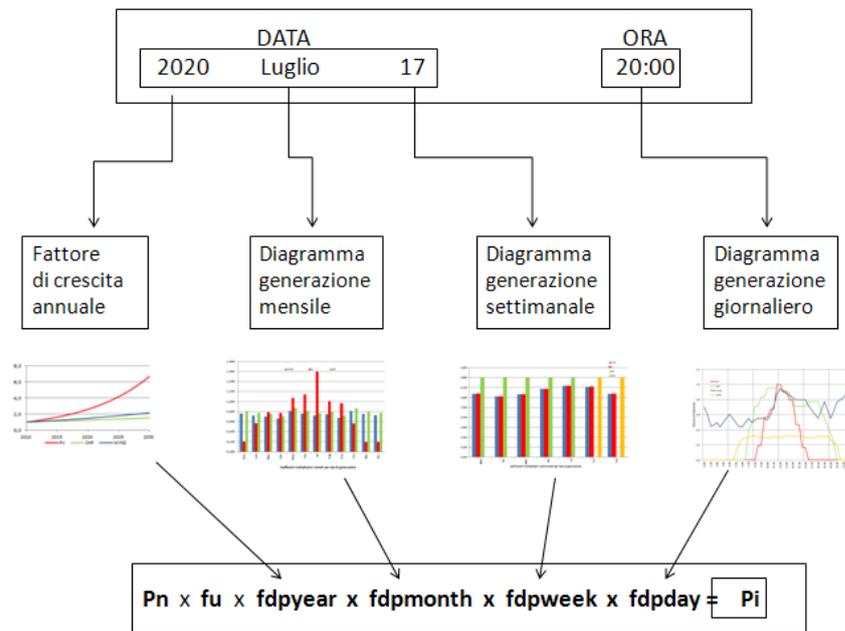


Fig 3.10: struttura di costruzione della potenza istantanea dei generatori nel programma

### 3.2.2.3 Modalità di gestione della DGs

In relazione alla connessione degli utenti attivi alla rete di bassa tensione, la norma CEI 0-21 stabilisce che la normale condizione di funzionamento delle macchine preveda la sola iniezione di potenza attiva ( $\cos \varphi=1$ ); il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal Distributore qualora esigenze di esercizio della rete di distribuzione lo richiedano e deve essere possibile, sia con logiche e leggi di controllo locali, sia con logiche e leggi di controllo che prevedano segnali di controllo da remoto (queste ultime solo per impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW).

Per quanto riguarda gli utenti attivi allacciati alla rete di media tensione, la nuova norma CEI 0-16 (nuova edizione anno 2012) stabilisce che il funzionamento in parallelo alla rete MT è consentito agli impianti di produzione in grado di assicurare le prestazioni relative all'erogazione o assorbimento di potenza reattiva indicate dalla norma stessa. Nella condizione base di funzionamento delle macchine a  $\cos \varphi=1$  la potenza attiva erogabile coincide con la potenza apparente nominale. Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile secondo le curve di prestazione (curve di capability) riportate dalla norma per le differenti tipologie di generatore [7].

Nel presente lavoro di tesi, si riterrà valida l'ipotesi che tutti gli impianti di generazione distribuita allacciati alla rete erogino potenza a  $\cos \varphi=1$ ; per eventuali modifiche nella gestione della DG, derivanti dalla necessità di garantire sempre le migliori condizioni di esercizio della rete, si rimanda alle considerazioni svolte in capitolo 5.

### 3.2.3 Veicoli elettrici: gestione adottata e potenzialità

Abbiamo già evidenziato nel capitolo precedente come alcuni scenari, in particolare i casi BAU e ROADMAP, prevedano, anche se con trend differenti, interessanti prospettive di crescita per il mercato dell'auto elettrica nel corso dei prossimi anni. Nel seguente paragrafo verrà presa in considerazione la possibilità dell'introduzione di posti di ricarica nella rete e i relativi effetti sulle condizioni di esercizio della stessa.

#### 3.2.3.1 Determinazione della potenza nominale e istantanea dei siti di ricarica per veicoli elettrici posizionati lungo la rete

La potenza necessaria alla ricarica dei veicoli elettrici è, dal punto di vista della rete, un onere aggiuntivo di notevole importanza [14]. Il grafico sottostante riporta i tempi di ricarica necessari per la ricarica completa di una batteria di un veicolo elettrico delle dimensioni di un'utilitaria (tipicamente 25kWh). In ambito domestico è possibile ricaricare completamente un veicolo elettrico in 8 ore fino a passare a ca.20 minuti con le cosiddette stazioni di ricarica ultrarapide. E' evidente che quindi si passerà in futuro ad un modello di ricarica diffusa e con potenzialità molto differenti; non solo, vi sarà ovviamente un aumento dei punti di prelievo dell'energia elettrica.

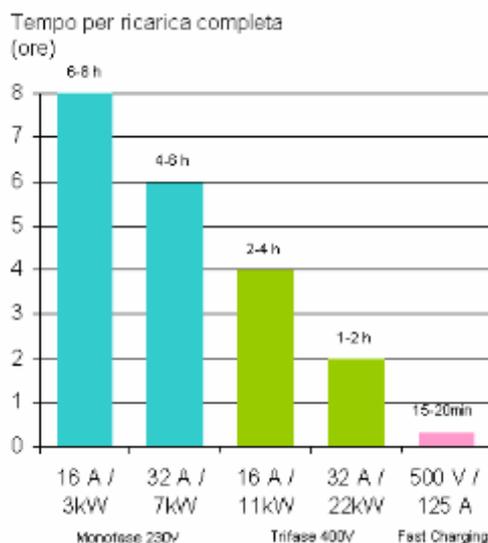


Fig 3.11: profili di ricarica EVs

E' estremamente intuitivo capire che si passerà dalla situazione attuale, ovvero da un modello di rifornimento del carburante tradizionale relativamente centralizzato (stazioni di servizio) con performance del tutto simili tra loro, a un modello dove la ricarica della batteria sarà diffusa e con potenzialità differenti tra le stazioni di ricarica in modo sostanziale. Sarà quindi possibile ricaricare il proprio veicolo con tempistiche differenti a seconda dell'infrastruttura disponibile, consentendo ma al contempo forzando il consumer ad interagire con un modello di ricarica diffuso, vario e distante dalla concezione attuale. L'approccio del consumer al nuovo modello di rifornimento del veicolo è difficilmente stimabile a priori. Sicuramente vi sarà dapprima una forte diffusione dei sistemi di ricarica domestici. Si può sostanzialmente asserire che alla vendita di un veicolo elettrico, corrisponderà la vendita di una stazione di ricarica ad utilizzo residenziale. Tuttavia avranno una certa diffusione i sistemi di ricarica per posteggi, privati e non, così come le stazioni di ricarica ultra rapide.

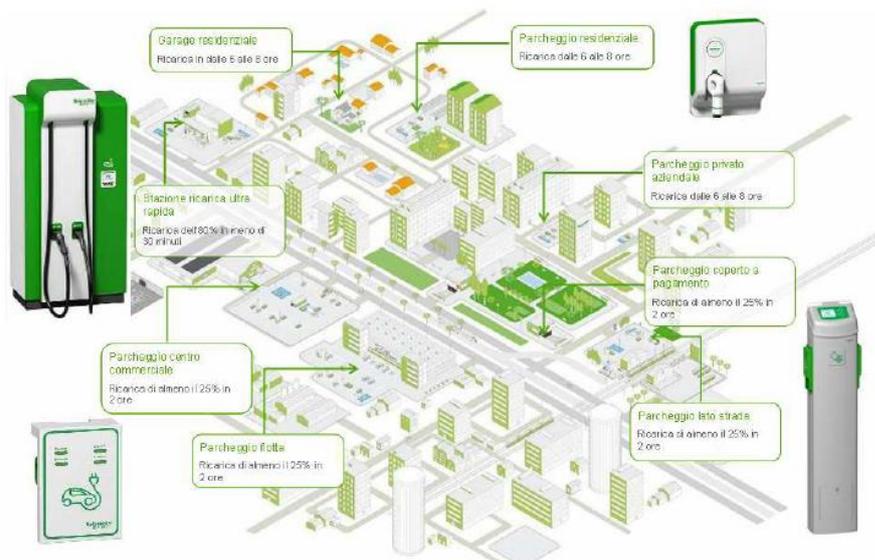


Fig 3.12: Penetrazione siti di ricarica di veicoli elettrici su rete urbana

Difficile prevedere gli schemi, i percorsi e gli afflussi alle stazioni di ricarica. Solamente i risultati ottenuti dai primi progetti pilota potranno fornire alcune indicazioni riguardo a quale potrà essere il comportamento del consumer medio. Tuttavia tali indicazioni non potranno descrivere l'effettiva evoluzione di comportamento, poiché non sarà cristallizzata nel tempo ed evolverà con il diffondersi della mobilità elettrica e con l'aumento delle performance dei veicoli. Vi sarà quindi un aumento dei punti di prelievo dell'energia elettrica, ovvero le stazioni di ricarica, che potranno richiedere la trasmissione di un'elevata quantità di energia elettrica in spazi di tempo limitati. Quindi vi saranno delle potenze in gioco che raggiungeranno con una certa facilità i 50 kW (paragonabile alla potenza contrattuale di una PMI Italiana), ma con una bassa possibilità di prevedere quando la singola utenza verrà attivata. Sulla rete vi sarà quindi un sovraccarico dei trasformatori, così come un aumento della potenza in transito e delle distorsioni armoniche. In aggiunta la distribuzione spaziale delle stazioni di ricarica non sarà uniforme, in quanto vi saranno delle aree a maggiore concentrazione come ad esempio i posteggi di centri commerciali, cinema, etc. Il contributo congiunto dell'incertezza temporale di attivazione e della disomogeneità spaziale di distribuzione, fanno sì che le stazioni di ricarica avranno un impatto sulla rete sicuramente da gestire. E' impensabile ipotizzare che il sistema elettrico attuale sia in grado di rispondere alle performance che verranno necessariamente richieste una volta che la diffusione dei veicoli elettrici prenderà piede.

Tra tutte le differenti ipotesi sopra prospettate, nel presente lavoro di tesi si è assunto che le stazioni di ricarica sorgeranno in corrispondenza di aree urbane ed effettueranno un profilo di ricarica notturna (ricarica lenta della durata di 6-8 h, vedi figura 3.9).

Si è stimato che, richiedendo in media ciascun veicolo 3 kW di potenza per ogni ora di ricarica (su un totale di 8 ore) e considerando di avere parcheggi da 100 posti ricarica ca. si ottiene una richiesta di potenza di 300 kW per ogni ora per ciascun parcheggio; supponendo inoltre che al nodo della rete MT confluisca una richiesta di potenza di ricarica variabile dall'ammontare di 1 a 4 parcheggi, si ottiene che il range di potenza nominale richiesta da parte dei veicoli elettrici si presenta come un carico al nodo di rete tra 300-1200kW. Questo carico andrà ad aggiungersi a quelli già presenti in rete, quindi riprendendo la tabella dei carichi nominali riportata in paragrafo 3.2.2.1 otterremo:

CARICHI	P min [kW]	P max [kW]
residenziale	14	700
commerciale	20	670
industriale	100	3150
EVs	300	1200

Tab 3.5: range di potenze nominali dei carichi installati in rete, comprese le stazioni di ricarica EVs.

Per ottenere una simulazione del reale comportamento di un carico nel tempo (comprese le sottostazioni di ricarica di EVs) occorre applicare alle potenze nominali, sopra riportate, opportuni fattori moltiplicativi che consentano di calcolare la potenza istantanea di ciascun carico.

Tali fattori sono deducibili a partire dai profili di carico annuale, mensile, settimanale e giornaliero.

#### PROFILI ANNUALI: **fdceyear**

Le simulazioni considerate coprono un arco temporale che va dal 2010 al 2030; i fattori moltiplicativi per ciascun anno sono stati dedotti a partire dai tassi riportati in capitolo 2 indicativi della crescita dei settori residenziale, commerciale ed industriale e dalle stime effettuate da [15] in merito all'evoluzione del mercato dell'auto elettrica. In [15] si prospettano fondamentalmente due scenari di lungo termine. Il primo, che noi prenderemo in considerazione per definire i tassi di crescita del BAU, considera che i veicoli elettrici inizieranno a diffondersi lungo la rete a partire dal 2020 e con diffusione modesta; il secondo invece, utilizzato nel presente lavoro come scenario ROADMAP, individua come anno base di partenza nella diffusione dei veicoli elettrici il 2010, prevedendo una diffusione inizialmente molto contenuta e dal 2020 in poi più spinta. Da queste considerazioni si sono costruite le tabelle dei fattori moltiplicativi annuali:

RECESSION					BAU					ROADMAP				
Year	RES	IND	COM	Evs	Year	RES	IND	COM	Evs	Year	RES	IND	COM	Evs
2010	1,000	1,000	1,000	0,000	2010	1,000	1,000	1,000	0,000	2010	1,000	1,000	1,000	1,000
2011	1,010	1,004	1,015	0,000	2011	1,012	1,007	1,020	0,000	2011	1,020	1,010	1,030	1,109
2012	1,020	1,008	1,030	0,000	2012	1,024	1,014	1,040	0,000	2012	1,040	1,020	1,061	1,198
2013	1,030	1,012	1,046	0,000	2013	1,036	1,021	1,061	0,000	2013	1,061	1,030	1,093	1,267
2014	1,041	1,016	1,061	0,000	2014	1,049	1,028	1,082	0,000	2014	1,082	1,041	1,126	1,288
2015	1,051	1,020	1,077	0,000	2015	1,061	1,035	1,104	0,000	2015	1,104	1,051	1,159	1,299
2016	1,062	1,024	1,093	0,000	2016	1,074	1,043	1,126	0,000	2016	1,126	1,062	1,194	1,315
2017	1,072	1,028	1,110	0,000	2017	1,087	1,050	1,149	0,000	2017	1,149	1,072	1,230	1,387
2018	1,083	1,032	1,126	0,000	2018	1,100	1,057	1,172	0,000	2018	1,172	1,083	1,267	1,408
2019	1,094	1,037	1,143	0,000	2019	1,113	1,065	1,195	0,000	2019	1,195	1,094	1,305	1,450
2020	1,105	1,041	1,161	0,000	2020	1,127	1,072	1,219	1,000	2020	1,219	1,105	1,344	1,500
2021	1,116	1,045	1,178	0,000	2021	1,140	1,080	1,243	1,039	2021	1,243	1,116	1,384	1,670
2022	1,127	1,049	1,196	0,000	2022	1,154	1,087	1,268	1,044	2022	1,268	1,127	1,426	1,789
2023	1,138	1,053	1,214	0,000	2023	1,168	1,095	1,294	1,049	2023	1,294	1,138	1,469	1,890
2024	1,149	1,057	1,232	0,000	2024	1,182	1,103	1,319	1,057	2024	1,319	1,149	1,513	1,960
2025	1,161	1,062	1,250	0,000	2025	1,196	1,110	1,346	1,069	2025	1,346	1,161	1,558	2,400
2026	1,173	1,066	1,269	0,000	2026	1,210	1,118	1,373	1,086	2026	1,373	1,173	1,605	2,508
2027	1,184	1,070	1,288	0,000	2027	1,225	1,126	1,400	1,098	2027	1,400	1,184	1,653	2,678
2028	1,196	1,075	1,307	0,000	2028	1,240	1,134	1,428	1,108	2028	1,428	1,196	1,702	2,803
2029	1,208	1,079	1,327	0,000	2029	1,254	1,142	1,457	1,129	2029	1,457	1,208	1,754	2,957
2030	1,220	1,083	1,347	0,000	2030	1,269	1,150	1,486	1,138	2030	1,486	1,220	1,806	3,1

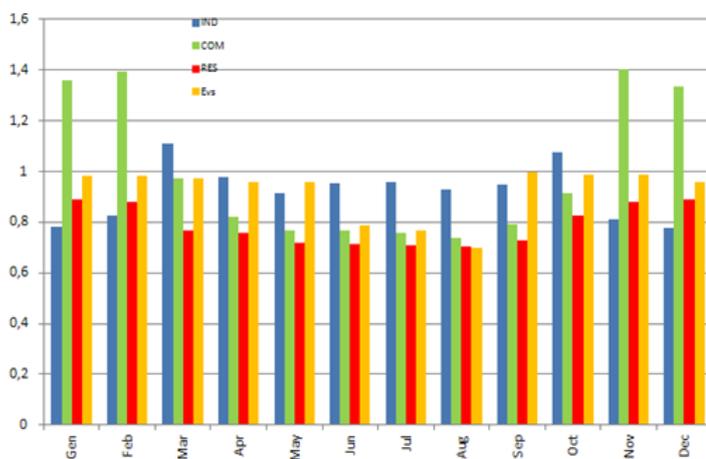
PROFILI MENSILI: **fdcmmonth**

Fig.3.13: coefficienti moltiplicativi mensili per tipo di utenza

Dall'analisi dei profili di carico elettrico mensili si deduce che in generale, eccezion fatta per il commerciale, tutti i profili di carico sono abbastanza costanti; l'industriale raggiunge i livelli più consistenti nei mesi primaverili e autunnali, il commerciale nei mesi invernali e il residenziale non presenta variazioni significative nel corso dell'anno.

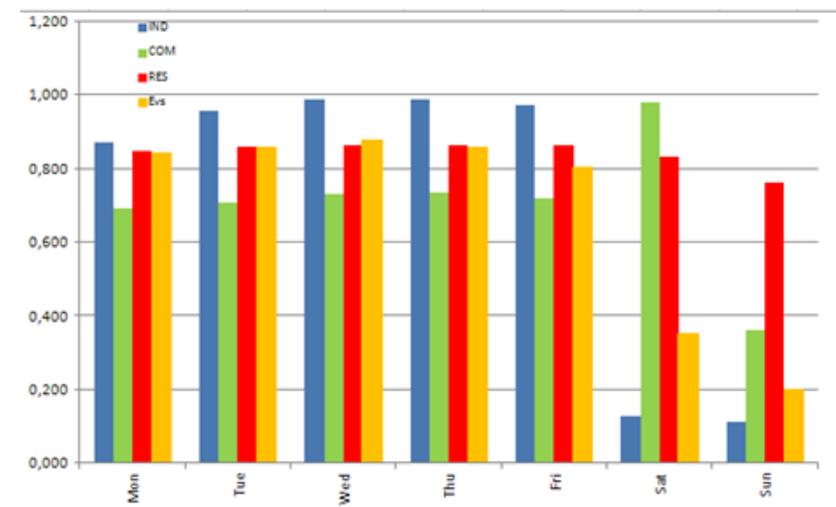
PROFILI SETTIMANALI: **fdpweek**

Fig.3.14: coefficienti moltiplicativi settimanali per tipo di utenza

Dall'analisi dell'andamento dei fattori moltiplicativi settimanali, risulta evidente la differenza tra i giorni festivi e feriali in termini di profili della domanda in confronto alla generazione che si mantiene abbastanza costante ( si veda **fdpweek** ); in particolare la domenica calano molto il commerciale, l'industriale e il profilo di ricarica dei veicoli elettrici, si mantiene più elevato il residenziale.

PROFILI GIORNALIERI: **fdcd**ay

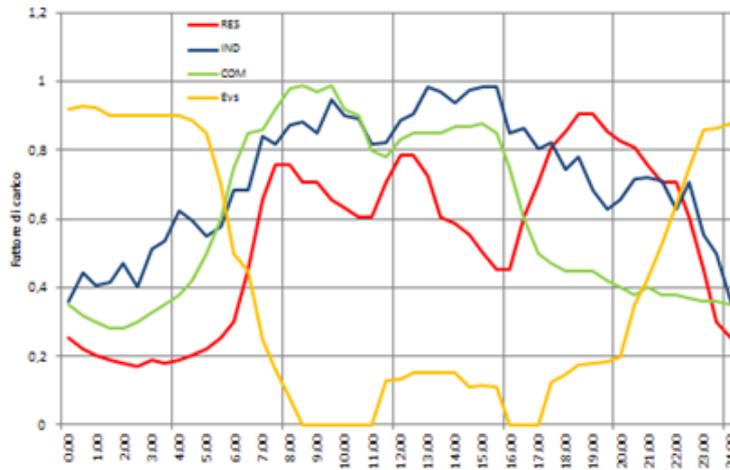


Fig.3.15: profili giornalieri per tipo di carico

Dall’analisi dei profili giornalieri si deduce che i carichi residenziale, industriale e commerciale seguono una richiesta che, seppur diversificata, evidenzia dei picchi nelle ore diurne e delle contrazioni nelle ore notturne. Diverso è il caso del profilo di ricarica dei veicoli elettrici che, come indicato in precedenza, effettuano una ricarica lenta nelle ore notturne, la quale combinata con il profilo di domanda degli altri carichi prospetta alcune ore particolarmente critiche per l’esercizio della rete.

Come per la generazione anche per i carichi sono state apportate le opportune modifiche al set di dati contenuti nel programma e alla libreria profili

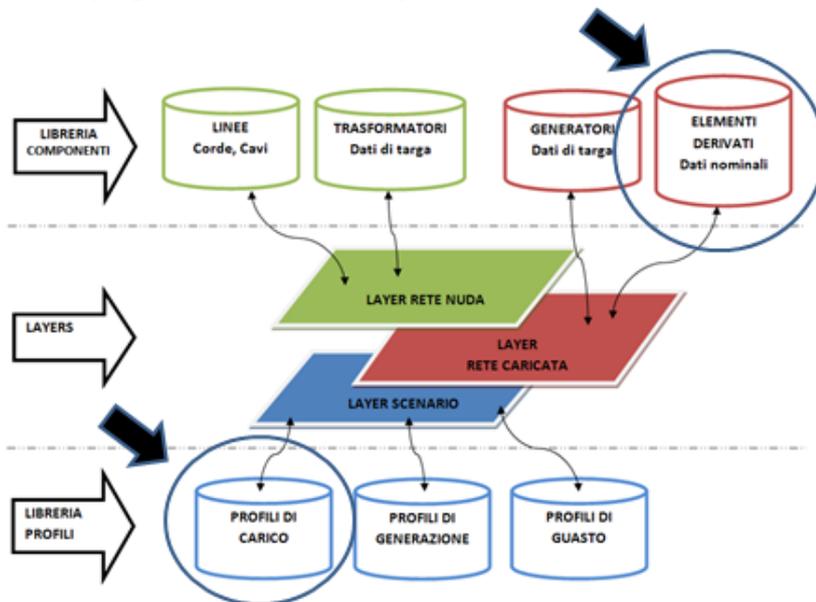


Fig 3.16 struttura database del programma “Atlantide”

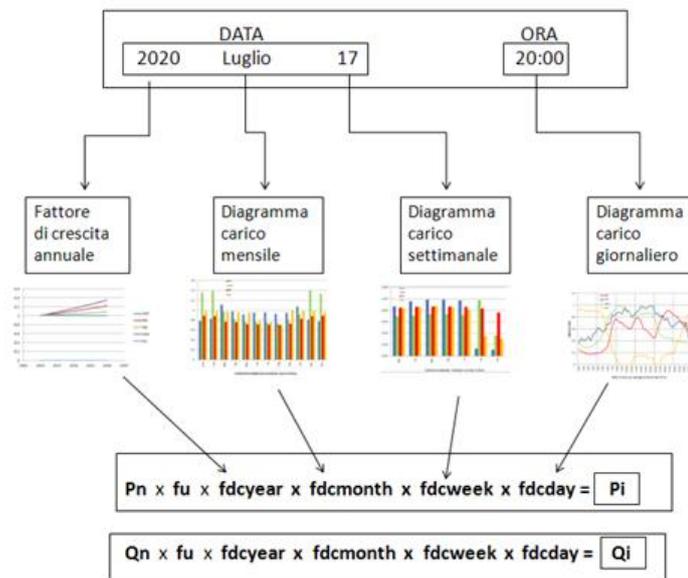


Fig 3.17: struttura di costruzione della potenza istantanea dei carichi nel programma

Così il programma è in grado di valutare il valore istantaneo della potenza richiesta dal carico in un determinato momento (ora-giorno-settimana-mese-anno), come riportato in figura precedente.

### 3.2.3.2 Modalità di gestione adottata e possibili alternative

La modalità di gestione adottata nel presente lavoro per i posti di ricarica prevede un'interazione esclusivamente passiva del veicolo con la rete; come indicato nel paragrafo precedente, la potenza attiva per ricaricare le batterie viene assorbita dalla rete di notte ed utilizzata dal veicolo di giorno, prevedendo quindi che il veicolo rieffetti il ciclo di ricarica a termine giornata.

Tuttavia si può prospettare ( se ne terrà conto tra gli eventuali provvedimenti indicati nel capitolo 5) un cambiamento nell'interazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica.

Il veicolo elettrico è sicuramente un mezzo di trasporto ma è altrettanto vero che si tratta di un sistema di accumulo di una certa dimensione. Questi sistemi di accumulo in futuro saranno diffusi sul territorio e potranno essere utilizzati per immagazzinare energia elettrica nel qual caso vi fossero degli eccessi di produzione (tipico il caso delle fonti rinnovabili che non sono programmabili per definizione). Tale energia potrebbe essere utilizzata oppure reintrodotta nella rete quando e dove necessario per supplire alle situazioni di sovraccarico. Una riduzione dei picchi di richiesta sulla rete elettrica, calmierati dalla trasmissione di energia elettrica dai veicoli alla rete ( Vehicle-To-Grid ), consentirebbe di lasciare inattive un certo numero di centrali, con indubbi benefici sotto i profili tecnico, economico ed ambientale.

Da quanto esposto si deduce che un grande interesse nell'applicazione degli EVs è rivolto ai servizi ancillari di potenza attiva che essi forniscono; tuttavia il potenziale degli EVs non è limitato alla sola potenza attiva dal momento che l'interfacciamento tra la batteria e la rete avviene tramite un inverter. La potenza reattiva può essere scambiata tramite convertitore a quattro quadranti e dipende solo dalla capacità dello stesso rispetto al flusso di potenza attiva che lo sta impegnando. Pertanto qualora vi fosse nelle reti di distribuzione l'esigenza di un servizio di fornitura di potenza reattiva (tipicamente per effettuare controllo di tensione) gli

EVs potrebbero assumere un ruolo importante che remunerato, vedrebbe un potenziale incentivo nei confronti dei costi di investimento dei veicoli e delle relative infrastrutture di ricarica.

### 3.2.4 Posizionamento della generazione distribuita e delle stazioni di ricarica per veicoli elettrici lungo la rete.

Si sono già riconosciute le finalità del presente lavoro: costruire le possibili evoluzioni critiche delle condizioni di esercizio della rete (ovvero condizioni di lavoro della rete oltre i limiti di norma visti in 3.1.1), in presenza di generazione distribuita.

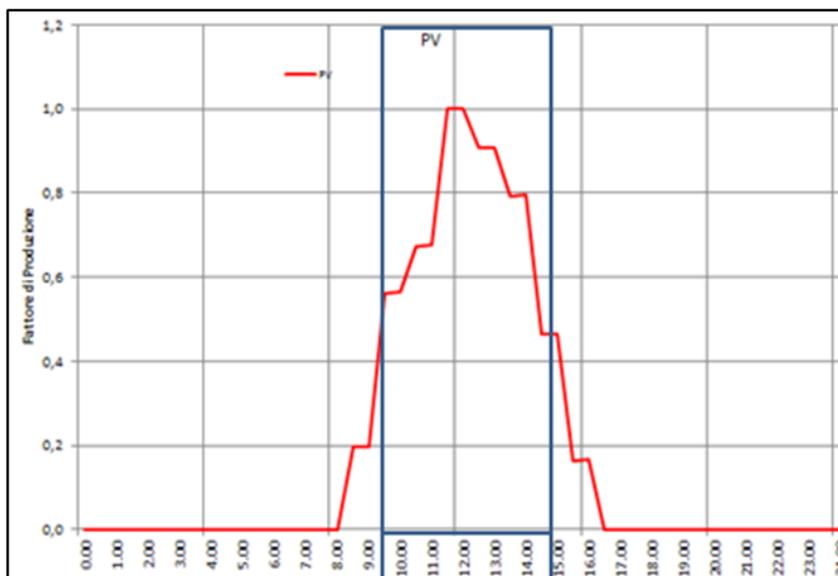
Per realizzare le disposizioni di generazione distribuita e carichi alle quali applicare i tassi discussi precedentemente si sono seguite le considerazioni di seguito presentate:

a) privilegiare la collocazione degli impianti nelle aree della rete identificate come “critiche” (vedi paragrafo 3.2.1); quanto detto serve a massimizzarne l’effetto sotto il profilo delle variazioni di tensione e delle congestioni.

b) caratterizzare i feeders in modo differenziato con l’obiettivo di diversificarne il profilo di tensioni; questo va a compromettere la regolazione effettuata dal trasformatore OLTC in cabina primaria.

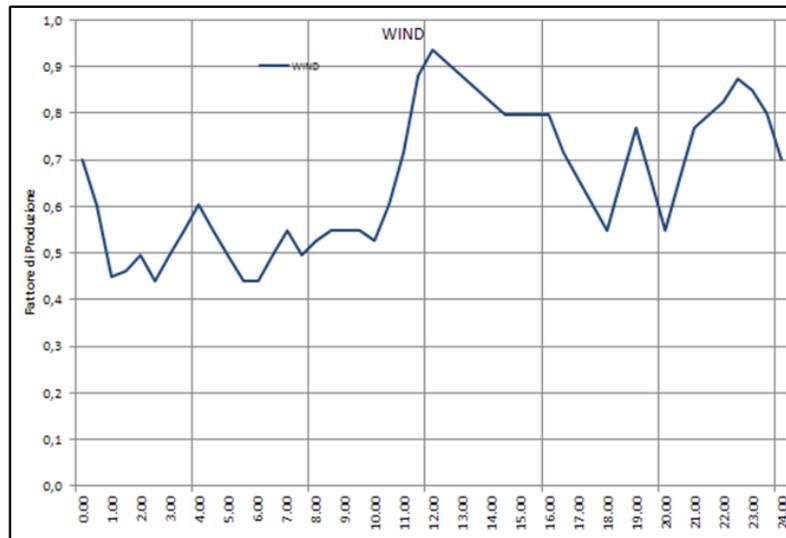
c) ricercare le condizioni che portino a sbilanciare carico e generazione in rete in modo da massimizzare il contributo di entrambi rispettivamente all’abbassamento di tensione il primo e alla sopraelevazione di tensione il secondo. Questo effetto si può ottenere sfruttando le peculiarità che contraddistinguono ciascun sistema di generazione distribuita e carico:

- 1) il fotovoltaico segue questo profilo:

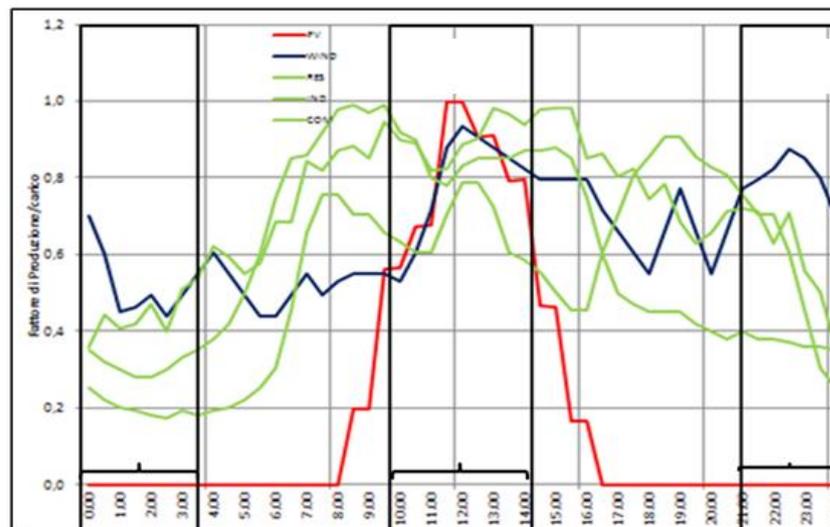


Se ne evince che le potenziali sovratensioni provocate dagli impianti fotovoltaici in rete avranno luogo nelle ore centrali della giornata.

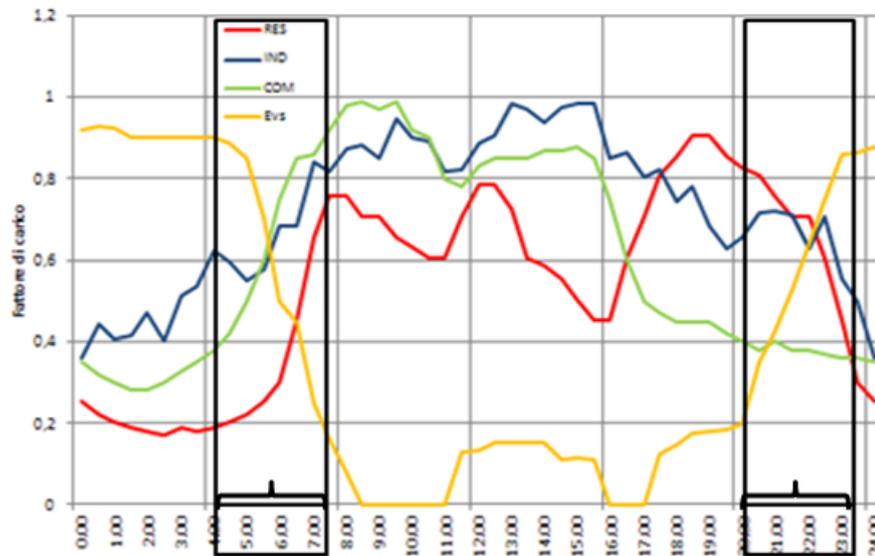
2) l'eolico segue un profilo differente



Da cui si evince che la generazione da eolico fornisce un contributo rilevante anche nelle ore notturne; quindi le potenziali sovratensioni e/o inversioni di flusso potrebbero verificarsi di giorno, in combinazione con la generazione da fotovoltaico, ma anche di notte vista la complementarità rispetto ai profili di carico residenziale, industriale e commerciale (si vedano le fasce orarie evidenziate in figura).



- 3) Collocare le aree adibite alla ricarica notturna dei veicoli elettrici su feeder esenti da impianti di tipo eolico per evitare che i due sistemi di domanda e generazione si compensino .
- 4) i veicoli elettrici presentano un profilo di domanda giornaliera nettamente diverso dagli altri carichi; tuttavia in determinate fasce orarie , evidenziate in figura, sommandosi al contributo degli altri carichi, i veicoli elettrici portano la rete a lavorare in condizioni critiche, di abbassamento di tensione e sovraccarico (si vedano i risultati in Appendice C, relativi alle simulazioni Roadmap feriali, ore 6:00).



### 3.3 Criteri di simulazione e di analisi

Determinate le caratteristiche degli impianti di generazione da installare e le linee guida per la loro disposizione lungo la rete, è opportuno definire secondo quali criteri sono state effettuate le simulazioni di lungo periodo e le analisi successive; più precisamente quali date considerare per simulare i nove casi di evoluzione analizzati (tre scenari di crescita applicati ad altrettante configurazioni di rete) dal 2010 al 2030.

Le scelte effettuate in merito alle date di simulazione sono state dedotte dallo studio combinato dei profili di generazione e carico prima riportati:

- ANNO: le simulazioni sono state svolte con passo di due anni dal 2010 al 2030, per seguire pedissequamente la crescita dei tassi e i relativi effetti sulla rete
- MESI: dopo una prima analisi che ha ricoperto diverse mensilità, la scelta è ricaduta sui mesi di Luglio e Marzo, ritenuti i più significativi. Il mese di Luglio evidenzia la massima differenza tra generazione e carico in termini assoluti, il contributo fondamentale è legato alla generazione da fotovoltaico. Il mese di Marzo evidenzia invece la massima escursione di tensione in rete rispetto al resto dell'anno per la compresenza di alto carico e alta generazione in ore differenti.
- GIORNO: verranno presi in considerazione i giorni feriali (terzo mercoledì del mese) per evidenziare il massimo contributo del carico e i giorni festivi (terza domenica del mese) per evidenziare il massimo contributo della sola generazione.

Combinando le suddette considerazioni le date di simulazione sono:

- Giorni feriali di Marzo da 2010 a 2030;
- Giorni festivi di Luglio da 2010 a 2030;

Per i giorni suddetti vengono effettuati dei load-flow con step di un'ora proprio per studiare l'andamento di tensioni, gradi di carico e potenze in rete lungo le 24 h della giornata di interesse.

Per quanto riguarda i valori su cui si è concentrata l'analisi e i criteri di presentazione dei risultati di simulazione, vale quanto segue:

#### Tensioni:

per le simulazioni effettuate nei giorni indicati sopra, si è studiato dapprima l'andamento della tensione a tutti i nodi della rete durante le 24 ore, quindi si sono isolati quei gruppi di nodi che violano il limite di tensione di 1.1 p.u. o di 0,9 p.u.; tra questi, dopo averne studiato l'andamento nelle 24 h, si è dedotto che un solo nodo poteva essere rappresentativo di tutto il gruppo; con questo criterio si sono scelti i nodi i cui risultati sono riportati nelle tabelle in Appendice C.

#### Gradi di carico:

per le simulazioni effettuate nei giorni indicati sopra, si è studiato dapprima l'andamento dei gradi di carico a tutti i rami della rete durante le 24 ore; quindi sono stati eliminati i rami che non sono interessati da alcuna congestione tra il 2010 e il 2030 e riportati tra i risultati (vedi Appendice C) solo i rami che lungo l'arco temporale di interesse superano la  $I_{max}$  di linea.

#### Flusso al trasformatore:

per le simulazioni effettuate nei giorni indicati sopra, si è studiata l'evoluzione dell'andamento del flusso di potenza al trasformatore nel corso delle 24 ore.



# CAPITOLO 4

## Simulazione delle condizioni ipotizzate: risultati sul lungo periodo

### 4.1 Disposizione 1

Il primo caso propone la seguente disposizione di generazione distribuita, carichi ed aree di ricarica per veicoli elettrici lungo la rete:

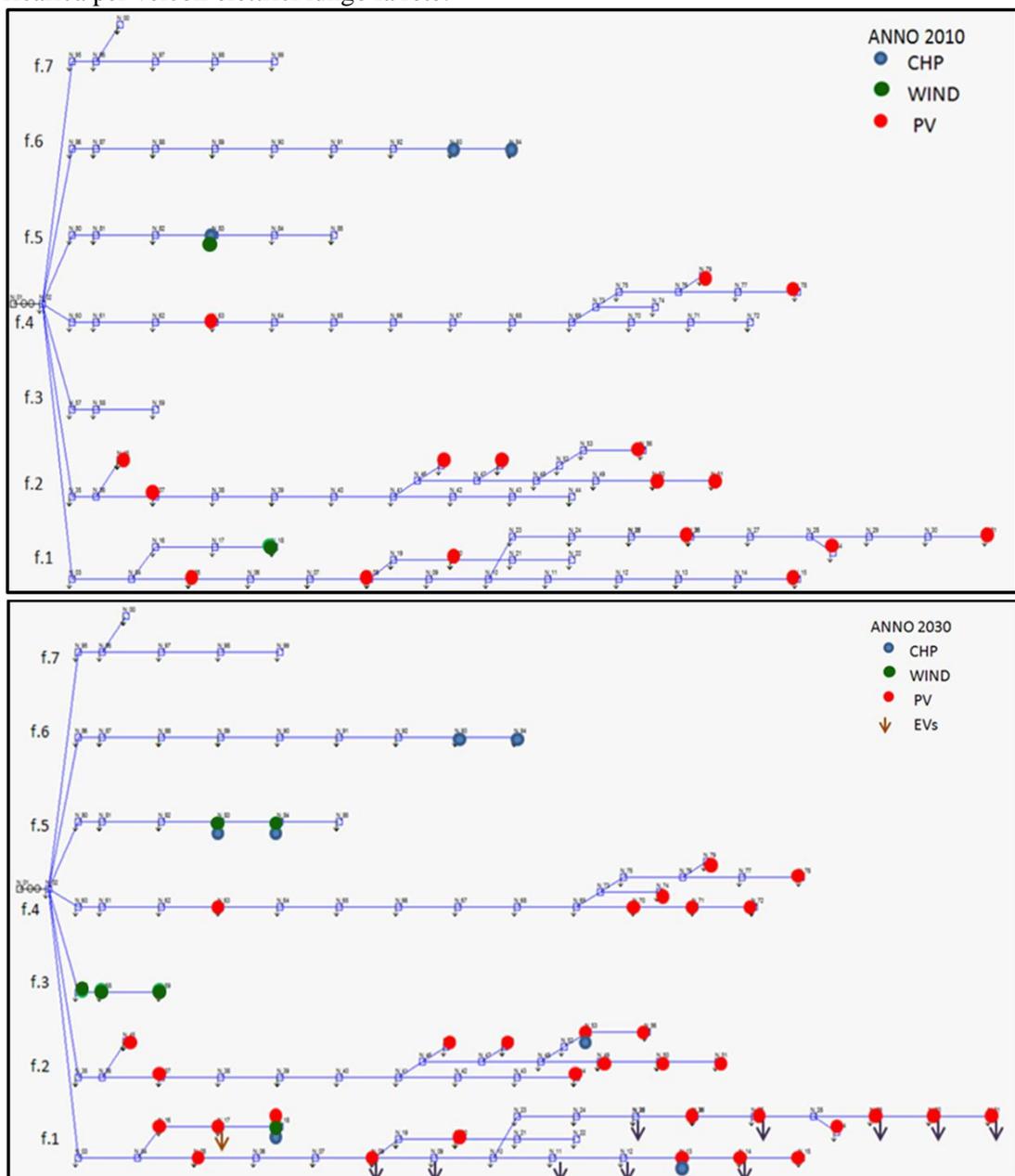


Fig. 4.1 : collocamento di generazione distribuita e carichi lungo la rete secondo la disposizione 1.

- Impianti fotovoltaici di potenza variabile come indicato in paragrafo 3.2.2.1 ai feeders 1, 2, 4,
- Impianti cogenerativi di cui si dotano le utenze industriali ai feeders 1, 2, 5.
- Impianti minieolici di potenza variabile come riportato in paragrafo 3.2.2.1 ai feeders 3, 5.
- Parcheggi con ricarica per veicoli elettrici di potenza variabile come indicato in paragrafo 3.2.3.1 al feeder 1.

#### 4.1.1 Applicazione scenario RECESSION

Alla disposizione sopra presentata si applica anzitutto lo scenario di crescita RECESSION:

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	12,715	26,681	PV / CHP
F_2	22	18.090	6,076	11,864	PV / CHP
F_3	3	1.335	0,612	4,5	WIND
F_4	20	15.497	5,183	3,789	PV
F_5	6	5.865	11,883	36,435	WIND / CHP
F_6	9	9.033	2,432	2.050	
F_7	6	4.800	4,062	0.000	

Tabella4.1 : Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario recession

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

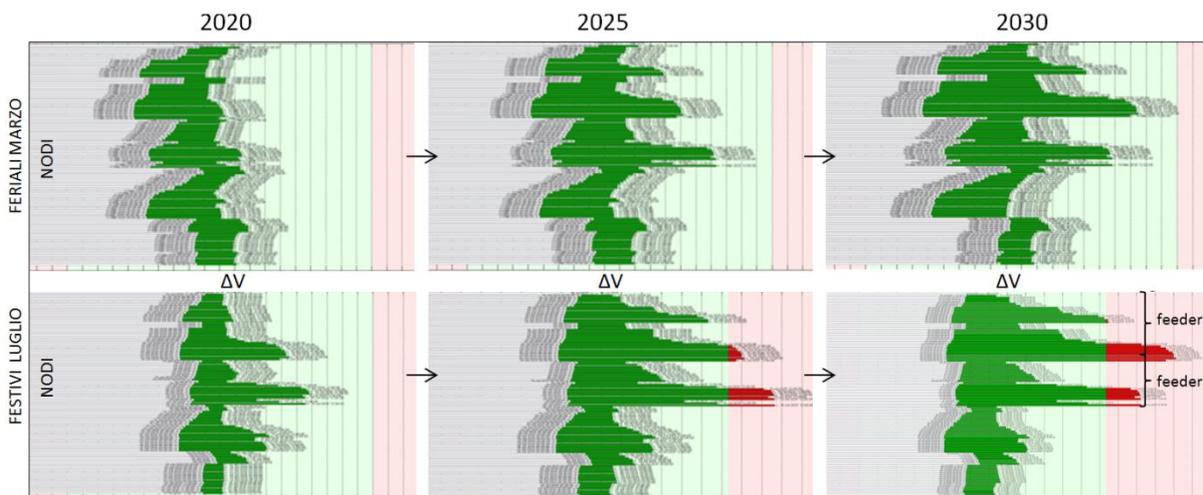
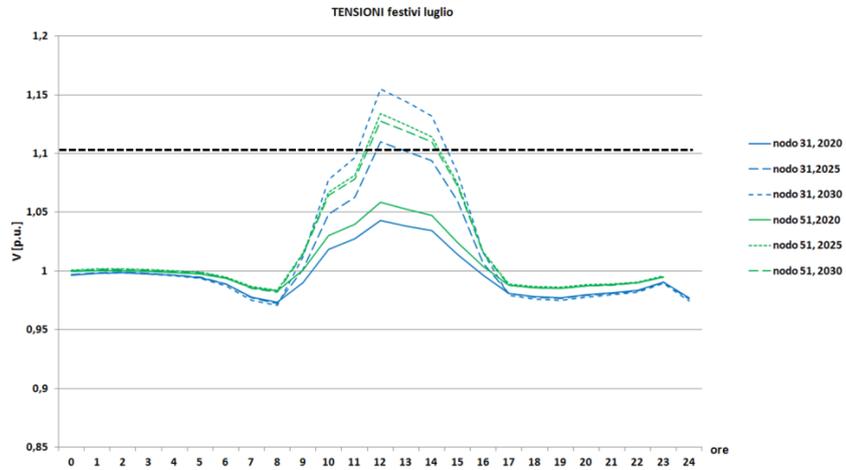


Fig.4.2: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati.

Rosso:violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% * V_n$  ;

Come si evince dalle figure riportate, l’andamento delle tensioni in rete nel mese di Marzo, con questo scenario, non è particolarmente significativo; diversamente in Luglio i profili evidenziano delle criticità in corrispondenza dei feeder 1 e 2. Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi che superano i limiti di norma

a) tensioni ai nodi 31 e 51;



Il profilo delle tensioni di un giorno festivo di Luglio 2030 relativo ai nodi 31 e 51, rappresentativi rispettivamente delle condizioni critiche ai feeder 1 e 2, supera il limite di norma nelle ore centrali della giornata rispecchiando l'andamento della curva di generazione degli impianti fotovoltaici ivi installati.

b) gradi di carico

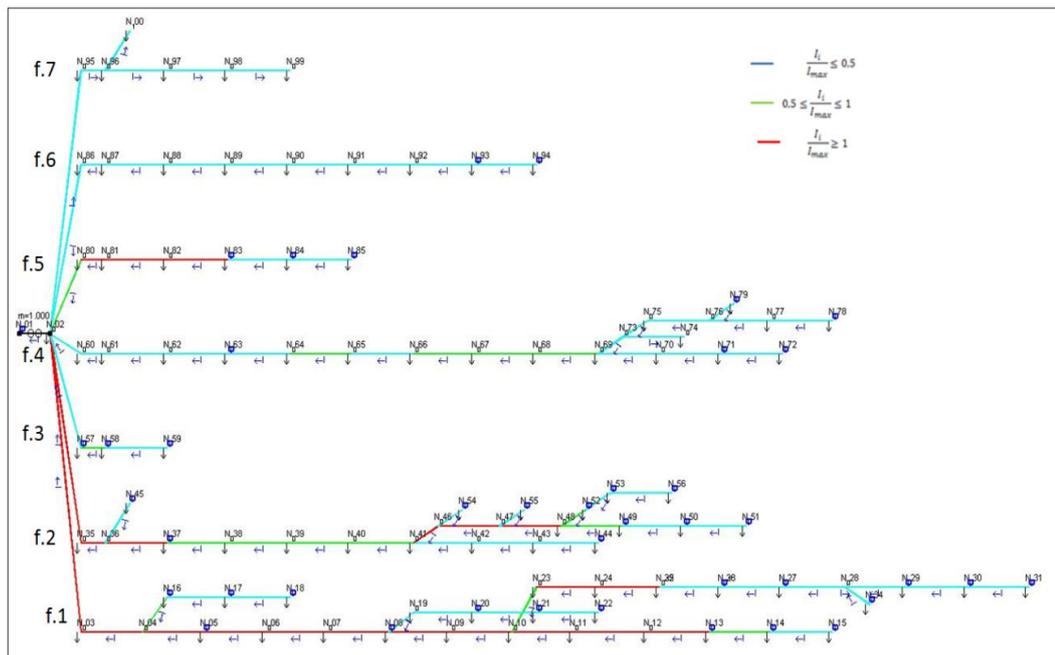


Fig 4.3: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

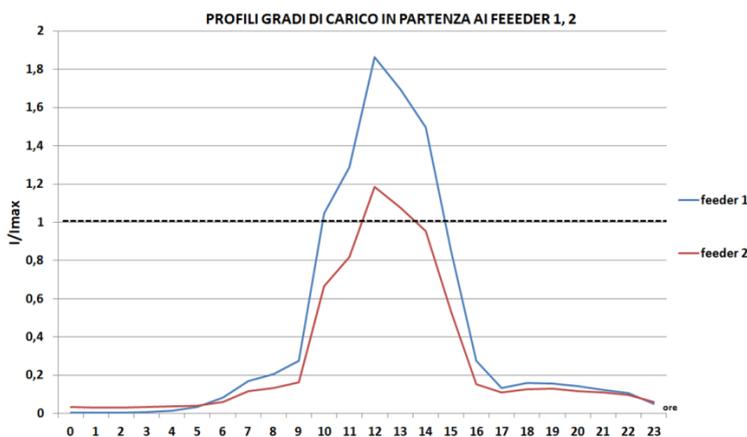


Fig 4.4: Profilo giornaliero dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati in fig.4.3.

L’analisi dei gradi di carico evidenzia che, per le condizioni prese in esame in fig 4.3 sono congestionati i feeder 1, 2 e 5, dove si concentrano le maggiori installazioni di DG; la distribuzione delle congestioni lungo i feeder suddetti dipende fondamentalmente da due fattori: lo sbilanciamento carico-generazione lungo le linee e la portata dei tronchi di feeder. A tal proposito si consideri il feeder1; si osservi che i tronchi a fondo feeder sono esenti da congestioni e si caricano progressivamente verso il trasformatore, dove l’ammontare di inversione di flusso che si accumula lungo la linea, non controbilanciato da un’equivalente richiesta da parte dei carichi (si ricordi che siamo nel festivo), provoca delle congestioni come mostrato in figura. Analizzando il feeder 5, la situazione si ripresenta analoga a quanto detto in precedenza; tuttavia il ramo 2- 80 in partenza dalla cabina primaria non è congestionato essendo costituito da due linee in parallelo tra cui la corrente si ripartisce senza dar luogo a sovraccarichi. Quanto detto è validato dal profilo dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati , come da fig.4.4.

Si riportano di seguito le tabelle relative ai gradi di carico di alcuni tronchi dei feeder interessati da congestioni in fig. 4.3; sono evidenziati in verde i gradi di carico che, all’applicazione dello scenario recessione nel 2030, superano il limite di portata delle linee.

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico	
FEEDER 1	N_002	N_003	1,866	
	N_003	N_004	1,812	
	N_004	N_005	1,615	
	N_004	N_016	0,780	
	N_005	N_006	1,397	
	N_006	N_007	1,398	
	N_007	N_008	1,419	
	N_008	N_009	1,095	
	N_009	N_010	1,105	
	N_010	N_011	1,069	
	N_010	N_023	0,784	
	N_011	N_012	1,110	
	N_012	N_013	1,114	
	N_013	N_014	0,608	
	N_016	N_017	0,470	
	N_023	N_024	1,862	
	N_024	N_025	2,492	
	N_025	N_026	2,847	
	N_026	N_027	1,900	
	N_027	N_028	1,477	
	N_028	N_029	1,421	
	N_029	N_030	0,643	
	N_030	N_031	0,456	
	FEEDER2	N_002	N_035	1,186
		N_035	N_036	1,199
		N_036	N_037	1,142
		N_037	N_038	0,752
		N_038	N_039	0,755
		N_039	N_040	0,766
		N_040	N_041	0,768
		N_041	N_046	2,272
N_046		N_047	2,164	
N_047		N_048	1,652	
N_048		N_049	0,803	
N_048		N_052	0,778	
FEEDER 5	N_002	N_080	0,535	
	N_002	N_080	0,535	
	N_080	N_081	1,077	
	N_081	N_082	1,085	
	N_082	N_083	1,096	
N_083	N_084	0,322		

Tabella 4.2: Tronchi di feeder congestionati a Luglio 2030, applicazione scenario recessione; (grado di carico espresso in valore relativo alla portata del conduttore: I/Imax, verde:congestioni originatesi nello scenario recessione al 2030 )

c) flusso di potenza al trasformatore:

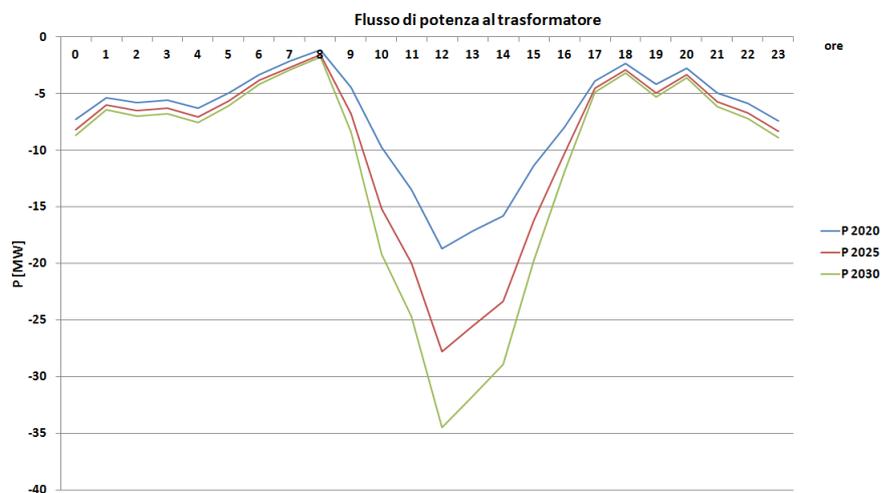


Fig 4.5: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore nel Luglio 2020,2025,2030

Diagrammando il flusso di potenza attiva al trasformatore dal 2020 al 2030 (fig 4.5) è evidente il contributo della generazione distribuita all'inversione dei flussi potenza verso la rete in AT; in particolare è predominante il contributo della generazione da fotovoltaico come traspare dai profili di fig.4.5 che infatti sono speculari alla curva di produttività giornaliera di un comune impianto fotovoltaico.

Per i risultati numerici in dettaglio si veda Appendice C.

#### 4.1.2 Applicazione scenario BAU

Alla disposizione 1 si applica lo scenario di crescita BAU

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
<b>F_1</b>	32	20.399	13,693+5	44,621	PV / CHP / EVs
<b>F_2</b>	22	18.090	6,543	16,718	PV / CHP
<b>F_3</b>	3	1.335	0,659	8,76	WIND
<b>F_4</b>	20	15.497	5,581	4.789	PV
<b>F_5</b>	6	5.865	12,797	38,535	WIND / CHP
<b>F_6</b>	9	9.033	2,619	2.050	
<b>F_7</b>	6	4.800	4,375	0.000	

Tabella4.3: Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario bau

Risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030:

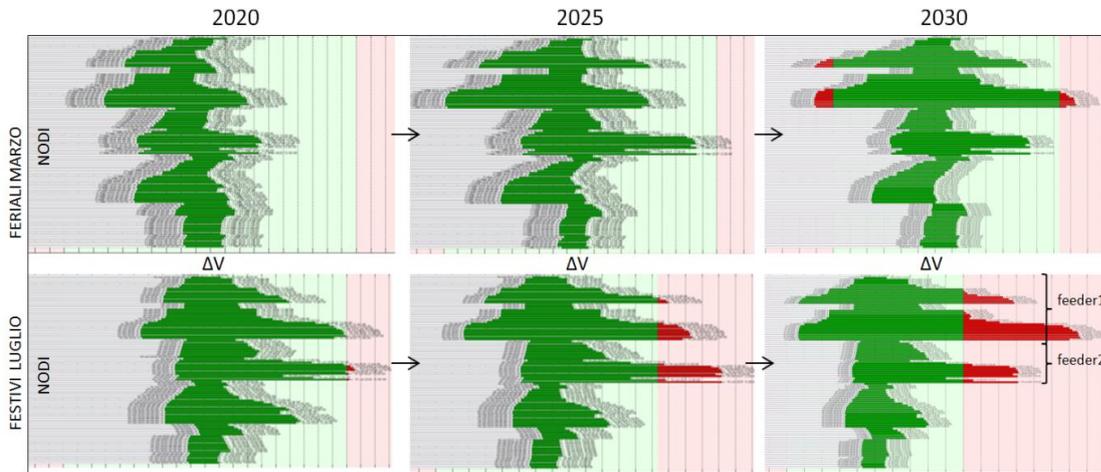
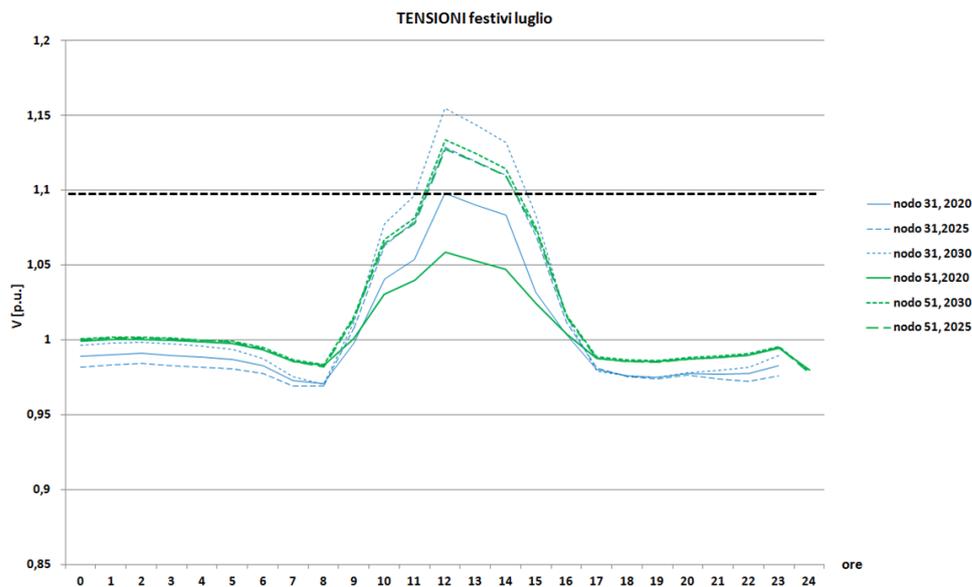


Fig.4.6: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati.  
Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% * V_n$  ;

L'andamento delle tensioni evidenzia che in termini di sovratensioni risulta più critica l'evoluzione prospettata nei giorni festivi di Luglio sempre ai feeder 1 e 2; per quanto riguarda invece il mese di Marzo, in corrispondenza al feeder 1, dove sorgono aree adibite alla ricarica dei veicoli elettrici, si assiste ad un progressivo abbassamento del profilo di tensione arrivando al 2030 a violare, anche se di poco, il limite di norma. Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi più rilevanti che superano i limiti di norma.

a) tensioni ai nodi 31 e 51:



L'andamento delle tensioni ai nodi esaminati, 31 e 51, rappresentativi rispettivamente delle condizioni di crisi ai feeder 1 e 2, evidenzia quanto già detto per il caso RECESSION con l'accortezza di osservare i diversi valori di sovratensione raggiunti nel presente scenario che

confermano il maggiore impatto sulla rete di un tasso di crescita della generazione distribuita più spinto dello scenario precedente.

b) Gradi di carico

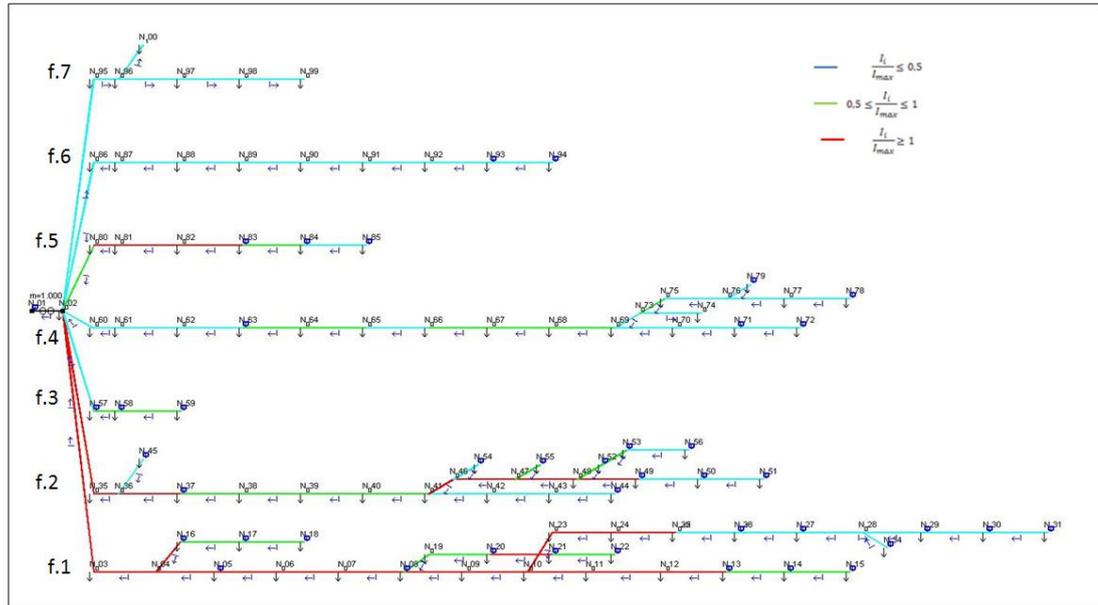


Fig 4.7: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

L’analisi dei gradi di carico evidenzia che valgono complessivamente le stesse considerazioni dello scenario precedente; tuttavia i feeders che presentano congestioni, ovvero 1,2 e 5, sono in questo caso interessati da un regime di sovraccarico più diffuso, inoltre i gradi di carico per i tronchi di rete non congestionati sono più elevati (vedi tabella seguente).

FEEDER 1	N_002	N_003	2,848	FEEDER 2	N_002	N_035	1,458	FEEDER 5	N_002	N_080	0,616
	N_003	N_004	2,765		N_035	N_036	1,473		N_002	N_080	0,616
	N_004	N_005	2,464		N_036	N_037	1,416		N_080	N_081	1,239
	N_004	N_016	1,192		N_037	N_038	0,934		N_081	N_082	1,247
	N_005	N_006	2,143		N_038	N_039	0,936		N_082	N_083	1,259
	N_006	N_007	2,144		N_039	N_040	0,948		N_083	N_084	0,574
	N_007	N_008	2,167		N_040	N_041	0,950				
	N_008	N_009	1,515		N_041	N_046	2,851				
	N_009	N_010	1,525		N_046	N_047	2,679				
	N_010	N_011	1,481		N_047	N_048	1,962				
	N_010	N_023	1,074		N_048	N_049	1,008				
	N_011	N_012	1,523		N_048	N_052	0,868				
	N_012	N_013	1,526								
	N_013	N_014	0,975								
	N_016	N_017	0,773								
	N_023	N_024	2,545								
	N_024	N_025	3,404								
	N_025	N_026	3,877								
	N_026	N_027	2,591								
	N_027	N_028	2,365								
	N_028	N_029	2,313								
	N_029	N_030	1,080								
	N_030	N_031	0,773								

Tabella 4.4: Tronchi di feeder congestionati in figura sopra. (verde: congestioni originatesi nello scenario recessione; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recessione a bau)

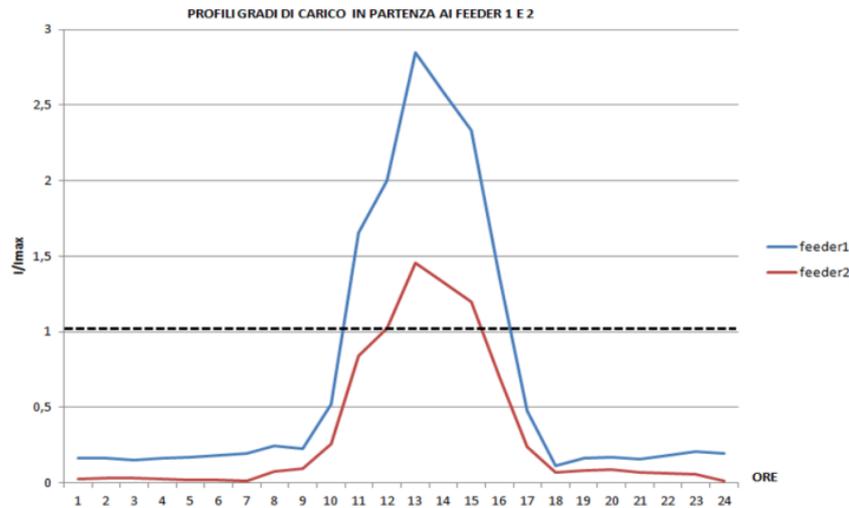


Fig 4.8: Profilo giornaliero dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati in fig.4.7

Quanto detto è anche in questo caso validato dal profilo dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati, come da fig.4.8, che raggiungono rispetto allo scenario recessione dei picchi più elevati

c) flusso di potenza al trasformatore:

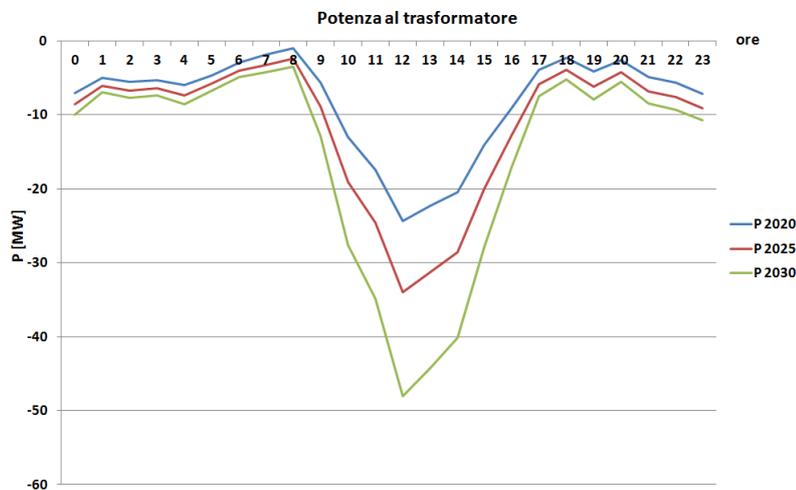


Fig 4.9: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore nel Luglio 2020,2025,2030.

Il flusso di potenza attiva al trasformatore dal 2020 al 2030 (fig 4.9) rivela il contributo della generazione distribuita, in particolare del fotovoltaico, all'inversione di flusso verso la rete di trasmissione, in questo caso più rilevante del recessione (si vedano figure 4.5 e 4.9)

### 4.1.3 Applicazione scenario ROADMAP

Alla disposizione 1 si applica lo scenario di crescita ROADMAP

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	15,649 + 11	66,131	PV / CHP / EVs
F_2	22	18.090	7,478	26,718	PV / CHP
F_3	3	1.335	0,753	25	WIND
F_4	20	15.497	6,379	11,389	PV
F_5	6	5.865	14,625	63,935	WIND / CHP
F_6	9	9.033	2,993	2.050	
F_7	6	4.800	5	0.000	

Tabella 4.5: Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario roadmap

Risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030:

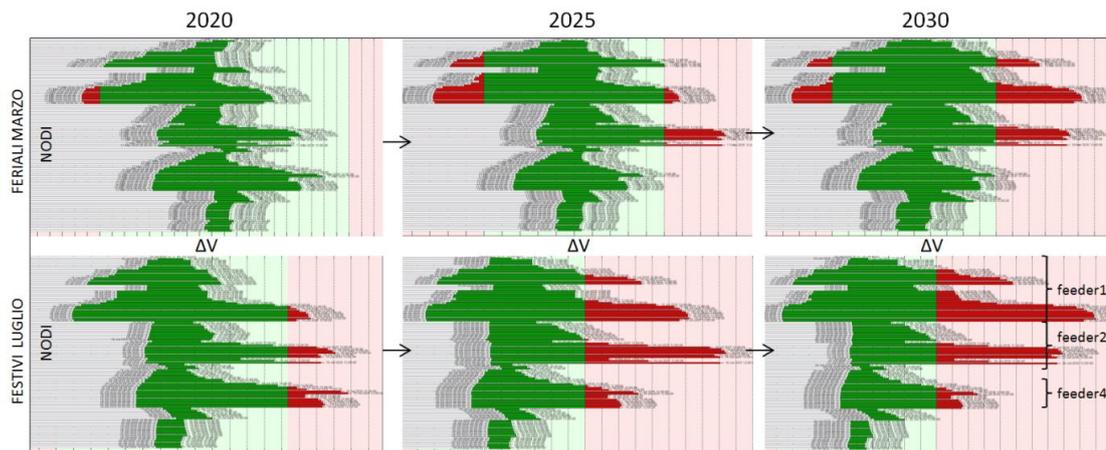


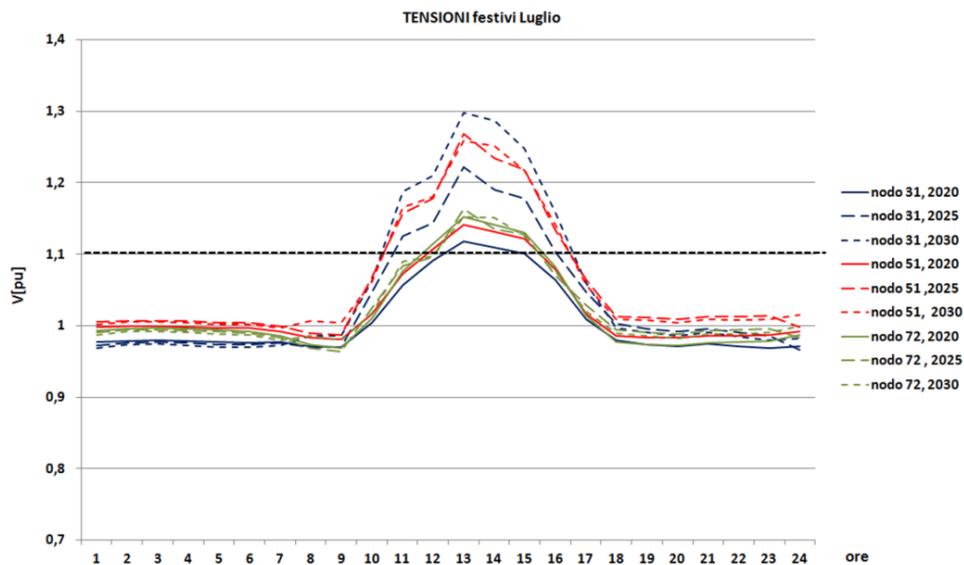
Fig 4.10: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati.

Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% \cdot V_n$ ;

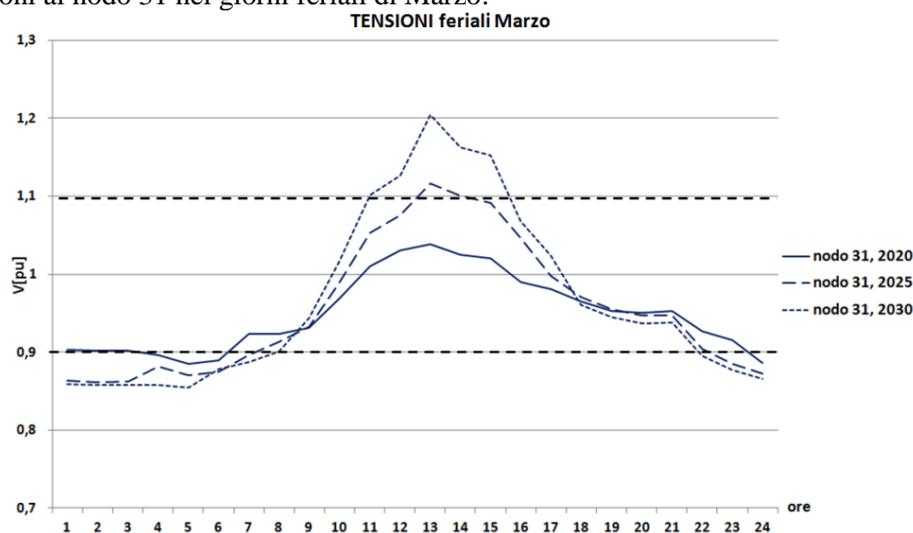
Le simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo dal 2020 al 2030 evidenziano che la richiesta di ricarica dei veicoli elettrici sommata alla domanda delle utenze residenziale, commerciale ed industriale, provoca degli abbassamenti di tensione che portano alcune aree del feeder 1 a  $V[\text{pu}] < 0,9$ . In merito alle sovratensioni invece i casi più critici si presentano nei giorni festivi di Luglio quando, al massimo contributo da parte della generazione si associa la minima richiesta da parte dei carichi, condizione che porta a  $V > 1,1$  i feeder 1, 2 e 4.

Come evidenziato quindi, lo scenario Roadmap, diversamente dai precedenti, propone condizioni critiche differenti e comunque rilevanti, sia a Marzo che a Luglio; nel seguito si concentra l'analisi in merito ai risultati più critici in termini di tensioni e gradi di carico per entrambi i casi.

a) tensioni ai nodi 31, 51 e 72 nei giorni festivi in Luglio :



b) tensioni al nodo 31 nei giorni feriali di Marzo:



L'andamento delle tensioni evidenzia che:

- in Luglio il limite di norma viene superato da tutti e soli i feeders che presentano installazioni di fotovoltaico ovvero feeders 1,2 e 4. Le sovratensioni si verificano nelle ore centrali della giornata e raggiungono valori più alti degli scenari precedenti inoltre interessano anche il nodo 72 (rappresentativo dei nodi critici al feeder2) che secondo gli altri scenari non violava il limite di norma..
- In Marzo l'analisi si è concentrata al solo nodo 31, rappresentativo del comportamento di nodi critici del feeder 1, che nelle ore notturne viola il limite per abbassamenti di tensione provocati dall'eccessiva richiesta da parte dei carichi (compresi i veicoli elettrici), nelle ore diurne, per effetto del fotovoltaico residenziale.

c) GRADI DI CARICO:

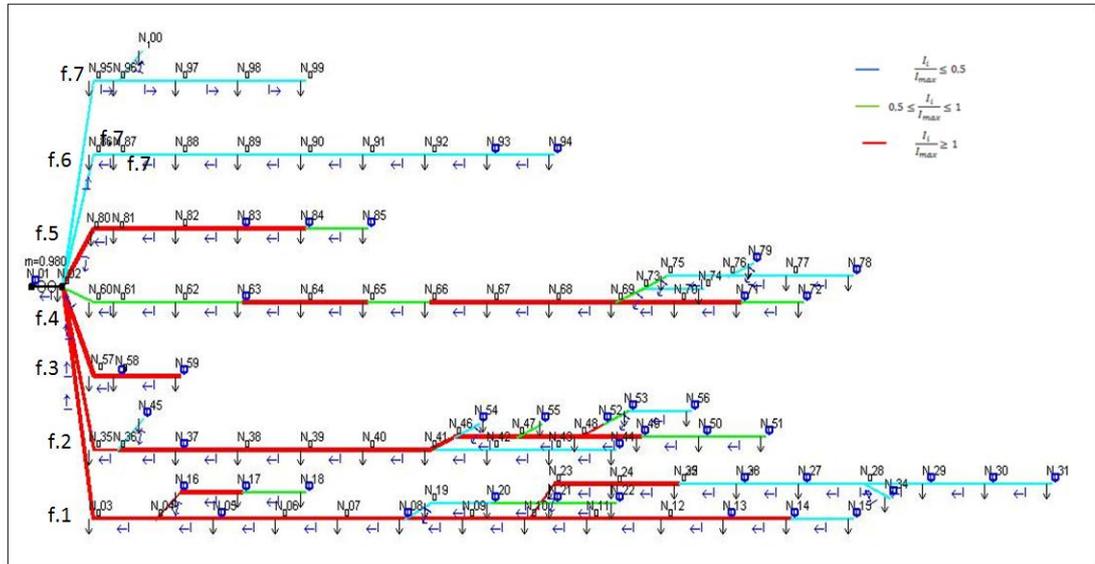


Fig 4.11: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico;giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00

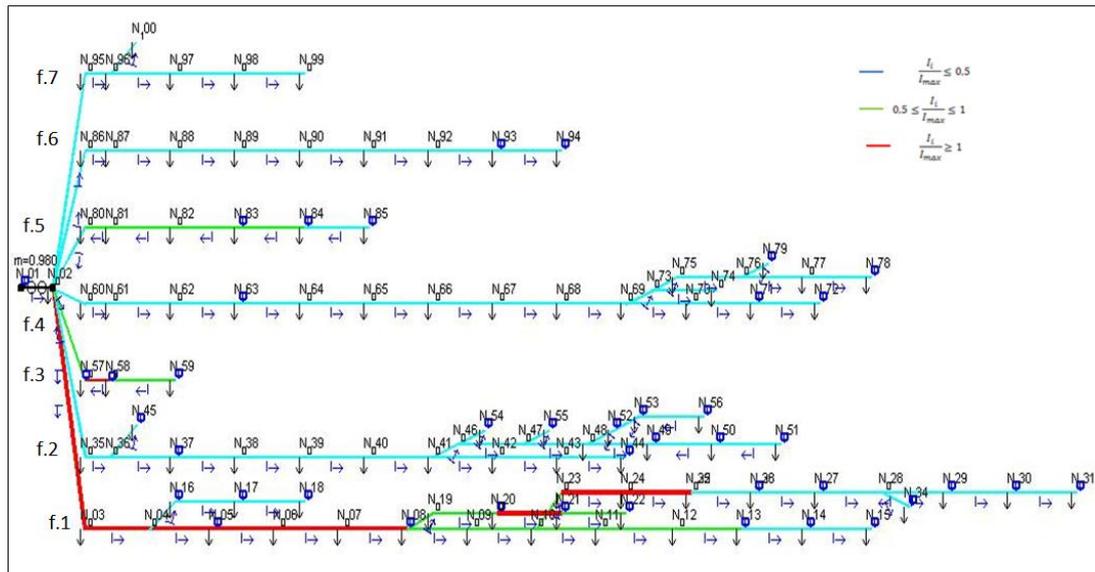


Fig 4.12: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico giorno feriali di Marzo 2030, ore 6:00

La distribuzione delle congestioni lungo la rete dipende fondamentalmente da due fattori:

- rapporto generazione/carico lungo le linee;
- portata di linee e cavi.

Dall'analisi dello schema unifilare presentato in fig.4.11, relativo al Load Flow effettuato alle ore 12:00 di un giorno festivo di Luglio 2030, si evince che le congestioni sono localizzate ai feeders 1, 2 e 4 che presentano installazioni di fotovoltaico, 3 e 5 con

installazioni di minieolico; come si vede dalla direzione delle correnti in figura le congestioni sono da attribuire chiaramente all’inversione di flusso associata all’esubero di generazione rispetto alla richiesta da parte dei carichi. Rispetto agli scenari precedenti è evidente:

- 1) Crescita delle congestioni ai feeders 1 e 2 per effetto del fotovoltaico;
- 2) Formazione di congestioni al feeder 4 prima esente;
- 3) Congestione totale dei feeder 3 e 5 da parte dell’eolico;

Si riportano di seguito le tabelle che presentano in dettaglio i gradi di carico dei tronchi di linea congestionati in fig. 4.11.

FEEDER1	N_002	N_003	9,746	FEEDER 2	N_002	N_035	2,910	FEEDER 4	N_063	N_064	1,568
	N_003	N_004	3,637		N_035	N_036	2,327		N_064	N_065	2,211
	N_004	N_005	3,001		N_036	N_037	2,273		N_066	N_067	2,325
	N_004	N_016	1,937		N_037	N_038	1,499		N_067	N_068	2,334
	N_005	N_006	2,617		N_038	N_039	1,502		N_068	N_069	2,338
	N_006	N_007	2,618		N_039	N_040	1,515		N_069	N_070	1,544
	N_007	N_008	2,544		N_040	N_041	1,518		N_070	N_071	1,814
	N_008	N_009	2,106		N_041	N_046	4,415				
	N_009	N_010	2,119		N_046	N_047	4,174				
	N_010	N_011	2,012		N_047	N_048	3,491	FEEDER 5	N_002	N_080	1,074
	N_010	N_023	1,502		N_048	N_049	1,993		N_002	N_080	1,074
	N_011	N_012	2,060		N_048	N_052	1,341		N_080	N_081	2,157
	N_012	N_013	2,064						N_081	N_082	2,166
	N_013	N_014	1,390	FEEDER 3	N_002	N_057	1,208		N_082	N_083	2,180
	N_016	N_017	1,320		N_057	N_058	2,547		N_083	N_084	1,895
	N_023	N_024	9,557		N_058	N_059	1,511				
	N_024	N_025	4,755								
	N_025	N_026	5,406								
	N_026	N_027	3,608								
	N_027	N_028	3,005								
	N_028	N_029	2,957								
	N_029	N_030	1,317								
	N_030	N_031	1,088								

Tabella 4.6: Tronchi di feeder congestionati in figura 4.11. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau;rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap)

Dall’analisi dello schema unifilare presentato in fig.4.12, relativo al Load Flow effettuato alle ore 5:00 di un giorno feriale di Marzo 2030, risulta che le congestioni sono localizzate ai feeder 1 e 3; esaminando le direzioni delle correnti si evince che: al feeder 1 le congestioni sono determinate da un eccesso di carico che si manifestava già nello studio delle tensioni, ai feeders 2 e 4 non si presentano congestioni in quanto il fotovoltaico è improduttivo e il carico è ridotto, il feeder 3 è in inversione di flusso e in parte congestionato a causa dell’esubero di generazione da eolico e infine il feeder 5 è in inversione in ragione delle installazioni di eolico ma non presenta regimi di sovraccarico.

Si riportano di seguito le tabelle che presentano in dettaglio i tronchi di linea congestionati nel caso suddetto.

FEEDER1	N_002	N_003	1,892	FEEDER 3	N_057	N_058	1,617
	N_003	N_004	1,837				
	N_004	N_005	2,085				
	N_005	N_006	1,799				
	N_006	N_007	1,799				
	N_007	N_008	1,768				
	N_020	N_021	1,306				
	N_023	N_024	1,179				
	N_024	N_025	1,553				
	N_025	N_026	1,738				

Tabella 4.7: Tronchi di feeder congestionati in fig.4.12. (rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap)

Dall’analisi dei profili dei gradi di carico in partenza ai feeders nell’arco di tutta la giornata festiva di Luglio 2030 si conferma quanto visto per il load flow alle ore 12 su tutta la rete: i feeder 1, 2 e 4 seguono un profilo di grado di carico che ricalca il profilo di generazione da

fotovoltaico, mentre i feeders 3 e 5 seguono un profilo tipo dell' eolico. ( il feeder 4 non viola il limite in quanto non vi sono congestioni nel tronco in partenza da cabina primaria).

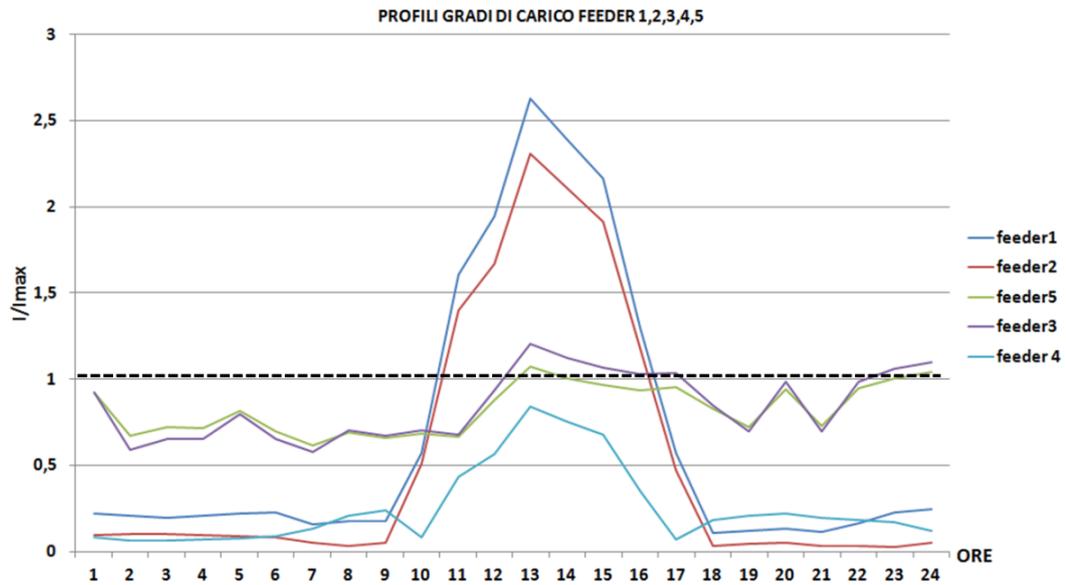


Fig 4.13: Profilo giornaliero dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati (Luglio 2030, ore 12:00)

Dall'analisi dei profili dei gradi di carico in partenza ai feeders nell' arco di tutta la giornata feriale di Marzo 2030 si conferma quanto visto per il load flow alle ore 6, ovvero che il feeder 1 diversamente da tutti gli altri feeders, è in regime di sovraccarico anche nelle ore notturne, con punte di grado di carico alla sera e al mattino, per via della richiesta di potenza da parte dei veicoli elettrici.

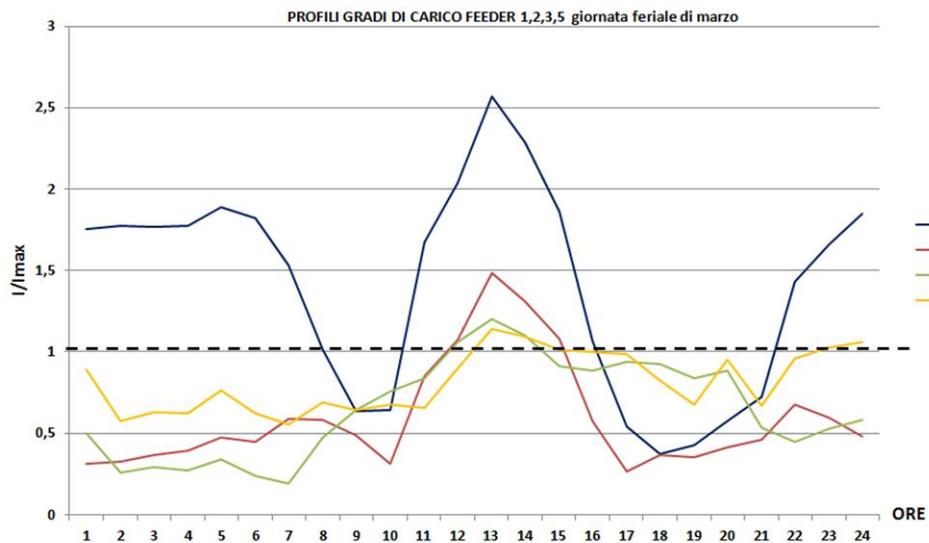


Fig 4.14: Profilo giornaliero dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati (Marzo 2030, ore 6:00)

d) flusso di potenza al trasformatore

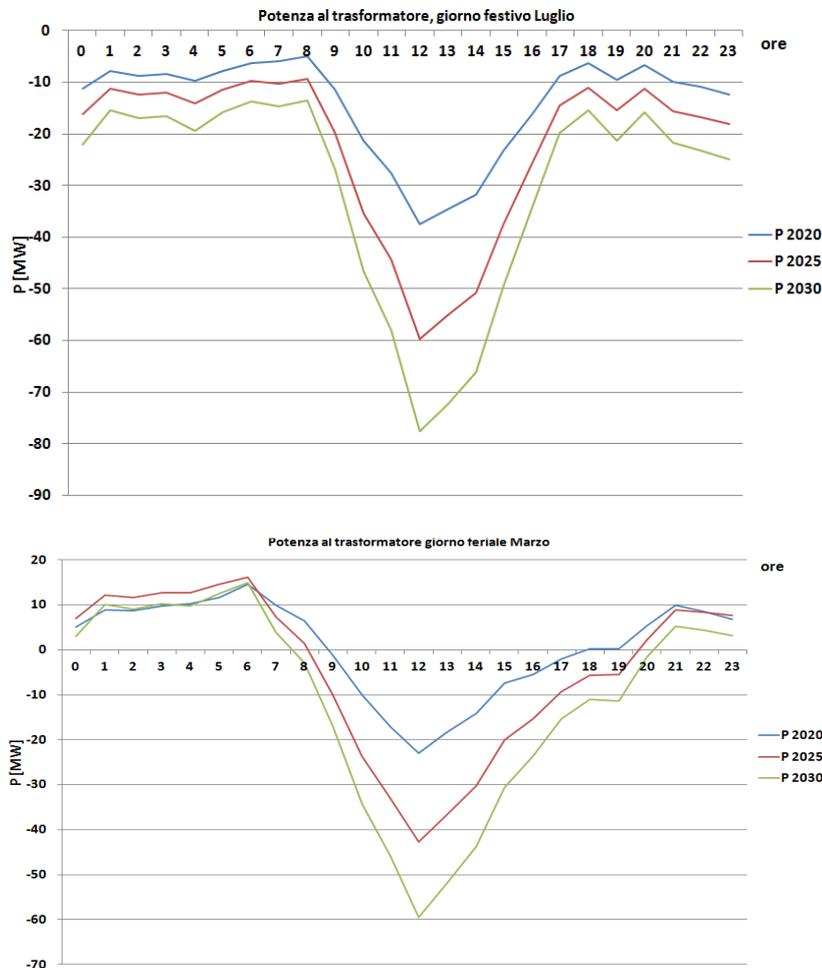


Fig 4.15: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore in Luglio e Marzo 2020,2025,2030.

Un dato che consente di capire quale sia il comportamento complessivo della rete è il flusso di potenza al trasformatore. Come si deduce dalle figure sopra riportate: nelle condizioni di esercizio che si presentano in Luglio la rete è attiva già a partire dal 2020 e l’inversione di flusso interessa tutte le 24 ore con entità progressivamente maggiore nel corso degli anni.

ANNI	2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
Ptrasf [MW]	-9,39	-15,93	-28,09	-37,8	-37,39	-60,17	-59,69	-78,18	-77,69

Tabella 4.8:Flusso di potenza al trasformatore: ore 12:00 di un giorno festivo di Luglio da 2010 a 2030.

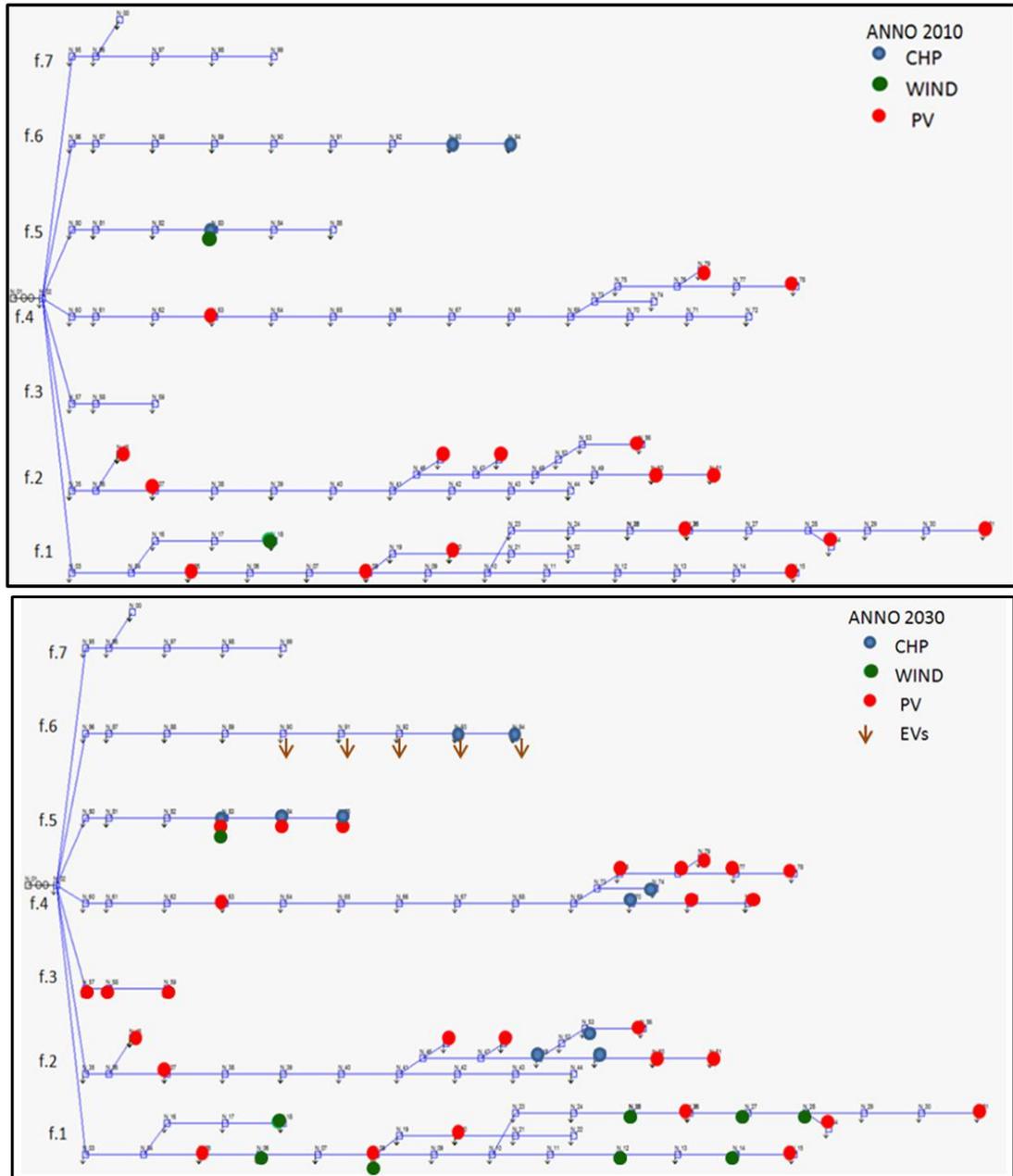
Nelle condizioni che si presentano nel mese di Marzo la rete è attiva nelle sole ore centrali della giornata provocando un’ inversione di flusso al trasformatore comunque inferiore al caso di Luglio.

ANNI	2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
Ptrasf [MW]	8,02	8,84	9,63	7,86	11,58	8,98	14,54	11,58	12,43

Tabella 4.9:Flusso di potenza al trasformatore: ore 5:00 di un giorno feriale di Marzo da 2010 a 2030.

## 4.2 Disposizione 2

Il secondo caso propone la seguente disposizione di generazione distribuita, carichi e aree di ricarica per veicoli elettrici lungo la rete:



- Impianti minieolici, di potenza riportata in paragrafo .3.2.2.1, concentrati al feeder 1.
- Impianti fotovoltaici ,di potenza variabile indicata in paragrafo 3.2.2.1, ai feeders 2, 3, 4 e 5.
- Impianti cogenerativi di cui si dotano alcune utenze industriali ai feeders 2, 4 e 5.

Parcheggi adibiti alla ricarica di veicoli elettrici di potenza variabile come indicato in paragrafo 3.2.3.1 al feeder 6.

### 4.2.1 Applicazione scenario RECESSION

Alla disposizione sopra presentata si applica anzitutto lo scenario di crescita RECESSION

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	12,715	14,321	WIND
F_2	22	18.090	6,076	8,964	PV /CHP
F_3	3	1.335	0,612	6	PV
F_4	20	15.497	5,183	13,989	PV / CHP
F_5	6	5.865	11,883	38,935	PV
F_6	9	9.033	2,432	2	
F_7	6	4.800	4,062	0	

Tabella 4.10: Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario recessione

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

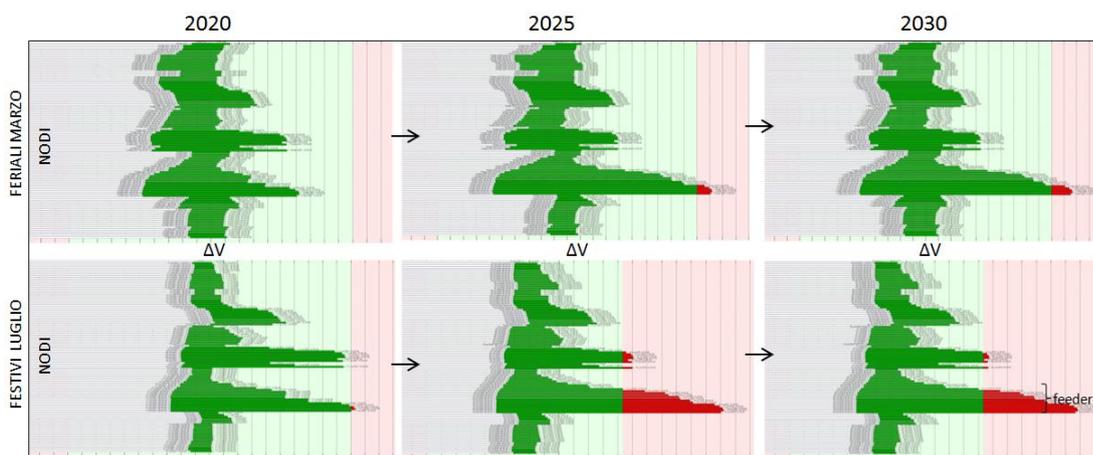


Fig 4.16: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati.

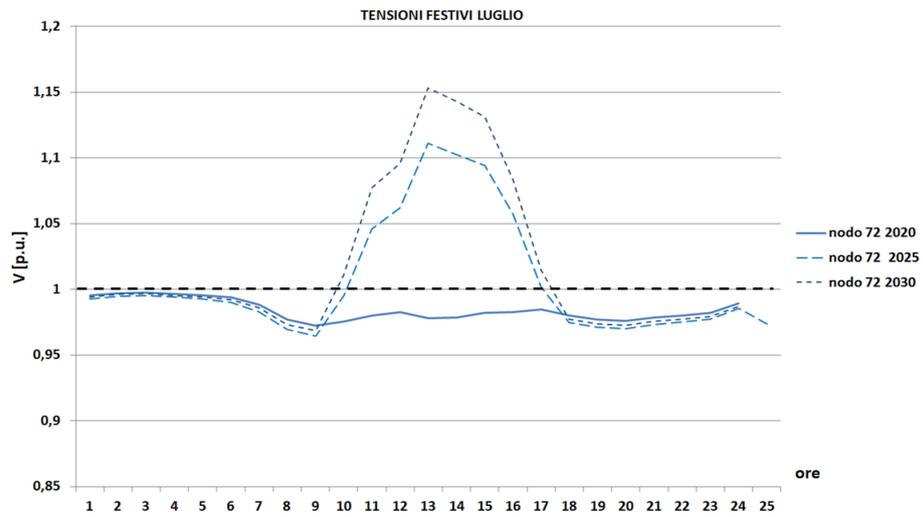
Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% * V_n$  ;

Come si evince dalle figure riportate, l'andamento delle tensioni in rete nel mese di Marzo, non è particolarmente significativo; lo diventa invece in Luglio quando gli andamenti delle tensioni ai feeder traslano verso valori più alti (allargamento banda rosa). Queste sovratensioni vanno a concentrarsi ai feeders 4 e 2 attivi di fotovoltaico e chp; nonostante quest' ultimi abbiano meno potenza attiva installata rispetto ai feeders 1, 3 e 5 (si veda la tabella sopra riportata) la disposizione dei generatori ne determina il diverso comportamento in termini di tensioni:

- Feeder 2 e 4: DG concentrata nelle aree terminali, da cui i massimi valori di sovratensione.
- Feeder 1: DG distribuita lungo il feeder.
- Feeder 5: corto quindi con cadute di tensione ridotte, nonostante l'ammontare di potenza.

Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi che superano i limiti di norma.

a) Tensione al nodo 72 nei giorni festivi in Luglio :



L'andamento della tensione al nodo esaminato, nodo 72, rappresentativo delle aree critiche di feeder 4, evidenzia che il limite di norma viene superato nelle ore centrali della giornata, questo identifica l'origine delle sovratensioni ovvero la generazione da impianti fotovoltaici.

b) GRADI DI CARICO

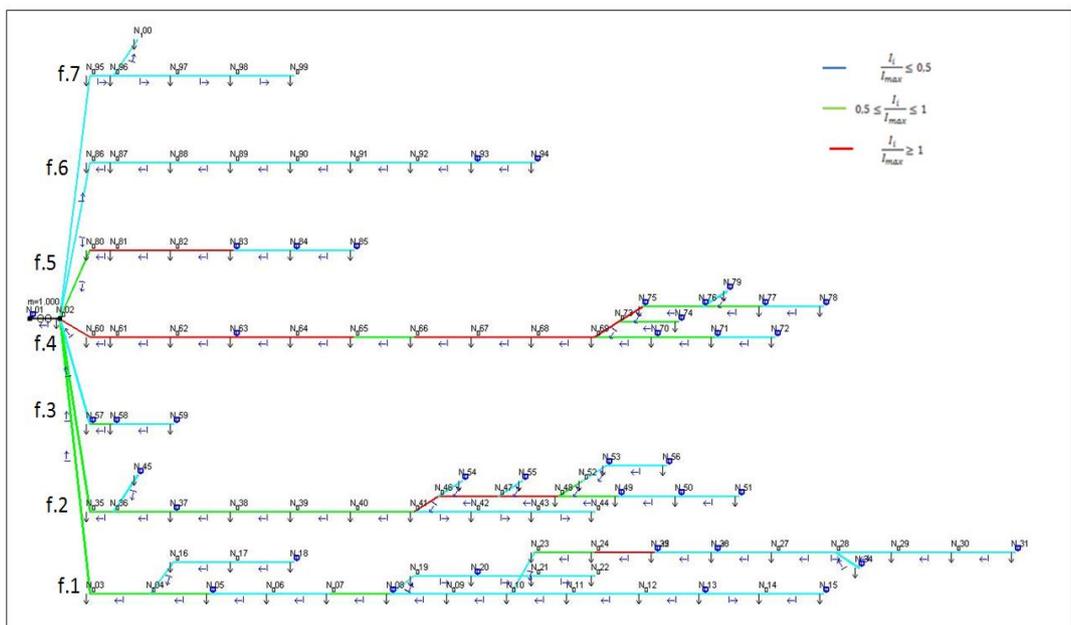


Fig 4.17: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

L'analisi dello schema unifilare in figura 4.17 evidenzia che i feeder congestionati sono il 4, 5 e 2, ovvero quelli caratterizzati da fotovoltaico; tutti i feeder sono in inversione di flusso tranne il 7 che è passivo.

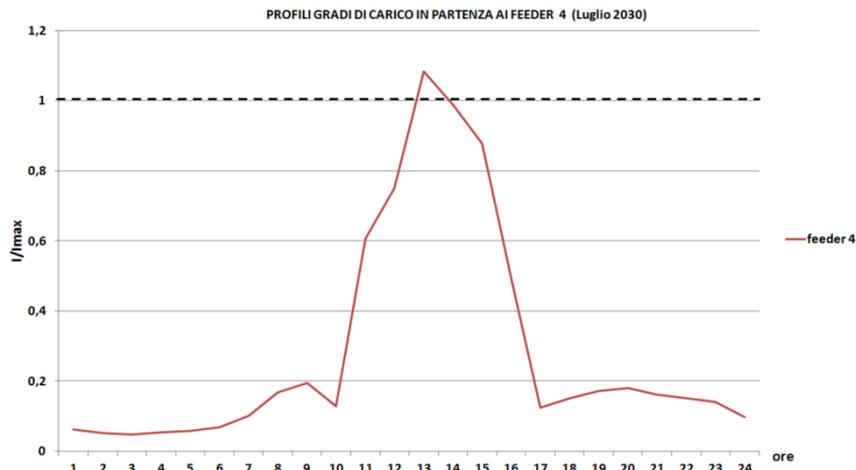


Fig.4.18: profilo giornaliero del grado di carico in partenza al feeder4 in condizioni di fig.4.17.

Si riportano di seguito le tabelle relative ai gradi di carico di alcuni tronchi dei feeder interessati da congestioni in fig. 4.17; sono evidenziati in verde i gradi di carico che, all'applicazione dello scenario recessione nel 2030, superano il limite di portata delle linee.

FEEDER1					FEEDER2					FEEDER4					FEEDERS		
N_002	N_003	0,538	0,532		N_002	N_035	0,981			N_002	N_060	1,085			N_080	N_081	1,307
N_003	N_004	0,524	0,518		N_035	N_036	0,995			N_060	N_061	1,092			N_081	N_082	1,315
N_004	N_005	0,592	0,585		N_036	N_037	0,937			N_061	N_062	1,106			N_082	N_083	1,326
N_005	N_006	0,497	0,491		N_037	N_038	0,617			N_062	N_063	1,115					
N_006	N_007	0,498	0,492		N_038	N_039	0,620			N_063	N_064	2,047					
N_007	N_008	0,518	0,513		N_039	N_040	0,631			N_064	N_065	2,799					
N_008	N_009	0,469	0,466		N_040	N_041	0,634			N_065	N_066	0,919					
N_009	N_010	0,479	0,476		N_041	N_046	2,105			N_066	N_067	2,892					
N_010	N_011	0,290	0,286		N_046	N_047	1,535			N_067	N_068	2,900					
N_010	N_023	0,406	0,404		N_047	N_048	1,304			N_068	N_069	2,904					
N_011	N_012	0,329	0,327		N_048	N_049	0,746			N_069	N_070	0,685					
N_012	N_013	0,332	0,331		N_049	N_052	0,504			N_073	N_075	1,493					
N_023	N_024	0,970	0,967		N_052	N_053	0,380			N_075	N_076	0,955					
N_024	N_025	1,304	1,300							N_076	N_077	0,504					
N_025	N_026	1,506	1,503														
N_026	N_027	1,009	1,007														
N_027	N_028	1,024	1,023														
N_028	N_029	0,847	0,846														
N_029	N_030	0,554	0,554														
N_030	N_031	0,673	0,672														
N_031	N_032	0,492	0,491														

Tabella 4.11: Tronchi di feeder congestionati a Luglio 2030, applicazione scenario recessione; (grado di carico espresso in valore relativo alla portata del conduttore: I/Imax, verde:congestioni originatesi nello scenario recessione al 2030 )

c) Flusso di potenza al trasformatore:

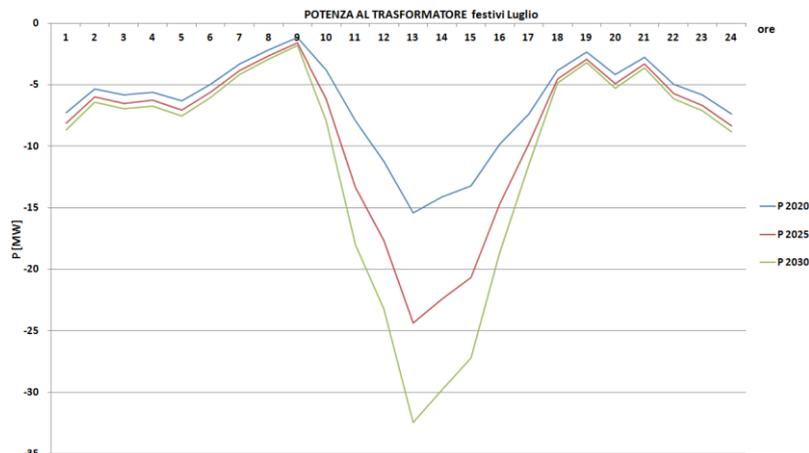


Fig 4.19: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore nel Luglio 2020,2025,2030.

Diagrammando il flusso di potenza attiva al trasformatore dal 2020 al 2030 è evidente il contributo della generazione distribuita all'inversione di flusso, in particolare della generazione da fotovoltaico (profilo speculare rispetto al grado di carico di un feeder fotovoltaico come fig.4.18 ).

#### 4.2.2 Applicazione scenario BAU

Alla disposizione 2 si applica quindi lo scenario di crescita BAU

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	13,693	25,38	WIND
F_2	22	18.090	6,543	17,364	PV /CHP
F_3	3	1.335	0.471	7,81	PV
F_4	20	15.497	5,581	20,789	PV / CHP
F_5	6	5.865	12,797	40,709	PV
F_6	9	9.033	2,619 + 5	3	EVs
F_7	6	4.800	4,375	0	

Tabella 4.12: Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario bau.

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

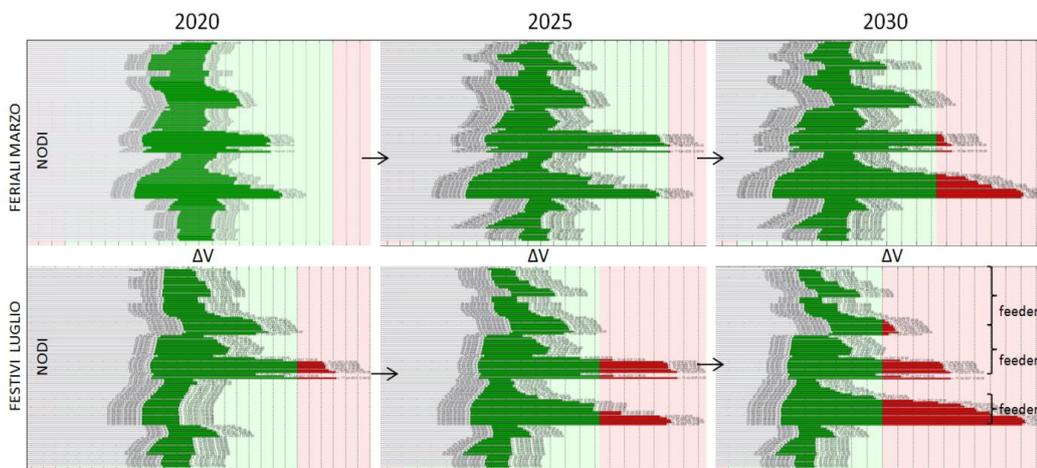


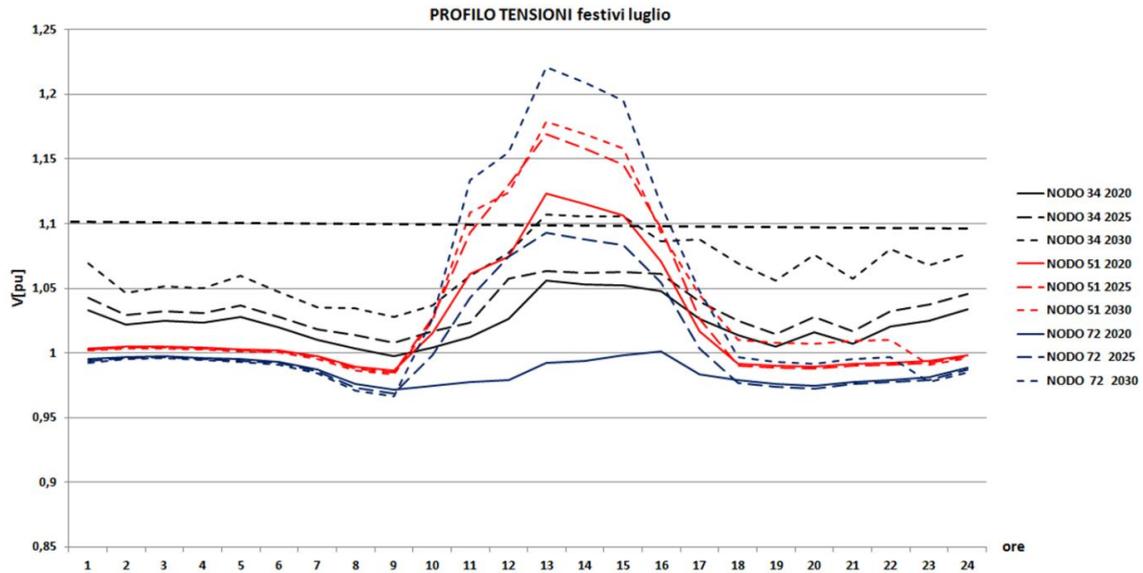
Fig 4.20: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati.

Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% \cdot V_n$  ;

Dai risultati delle simulazioni si evince che valgono le considerazioni già riportate dal caso recession con l'accortezza di evidenziare i diversi valori di sovratensione raggiunti ai feeder 2 e 4 e il principio di crisi che interessa il feeder 1, diversamente dal caso precedente. L'analisi si può concentrare sull'evoluzione di tensioni prospettata per il mese di Luglio nei diversi anni, in quanto più significativa delle evoluzioni di Marzo; si evidenzia infine come non ci sia nessun evidente effetto dovuto alle installazioni di posteggi di ricarica dei veicoli elettrici al feeder 6 (ovvero non si verificano fenomeni di abbassamenti di tensione rilevanti al suddetto feeder).

Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi che superano i limiti di norma.

a) tensioni ai nodi 34, 51 e 72 nei giorni festivi di Luglio



L'andamento delle tensioni ai nodi esaminati evidenzia che: i nodi 51 e 72, rappresentativi rispettivamente dei feeder 2 e 4, superano il limite di norma nelle ore centrali della giornata per contributo della generazione da fotovoltaico; il nodo 34, rappresentativo del feeder 1, supera il limite al 2030, seguendo però un profilo nettamente diverso dagli altri due, chiaramente di tipo eolico.

b) gradi di carico festivi Luglio 2030

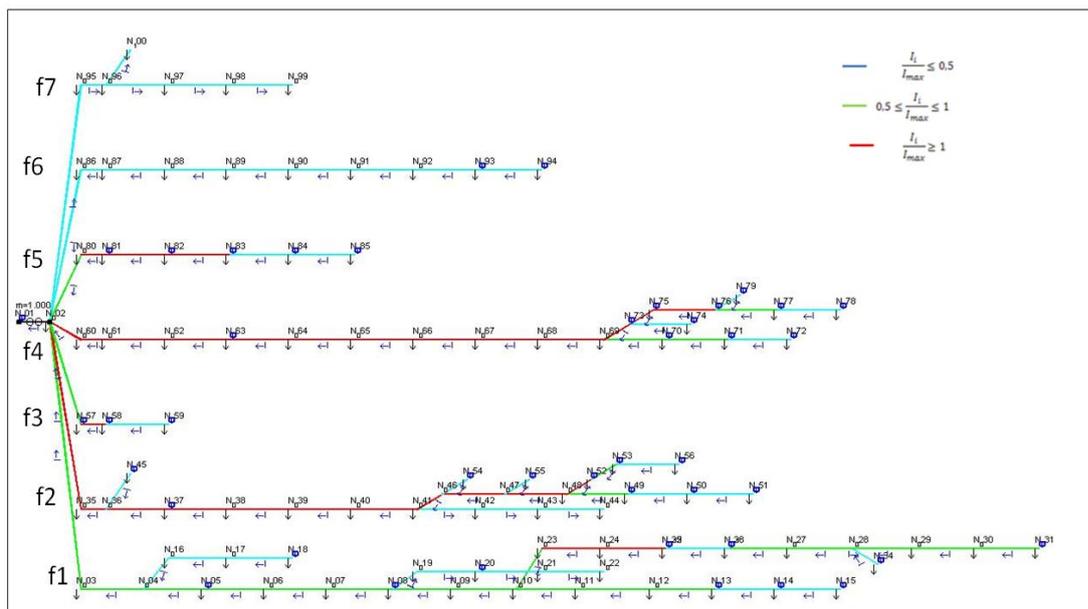


Fig 4.21: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

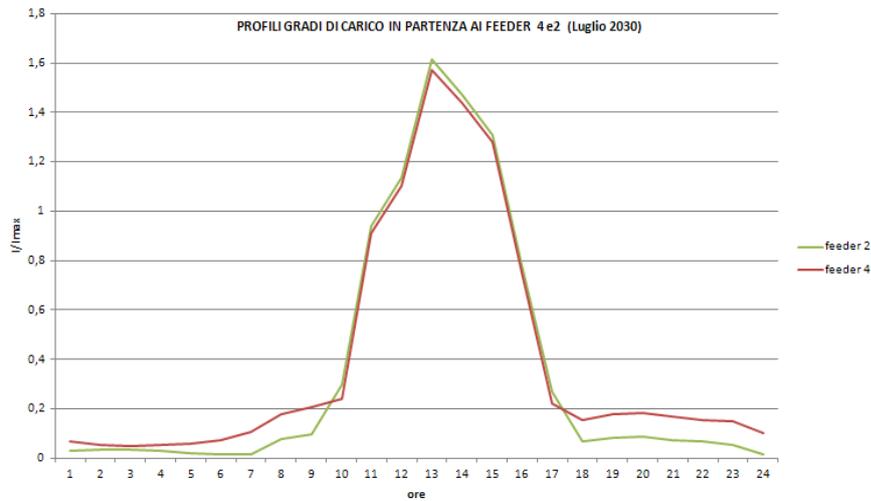


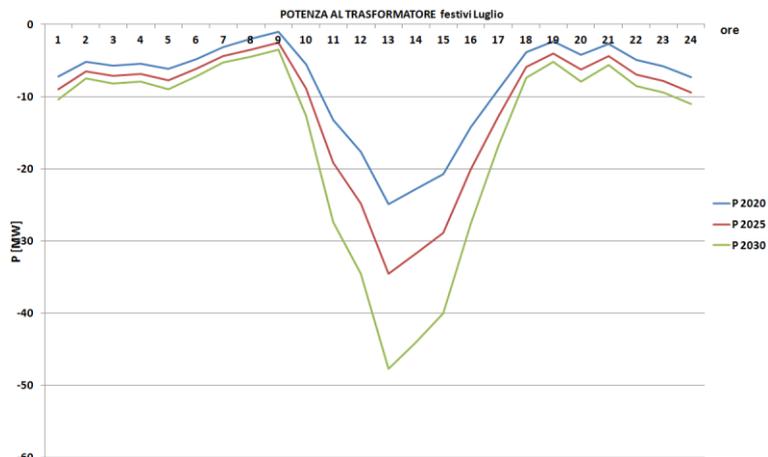
Fig.4.22: profilo giornaliero del grado di carico in partenza ai feeder congestionati in fig.4.21.

L’analisi dei gradi di carico evidenzia che i feeder più congestionati sono 2, 4 e 5, dove è presente il fotovoltaico; le congestioni sono più diffuse e il grado di carico, dovuto alle correnti in inversione, comincia ad aumentare lungo tutte le linee rispetto al caso recession. Si veda a conferma di quanto appena detto la seguente tabella.

FEEDER	Tronco	Valore	FEEDER	Tronco	Valore	FEEDER	Tronco	Valore
FEEDER 1	N_002 N_003	0,927	FEEDER 2	N_002 N_035	1,612	FEEDER 4	N_002 N_060	1,570
	N_003 N_004	0,901		N_035 N_036	1,627		N_060 N_061	1,578
	N_004 N_005	0,987		N_036 N_037	1,570		N_061 N_062	1,591
	N_005 N_006	0,845		N_037 N_038	1,035		N_062 N_063	1,601
	N_006 N_007	0,846		N_038 N_039	1,038		N_063 N_064	2,986
	N_007 N_008	0,869		N_039 N_040	1,050		N_064 N_065	4,057
	N_008 N_009	0,827		N_040 N_041	1,052		N_065 N_066	1,319
	N_009 N_010	0,839		N_041 N_042	3,422		N_066 N_067	4,151
	N_010 N_011	0,804		N_042 N_043	2,896		N_067 N_068	4,158
	N_011 N_012	0,603		N_043 N_044	2,402		N_068 N_069	4,162
	N_012 N_013	0,848		N_044 N_045	0,470		N_069 N_070	0,894
	N_013 N_014	0,852		N_045 N_046	0,540		N_070 N_071	3,157
	N_014 N_015	1,437		N_046 N_047	1,756		N_071 N_072	0,840
	N_015 N_016	1,927		N_047 N_048	0,640		N_072 N_073	2,123
N_016 N_017	2,211	N_048 N_049	0,637	N_073 N_074	1,124			
N_017 N_018	1,478	N_049 N_050	1,061	N_074 N_075	1,768			
N_018 N_019	1,494	N_050 N_051	0,089	N_075 N_076	1,477			
N_019 N_020	1,271	N_051 N_052	0,089	N_076 N_077	1,300			
N_020 N_021	0,827	N_052 N_053	0,637					
N_021 N_022	1,003							
N_022 N_023	0,665							

Tabella 4.13: Tronchi di feeder congestionati in figura 4.21. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau)

c) Flusso di potenza al trasformatore:



Anche in questo scenario come nel precedente, studiando il flusso di potenza attiva al trasformatore dal 2020 al 2030 è evidente il contributo della generazione distribuita all'inversione di flusso; in particolare l'effetto della generazione da fotovoltaico che costituisce la maggiore tra le potenze installate al 2030.

#### 4.2.3 Applicazione scenario ROADMAP

Alla disposizione 2 si applica lo scenario di crescita ROADMAP:

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	15,649	60	WIND
F_2	22	18.090	7,478	30,364	PV /CHP
F_3	3	1.335	0,753	22	PV
F_4	20	15.497	6,379	30,36	PV / CHP
F_5	6	5.865	14,625	49	PV
F_6	9	9.033	2,993+11	5.050	EVs
F_7	6	4.800	5	0.000	

Tabella 4.14: Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario roadmap.

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

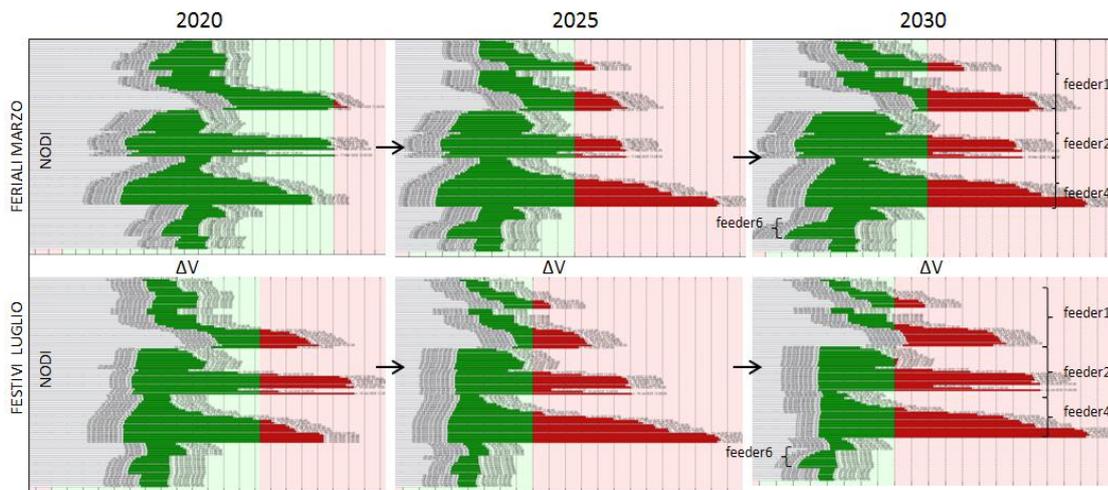


Fig 4.23: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati

Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% * V_n$  ;

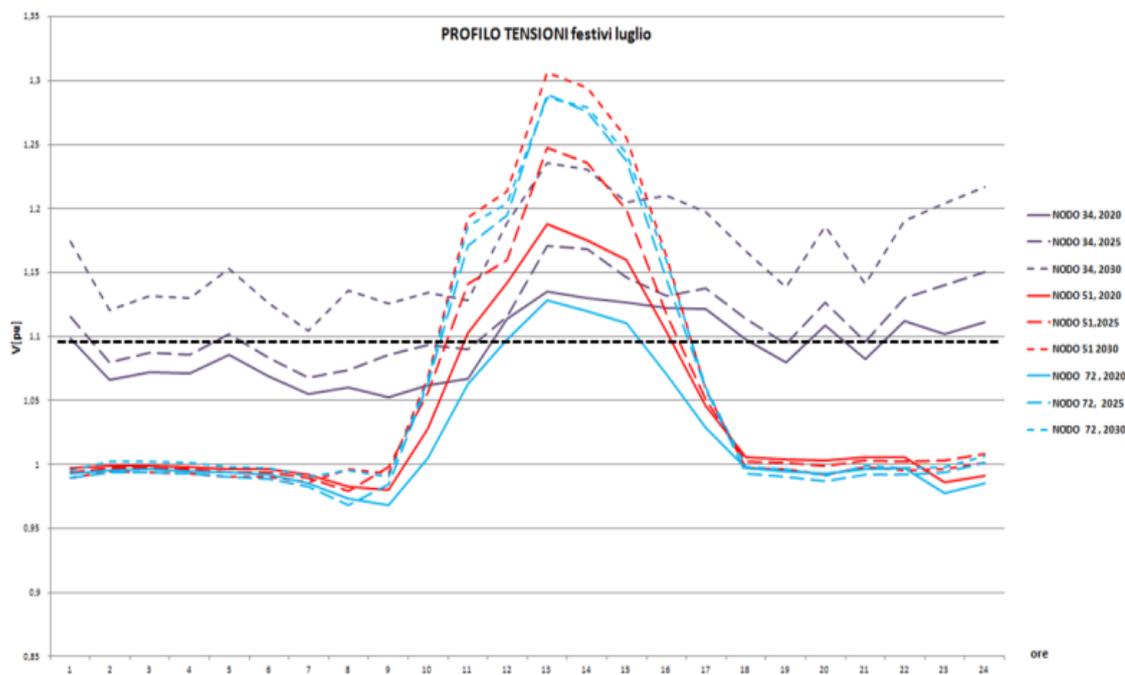
Studiando l'evoluzione dei profili di tensione relativi alle simulazioni feriali di Marzo è evidente l'effetto della generazione distribuita ai feeder 1, 2 e 4; per quanto riguarda invece gli abbassamenti di tensione si osserva che, collocando le stesse aree di ricarica per veicoli elettrici, che caratterizzavano nella disposizione precedente il feeder1, al feeder 6, non si raggiungono valori di tensione tali da superare il limite 0,9 [p.u.]. Questo rimarca come sia determinante, ai fini delle cadute di tensione, la configurazione della rete per cui lo stesso carico al feeder 1, più lungo e ramificato, portava alla violazione del limite di norma.

Nei giorni festivi di Luglio si verificano sopraelevazioni di tensione maggiori di Marzo, per l'effetto combinato delle condizioni di minimo carico e massima generazione; inoltre si evidenzia che, rispetto allo scenario precedente, sono più critici i feeder 2,4 e 1, chiaramente

per contributo della crescita del tasso di penetrazione del fotovoltaico i primi due e per contributo dell'eolico l'ultimo.

Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi più critici; si noti che, diversamente dagli altri casi Roadmap, nell'applicazione alla disposizione 2 non viene riportato il profilo delle tensioni ai mesi di Marzo in quanto non si verificano in questo caso condizioni critiche diverse da quelle di Luglio.

a) tensioni ai nodi 34, 51 e 72 nei giorni festivi di Luglio



Si concentra l'analisi del profilo delle tensioni ai giorni festivi di Luglio, che come evidenziato sopra rappresentano la condizione più critica, dei nodi 34, 51 e 72 rappresentativi delle sopraelevazioni ai feeder 1, 2, 4.

I profili evidenziano che, al 2020 il limite di tensione di 1.1 p.u. è già superato da tutti i feeder; nei nodi caratterizzati da installazioni di fotovoltaico, il profilo oltrepassa il limite di norma nelle sole ore centrali, al nodo 31 invece il profilo di tensione sale per tutta la sua lunghezza arrivando nel 2030 a violare il limite per tutte le 24 h.

Confrontando lo scenario bau con il roadmap si rileva che i picchi di tensione nelle ore centrali della giornata al 2030, dovuti al fotovoltaico, passano da 1.2 p.u. ad 1.3 p.u., mentre il picco di tensione dovuto all'eolico che nel bau appena sfiorava 1.1 p.u., arriva al 2030 nel roadmap ad 1.2 p.u.

b) gradi di carico:

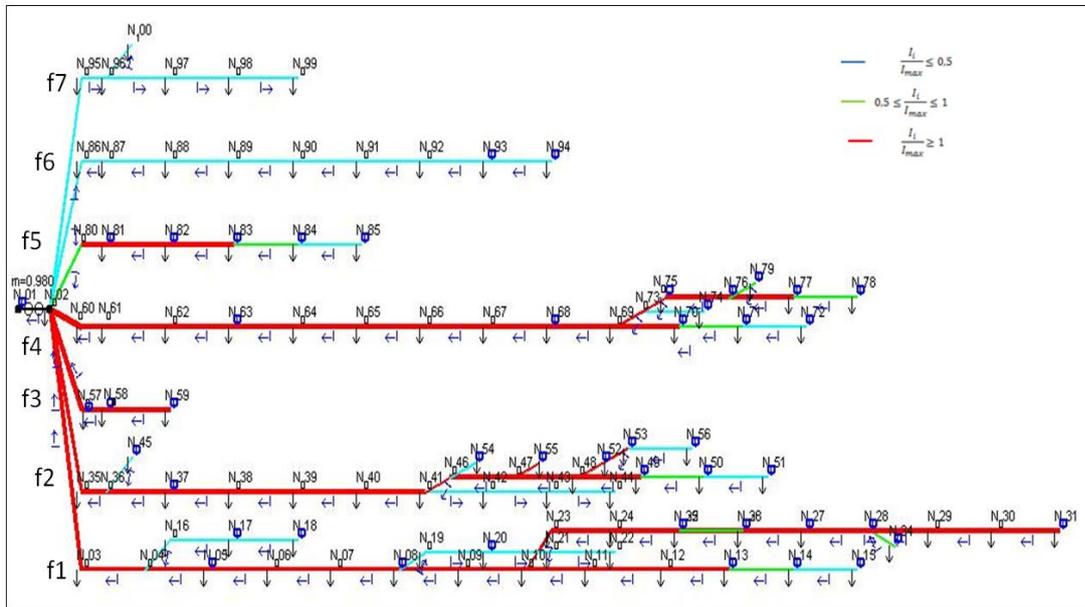


Fig 4.24: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

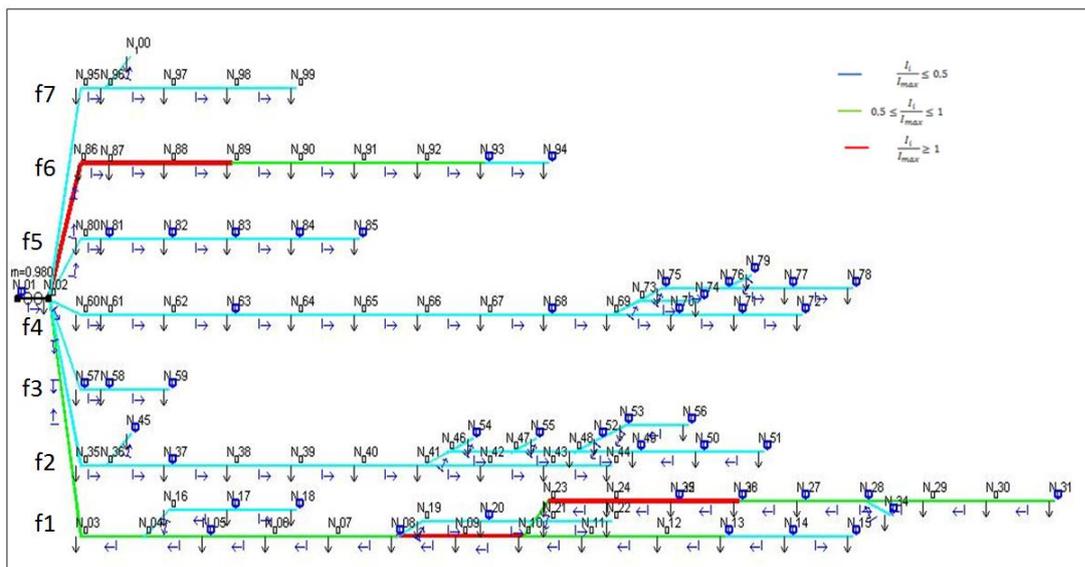


Fig 4.25: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico giorno feriale di Marzo 2030, ore 5:00

Dall'analisi dello schema unifilare presentato in fig.4.24, relativo al Load Flow effettuato alle ore 12:00 di un giorno festivo di Luglio 2030, si evince che le congestioni sono localizzate ai feeders 1,2, 3,4 e parte del feeder 5; tutti i feeders caratterizzati da nuove installazioni di generazione distribuita sono in esubero di potenza attiva tale da provocare un' inversione del flusso verso la rete AT e congestionare le linee. I feeder 6 e 7 sono esenti da congestioni.

Rispetto allo scenario precedente la differenza più eclatante è relativa al regime di carico che riguarda il feeder 1 in cui si riscontra quanto rilevato dall'evoluzione dei profili di tensione; la potenza prodotta dall'eolico nello scenario roadmap, diversamente dal bau, congestiona gran parte del feeder1; nei restanti feeders le congestioni si diffondono e i gradi di carico crescono come riportato nelle tabelle seguenti.

FEEDER 1	N_002	N_003	2,239	FEEDER 2	N_002	N_035	3,000	FEEDER 4	N_002	N_060	2,137		
	N_003	N_004	2,175		N_035	N_036	3,017		N_060	N_061	2,146		
	N_004	N_005	2,256		N_036	N_037	2,964		N_061	N_062	2,162		
	N_005	N_006	1,962		N_037	N_038	1,955		N_062	N_063	2,173		
	N_006	N_007	1,963		N_038	N_039	1,957		N_063	N_064	4,090		
	N_007	N_008	1,990		N_039	N_040	1,970		N_064	N_065	5,543		
	N_008	N_009	1,959		N_040	N_041	1,973		N_065	N_066	1,796		
	N_009	N_010	1,972		N_041	N_046	6,332		N_066	N_067	5,650		
	N_010	N_011	1,574		N_046	N_047	5,055		N_067	N_068	5,658		
	N_010	N_023	1,496		N_047	N_048	3,792		N_068	N_069	5,440		
	N_011	N_012	1,623		N_047	N_055	1,203		N_069	N_070	1,389		
	N_012	N_013	1,628		N_048	N_049	1,480		N_069	N_073	3,873		
	N_023	N_024	3,542		N_048	N_052	2,140		N_073	N_075	3,514		
	N_024	N_025	4,736		N_052	N_053	1,298		N_075	N_076	2,346		
	N_025	N_026	5,386		FEEDER 3	N_002	N_057		1,456	FEEDER 5	N_080	N_081	1,729
	N_026	N_027	3,587			N_057	N_058		2,290		N_081	N_082	1,632
	N_027	N_028	2,840			N_058	N_059		1,547		N_082	N_083	1,540
	N_028	N_029	1,599										
	N_029	N_030	1,039										
	N_030	N_031	1,259										
N_031	N_032	1,179											

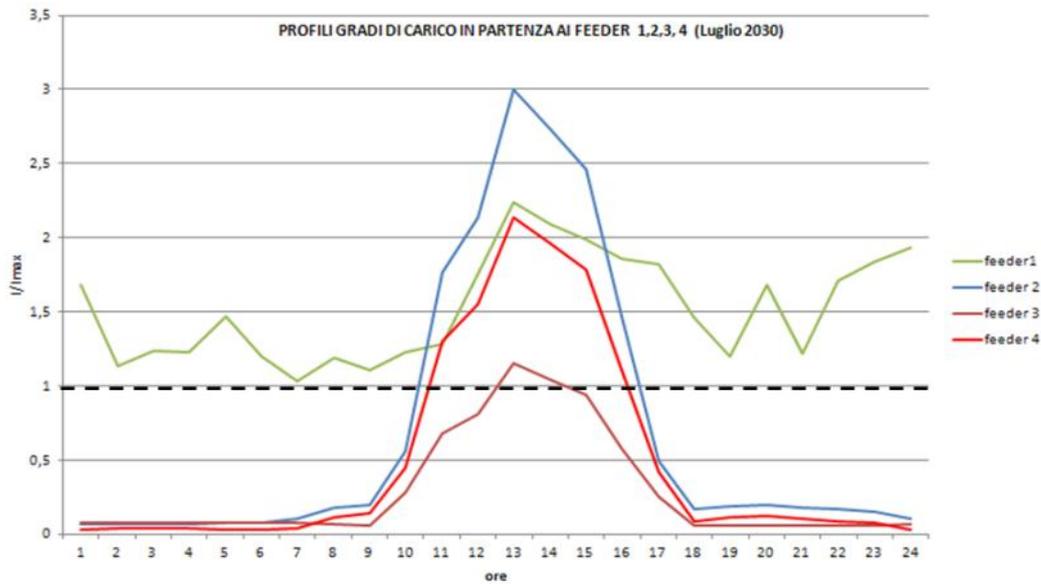
Tabella 4.15: Tronchi di feeder congestionati in figura 4.24. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau;rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap)

Dall'analisi dello schema unifilare in fig.4.25 relativo al Load Flow effettuato alle ore 6:00 di un giorno ferialo di Marzo 2030, si evince che le congestioni sono concentrate ai feeder 1 e 6; il primo, caratterizzato da impianti mini-eolici, produce anche nelle ore notturne e presenta inversione di flusso con relative congestioni anche se meno rilevanti del caso di Luglio; il secondo è congestionato per via del contributo, che non risaltava dal profilo complessivo delle tensioni, della potenza richiesta alla rete AT per la ricarica dei veicoli elettrici e per i carichi. Quest'ultimo risultato conferma quanto detto nel capitolo precedente relativamente alla difficoltà nello studio dei regimi di carico in rete e soprattutto nella predeterminazione delle distribuzioni delle congestioni che non sono necessariamente legate all'andamento delle tensioni come questo caso dimostra. Si riportano di seguito i valori che caratterizzano le congestioni individuate in fig.4.25.

FEEDER 1	N_008	N_009	1,159	FEEDER 6	N_002	N_086	1,159
	N_008	N_019	0,095		N_086	N_087	1,158
	N_009	N_010	1,178		N_087	N_088	1,399
	N_023	N_024	2,220		N_088	N_089	1,014
	N_024	N_025	2,976				
	N_025	N_026	3,372				
	N_026	N_027	2,276				
	N_027	N_028	1,762				
	N_028	N_029	0,934				

Tabella 4.16: Tronchi di feeder congestionati a Marzo 2030, applicazione scenario roadmap.(rosso: I/Imax , congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap)

Dall'analisi della figura seguente, relativa ai profili dei gradi di carico in partenza ai feeders congestionati in fig 4.24, risulta che il feeder 1 è in regime di sovraccarico nell'arco di tutte le 24 ore , per effetto della generazione di potenza da eolico, diversamente i feeders 2,3 e 4 sono congestionati nelle ore centrali della giornata; rispetto allo scenario precedente i profili subiscono un innalzamento dei gradi di carico ai feeder 2 e 4 e un superamento del limite di carico anche ai feeder 1 e 3.



Dall'analisi di fig.4.26, relativa ai profili dei gradi di carico in partenza ai feeders congestionati in fig.4.25 ovvero fondamentalmente il solo feeder 6, si riconosce la causa del sovraccarico, infatti la curva replica l'andamento della domanda giornaliera imputabile alla richiesta di potenza per la ricarica dei veicoli elettrici (capitolo 3 paragrafo 3.2.3).

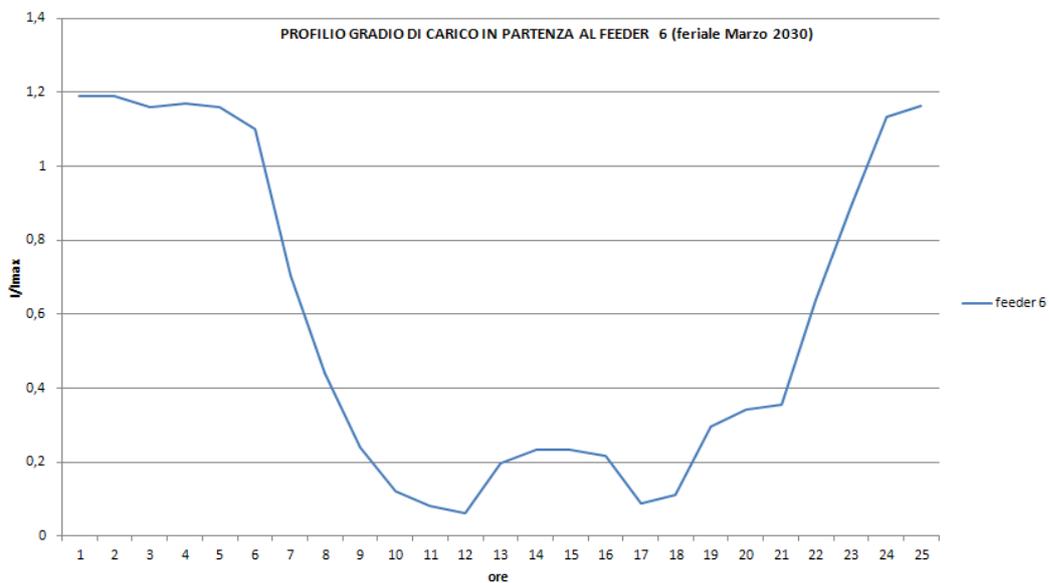


Fig 4.26: Profilo giornaliero del grado di carico in partenza al feeder 6 (Marzo 2030)

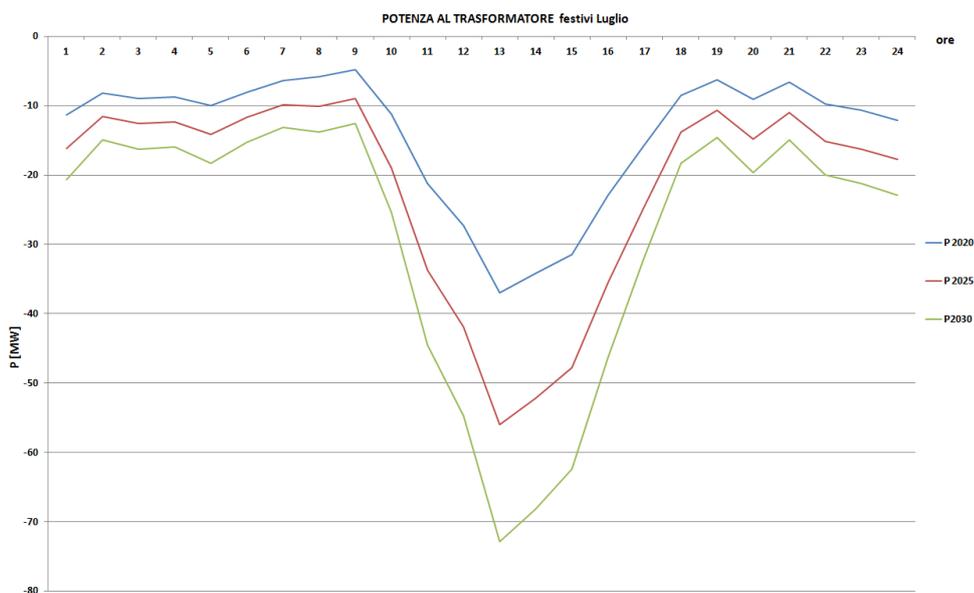


Fig 4.27a: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore in Luglio 2020,2025,2030.

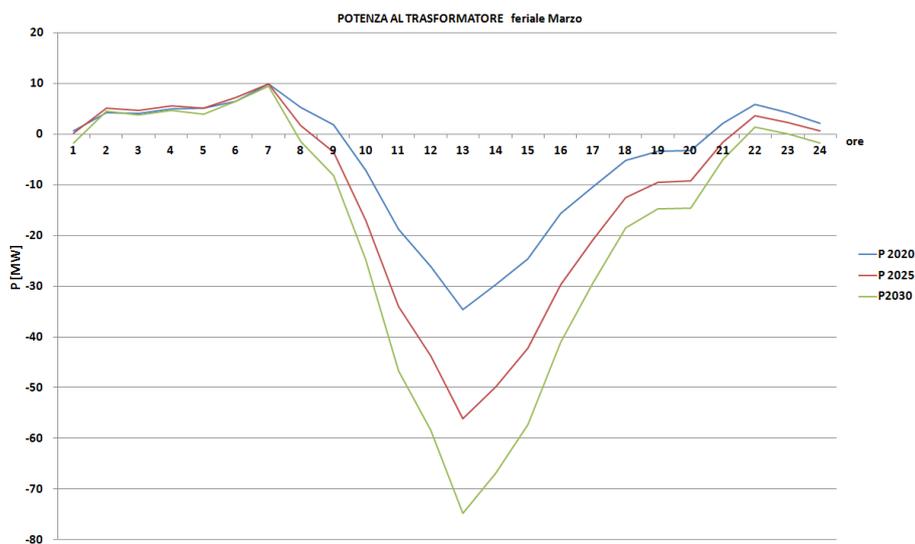


Fig 4.27b: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore in Marzo 2020,2025,2030.

Le curve relative al flusso di potenza al trasformatore evidenziano che nei giorni festivi di Luglio, la rete provoca un'inversione del flusso di potenza nell'arco di tutte le 24 ore, invece nei giorni feriali di Marzo, l'inversione è indotta nelle sole ore centrali della giornata.

ANNI	2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
P trasf[MW]	-9,39	-19,82	-30,79	-37,31	-36,96	-56,49	-56,01	-72,9	-73,43

Tabella 4.17:Flusso di potenza al trasformatore: ore 12 di un giorno festivo di Luglio da 2010 a 2030

ANNI	2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
P trasf[MW]	8,02	8,84	9,45	7,83	9,48	6,96	11,22	10,41	11,28

Tabella 4.18:Flusso di potenza al trasformatore: ore 6 di un giorno feriale di Marzo da 2010 a 2030

### 4.3 Disposizione 3

Il terzo caso propone la seguente disposizione di generazione distribuita, carichi e aree adibite alla ricarica dei veicoli elettrici lungo la rete:

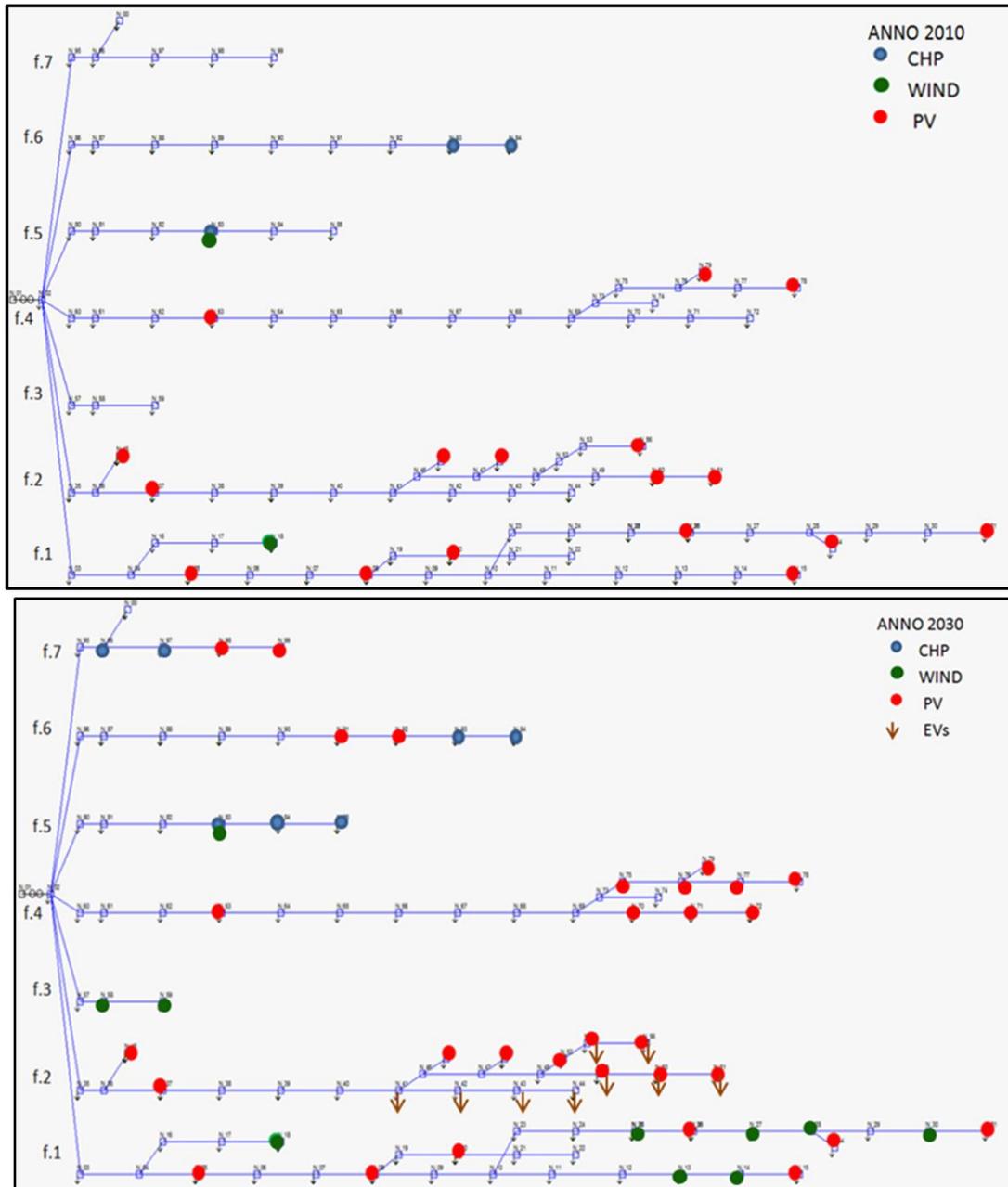


Fig. 4.28 : collocamento di generazione distribuita e carichi lungo la rete secondo la disposizione 3.

- Impianti fotovoltaici, di potenza indicata in paragrafo 3.2.2.1, ai feeders 2, 4, 6 e 7.
- Impianti cogenerativi di cui si dotano le utenze industriali ai feeders 5,6 e 7.
- Impianti minieolici, di potenza riportata in paragrafo 3.2.2.1, ai feeders 3 e 1.
- Parcheggi con ricarica per veicoli elettrici, di potenza indicata in paragrafo 3.2.3.1 al feeder 2.

### 4.3.1 Applicazione scenario RECESSION

Alla disposizione sopra presentata si applica anzitutto lo scenario di crescita RECESSION:

	Nodi MT	Lunghezza [km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	12,715	12,321	WIND
F_2	22	18.090	6,076	14,224	PV
F_3	3	1.335	0,612	3	WIND
F_4	20	15.497	5,183	4,89	PV
F_5	6	5.865	11,883	30.935	CHP
F_6	9	9.033	2,432	14.050	CHP / PV
F_7	6	4.800	4,062	6	CHP / PV

Tabella4.19 : Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario recession

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

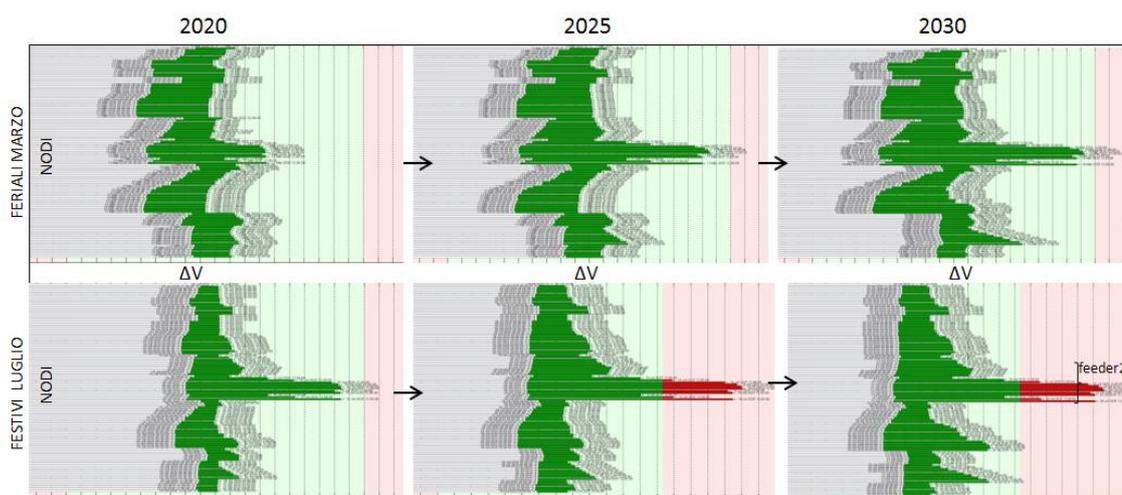


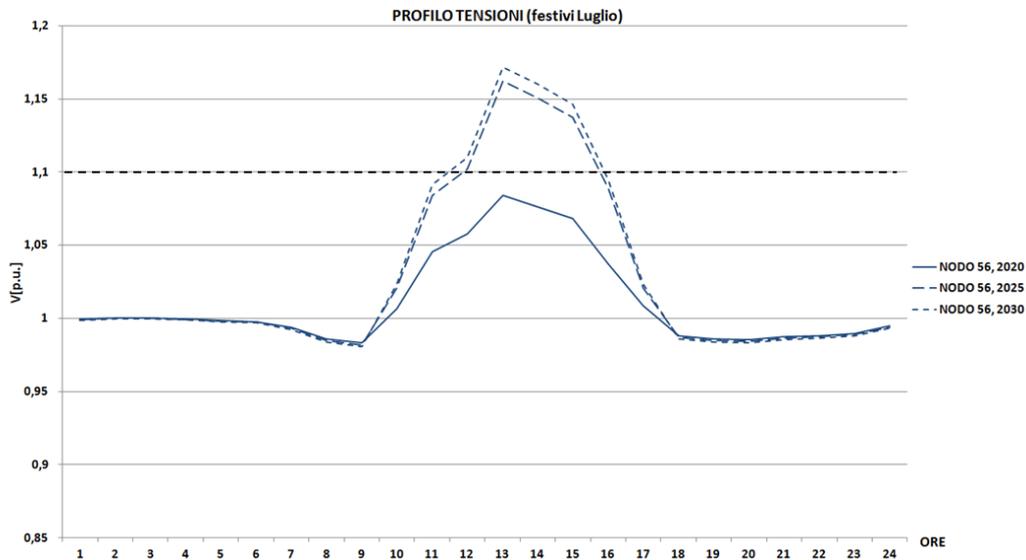
Fig 4.29: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati

Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% \cdot V_n$  ;

Le simulazioni relative ai giorni feriali di Marzo non evidenziano, per quanto riguarda questo scenario, situazioni critiche per le tensioni; le simulazioni di Luglio invece individuano che i nodi terminali del feeder 2 entrano in crisi per effetto delle installazioni di fotovoltaico. Si noti che, nonostante l'ammontare di potenza installata dal 2010 al 2030 sia nettamente maggiore al feeder 5 piuttosto che a quello critico, la localizzazione degli impianti fotovoltaici è determinante nell'aggravare le cadute di tensione al feeder2.

Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi che superano i limiti di norma.

a) Tensione al nodo 56:



Il profilo di tensione che caratterizza il nodo 56, rappresentativo del gruppo di nodi critici del feeder 2, evidenzia che il limite di norma viene superato tra il 2020 e il 2025 e i picchi di sovratensione si concentrano nelle ore centrali della giornata in quanto effetto dell'esubero di potenza da impianti fotovoltaici.

b) Gradi di carico:

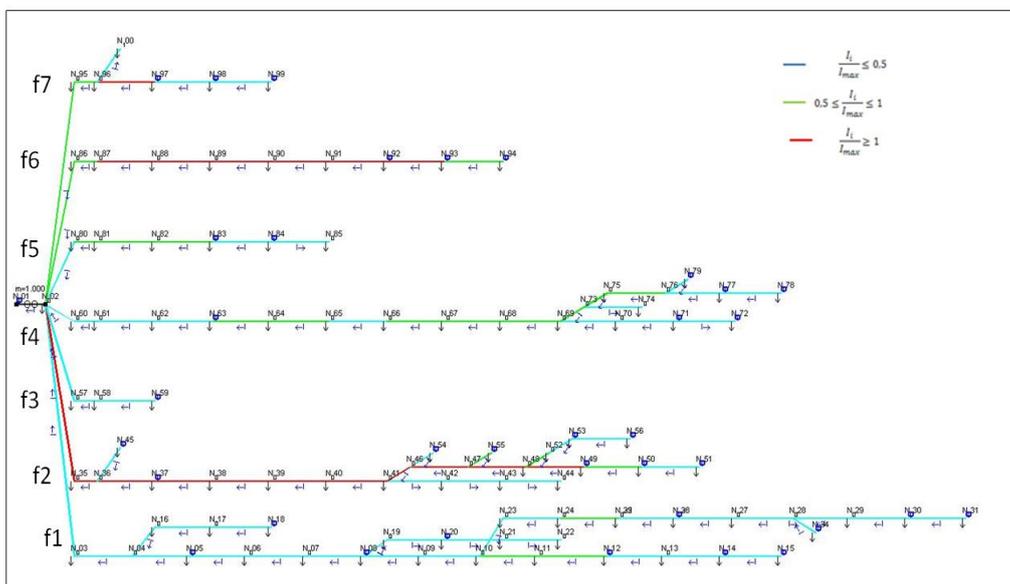


Fig 4.30: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

Dall' analisi dei gradi di carico rappresentati in figura 4.30 si evince che i feeder 2 e 6 sono i soli ad essere interessati da congestioni; negli altri feeder l'ammontare di generazione distribuita bilancia la richiesta di potenza delle utenze, motivo per cui le linee sono poco

cariche. Esaminando invece i feeder 2 e 6, caratterizzati da installazioni fotovoltaiche, l'esubero di potenza prodotta dai generatori provoca inversioni di flusso e congestioni, inoltre nel caso del feeder 2, più lungo e ramificato, la corrente in inversione provoca delle cadute di tensione critiche come visto prima .

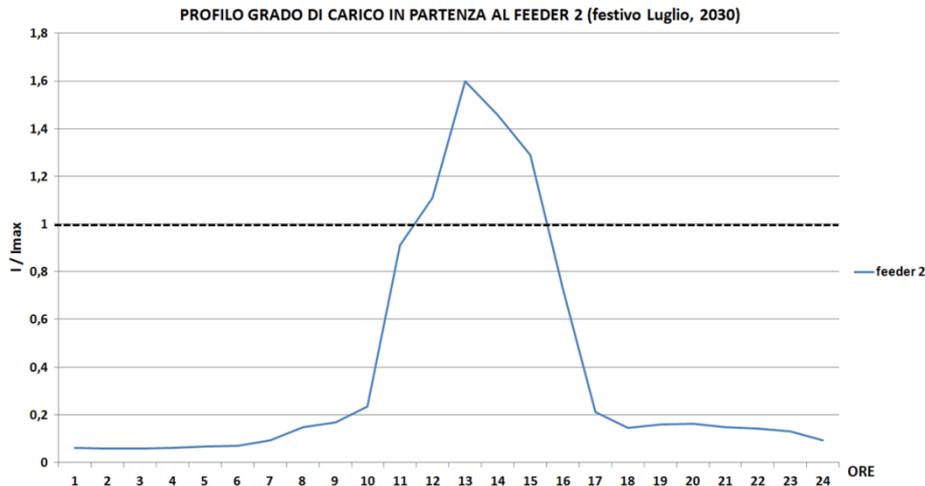


Fig 4.31: Profilo giornaliero del grado di carico in partenza al feeder 2.

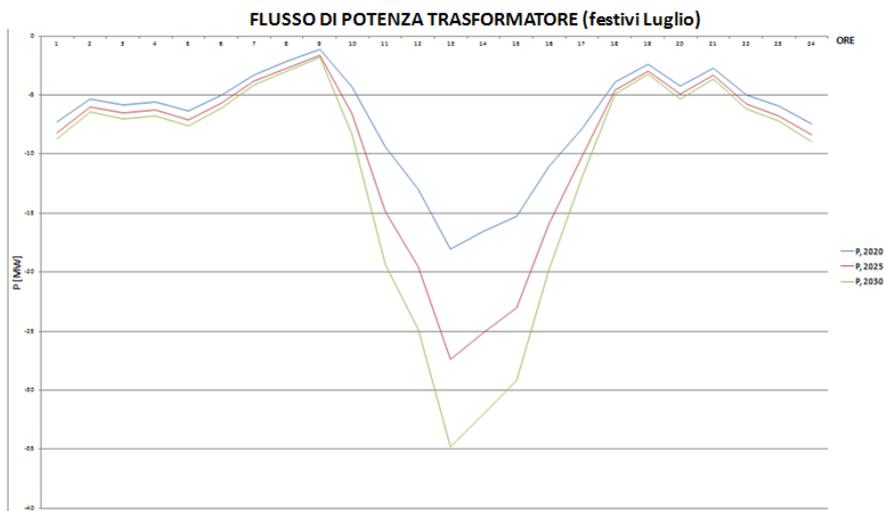
Si riportano di seguito le tabelle che riassumono i valori dei gradi di carico dei rami che costituiscono i feeder congestionati in corrispondenza alla condizione esaminata in fig.4.30.

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER2	N_002	N_035	1,603
	N_035	N_036	1,617
	N_036	N_037	1,559
	N_037	N_038	1,027
	N_038	N_039	1,029
	N_039	N_040	1,040
	N_040	N_041	1,043
	N_041	N_046	3,384
	N_046	N_047	3,016
	N_047	N_048	2,154
	N_048	N_049	1,492
	N_048	N_052	0,567
	N_052	N_053	0,426

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 6	N_002	N_086	0,949
	N_086	N_087	0,954
	N_087	N_088	1,322
	N_088	N_089	1,148
	N_089	N_090	1,167
	N_090	N_091	1,260
	N_091	N_092	2,342
	N_092	N_093	1,695

Tabella 4.20: Tronchi di feeder congestionati a Luglio 2030, applicazione scenario recessione; (grado di carico espresso in valore relativo alla portata del conduttore: I/Imax, verde:congestioni originatesi nello scenario recession al 2030 )

a) Flusso di potenza al trasformatore:



L'analisi del flusso di potenza al trasformatore evidenzia che per le condizioni di funzionamento prese in esame, ovvero massima generazione e minimo carico che si verificano nei giorni festivi di Luglio, la rete determina un'inversione di potenza attiva al trasformatore già a partire dal 2020; il picco di inversione viene raggiunto nelle ore centrali della giornata secondo un profilo che segue specularmente quello della generazione fotovoltaica, ciò dimostra che il tasso di penetrazione del fotovoltaico prevale su tutte le altre DGs.

#### 4.3.2 Applicazione scenario BAU

Alla disposizione 3 sopra presentata si applica lo scenario di crescita BAU:

	Nodi MT	Lunghezza[km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	13,693	19,18	WIND
F_2	22	18.090	6,543 + 5	20,336	PV / EVs
F_3	3	1.335	0,659	4	WIND
F_4	20	15.497	5,582	6,627	PV
F_5	6	5.865	12,797	34,435	CHP
F_6	9	9.033	2,619	16,78	CHP / PV
F_7	6	4.800	4,375	14	CHP / PV

Tabella4.21 : Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario bau

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

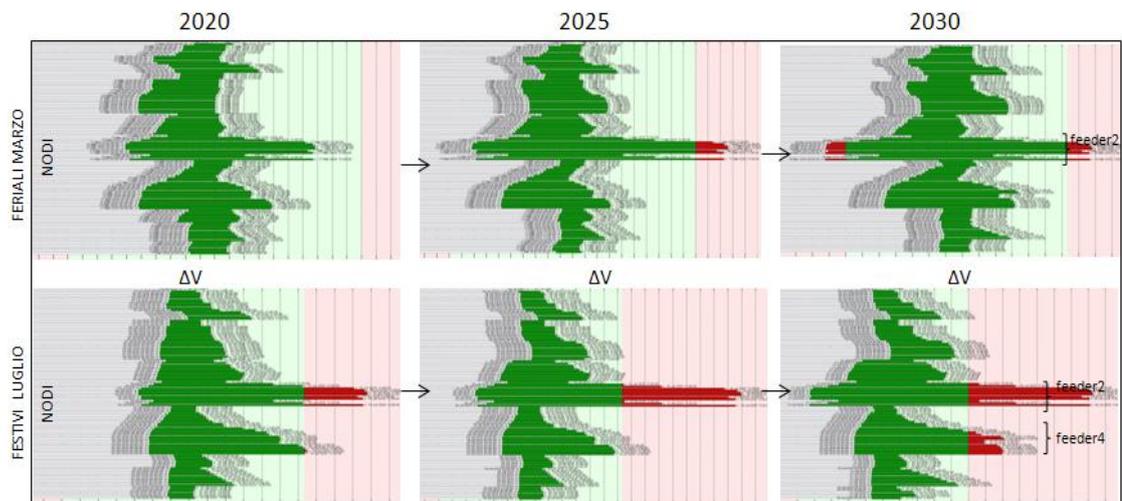
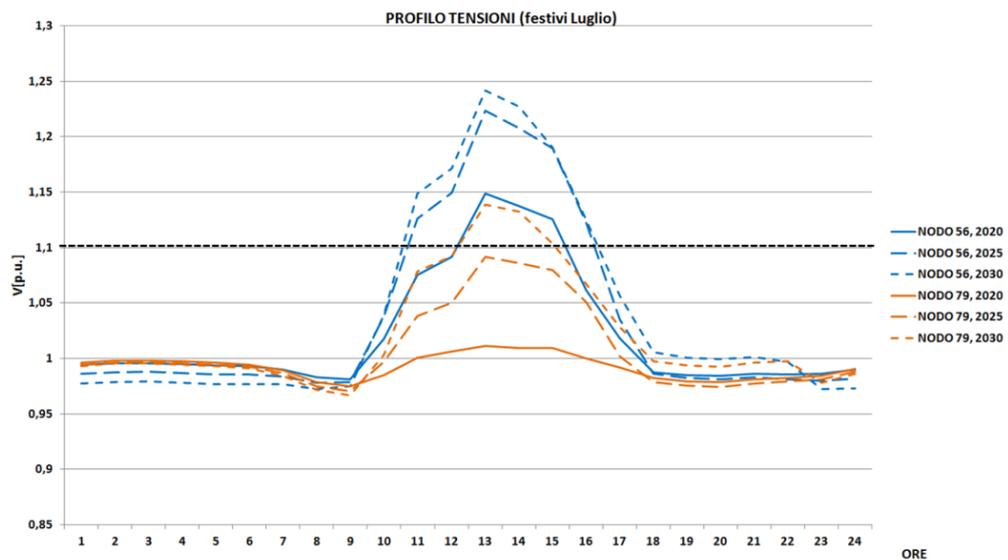


Fig 4.32: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati  
 Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% \cdot V_n$ ;

L’analisi della crescita di tensioni nei giorni feriali di Marzo evidenzia che il feeder 2 viola nelle 24 ore della giornata entrambi i limiti di norma per effetto, da un lato della generazione fotovoltaica che fornisce il suo massimo contributo nelle ore centrali della giornata, dall’altro della potenza richiesta nelle ore notturne per la ricarica dei veicoli elettrici; secondo la presente disposizione 3 infatti le aree adibite alla sosta e ricarica notturna dei veicoli elettrici sono collocate al feeder2.

Per quanto riguarda invece la progressione delle tensioni che caratterizza il mese di Luglio si evince che il contributo della generazione da fotovoltaico è preponderante e porta in crisi nel 2030 sia il feeder2 che il feeder4. Analizziamo i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per i casi più critici che portano al superamento dei limiti di norma:

a)Tensioni ai nodi 56 e 79:



Il profilo di tensione ai nodi 56 e 79 , rappresentativi dei gruppi di nodi nelle aree critiche di feeder 2 e 4, evidenzia che il feeder 2 entra in crisi prima e raggiunge valori di sopraelevazione di tensione maggiori del feeder 4, questo fondamentale in ragione della

maggiore potenza installata al primo rispetto al secondo. Si noti tuttavia che, nonostante il feeder 4 abbia meno generazione di altri ( vedi tab.4.21), gli effetti in termini di cadute di tensione sono molto rilevanti in quanto tutta la generazione è concentrata a fondo feeder (si veda a titolo di esempio in disposizione 3 la differenza tra feeder 4 e feeder 5). Rispetto allo scenario precedente si evince che il feeder 2 è in condizioni più critiche e viola il limite di norma anche il feeder 4.

b)Gradi di carico:

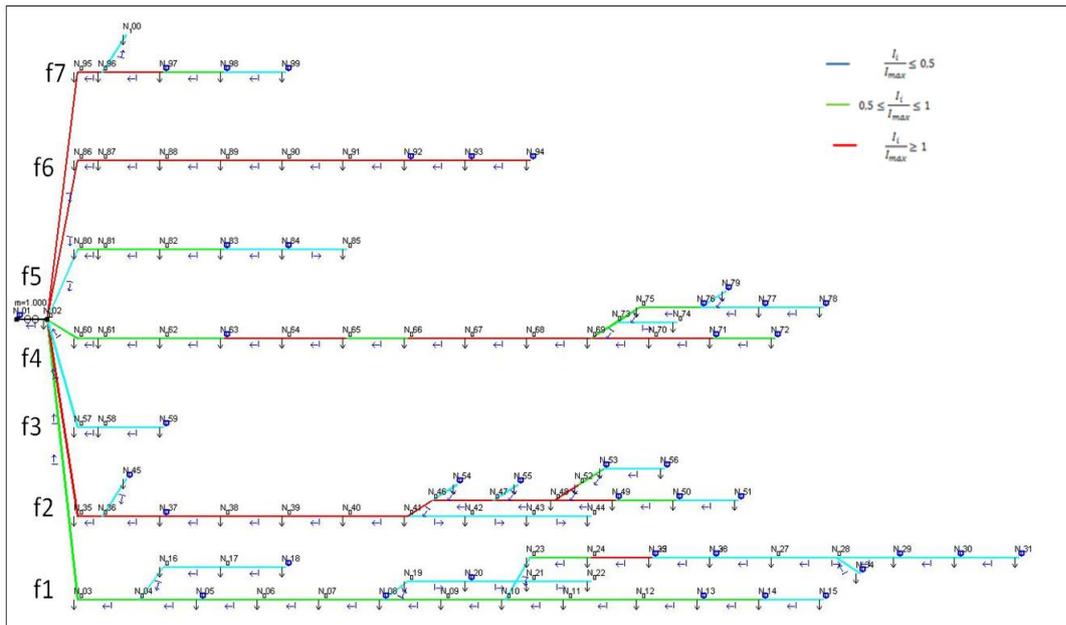


Fig 4.33: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico; giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00.

Tutti i feeder della rete nelle condizioni rappresentate in fig.4.33 sono in inversione di flusso per esubero di potenza generata rispetto a quella richiesta. Sono congestionati i feeder 2,4 6 e 7 con installazioni di fotovoltaico e chp. I feeder 2 e 4 manifestavano un regime di crisi già studiandone i valori di tensione, ma i feeder 6 e 7 non manifestavano problemi sotto il profilo delle tensioni, tuttavia in termini di correnti risultano congestionati.

Rispetto allo scenario precedente le congestioni sono più diffuse e i rami della rete sono più carichi; si sta passando progressivamente da una condizione di moderata penetrazione di DGs (che può andare a beneficio del regime di carico lungo le linee come visto al paragrafo 3.1.3 ) ad una condizione di elevata penetrazione con conseguente aumento delle perdite come si può vedere raffrontando fig.4.30 e fig.4.33.

Si riportano di seguito le tabelle relative ai valori del grado di carico di alcuni tronchi dei feeder congestionati per evidenziare quanto appena asserito.

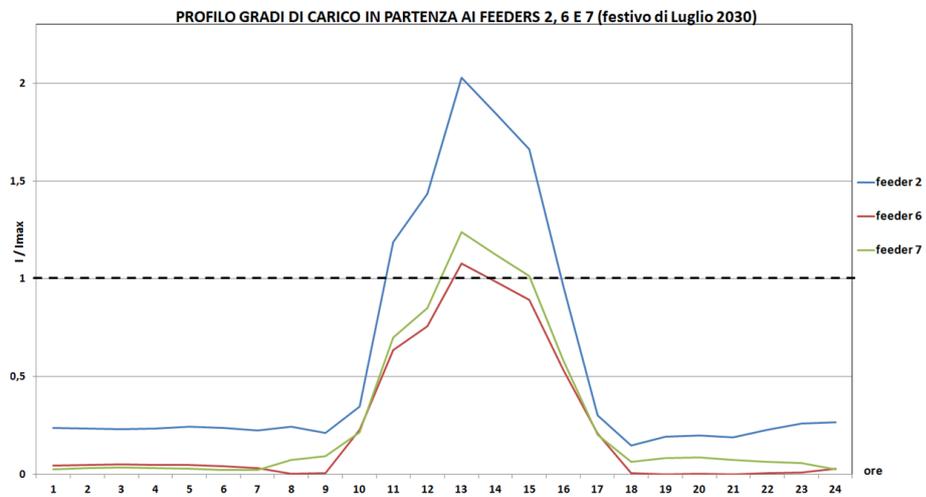
Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 2	N_002	N_035	2,032
	N_035	N_036	2,046
	N_036	N_037	1,989
	N_037	N_038	1,311
	N_038	N_039	1,313
	N_039	N_040	1,325
	N_040	N_041	1,327
	N_041	N_046	4,280
	N_046	N_047	3,795
	N_047	N_048	3,381
	N_048	N_049	2,016
	N_049	N_052	1,212
	N_052	N_053	0,915

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 4	N_002	N_060	0,810
	N_060	N_061	0,818
	N_061	N_062	0,831
	N_062	N_063	0,840
	N_063	N_064	1,517
	N_064	N_065	2,096
	N_065	N_066	0,695
	N_066	N_067	2,190
	N_067	N_068	2,198
	N_068	N_069	2,202
	N_069	N_070	1,200
	N_070	N_073	0,849
	N_073	N_075	0,894
N_075	N_076	0,674	

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 6	N_002	N_086	1,080
	N_086	N_087	1,085
	N_087	N_088	1,503
	N_088	N_089	1,303
	N_089	N_090	1,323
	N_090	N_091	1,428
N_091	N_092	2,654	
N_092	N_093	2,150	

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 7	N_002	N_095	1,243
	N_095	N_096	1,249
	N_096	N_097	1,995

Tabella 4.22: Tronchi di feeder congestionati a Luglio 203 in fig4.33; (verde: congestioni originatesi nello scenario recessione; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recessione a bau)



a) Flusso di potenza al trasformatore: Il flusso di potenza al trasformatore ripercorre fondamentalmente lo stesso andamento, quindi valgono le medesime considerazioni, dello scenario recessione; tuttavia nel presente caso i picchi di inversione di flusso raggiunti negli anni sono più elevati in ragione della maggiore penetrazione di DGs prevista dallo scenario bau rispetto al recessione.

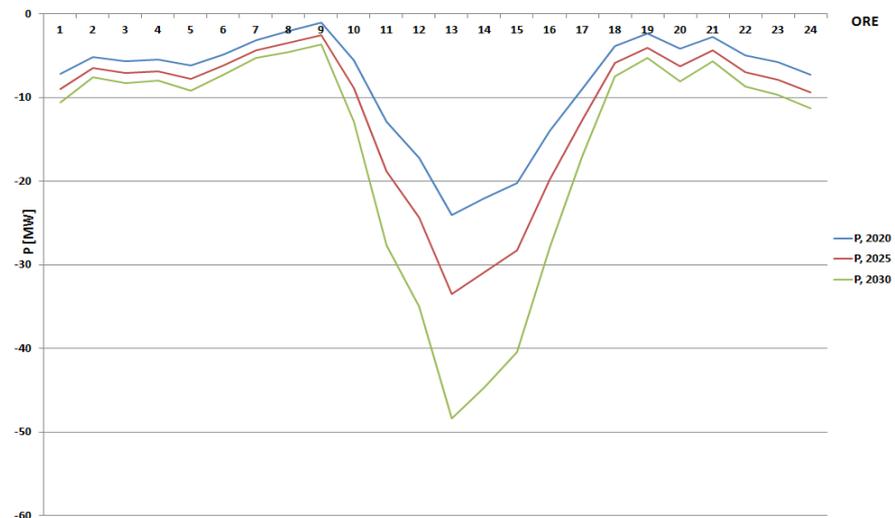


Fig 4.34: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore nei festivi di Luglio 2020,2025,2030.

### 4.3.3 Applicazione scenario ROADMAP

Alla disposizione 3 si applica lo scenario di crescita ROADMAP:

	Nodi MT	Lunghezza[km]	Pot. Car. [MVA]	Pot. Gen. [MVA]	Installazioni 2010-2030
F_1	32	20.399	15,649	40	WIND
F_2	22	18.090	7,478+11	32,86	PV / EVs
F_3	3	1.335	0,753	10	WIND
F_4	20	15.497	6,379	21	PV
F_5	6	5.865	14,625	40.935	CHP
F_6	9	9.033	2,993	31	CHP / PV
F_7	6	4.800	5	20	CHP / PV

Tabella 4.23: Caratteristiche dei feeder al 2030 secondo scenario roadmap.

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni effettuate nei giorni feriali di Marzo e festivi di Luglio rispettivamente degli anni 2020, 2025, 2030.

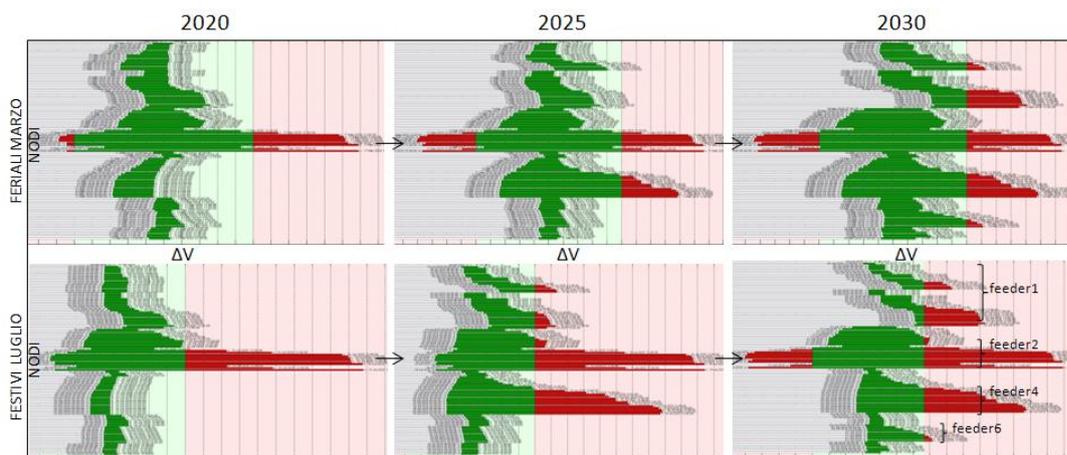


Fig 4.35: Escursioni delle tensioni ai nodi durante le 24 ore dei giorni di simulazione selezionati

Rosso: violato il limite di norma  $|\Delta V_i| \leq 10\% \cdot V_n$ ;

L'evoluzione del profilo di tensioni relativa ai giorni feriali di Marzo evidenzia che le condizioni fuori norma interessano i feeder 1, 2, 4 e in minima parte il f6. Si noti che mentre per i feeder 1, 4 e 6 le condizioni di lavoro della rete portano ad una situazione di sovratensione, vengono sfiorati infatti solo i limiti di norma superiori, il feeder 2 manifesta nell'arco della stessa giornata entrambe le condizioni di sovratensione diurna e abbassamento di tensione notturno; non solo, si raggiungono valori molto più critici in termini di abbassamento di tensione piuttosto che di sovratensione.

Le sopraelevazioni di tensione sono dovute fondamentalmente all'eolico al feeder 1 e al fotovoltaico ai restanti feeder, l'abbassamento di tensione è determinato invece (vedi disposizione 3) dalla presenza dei parcheggi che effettuano ricarica per i veicoli elettrici situati al feeder 2 che, in concomitanza con la richiesta da parte delle altre utenze, determinano, in talune ore della giornata, punte di carico tali da ridurre la tensione ai nodi ben oltre il limite 0,9 [p.u.] (tipicamente nelle ore serali e di primo mattino).

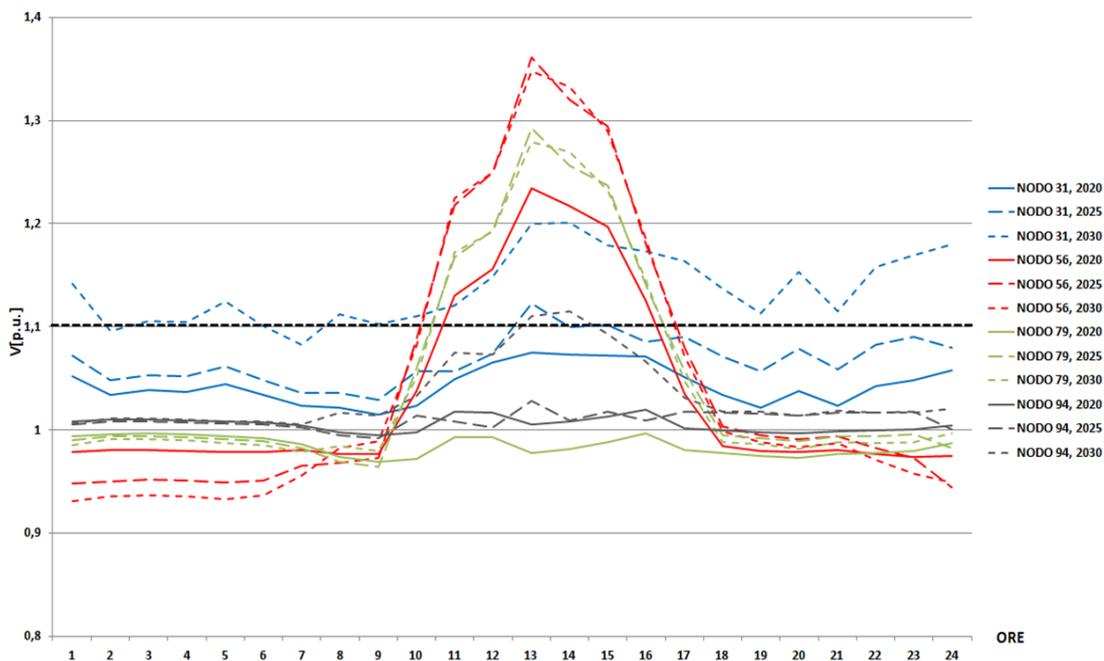
Rispetto allo scenario precedente quindi l'evoluzione di Marzo prospetta una situazione molto diversa in quanto diventano critici anche i feeder 1, 4, 6 e si amplificano molto le escursioni di tensione al feeder 2.

Per quanto riguarda i profili di tensione relativi alle evoluzioni dei festivi di Luglio si osserva che, rispetto a Marzo, si alzano i profili di tensione (allargamento banda rosa), aumentano i massimi e si smorzano i minimi. Ai feeder 1, 4 e 6 le condizioni critiche sono analoghe a quelle di Marzo ma con valori più spinti; al feeder 2 l'escursione di tensione è la più ampia di tutta la rete nelle 24 ore ma adesso la condizione più critica non è tanto l'abbassamento di tensione quanto la sopraelevazione di tensione per effetto del fotovoltaico nelle ore centrali della giornata.

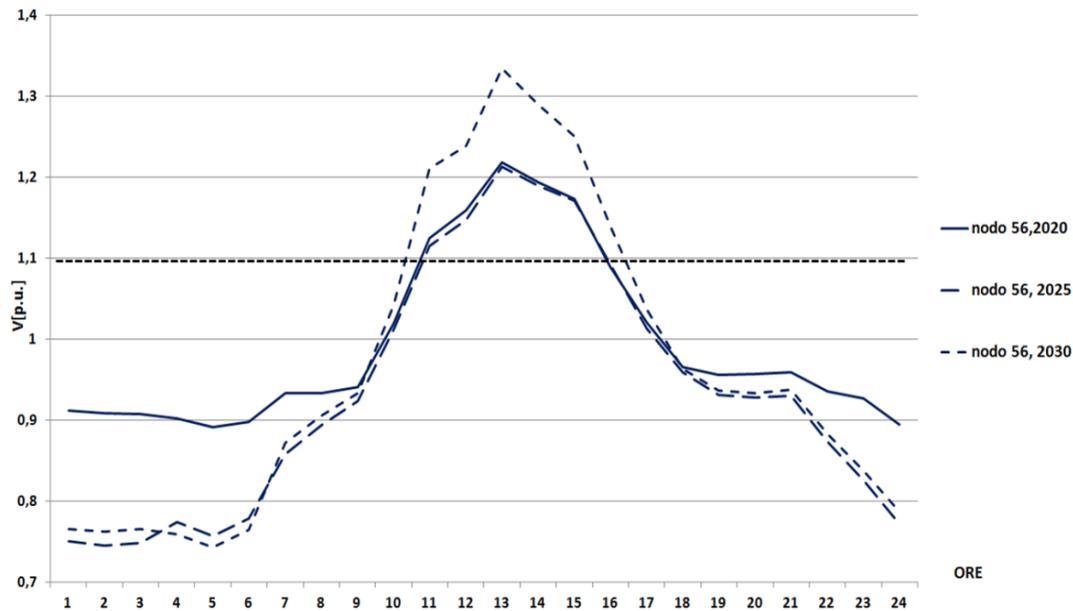
Anche in questo caso lo scenario precedente in merito alle evoluzioni di Luglio forniva dei profili più ottimistici al 2030, stimando le sovratensioni circoscritte ai soli feeder 2 e 4; per lo scenario roadmap invece si prevede che le sovratensioni interesseranno anche i feeder 1 e 6, inoltre i feeder 2 e 4 amplificano le loro escursioni.

Come stabilito, lo scenario Roadmap propone condizioni critiche differenti e comunque rilevanti, sia a Marzo che a Luglio; si analizzano quindi nel seguito i risultati in termini di tensioni e gradi di carico per entrambi i casi.

a) tensioni ai nodi 31, 56, 79 e 94 nei giorni festivi di Luglio



b) tensione al nodo 56 nei giorni feriali di Marzo:



L'andamento delle tensioni ai nodi evidenzia che:

- in Luglio i nodi 56, 79 e 94, rappresentativi rispettivamente delle aree critiche di feeder 2, 4 e 6, superano il limite di tensione 1,1 p.u. nelle ore centrali della giornata con un profilo che replica la curva di produzione del fotovoltaico stante ad indicare l'entità dei generatori installati sui suddetti feeders; tuttavia è diversa l'entità delle sovratensioni che li caratterizza e l'intervallo di ore fuori regime. Il nodo 56 rappresentativo di feeder 2 è il più critico, supera per primo il limite di 1.1, per più ore e raggiunge il picco massimo di 1.3 p.u. a Luglio 2030, seguono i nodi 79 e 94 con profili di tensione più bassi e meno critici.

Per quanto riguarda invece il nodo 31, si osservi il profilo nettamente diverso da quello degli altri nodi presi in esame; si tratta infatti di sovratensioni generate dagli impianti eolici installati al feeder1 che portano al 2030 al superamento di 1.1 [p.u.] nell'arco di tutta la giornata.

- In Marzo l'analisi si è concentrata al solo nodo 56, rappresentativo del comportamento del feeder 2 dove, essendo previste dal 2010 al 2030 installazioni di fotovoltaico e di aree adibite alla ricarica dei veicoli elettrici, si verificano:
  - Ore notturne: abbassamento del profilo di tensione.
  - Ore diurne: innalzamento del profilo di tensione.

c) gradi di carico

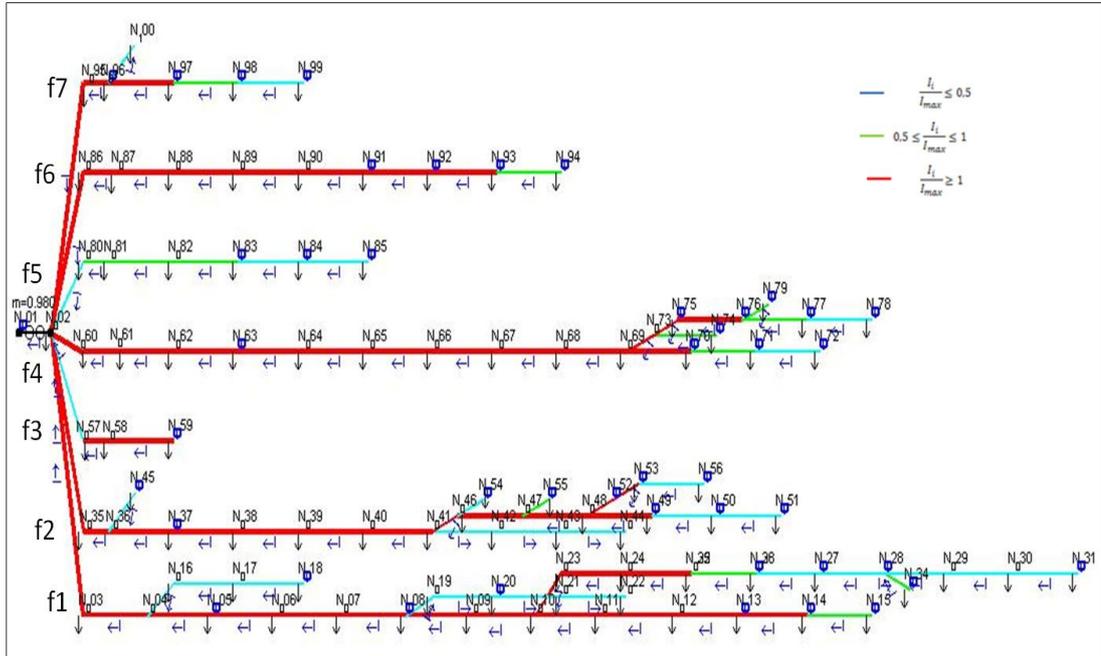


Fig 4.36: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico;giorno festivo di Luglio 2030, ore 12:00

Dall’analisi di fig 4.36 si evince che tutta la rete nelle condizioni simulate è in inversione di flusso e, con la sola eccezione del feeder 5, tutti i restanti feeders presentano congestioni. Rispetto agli scenari precedenti che al 2030 prevedevano una penetrazione di DGs più contenuta, l’eccesso di generazione che si profila con questo scenario aggrava le condizioni di esercizio della rete a tal punto che la rete a Luglio 2030 presenta solo pochi rami decongestionati. Si riportano di seguito le tabelle relative ai valori del grado di carico di alcuni tronchi dei feeder congestionati in fig.4.36 per evidenziare quanto appena asserito.

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico	Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico	Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 1	N_002	N_003	1,784	FEEDER 2	N_002	N_035	3,190	FEEDER 5	N_081	N_082	1,601
	N_002	N_035	3,190		N_035	N_036	3,206		N_082	N_083	1,614
	N_002	N_060	1,558		N_036	N_037	3,152		FEEDER 6	N_002	N_086
	N_002	N_086	1,698		N_037	N_038	2,078	N_086		N_087	1,703
	N_002	N_095	1,142		N_038	N_039	2,081	N_087		N_088	2,355
	N_003	N_004	1,733		N_039	N_040	2,093	N_088		N_089	2,036
	N_004	N_005	2,012		N_040	N_041	2,096	N_089		N_090	2,057
	N_005	N_006	1,747		N_041	N_046	6,709	N_090		N_091	2,220
	N_006	N_007	1,748		N_046	N_047	5,470	N_091		N_092	2,845
	N_007	N_008	1,773		N_047	N_048	4,456	N_092	N_093	1,224	
	N_008	N_009	1,738		N_048	N_049	1,196	FEEDER 7	N_002	N_095	1,142
	N_009	N_010	1,750		N_048	N_052	3,055		N_095	N_096	1,148
	N_010	N_011	1,967	N_052	N_053	1,541	N_096		N_097	1,663	
	N_011	N_012	2,014	FEEDER 3	N_057	N_058	1,487	FEEDER 4	N_002	N_060	1,558
	N_012	N_013	2,018		N_058	N_059	1,529		N_060	N_061	1,567
	N_013	N_014	1,373	FEEDER 4	N_002	N_060	1,558		N_061	N_062	1,582
	N_023	N_024	2,719		N_062	N_063	1,592		N_062	N_063	1,592
	N_024	N_025	3,637		N_063	N_064	2,969		N_063	N_064	2,969
	N_025	N_026	4,143		N_064	N_065	4,043		N_064	N_065	4,043
	N_026	N_027	2,762		N_065	N_066	1,318		N_065	N_066	1,318
	N_027	N_028	1,985		N_066	N_067	4,147		N_066	N_067	4,147
					N_067	N_068	4,155		N_067	N_068	4,155
					N_068	N_069	4,159		N_068	N_069	4,159
					N_069	N_070	1,090		N_069	N_070	1,090
					N_069	N_073	2,933		N_069	N_073	2,933
					N_073	N_075	2,331		N_073	N_075	2,331
					N_075	N_076	1,994		N_075	N_076	1,994

Tabella 4.24: Tronchi di feeder congestionati in figura 4.36. (verde: congestioni originatesi nello scenario recession; arancione: congestioni originatesi nel passaggio da recession a bau; rosso: congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap)

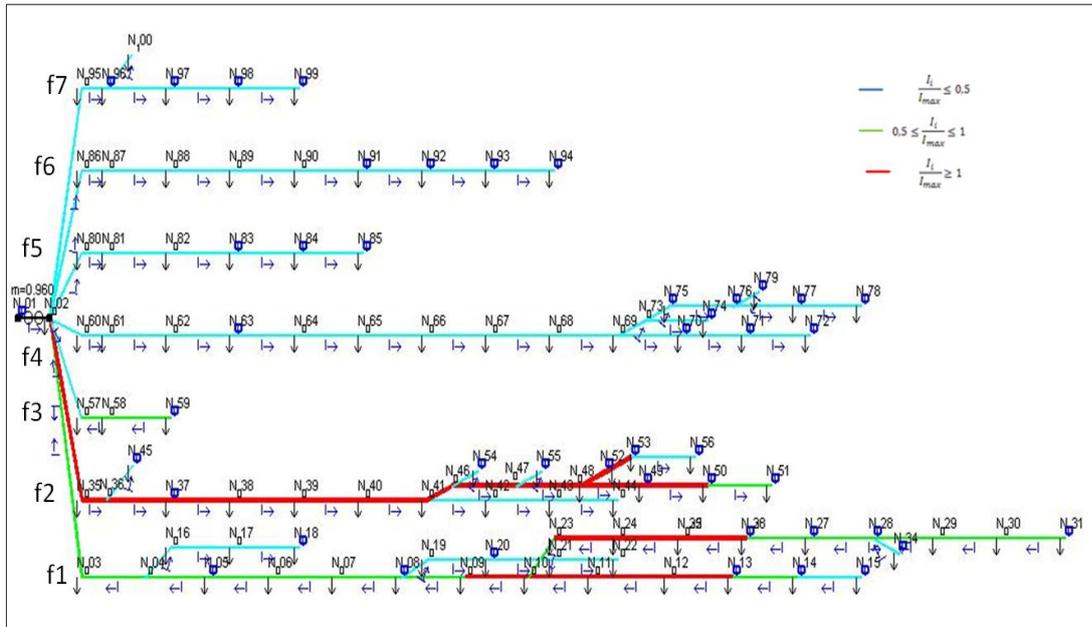


Fig 4.37: Rappresentazione delle linee della rete diversificate in funzione del grado di carico;giorno feriale di Marzo 2030, ore 6:00.

Dall’analisi di fig.4.37 che riporta i gradi di carico della rete al 2030 ma in condizioni molto diverse da fig.4.36 in quanto relative al load flow di un giorno feriale di marzo del 2030 alle 6 di mattino, si nota che, i soli feeder in inversione di flusso sono 1 e 3 caratterizzati da installazioni di eolico; per quanto riguarda i feeder con installazioni di fotovoltaico e chp, per la condizione di esercizio in esame in fig 4.37, i flussi di potenza sono diretti ai carichi.

Le congestioni sono concentrate al feeder 1, per esubero di potenza generata da impianti eolici rispetto alla richiesta dei carichi, e al feeder 2, per il sovraccarico determinato dalla combinazione della richiesta di tutte le utenze, tra cui un peso di rilievo è assunto dalle stazioni di ricarica per EVs il cui effetto gravava anche sui profili di tensione.

Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico	Feeder	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Grado di carico
FEEDER 1	N_010	N_011	1,057	FEEDER 2	N_002	N_035	2,658
	N_011	N_012	1,076		N_035	N_036	2,646
	N_012	N_013	1,084		N_036	N_037	2,573
	N_023	N_024	1,336		N_037	N_038	1,668
	N_024	N_025	1,803		N_038	N_039	1,646
	N_025	N_026	2,051		N_039	N_040	1,613
	N_026	N_027	1,399		N_040	N_041	1,594
			N_041		N_046	4,912	
			N_046		N_047	4,756	
			N_047		N_048	4,294	
			N_048		N_049	2,710	
			N_048		N_052	1,375	
			N_052		N_053	1,030	

Tabella 4.25: Tronchi di feeder congestionati in figura 4.37 (rosso:congestioni originatesi nel passaggio da bau a roadmap)

Dall’analisi dei profili in fig.4.38, gradi di carico in partenza ai feeders che risultano congestionati in figura 4.36, si evince che, ad eccezione del feeder1 tutti i restanti profili superano il grado di carico massimo in corrispondenza delle sole ore centrali della giornata, raggiungendo il picco alle ore 12. Il feeder 1 invece supera il grado di carico massimo in diverse ore della giornata, seguendo un profilo più livellato. Le considerazioni ora svolte richiamano di fatto quanto già analizzato in termini dello studio dei profili di tensione.

Rispetto allo scenario precedente i picchi dei gradi di carico in partenza ai feeder 2, 6 e 7 sono più elevati, il feeder 4 che nel bau era congestionato solo in piccola parte adesso è più critico inoltre entra in congestione anche il feeder 1 con un profilo che supera il massimo grado ammissibile per diverse ore della giornata.

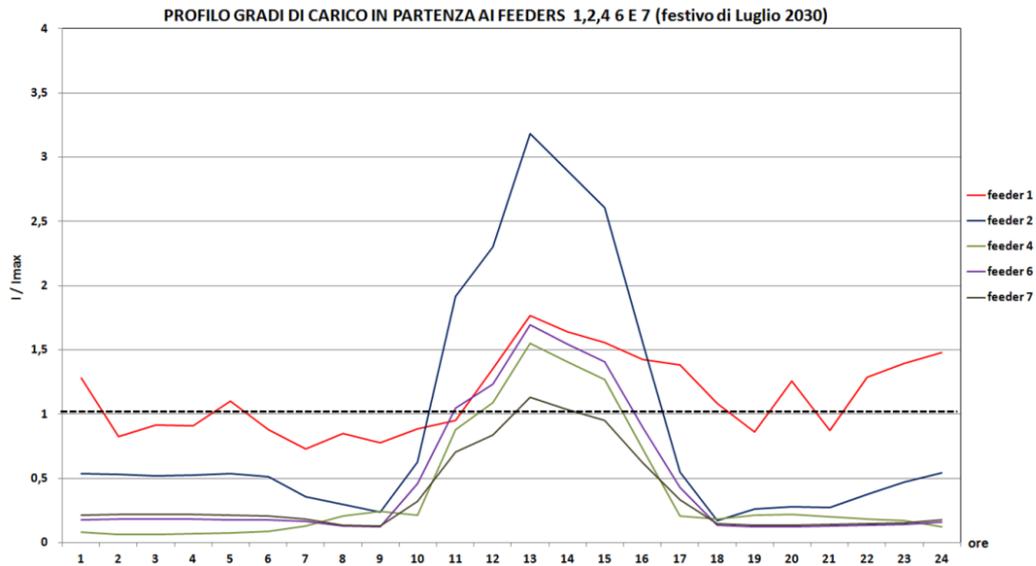


Fig 4.38: Profilo giornaliero dei gradi di carico in partenza ai feeder congestionati in fig.4.36. (Luglio 2030, ore 12:00)

Dall’analisi del profilo del grado di carico in partenza al feeder2 nell’ arco di tutta la giornata feriale di Marzo 2030 (fig. 4.39) si conferma quanto visto per il load flow alle 6 di fig.4.37, ovvero che il feeder 2 è in regime di sovraccarico dalle ore serali alle ore mattutine , in ragione dell’utenza (prevalentemente degli EVs) e nelle ore diurne per via della inversione di flusso da fotovoltaico.

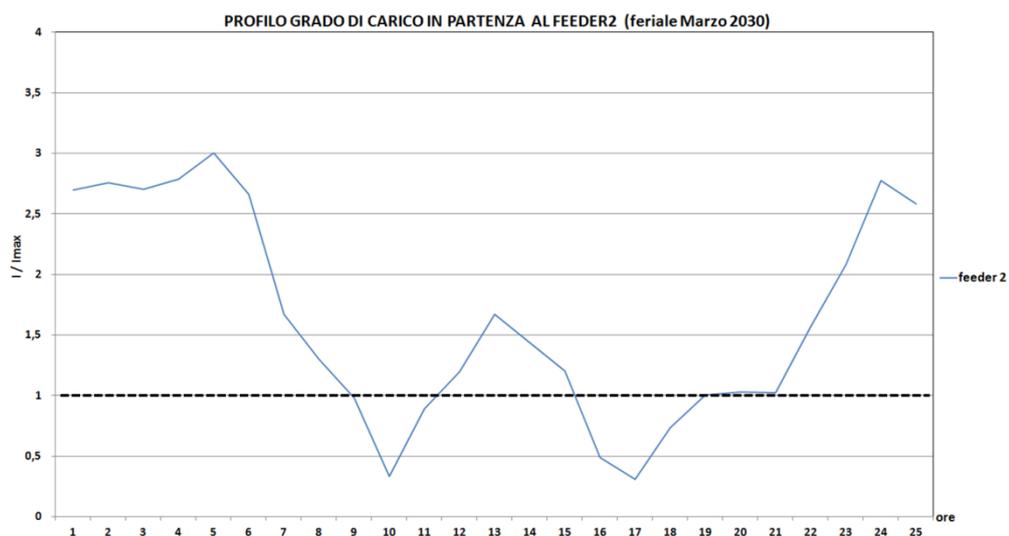


Fig 4.39: Profilo giornaliero del grado di carico in partenza al feeder 2 (giorno feriale di Marzo 2030).

d) flusso di potenza al trasformatore:

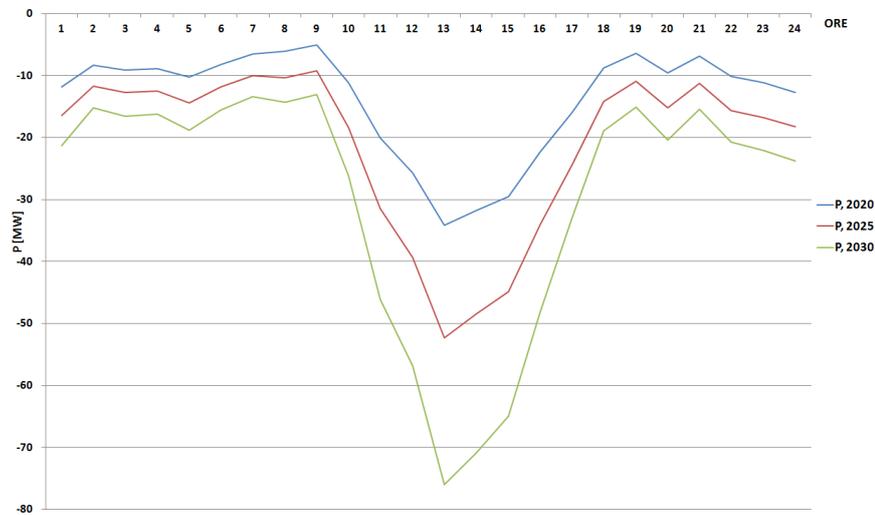


Fig 4.40a: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore in Luglio 2020,2025,2030

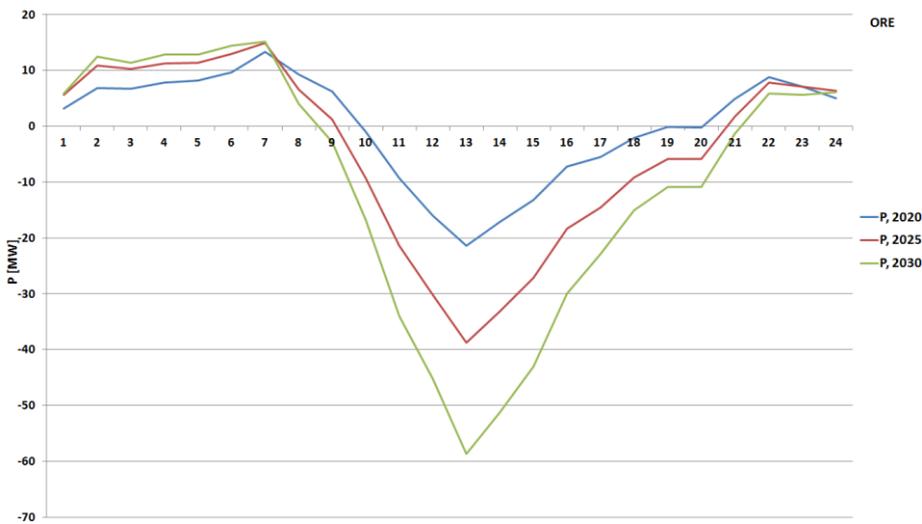


Fig 4.40b:: Profilo dei flussi di potenza al trasformatore in Marzo 2020,2025,2030

L’analisi del flusso di potenza al trasformatore nei diversi casi studio considerati è un utile strumento per capire quale sia la relazione tra la rete di distribuzione e quella di trasmissione. Dall’analisi del flusso di potenza al trasformatore in Luglio fig.4.40a si evince che la rete già a partire dal 2020 provoca un’inversione del flusso durante tutte le 24 ore della giornata con picchi che si concentrano alle ore 12;di fatto la rete MT/bt inietta continuamente potenza alla rete AT.

Dall’analisi del flusso di potenza relativa ai giorni feriali di Marzo fig.4.40b risulta invece che la rete ha un comportamento attivo,ovvero inietta potenza alla rete AT, nelle ore diurne e passivo,ovvero riceve potenza dalla rete AT,nelle restanti ore.

Tabella 4.26:Flusso di potenza al trasformatore: ore 12 della terza domenica di Luglio da 2010 a 2030.

anni	2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
Ptr[MW]	-9,39	-19,6	-28,89	-34,53	-34,19	-52,69	-52,27	-75,96	-76,49

Tabella 4.27: Flusso di potenza al trasformatore: ore 6 del terzo mercoledì di Marzo da 2010 a 2030.

anni	2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
Ptr [MW]	8,02	8,84	9,67	7,91	9,66	7,18	12,99	13,52	14,43

#### **4.4 Confronto conclusivo ed individuazione dell'evoluzione più critica**

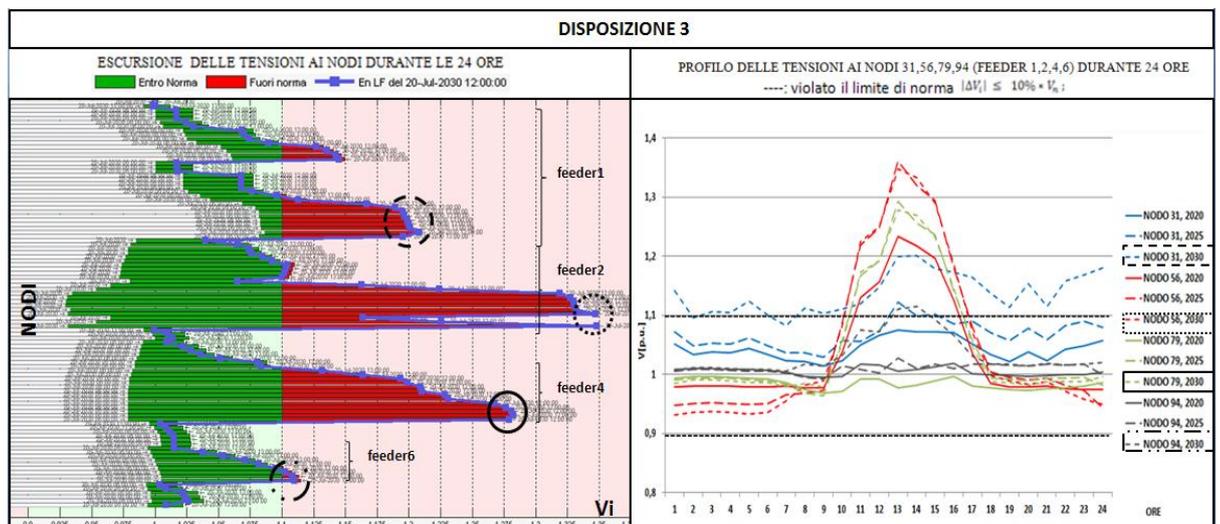
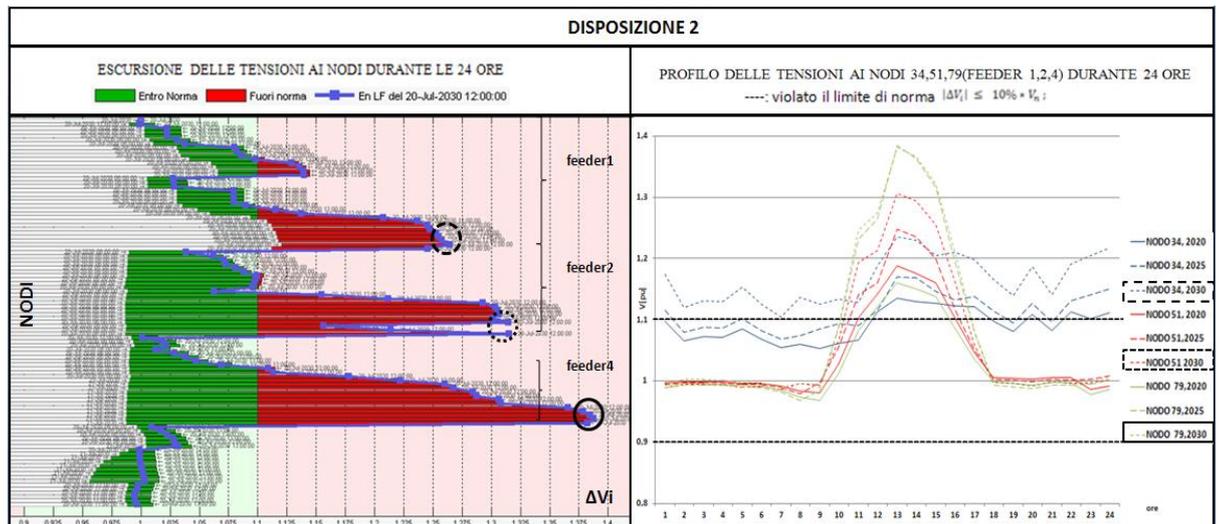
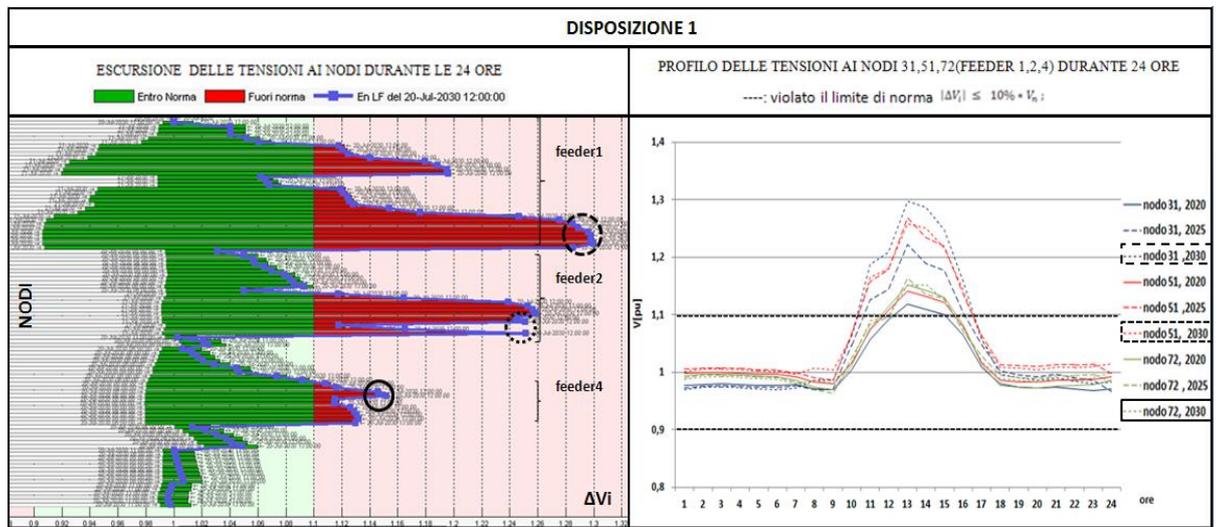
Sono stati analizzati finora i nove casi studio ottenuti dall'applicazione dei tre scenari evolutivi alle tre disposizioni ipotizzate.

Per effettuare il confronto definitivo si sono operate le seguenti scelte:

- Considerare le tre evoluzioni prospettate dallo scenario Roadmap applicato alle tre disposizioni; questo consente di distinguere meglio le diverse criticità che insorgono in rete associate alle tre caratterizzazioni realizzate.
  
- Considerare come situazioni per il confronto:
  - Giorno festivo di Luglio 2030: si verifica la condizione di massima generazione associata al minimo carico da cui emergono le condizioni più critiche di sopraelevazioni di tensione.
  - Giorno feriale di Marzo 2030: si verifica la condizione di massimo carico associata alla minima generazione da cui emergono le condizioni più critiche di abbassamenti di tensione in rete.

Prima di procedere al confronto va inoltre precisato che i valori in “per unità” riportati nel seguente paragrafo sono i risultati di evoluzioni “libere” della rete in presenza di generazione distribuita; i suddetti valori saranno utili per differenziare in modo chiaro il comportamento dei diversi casi confrontati, tuttavia valori così spinti presumibilmente non saranno raggiunti in una reale condizione di lavoro futura della rete in quanto certamente si interverrà prima con opportuni provvedimenti.

TENSIONI : LUGLIO 2030



Secondo la disposizione1 la sopraelevazione di tensione più critica in rete, per un valore pari a 1.298[p.u.] (per i valori riportati si ricordi quanto detto ad inizio paragrafo 4.4), si verifica al 2030 in corrispondenza al feeder1 alle ore 12:00. La causa è da riscontrare nella concomitanza tra la massima generazione del fotovoltaico e la bassa richiesta da parte dei carichi, trattandosi di una giornata festiva. Si verificano sovratensioni anche ai feeder 2 e 4, per un valore rispettivamente pari a 1.26 e 1.15 [p.u.], alle ore 12:00 della medesima giornata; in merito all'origine di queste criticità valgono le stesse considerazioni del feeder 1, tuttavia i limiti di tensione raggiunti sono di entità più contenuta in relazione alla minore potenza di fotovoltaico installata ( si veda tabella paragrafo 4.1.3).

Secondo la disposizione2 la sopraelevazione di tensione più critica in rete, per un valore pari a 1.382 [p.u.], si verifica al 2030 in corrispondenza al feeder4 alle ore 12:00. La causa è da riscontrare ancora nella concomitanza tra la massima generazione del fotovoltaico e la bassa richiesta da parte dei carichi, trattandosi di una giornata festiva. Si verificano sovratensioni anche ai feeder 1 e 2, per un valore limite rispettivamente pari a 1.245 [p.u.] e 1.306 [p.u.] alle ore 12:00 della medesima giornata; in merito all'origine di queste criticità occorre precisare che :

- per il feeder 2 valgono le stesse considerazioni del feeder 4, nonostante i limiti di tensione raggiunti siano di entità più contenuta in relazione al posizionamento delle installazioni fotovoltaiche ( si veda “disposizione 2” paragrafo 4.2 )
- per il feeder 1 l'origine delle sovratensioni è da ricondursi all'esubero di potenza prodotta dagli impianti mini-eolici ivi installati rispetto alla richiesta dei carichi.

Raffrontando il caso in esame con il precedente si possono fare le seguenti considerazioni:

-Feeder 1: minore escursione delle tensioni lungo le 24 ore ma alcuni nodi mantengono la tensione oltre 1.1[p.u.] per tutte le 24 ore; profilo delle tensioni più livellato e minore picco alle 12:00.

-Feeder 2: maggiore escursione delle tensioni lungo le 24ore; profilo delle tensioni analogo al precedente con valore di picco più elevato.

-Feeder 4: maggiore escursione delle tensioni lungo le 24 ore; profilo delle tensioni analogo al precedente con valore di picco più elevato.

Secondo la disposizione3 la sopraelevazione di tensione più critica in rete, per un valore pari a 1.349 [p.u.], si verifica al 2030 in corrispondenza al feeder2 alle ore 12:00. La causa è da riscontrare ancora nella concomitanza tra la massima generazione del fotovoltaico e la bassa richiesta da parte dei carichi, trattandosi di una giornata festiva. Si verificano sovratensioni anche ai feeder 1,4 e 6, per valori di punta rispettivamente pari a 1.201, 1.28 e 1.11 alle ore 12:00 della medesima giornata; per questi ultimi casi critici occorre precisare che:

- per il feeder 1 l'origine delle sovratensioni è da ricondursi all'esubero di potenza prodotta dagli impianti mini-eolici ivi installati rispetto alla richiesta dei carichi.
- per il feeder 4 valgono le stesse considerazioni del feeder 2, nonostante i limiti di tensione raggiunti, superiore ed inferiore, siano di entità più contenuta, il primo in quanto l'ammontare di potenza fotovoltaica installata al feeder4 è minore, il secondo perché non sono previste lungo questo feeder installazioni di aree adibite alla ricarica di veicoli elettrici che nel feeder 2 comportano un maggior abbassamento di tensione;
- per il feeder 6 valgono le stesse considerazioni del feeder 2, tuttavia le cadute di tensione sono più ridotte in ragione della diversa configurazione dei due feeders.

Raffrontando quest'ultimo caso con i due precedenti si possono fare le seguenti considerazioni:

-Feeder 1: escursione delle tensioni lungo le 24 ore simile al caso 2 ma profilo delle tensioni più basso e minore picco alle 12:00.

-Feeder 2: maggiore escursione delle tensioni lungo le 24 ore di entrambi i casi precedenti, profilo delle tensioni analogo (fotovoltaico) ma con valori di picco massimo e minimo più elevati.

-Feeder 4: maggiore escursione delle tensioni lungo le 24 ore del caso 1 ma minore del caso 2; profilo delle tensioni analogo a entrambi i casi precedenti con valore di picco più elevato del caso 1 ma minore del caso 2; .

-Feeder 6: non presentava criticità negli altri due casi, segue un profilo tipicamente fotovoltaico con picco di tensione oltre il limite di 1.1[p.u.] alle 12:00.

In merito ai valori di tensione e alla loro evoluzione negli anni in dettaglio, si rimanda alle tabelle in Appendice C.

Si procede ora allo studio dei gradi di carico in rete per le circostanze critiche sopra indicate; vengono presentati ed analizzati i load flow relativi alle 12:00 della terza domenica di Luglio 2030 per le tre disposizioni ipotizzate.

Occorre precisare sin da subito il significato di alcune diciture che verranno utilizzate nel seguito del presente lavoro:

- grado di carico basso:

$$\frac{I_i}{I_{\max}} \leq 0,5$$

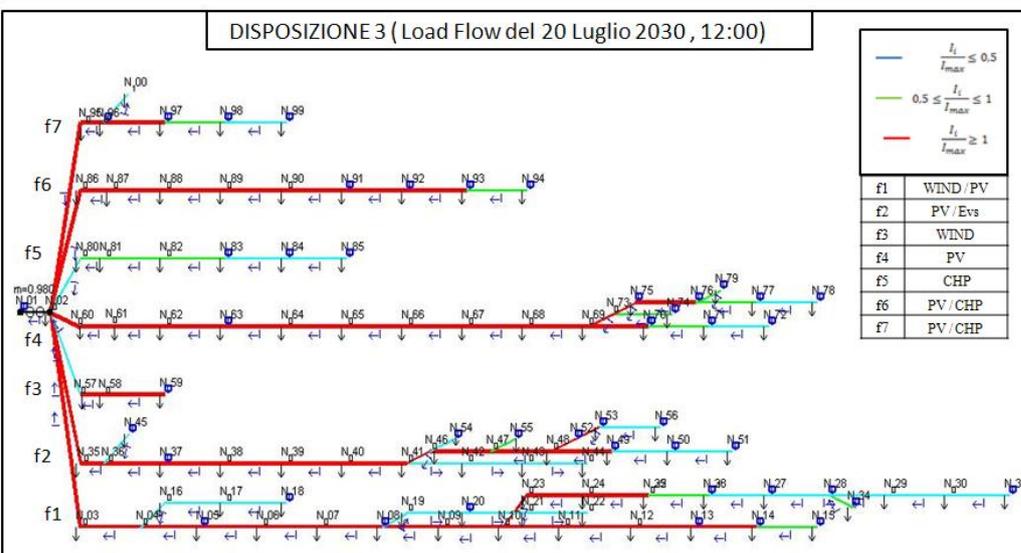
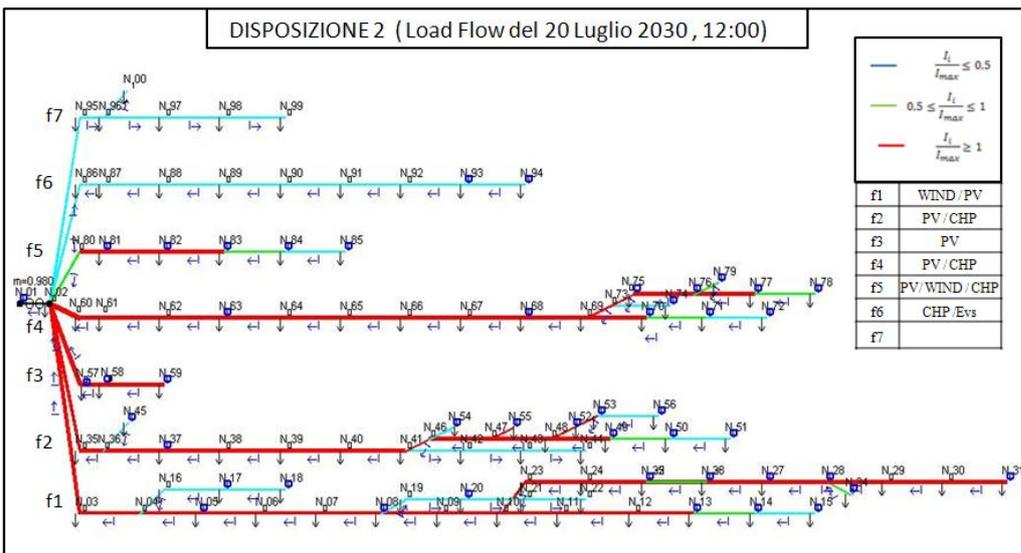
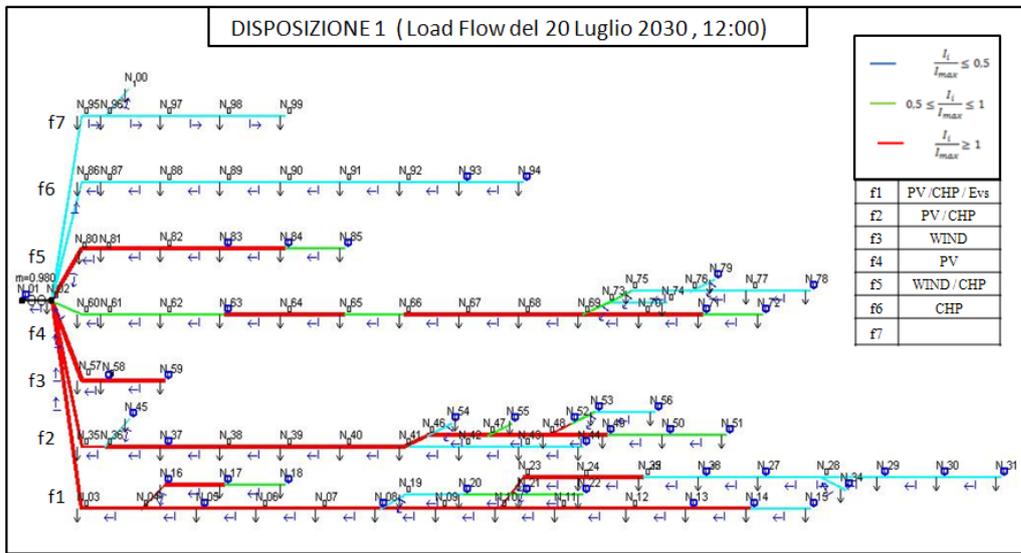
- grado di carico medio:

$$0,5 \leq \frac{I_i}{I_{\max}} \leq 1$$

- grado di carico alto:

$$\frac{I_i}{I_{\max}} \geq 1$$

GRADI DI CARICO : LUGLIO 2030



## Disposizione1:

- feeder 1 e 2: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico e chp;
- feeder 3 e 5 : grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, eolico produttivo;
- feeder 4: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico;
- feeder 6: grado di carico basso, flusso di potenza al trasformatore, chp produttivo;
- feeder 7: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, passivo.

Le congestioni sono localizzate ai feeders 1,2 e 4, in ragione dell'esubero di generazione da fotovoltaico rispetto alla potenza richiesta dai carichi e ai feeders 3 e 5, per l'esubero di potenza generata dall'eolico rispetto alla richiesta delle utenze; tuttavia mentre per i feeders caratterizzati da installazioni di fotovoltaico emergono criticità già dall'analisi del profilo delle tensioni, nel caso dei feeders con installazioni di eolico l'inversione di flusso produce delle congestioni ma le cadute di tensione sono comunque entro i limiti di norma per la conformazione stessa dei feeders 3 e 5.

## Disposizione2:

- feeder 1: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico e eolico;
- feeder 2 e 4 : grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico e chp;
- feeder 3: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico;
- feeder 5: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, produzione da fotovoltaico, chp ed eolico;
- feeder 6: grado di carico basso, flusso di potenza al trasformatore, chp produttivo;
- feeder 7: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, passivo.

Le congestioni sono localizzate ai feeders 2,3 e 4, in ragione dell'esubero di generazione da fotovoltaico e chp rispetto alla potenza richiesta dai carichi e ai feeders 1 e 5, per l'esubero di potenza generata dall'eolico rispetto alla richiesta delle utenze; anche in questo caso, come nel precedente, per i feeders 1, 2 e 4, indipendentemente dalla installazione di DGs, il flusso di potenza al trasformatore genera delle cadute di tensione tali da portare i feeders fuori limite di norma, anche se con profili di tensione differenti. Per i feeders 3 e 5, che non lasciano presumere condizioni critiche dalla sola analisi delle tensioni, emergono, dall'analisi dei gradi di carico, congestioni provocate da fotovoltaico ed eolico.

Diversamente dal caso di disposizione 1, le congestioni sono più diffuse:

- lungo feeder 1 per la disposizione scelta in merito alle installazioni di eolico più sconsigliata della scelta operata per le installazioni di fotovoltaico nella prima disposizione;
- lungo feeder 4 per l'ammontare di potenza da fotovoltaico installata che è praticamente il doppio di caso1.

## Disposizione 3:

- feeder 1: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico ed eolico;

- feeder 2 e 4 : grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico;
- feeder 3: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da eolico;
- feeder 5: grado di carico medio , flusso di potenza al trasformatore, produzione da chp;
- feeder 6 e 7: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, massima produzione da fotovoltaico e chp;

Le congestioni sono localizzate ai feeders 1 e 3 per l'inversione di flusso provocata dalle installazioni di eolico, ai feeders 2 e 4 per effetto del fotovoltaico e ai feeders 6 e 7 in ragione dell'esubero di generazione da fotovoltaico e chp rispetto alla potenza richiesta dai carichi .

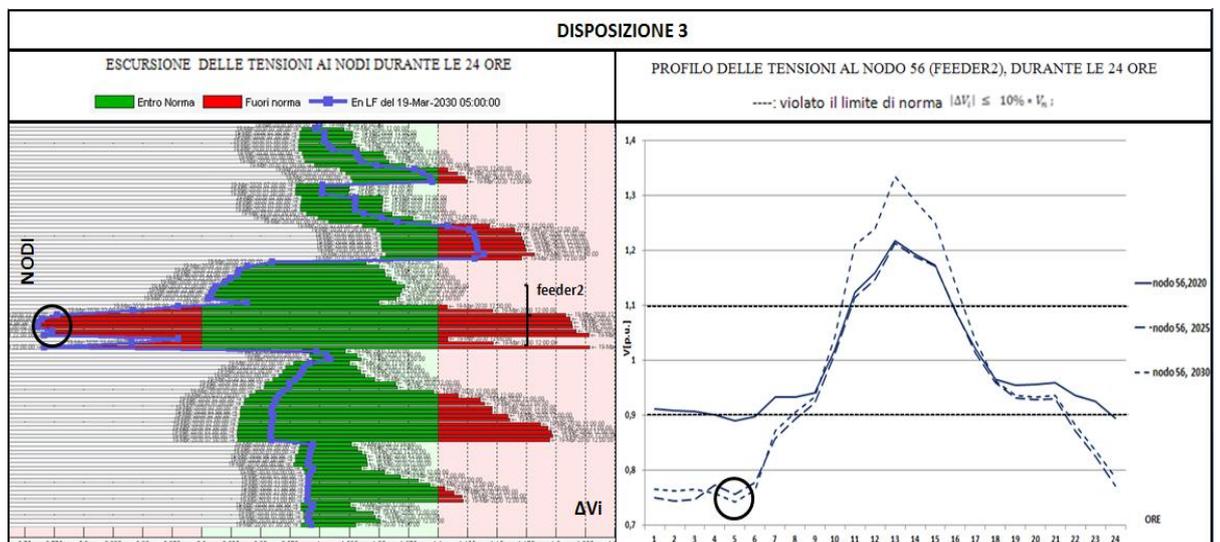
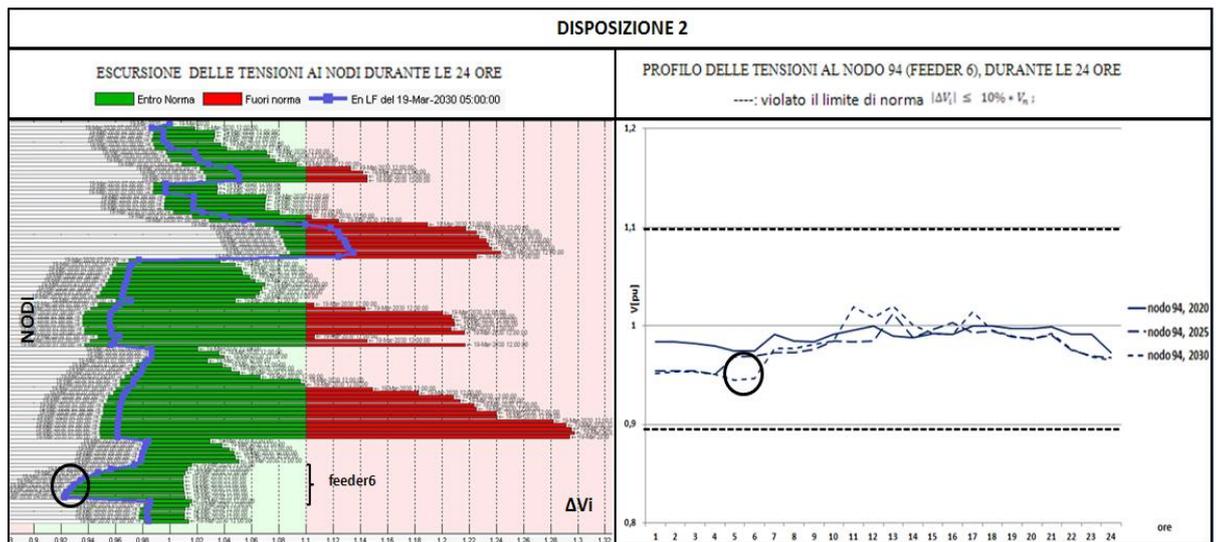
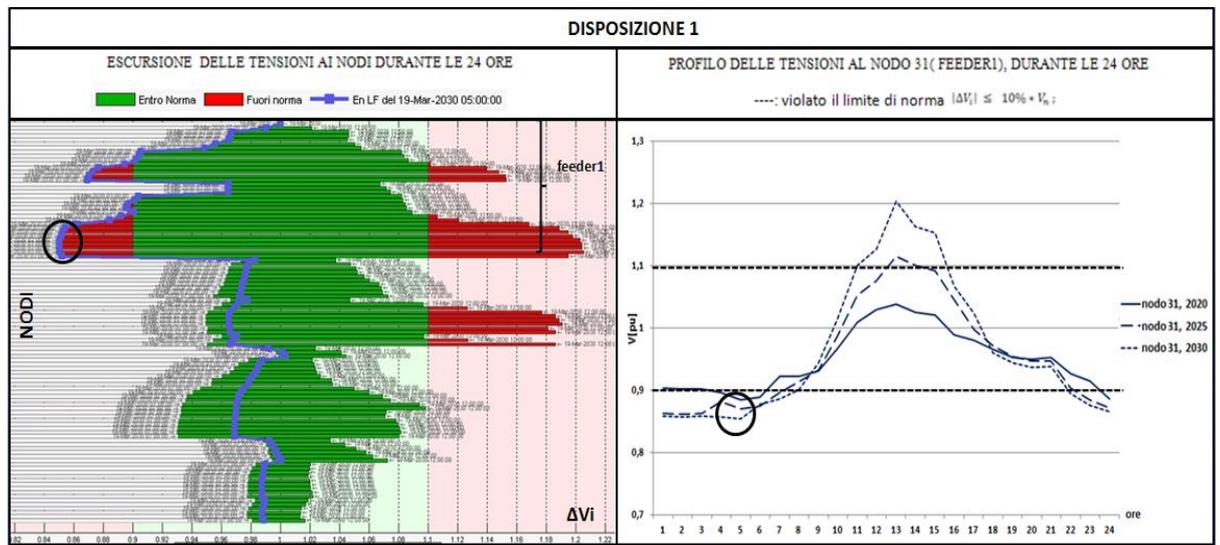
Anche in questo caso come per i precedenti l'analisi delle tensioni lascia presumere delle criticità rispettivamente ai feeders:1,2,4 e 6 ma non ai feeders 3 e 7;in questi ultimi infatti l'inversione di flusso origina delle congestioni ma non da luogo a cadute di tensione tali da violare i limiti di norma.

Relativamente al confronto dei risultati di Luglio si evince che:

- o tensioni: presentano sovratensioni,  $V > 1.1$  [p.u.] , tutti i tre casi; il più critico risulta essere il terzo:
  - massima diffusione delle sovratensioni ai feeders;
  - massima escursione delle tensioni nelle 24 ore (feeder2);
- o gradi di carico: presentano congestioni,  $I/I_{max} > 1$  , tutti i tre casi; il regime di congestioni è più diffuso nel terzo caso.

Se ne conclude che tra tutte le evoluzioni critiche confrontate la più grave è quella prospettata applicando lo scenario Roadmap alla terza disposizione ipotizzata.

TENSIONI : MARZO 2030



Secondo la disposizione1 l'abbassamento di tensione più critico in rete, per un valore pari a 0.865 [p.u.], si verifica al 2030 in corrispondenza al feeder1 alle 5:00 del mattino. La causa è da riscontrare nella concomitanza tra la crescita della domanda da parte dei carichi e la domanda da parte degli EVs seguendo i profili identificati in capitolo 3.

Secondo la disposizione2 l'abbassamento di tensione più critico in rete, per un valore pari a 0.93 [p.u.], si verifica al 2030 in corrispondenza al feeder6 alle 5:00 del mattino. La causa è da riscontrare ancora nell'eccesso di domanda dovuto alla ricarica dei veicoli elettrici che, in questo caso, ha però un effetto minore del precedente in relazione alla scelta di installazione operata; il feeder 6 è più corto e meno ramificato del feeder 1 ne segue le cadute di tensione si sono notevolmente ridotte e lo stesso carico non produce più le medesime criticità, come si può ben vedere raffrontando l'evoluzione dei profili di tensione relativi ai nodi terminali di feeder1 e feeder6, rispettivamente nodo 31 e nodo 94.

Secondo la disposizione3 l'abbassamento di tensione più critico in rete, per un valore pari a 0.75 [p.u.], si verifica al 2030 in corrispondenza al feeder2 alle 5:00 del mattino. La causa è la stessa dei due casi precedenti ma, in questa circostanza, l'abbassamento di tensione, causato dalla stessa entità di potenza, è molto più marcato. Da quanto già detto in paragrafo 3.2.1 in merito all' "Analisi preliminare di rete", si desumeva che entrambi i feeder 2 ed 1 fossero soggetti ad escursioni di tensione molto ampie anche per una rete moderatamente attiva (anno 2012); tuttavia la scelta operata in quest'ultima disposizione, ovvero di posizionare i parcheggi adibiti alla ricarica degli EVs nelle ramificazioni terminali del feeder 2, ha portato questo caso a rivelarsi più critico di disposizione1, come evidente dal confronto tra l'evoluzione dei profili di tensione ai nodi 56 e 31, rappresentativi rispettivamente delle condizioni più critiche a feeder 2 ed 1.

In merito ai valori di tensione e alla loro evoluzione negli anni in dettaglio, si rimanda alle tabelle in Appendice C.

Per quanto riguarda invece l'esame delle sovratensioni al 2030, si concentra l'analisi sui casi Roadmap di Luglio, che sono i più critici come vedremo in seguito.

Si procede ora allo studio dei gradi di carico in rete per le circostanze critiche sopra indicate; vengono presentati ed analizzati i load flow relativi alle 5 del terzo mercoledì di Marzo 2030 per le tre disposizioni ipotizzate.

Occorre precisare sin da subito il significato di alcune diciture che verranno utilizzate nel seguito del presente lavoro:

- grado di carico basso:

$$\frac{I_i}{I_{max}} \leq 0,5$$

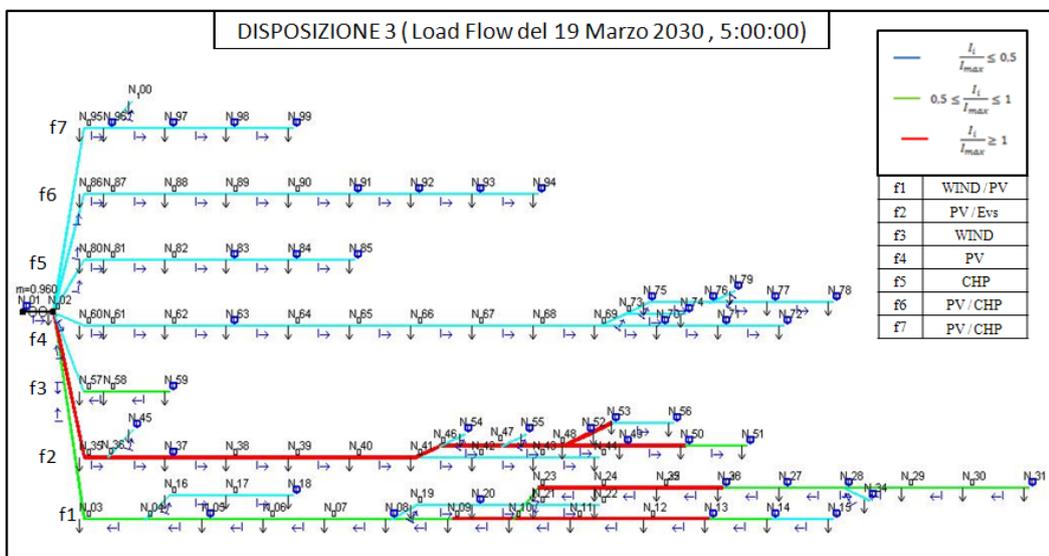
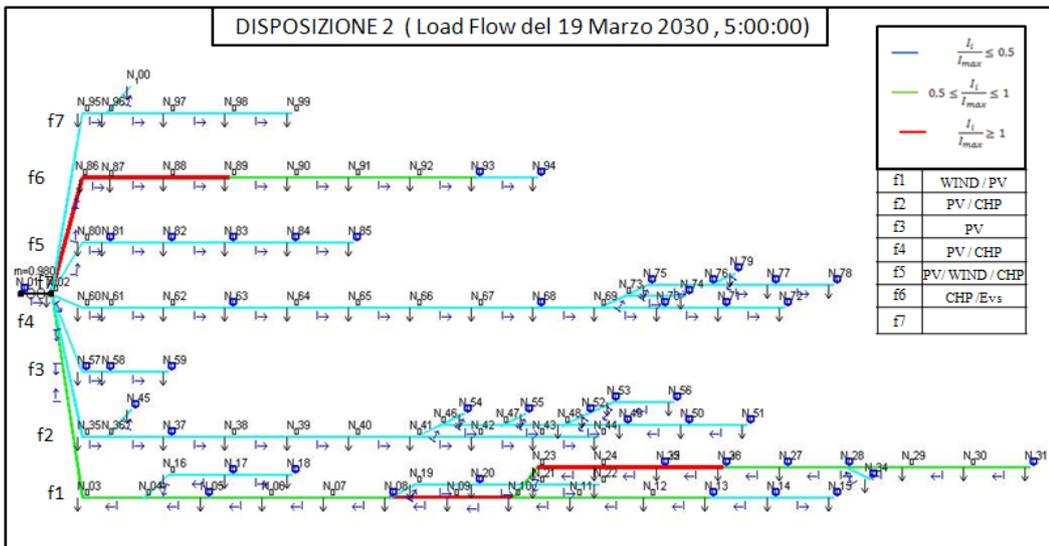
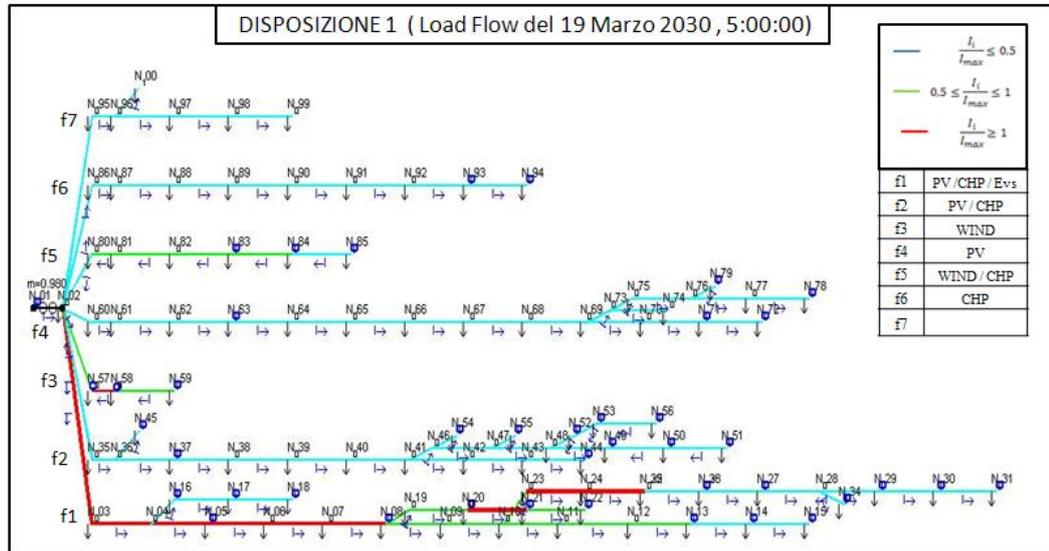
- grado di carico medio:

$$0,5 \leq \frac{I_i}{I_{max}} \leq 1$$

- grado di carico alto:

$$\frac{I_i}{I_{max}} \geq 1$$

GRADI DI CARICO : MARZO 2030



Disposizione1:

- feeder 1: grado di carico medio/alto, presenza di congestioni per eccesso di potenza ai carichi;
- feeder 2 e 4: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, fotovoltaico improduttivo;
- feeder 3 e 5: grado di carico medio, flusso di potenza al trasformatore, eolico produttivo;
- feeder 6: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, chp improduttivo;
- feeder 7: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, passivo.

Le congestioni si concentrano al feeder 1 dove sono situate le aree di ricarica per EVs; la potenza richiesta da questi carichi provoca gli abbassamenti di tensione critici visti sopra per disposizione 1.

Disposizione2:

- feeder 1: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, eolico produttivo;
- feeder 2,3,4 e 5: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, fotovoltaico e chp improduttivi;
- feeder 6: grado di carico medio/alto, presenza di congestioni per eccesso di potenza ai carichi;
- feeder 7: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, passivo.

Le congestioni si concentrano al feeder 6 dove sono situate le aree di ricarica per EVs; tuttavia in questo caso la potenza richiesta non provoca degli abbassamenti di tensione tali da violare il limite di norma, come visto sopra.

Rispetto alla disposizione 1 le congestioni interessano non solo il feeder caratterizzato da un eccesso di carico ma anche il feeder 1 per eccesso di generazione degli impianti eolici.

Disposizione3:

- feeder 1: grado di carico medio/alto, flusso di potenza al trasformatore, eolico produttivo;
- feeder 2: grado di carico medio/alto, presenza di congestioni per eccesso di potenza ai carichi;
- feeder 3: grado di carico medio, flusso di potenza al trasformatore, eolico produttivo;
- feeder 4, 5, 6 e 7: grado di carico basso, flusso di potenza alle utenze, fotovoltaico e chp improduttivi;

Le congestioni sono diffuse per tutta la lunghezza del feeder 2 a termine del quale sono collocate le aree di ricarica per EVs; la potenza richiesta da questi carichi provoca gli abbassamenti di tensione molto critici studiati in precedenza per disposizione 3.

Come per disposizione 2 anche in questo caso, rispetto alla disposizione 1 le congestioni interessano non solo il feeder caratterizzato da un eccesso di carico ma anche il feeder 1 per eccesso di generazione degli impianti eolici.

Relativamente al confronto effettuato sui risultati di Marzo si evince che:

- o tensioni: presentano abbassamenti di tensione,  $V < 0.9$ [p.u.], i casi 1 e 3, il più critico dei quali è il terzo;

- gradi di carico: presentano congestioni,  $I/I_{max} > 1$ , tutti i tre casi; il regime di congestioni è più diffuso nel terzo caso.

Nel presente capitolo sono stati esaminati tutti i casi evolutivi ottenibili applicando alle disposizioni ipotizzate i tre scenari RECESSION, BAU e ROADMAP; quindi si è effettuato un confronto considerando i soli casi roadmap al 2030 da cui si è identificata l'evoluzione più critica.

Per concludere si riporta uno schema, realizzato tramite le tabelle di Appendice C (evoluzione tensioni e gradi di carico in rete dal 2010 al 2030 per tutti gli scenari), che identifica per ciascuno dei nove casi, l'anno e il feeder in cui sorgono le prime criticità in termini di tensione e correnti.

		RECESSION		BAU		ROADMAP	
		anno	feeder	anno	feeder	anno	feeder
DISPOSIZIONE 1	TENSIONI	2023	f1 / f2	2020	f2	2016	f4
	GRADI DI CARICO	2018	f1 / f2 / f5	2018	f1 / f2	2013	f1 / f2
DISPOSIZIONE 2	TENSIONI	2023	f2 / f4	2023	f2	2013	f2
	GRADI DI CARICO	2018	f1 / f2	2013	f3 / f5	2013	f2 / f3
DISPOSIZIONE 3	TENSIONI	2023	f2	2016	f2	2013	f2
	GRADI DI CARICO	2016	f2	2016	f2 / f4	2013	f1 / f2

Tab. 4.30: tabella che identifica per ciascuno dei nove casi anno e feeder in cui per primi si violano i limiti di

$$\text{norma: } |\Delta V_i| \leq 10\% \cdot V_n; \frac{I_j}{I_{max}} \geq 1$$

Questo semplice prospetto evidenzia bene come il caso Roadmap anticipi le condizioni critiche rispetto agli altri scenari e di conseguenza la necessità di ricorrere ad opportuni provvedimenti atti ad evitare che la rete incorra in tutte le problematiche riscontrate.

# **CAPITOLO 5**

## **Provvedimenti da applicare alla rete di riferimento**

Nel capitolo precedente sono state studiate le possibili evoluzioni critiche della rete di riferimento dal 2010 al 2030 ottenute applicando, a diverse disposizioni di generazione distribuita e carichi, i tassi di crescita prospettati dagli scenari recessione, bau e roadmap; quindi si è individuato come caso peggiore la condizione di funzionamento prospettata dallo scenario Roadmap al 2030 che porta alle condizioni più critiche di tensioni e gradi di carico in rete.

Alle condizioni critiche suddette si è giunti dal momento che la rete, pur cambiando le condizioni di lavoro in ragione delle nuove installazioni previste, mantiene nel lungo periodo sempre la stessa configurazione e la stessa modalità di gestione, quest'ultima caratteristica di una rete passiva e quindi inadatta a controllare un sistema con elevata penetrazione di generazione distribuita.

Con il termine smartgrid (rete attiva) si intende: rete elettrica di distribuzione che, facendo uso di innovative metodologie di gestione, sia in grado di integrare in modo "intelligente" tutti i dispositivi ad essa connessi; solo attraverso una gestione smart quindi, le evoluzioni che si attendono in futuro in termini di generazione distribuita e non solo, potranno essere ottimamente integrate nella rete senza, da un lato limitare queste disponibilità di energia "gratuita" disseminata sul territorio, dall'altro penalizzare le condizioni di esercizio della rete stessa.

Al fine di perseguire l'obiettivo di una rete smart occorre investire anzitutto sulle cosiddette "no network solutions", ovvero soluzioni di carattere gestionale, evitando gli interventi di tipo infrastrutturale degli asset esistenti a meno che questo non sia necessario per ragioni di invecchiamento dei componenti o per fare fronte alla comparsa di nuovi centri di carico.

Nel presente capitolo verranno quindi proposti, per una futura applicazione, una serie di provvedimenti da adottare per ovviare agli inconvenienti esaminati in capitolo 4.

### **5.1 Stato dell'arte e prospettive per la gestione delle reti attive**

Allo stato attuale i criteri di gestione delle reti di distribuzione in relazione alle utenze passive ed attive connesse in media tensione sono regolamentati dalla normativa CEI 0-16.

La CEI0-16 in merito al funzionamento continuativo in parallelo alla rete di distribuzione MT degli impianti di produzione, sancisce che questi ultimi devono sottostare a determinati requisiti costruttivi che gli consentano, qualora necessario, una partecipazione al controllo di tensione in rete; i generatori devono infatti essere in grado di assicurare determinate prestazioni minime relative alla erogazione/assorbimento di potenza reattiva. Nelle condizioni base di funzionamento a  $\cos\phi=1$  (prese come riferimento per l'analisi effettuata in capitolo 4), la potenza attiva erogabile coincide con la potenza apparente nominale. Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile secondo le curve di capability, riportate nella norma suddetta, relativamente a generatori sincroni e asincroni

convenzionali, generatori eolici full converter, double fed induction generator e generatori statici. La norma quindi di fatto stabilisce dei requisiti costruttivi che devono avere gli impianti per potersi connettere, inoltre dei requisiti di funzionamento che gli impianti devono soddisfare qualora il Gestore di Rete lo richieda.

La presenza di generatori lungo le linee MT è potenzialmente in grado di innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla CEI 50160 (come si è avuto modo di constatare dall'analisi di capitolo 4); tale norma prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su 10 minuti non possa superare il 110% di  $U_n$ ; il distributore concorderà con gli utenti attivi i modi per contribuire alla limitazione della tensione tramite scambio di reattiva.

Di fatto esistono e sono ben definite dalla norma le logiche di funzionamento di generatori statici ed eolici full converter e double fed induction generator (per i generatori convenzionali analoghe prescrizioni sono allo studio) che vengono attuate su richiesta del gestore di rete; qualora questo avvenga gli impianti di generazione si impegnano ad effettuare uno scambio di reattiva per riportare la tensione entro i vincoli, secondo logiche di tipo locale.

Quello a cui si mira per il prossimo futuro è la possibilità di utilizzare in modo ottimale tutti i dispositivi connessi alla rete, carichi, generatori ed accumuli; per poter effettuare un controllo coordinato di tutti questi dispositivi sarà necessario un sistema di gestione centralizzato che sia in grado di monitorare e di intervenire sulle condizioni di funzionamento della rete comunicando bi-direzionalmente con i controlli locali.

Il sistema di controllo centrale o DMS racchiude al suo interno le funzioni di acquisizione dati e misure, di elaborazione per la definizione dello stato del sistema controllato, di ottimizzazione dell'impiego delle risorse energetiche disponibili e di comando dei dispositivi installati per il controllo della rete. L'ottimizzazione suddetta può avere diversi obiettivi ma solitamente è finalizzata a trovare la condizione di funzionamento del sistema che consenta di lavorare al minimo costo nel rispetto dei vincoli tecnici imposti dagli organismi di regolazione ai distributori di energia. Per questo sarà fondamentale studiare algoritmi di ottimizzazione per il DMS che permettano il raggiungimento di soluzioni tecnico-economiche in grado di soddisfare il requisito di economicità nel rispetto dei vincoli tecnici. Sono possibili diversi livelli di servizi associabili al concetto di rete attiva ( e quindi DMS), dal taglio della generazione per il controllo locale di tensione a sistemi più sofisticati come la regolazione dello scambio di reattiva con la DGs alla gestione dei sistemi di accumulo stazionari e mobili, che richiedono una decisa evoluzione dal punto di vista della gestione operativa della rete e anche dal punto di vista del sistema di comunicazione necessario.

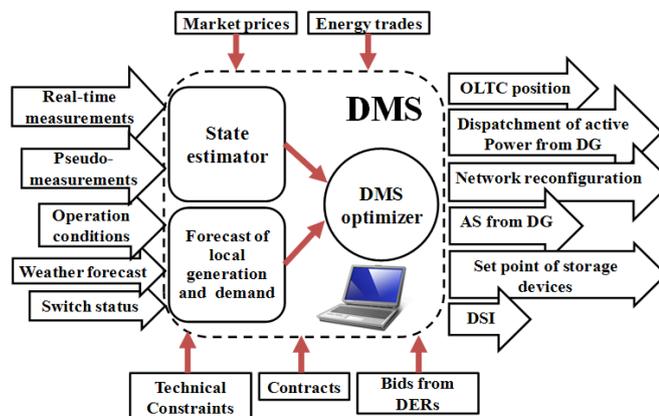


Fig.5.1:funzionamento del DMS

Nella realizzazione più semplice il DMS riceve in ingresso le informazioni sulle tensioni ai nodi e comanda lo sgancio dei generatori quando la tensione sale oltre i limiti ammissibili.

Nella versione più completa il DMS deve sviluppare anche le seguenti funzioni di coordinamento:

- Previsione di carico e generazione;
- Stima dello stato del sistema ( produzione programmata dalla generazione, potenze richieste dai carichi, stato di carica dei sistemi di accumulo, stato degli interruttori / sezionatori, stato OLTC in cabina primaria ecc);
- Aggregazione delle offerte dalle risorse distribuite ( sistemi di generazione, accumulo e carichi interrompibili) per la loro partecipazione alla gestione attiva della rete;pianificazione preventiva delle DER;
- Ottimizzazione intra-giornaliera del punto di lavoro della rete;
- Comunicazione in tempo reale con le DER

La generazione distribuita spesso sfrutta le fonti rinnovabili che hanno natura aleatoria. Sarebbero dunque necessarie previsioni accurate anche se un opportuno grado di affidabilità si può ottenere solo per previsioni a breve termine. Di conseguenza la previsione di produzione è affetta da un intrinseco grado di incertezza che non può essere completamente eliminato ma limitato adottando procedure che affianchino ad una pianificazione anticipata, metodologie che ottimizzino in tempo reale il punto di funzionamento della rete ( ottimizzazione intra-giornaliera). Quindi i DMS devono continuamente ridurre i costi di sistema massimizzando lo sfruttamento degli asset esistenti trovando, per ogni intervallo di tempo, la combinazione ottimale dei set point che deve essere inviata ai controllori locali e lo stato di aperto/chiuso dei sezionatori per cambiare la topologia della rete. I nuovi set point e la topologia corrente saranno mantenuti fino alla fine dell'intervento di tempo, quando verranno acquisiti nuovi dati dalla rete ed usati per una nuova ottimizzazione. Dal punto di vista del sistema di comunicazione , indispensabile per il funzionamento del DMS centralizzato, è lecito supporre l'esistenza di infrastrutture di comunicazione ad alta velocità e banda larga usate per la rete Internet in ambito urbano o industriale. In questo caso, la comunicazione necessaria al controllo attivo della rete elettrica può avvenire anch'essa su Internet attraverso la realizzazione di una Virtual Private Network in grado di garantire in requisiti di sicurezza e di Qualità del Servizio richiesti per l'automazione.

## **5.2 Sistemi di gestione per risolvere le criticità sulla rete analizzata**

La rete esaminata nelle condizioni critiche è gestita in modo passivo; negli anni infatti non sono stati previsti interventi per modificarne l'assetto o la gestione.

La tensione lungo i feeders è regolata esclusivamente da un trasformatore 132/15 kV da 25 MVA in cabina primaria munito di variatore sotto carico di rapporto di trasformazione tra  $\pm 10\%$  del valore nominale, con gradini di ampiezza 1%.

Il variatore interviene per le variazioni lente di tensione; quando la differenza tra la tensione al secondario e la tensione di riferimento supera la "dead band" il trasformatore cambia tacca regolando quindi tutto il profilo della caduta di tensione lungo i feeders. Questo sistema di controllo della tensione lungo la rete dovrà certamente essere rivisitato nell'ottica di una gestione di reti attive e molti studi propongono nuove soluzioni [16]

Nella rete originaria non sono previsti sistemi di regolazione della tensione locale.

Dal momento che la rete così concepita evolve fino alle condizioni critiche esaminate è necessario individuare una serie di provvedimenti che, a partire dalle date identificate in

tabella 4.30 (inizio delle condizioni critiche per ciascuno dei nove casi), andranno implementati lungo la rete.

I casi critici presentati in capitolo 4 si possono ricondurre fondamentalmente alle due condizioni:

- a) Generazione massima e carico minimo che comportano sovratensioni e/o congestioni per inversione di flusso ;
- b) Carico massimo e minima generazione che comportano abbassamenti di tensione e/o congestioni per eccesso di carico.

Và detto sin da subito che i provvedimenti di cui beneficia la rete in termini di tensione non è detto che incidano altrettanto positivamente sulle congestioni e viceversa, ciò risulterà più chiaro in seguito.

5.2.1 Provvedimenti da adottare: condizione di massima generazione e minimo carico

Al punto di connessione della generazione distribuita la tensione V2 viola il limite di 1.1 [p.u.] inoltre la linea è congestionata per l'inversione di flusso provocata dall'esubero della generazione rispetto alla domanda di potenza da parte del carico.

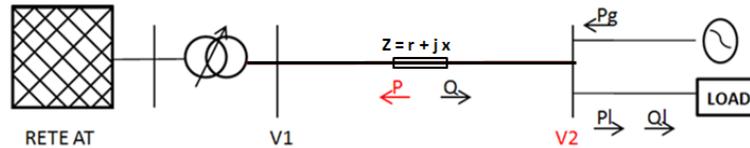


Fig5.2: rappresentazione dei flussi di potenza lungo il feeder attivo.

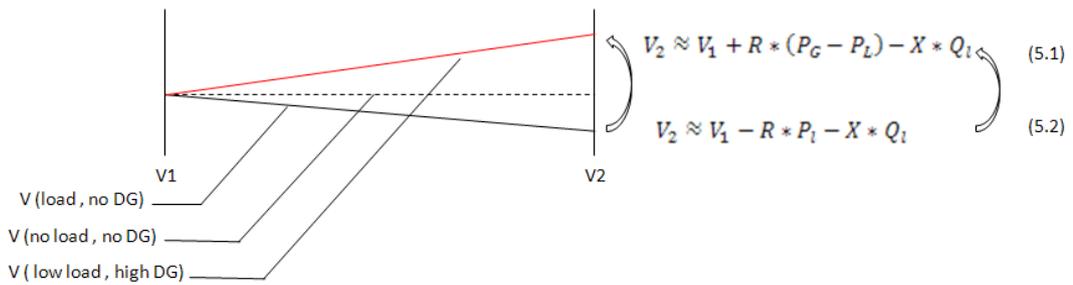


Fig.5.3: cadute di tensione lungo la linea attiva

Il modulo della tensione al carico V2 supera il modulo della tensione alla sbarra V1; come si può vedere dall'espressione approssimata della caduta di tensione lungo il feeder, il contributo alla sopraelevazione di tensione è dovuto alla potenza installata , Pg, e alla diminuzione della richiesta da parte del carico, riduzione dei termini PL e QL.

Per quanto riguarda la corrente vale il diagramma:

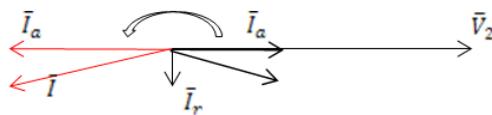


Fig5.4: correnti lungo la linea attiva

Si verifica l'inversione e l'incremento della componente attiva di corrente in linea che porta la stessa a congestione.

5.2.1.1 Controllo della potenza attiva prodotta dalla DGs (GC-generation curtailment)

Nella gestione attiva l'azione di controllo più semplice è il taglio della generazione di potenza attiva imposto alla DGs; questo intervento comporta benefici sia in termini di tensione che per quanto riguarda i gradi di carico.

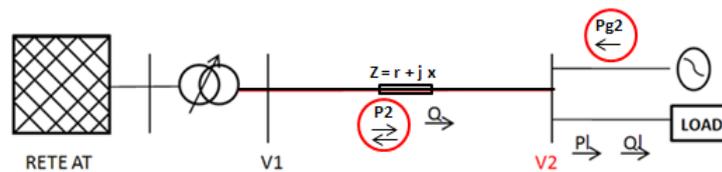


Fig.5.5: rappresentazione dei flussi di potenza lungo il feeder attivo, applicazione del provvedimento GC.

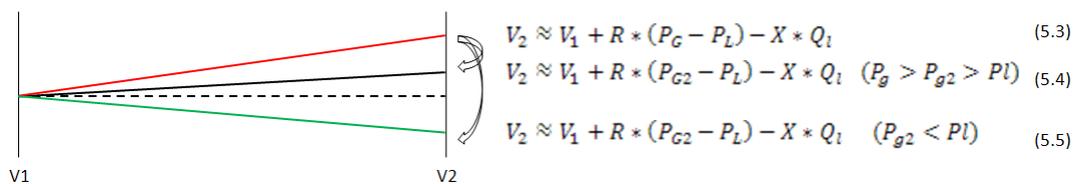


Fig.5.6: cadute di tensione lungo la linea attiva, modifiche apportate dal provvedimento GC.

Il profilo di tensione si abbassa tornando a valori entro norma; se il taglio della generazione è modesto la V2 rimane ancora più elevata della V1, ma se Pg2, ovvero la potenza attiva prodotta dall'impianto dopo la regolazione, è minore della Pl richiesta dal carico, la caduta di tensione lungo la linea torna ad essere quella caratteristica di una linea passiva a carico ridotto.

Per quanto riguarda la corrente vale il diagramma:

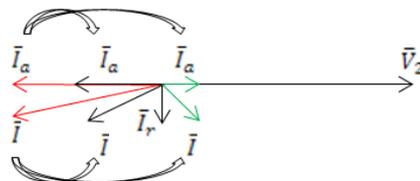


Fig.5.7: correnti lungo la linea attiva, modifiche apportate dal provvedimento GC.

Con un provvedimento di limitata costrizione della generazione di attiva, si limita la corrente attiva in inversione lungo la linea e quindi il grado di carico della stessa; con una riduzione maggiore della potenza generata (vettore verde), il flusso non è più in inversione e la corrente in modulo risulta ulteriormente ridotta.

Se è vero che da un lato il taglio della generazione è molto efficace sotto il profilo tecnico, dall'altro è molto penalizzante per i proprietari degli impianti; i DSO (gestori di rete) dovranno remunerare i proprietari della GD per il taglio di produzione imposto.

5.2.2.2 Controllo dello scambio reattivo tra DGs e rete (AS- ancillary services)

Partecipazione della DGs ai servizi ancillari della rete; più precisamente, per il caso esaminato, alla regolazione della tensione attraverso l'impianto DG che assorbe potenza reattiva induttiva dalla rete.

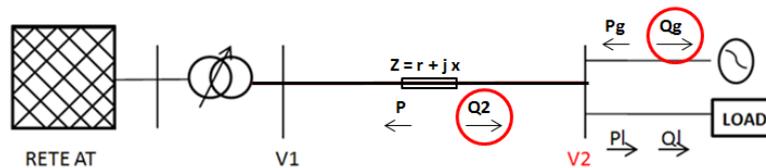


Fig5.8: rappresentazione dei flussi di potenza lungo il feeder attivo, gestione della DG a  $\cos\phi \neq 1$ .

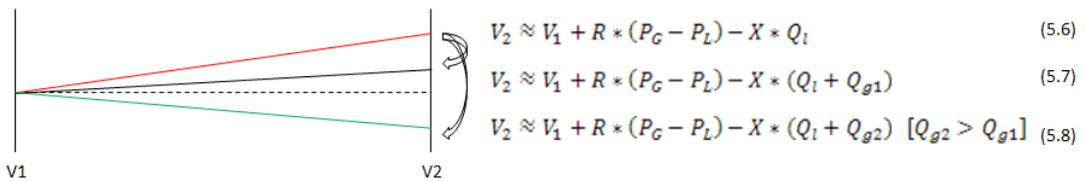


Fig.5.9: cadute di tensione lungo la linea attiva, modifiche legate all'assorbimento reattivo-induttivo da parte della DG.

Il profilo di tensione si abbassa tornando a valori accettabili (entro norma) facendo assorbire all'impianto potenza reattiva dalla rete,  $Q_g$ , tramite la regolazione del  $\cos\phi$  per mezzo dell'inverter che interfaccia l'impianto con la rete.

Per quanto riguarda la corrente vale il diagramma:

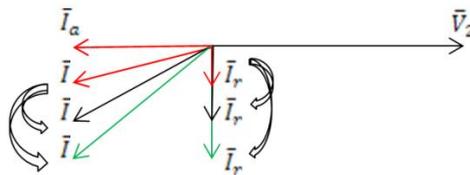


Fig.5.10: correnti lungo la linea attiva, modifiche legate all'assorbimento reattivo-induttivo da parte della DG.

L'assorbimento di  $Q_{g1}$  dalla rete comporta, dal punto di vista delle correnti, un aumento della componente reattiva richiesta a monte e di conseguenza un aumento delle perdite e delle possibilità di sovraccaricare la linea. Ne segue che, per una gestione a  $\cos\phi$  ulteriormente ridotto, assorbimento di  $Q_{g2}$ , la componente di corrente reattiva aumenta ulteriormente e con essa il modulo della corrente totale in linea.

Con questo provvedimento non si è effettuato nessun intervento sulla potenza attiva e l'impianto può quindi funzionare a pieno regime. Tuttavia, se da un lato questo tipo di controllo è ottimale per ovviare alle problematiche di regolazione di tensione, altrettanto non

si può dire per le perdite che con questo provvedimento crescono; si consideri inoltre che l'assorbimento di reattivo induttivo richiede extra costi per sovradimensionare i convertitori, i trasformatori e persino i generatori se connessi direttamente alla rete.

5.2.2.3 Utilizzo dei sistemi di accumulo ( DES-Distributed Energy Storage)

Utilizzo dei sistemi di accumulo (mobili o fissi) di energia elettrica disseminati lungo la rete per effettuare un controllo sui flussi di potenza attiva e reattiva; molto utili in questa prospettiva saranno le batterie delle auto elettriche che, interfacciandosi alla rete tramite convertitori, saranno in grado di prestare supporto alla regolazione di potenza attiva e reattiva. Nel caso in esame quindi installando un sistema di accumulo al feeder di figura 5.2:

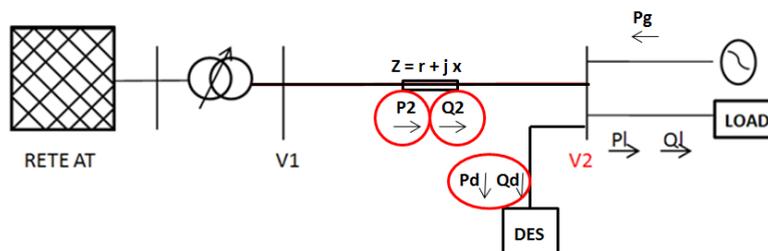


Fig.5.11: rappresentazione dei flussi di potenza lungo il feeder attivo, scambio di potenza attiva e reattiva con DES.

La potenza attiva in eccesso prodotta dall'impianto di generazione e non richiesta dal carico, viene immagazzinata dall'accumulo (Pd), per essere iniettata in rete in seguito od utilizzata dalla DES stessa se si tratta ad esempio di una batteria di un EVs; ne beneficia quindi il nodo di connessione in termini di sovratensioni. La possibilità inoltre di assorbire potenza reattiva (Qd) dalla linea consente un ulteriore beneficio alla regolazione della tensione V2.

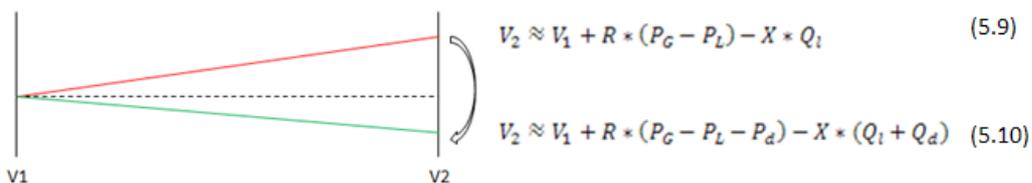


Fig.5.12: cadute di tensione lungo la linea attiva, modifiche legate allo scambio di potenza attiva e reattiva con DES.

Supponendo di avere, come in figura, una condizione di gestione per cui la Pg è ripartita all'accumulo e al carico, la restante potenza attiva richiesta dal carico (P2) viene fornita dalla rete e la reattiva in linea Q2, è la somma di Qd e Q1, il modulo della V2 si riduce come mostrato dalle formule e da figura, la caduta di tensione lungo la linea torna ad essere quella caratteristica di una linea passiva.

Dall'analisi delle correnti in linea:

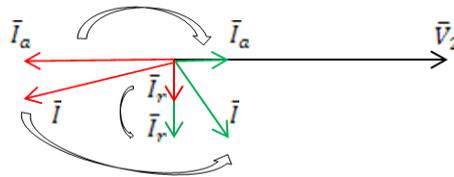


Fig.5.13: correnti lungo la linea attiva, modifiche legate allo scambio di potenza attiva e reattiva con DES.

Il provvedimento suddetto comporta notevoli benefici non solo in termini di tensione ma anche in termini di regime di correnti in linea, dal momento che pur aumentando la richiesta di reattiva per il controllo di tensione si verifica una netta diminuzione del flusso di attiva, scongiurando situazioni di sovraccarico del feeder.

Ne risulta che i sistemi di accumulo si presentano come una valida soluzione per due ragioni fondamentali:

- 1) evitare il taglio della generazione;
- 2) partecipare alla regolazione VAR/volt.

Infine è importante fare delle precisazioni: come abbiamo visto dall'analisi effettuata nel precedente capitolo spesso si verificano congestioni anche in zone della rete esenti da problemi di tensione; indipendentemente quindi dalla regolazione di tensione, spesso occorre intervenire sulla rete per evitare che i flussi di corrente superino la portata delle linee. Aldilà degli interventi già presentati, un'altra alternativa possibile è quella di intervenire fisicamente sulla rete ad esempio mettendo in parallelo al tronco di linea congestionato un altro conduttore, aumentandone così la portata e scongiurando problemi di congestione.

Gli interventi di carattere infrastrutturale sono tuttavia da evitare o quantomeno da posticipare il più possibile; è sempre preferibile infatti affidarsi a sistemi di controllo e gestione che vengano in aiuto nelle ore "critiche" piuttosto che a provvedimenti permanenti sull'assetto della rete associati ad ingenti costi aggiuntivi.

### 5.2.2 Provvedimenti da adottare: condizione di minima generazione e massimo carico

Al punto di connessione della generazione distribuita (non produttiva) e dei carichi la tensione  $V_2$  viola il limite inferiore di 0.9 [p.u.] inoltre la linea è congestionata in ragione della potenza richiesta dalla combinazione dei carichi.

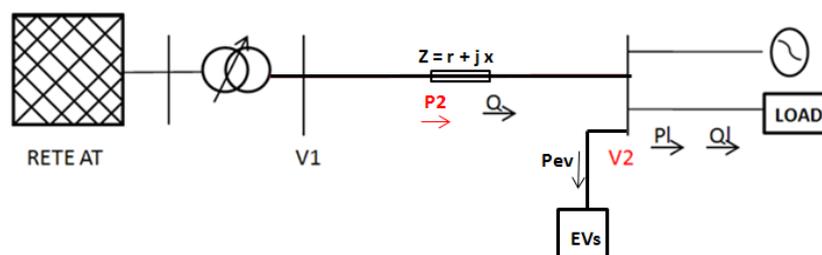


Fig.5.14: rappresentazione dei flussi di potenza lungo il feeder molto carico (richiesta di potenza per ricarica EVs)

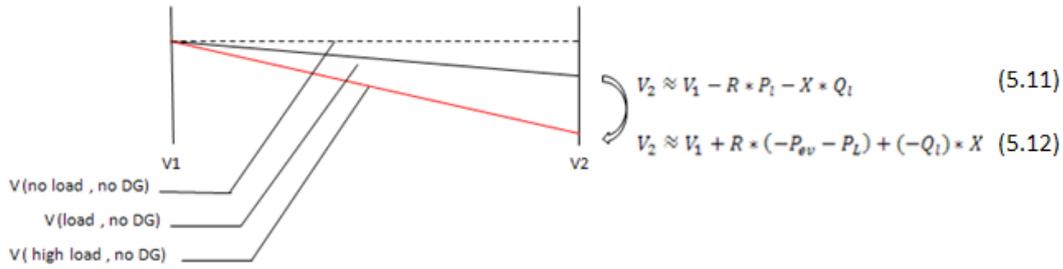


Fig.5.15: cadute di tensione lungo la linea di fig.5.14.

Il modulo della tensione al carico V2 è minore del modulo della tensione alla sbarra V1; come si può vedere dall’espressione approssimata della caduta di tensione lungo il feeder, il contributo all’abbassamento di tensione è dovuto alla potenza del carico P1 e Q1 e alla potenza richiesta dalla ricarica degli EVs.

Per quanto riguarda la corrente vale il diagramma:

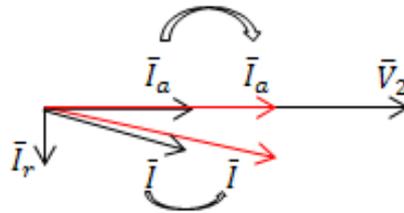


Fig.5.16: correnti lungo la linea di fig.5.14

Si verifica l’incremento della componente attiva di corrente in linea che porta la stessa a congestione.

5.2.2.1 Gestione “intelligente” della domanda (AD-Active Demand)

Il carico, se opportunamente gestito, può fornire un supporto alla regolazione delle tensioni e dei flussi di potenza in rete. L’utenza sia essa residenziale, commerciale o industriale può diventare un nodo “intelligente” che, scambiando e ricevendo informazioni (ad esempio segnali di prezzo) potrà gestire la domanda alla rete in modo più consapevole ed ottimizzare l’uso dei propri dispositivi.

La partecipazione attiva del cliente al supporto della rete può portare, nel caso di sovraccarico in esame, a differire la richiesta di potenza da parte del carico (ad esempio rinviando il consumo al termine del ciclo di ricarica degli EVs) in modo da ridurre la corrente in linea e ripristinare un profilo di tensione migliore.

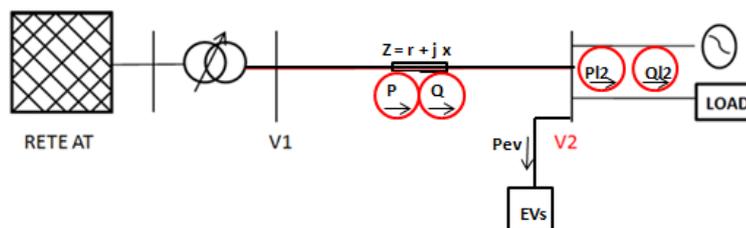


Fig.5.17: rappresentazione dei flussi di potenza lungo il feeder molto carico, modifiche legate alla AD.

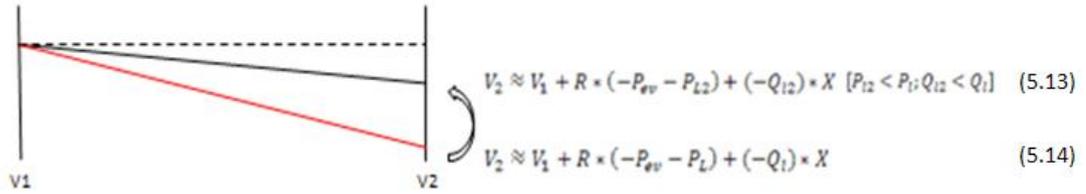


Fig.5.18: modifica delle cadute di tensione lungo la linea di fig.5.17.

Il profilo di tensione si alza riportando V2 entro i limiti di norma; il contributo alla regolazione della tensione è fornito in questo caso dal carico che, posticipando la richiesta di potenza, riduce la corrente in linea e quindi caduta di tensione. Per quanto riguarda la corrente vale il diagramma:

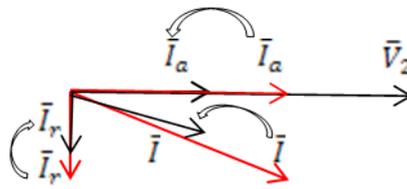


Fig.5.19: modifica delle correnti lungo la linea di fig.5.17.

Si riducono le componenti attiva e reattiva della corrente in linea direzionata al carico, da cui il modulo della corrente stessa.

### 5.2.2.2 Controllo dello scambio reattivo con DGs ed EVs (AS- ancillary services)

L’impianto di generazione distribuita pur non erogando potenza attiva può essere gestito in modo tale da scambiare potenza reattiva con la rete contribuendo di fatto al controllo VAR/Volt; anche per quanto riguarda gli EVs, fin qui pensati come un carico puramente attivo che richiede potenza per ricaricare la batteria, è possibile effettuare una gestione che consenta lo scambio di reattiva con la rete durante la fase di ricarica.

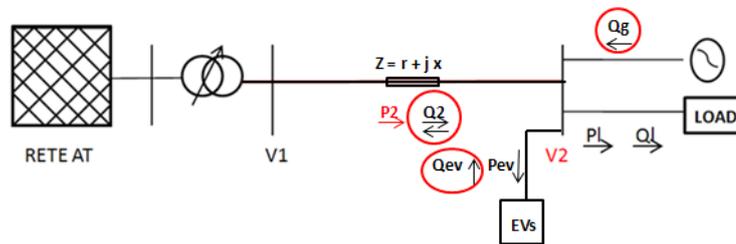


Fig.5.20: flussi di potenza lungo il feeder molto carico, modifiche legate alla AS da parte di DGs ed EVs.

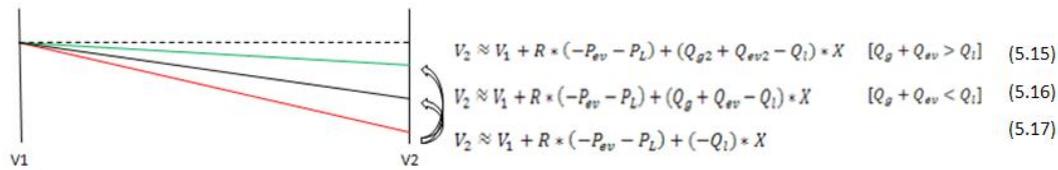


Fig.5.21: modifica delle cadute di tensione lungo la linea di fig.5.20.

Nel caso in esame la possibilità di erogare potenza reattiva da parte della DGs ( $Q_g$ ) e degli EVs ( $Q_{ev}$ ) consente di rimediare alla caduta di tensione lungo la linea senza compromettere il flusso di potenza attiva ai carichi; la tensione  $V_2$  cresce in modulo secondo le formulazioni riportate sopra. Per quanto riguarda la corrente invece:

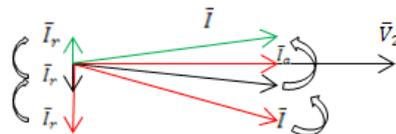


Fig.5.22: modifica delle correnti lungo la linea di fig.5.20.

Riducendo la richiesta di potenza reattiva dalla rete AT si riduce di conseguenza la componente reattiva della corrente in linea e quindi il modulo, ovvero il grado di carico lungo il feeder. Con il controllo suddetto è stata regolata la tensione e diminuita la corrente agendo semplicemente sulla potenza reattiva e senza compromettere il flusso di potenza attiva; diminuiscono le perdite, migliora il profilo di tensione tuttavia è necessario sostenere degli extra costi per sovradimensionare i convertitori che interfacciano gli impianti alla rete.

Qualora gli interventi di carattere gestionale proposti non fossero sufficienti ad ovviare agli inconvenienti provocati dall'elevato carico lungo la linea, è opportuno provvedere all'intervento fisico sulla rete ad esempio posizionando in parallelo ai tronchi congestionati altri conduttori che consentano di decongestionare le linee sovraccariche e migliorare la caduta di tensione. È comunque sempre preferibile affidarsi a sistemi di controllo e gestione che vengano in aiuto nelle ore "critiche" piuttosto che a provvedimenti permanenti sull'assetto della rete associati ad inevitabili costi aggiuntivi.

Infine è opportuno evidenziare che i provvedimenti di controllo finora esaminati sono di carattere locale e quindi andranno opportunamente coordinati tra loro; il DMS in cabina primaria avrà quindi il compito di analizzare lo stato del sistema, ottimizzarlo ed inviare i segnali di regolazione opportuni a tutti i dispositivi: OLTC, generazione distribuita, carichi ed accumuli.

# **CAPITOLO 6**

## **Conclusioni**

Il lavoro svolto in questa tesi è incentrato sulla realizzazione e successiva analisi di diversi scenari di funzionamento futuro di una rete elettrica di distribuzione di tipo “industriale” presa come riferimento.

Si sono applicati alla rete tre diversi scenari evolutivi caratterizzati dai seguenti indicatori: evoluzione della domanda elettrica, diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili e possibile adozione di sistemi di mobilità elettrica (veicoli elettrici).

I trend (tassi medi annui %), relativi a ciascuno dei suddetti indicatori, sono stati applicati a differenti disposizioni di generazione distribuita e carichi lungo la rete che hanno consentito di riprodurre una serie di possibili “casi critici”, in cui potrà trovarsi a lavorare la rete in futuro nel caso in cui mantenga inalterate le proprie modalità di gestione; le differenti evoluzioni sono state create con l’intento di identificare le criticità che insorgono in rete in relazione alla crescente penetrazione di GD, carichi e veicoli elettrici nel funzionamento ordinario della rete stessa: violazione dei limiti di tensione secondo CEI 50160 e superamento del grado di carico massimo delle linee.

Per la realizzazione delle evoluzioni e la successiva analisi si è utilizzato un programma realizzato in ambiente Matlab che, applicando la procedura iterativa di Newton-Raphson per il calcolo di load flow, a partire dalle potenze di carichi e generatori scalate in funzione dei profili associati ai diversi scenari, consente di valutare le tensioni ai nodi e quindi le correnti ai rami; le simulazioni sono state condotte per l’arco temporale di un ventennio, dal 2010 al 2030, per esaminare le prospettive di funzionamento della rete nel lungo periodo, ma si sono concentrate nei soli mesi di Luglio e Marzo perché ritenuti i più significativi per far emergere le criticità di cui sopra.

Per ciascuna evoluzione prospettata si sono analizzati i risultati ottenuti e sono stati identificati l’anno e la posizione in cui si verificano le prime problematiche in termini di congestioni e/o violazioni dei limiti di tensione; ne è emerso che lo scenario che più si presta a mettere in luce le condizioni critiche della rete è il Roadmap.

Quindi si sono considerati separatamente i soli casi Roadmap prendendo in esame: sovratensioni nei giorni festivi di Luglio (massimo contributo della generazione distribuita combinata al minimo carico), superamento di entrambi i limiti di tensione nei giorni feriali di Marzo (massimo contributo della generazione distribuita e del carico, compresa la ricarica dei veicoli elettrici, in ore diverse della medesima giornata). Infine per ciascuno dei citati casi si è studiato lo sviluppo di congestioni lungo la rete attraverso schemi unifilari diversificati a seconda del grado di carico di ciascun conduttore.

Un’ulteriore prosecuzione del presente lavoro potrebbe orientarsi all’attuazione di opportuni provvedimenti, alcuni dei quali proposti nel quinto capitolo, che consentano di risolvere le criticità che sono emerse dallo studio condotto prospettando delle evoluzioni differenti che siano in grado di supportare i trend di crescita presentati senza dare origine a tutte le problematiche riscontrate.

Di fatto, l'analisi condotta ha rilevato l'inadeguatezza della rete odierna, verticalmente integrata, a sostenere l'incremento della generazione distribuita installata; quello su cui puntare per perseguire l'obiettivo di una rete "smart" sono anzitutto le cosiddette "no network solutions" ovvero soluzioni di carattere gestionale, evitando o perlomeno posticipando interventi di tipo infrastrutturale degli asset esistenti; ciò che attualmente è al centro della ricerca in merito allo sviluppo delle smartgrids è la elaborazione di strategie di controllo della rete di tipo centralizzato (DMS) e localizzato che cerchino di coinvolgere sempre più anche l'utente finale, sia esso un consumatore o un produttore di energia, che con il proprio comportamento può collaborare a risolvere le criticità individuate.

## **Bibliografia**

- [1] ENEA ,”*Rapporto Energia Ambiente 2009-2010*”, Novembre 2010, e “*Compendio del rapporto Energia e Ambiente 2009-2010*”, Aprile 2012.
- [2] IEA, “*World Energy Outlook 2012*”, Novembre 2012.
- [3]CESI, “*Scenari di sviluppo a lungo termine della domanda elettrica e del sistema di generazione italiano*”, Febbraio 2009, Milano.
- [4]R.Caldon,”*Smartgrids, una rivoluzione nel sistema elettrico del prossimo futuro*”, Università degli Studi di Padova, marzo 2010.
- [5]A. Moscatelli, “*Smart Metering, Smart Grids e innovazione tecnologica*”, STMicronics, Milano 2010.
- [6] A. Capone, M. Delfanti, “*Infrastrutture e tecnologie di comunicazione per le smart grid*”, AEIT, Milano 2010.
- [7] NORMA CEI 0-16, ”Regola tecnica di connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”, NORMA CEI 50160
- [8]Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,» CIGRE Task Force C6.04.02 July 2009, 2009
- [9] TERNA, “Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2011 – 2030”, settembre 2011.
- [10]Michele de Nigris: “Rapporto di sintesi del Progetto: Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici”, marzo 2011.
- [11] A. S. Safigianni, V. C. Poulis, G. N. Koutroumpetis,” Penetration of Mixed Distributed Generators in a Medium Voltage Network”, Aprile 2011.
- [12] Energy Lab, “SMARTGRID. LE RETI ELETTRICHE DI DOMANI”, Maggio 2011.
- [13] Enel Green Power, “Guida Fotovoltaico”,”Guida Mineolico”.
- [14] Giuseppe Mauri, RSE S.p.a.” Evoluzione dei veicoli elettrici e impatto sul sistema elettro-energetico nazionale”, Maggio 2010.
- [15] Fondazione Energia, ”Scenari di evoluzione del sistema elettrico italiano nel medio/lungo termine: impatto di nuove tecnologie sulla domanda elettrica e prospettive di sviluppo del sistema di offerta”, 2010.
- [16] C.Gao,M.A.Redfern, “A Review of Voltage Control Techniques of Networks with Distributed Generations usong On Load Tap Chaner Transformerr”, Settembre 2010.

[17] R. Turri, “Appunti – Qualità del servizio nelle reti di distribuzione e industriali”, Appunti del corso di Progettazione di sistemi elettrici industriali, a.a. 2011-2012.

[18] M. Benini, A. Gelmini, P. Gramatica, F. Lanati, G. Mauri, I. Gianinoni, “L’impatto degli scenari di diffusione di PEV/PHEV sul sistema energetico nazionale e sulla rete di media e bassa tensione”, RSE, Marzo 2011.

[19] M.H.J. Bollen F. Hassan , “Integration of Distributed Generation in the Power Systems”, Wiley, Hoboken 2011.

[20] M. Sica, “*La distribuzione di fronte allo sviluppo della Smart Grids*”, AEIT, n° 9, Settembre 2011.

[21] Enel S.p.A.: “*La Generazione Distribuita, una sfida per la gestione delle reti*”, [http://www.enel.com/it-IT/media/news/generazione\\_distribuita/index.aspx](http://www.enel.com/it-IT/media/news/generazione_distribuita/index.aspx), Ottobre 2011.

[22] R. Turri: “*Smart Grids: Traiettorie di sviluppo verso le reti elettriche “intelligenti” del futuro*”, Seminario SmartGrids, Vicenza 12 Aprile 2011.

[23] M. Gallanti: “*Le iniziative europee sulle Smart Grids*”, L’Energia Elettrica, n° 3 volume 87, Maggio/Giugno 2010.

**APPENDICE A**

DATI DI CARICHI E GENERATORI CON RELATIVI FATTORI MOLTIPLICATIVI PER ATTUALIZZARE LA POTENZA ATTIVA E REATTIVA SCAMBIATE ALL'ISTANTE DI SIMULAZIONE CONSIDERATO.

DATI DEI CARICHI:							
n	NomeN	Pn [W]	Qn [VAR]	Vn [V]	fu [pu]	fdcP [pu]	fdcQ [pu]
44	N_002	27000	13080	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
45	N_003	13500	4230	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
14	N_005	298400	144520	1	1*IND	0,110207	0,110207
14	N_005	135000	65380	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
47	N_006	13500	6330	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
48	N_007	450900	218380	1	1*COM	0,374083	0,374083
48	N_007	135000	65380	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
15	N_008	130410	63170	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
15	N_008	1900800	920600	1	1*IND	0,110207	0,110207
49	N_009	313600	151880	1	1*COM	0,374083	0,374083
50	N_010	565200	273740	1	1*COM	0,374083	0,374083
51	N_011	302460	146070	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
52	N_012	35200	17010	1	1*COM	0,374083	0,374083
8	N_013	286320	138140	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
8	N_013	104000	46800	1	1*IND	0,110207	0,110207
10	N_014	243180	116770	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
11	N_015	20000	9690	1	1*COM	0,374083	0,374083
53	N_016	86400	41640	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
54	N_017	124000	60060	1	1*IND	0,110207	0,110207
2	N_018	630000	305120	1	1*IND	0,110207	0,110207
2	N_018	54000	8840	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
55	N_019	160020	74330	1	1*IND	0,110207	0,110207
55	N_019	473400	229280	1	1*COM	0,374083	0,374083
16	N_020	216000	104610	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
16	N_020	224000	108490	1	1*IND	0,110207	0,110207
16	N_020	12800	6200	1	1*COM	0,374083	0,374083
16	N_020	124010	56610	1	1*IND	0,110207	0,110207
56	N_021	165600	80200	1	1*IND	0,110207	0,110207
57	N_022	135010	63720	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
58	N_023	135000	65380	0,8	1*RES	0,347527	0,347527

APPENDICI

59	N_024	54410	26160	1	I*COM	0,374083	0,374083
59	N_024	42410	20170	1	I*COM	0,374083	0,374083
60	N_025	216010	104590	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
61	N_026	68020	32860	1	I*COM	0,374083	0,374083
61	N_026	136070	65640	1	I*IND	0,110207	0,110207
62	N_027	148510	71870	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
64	N_029	135110	64350	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
65	N_030	56000	26320	1	I*COM	0,374083	0,374083
12	N_031	16000	7750	1	I*COM	0,374083	0,374083
6	N_032	351190	152270	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
3	N_033	12000	5810	1	I*COM	0,374083	0,374083
4	N_034	98400	47660	1	I*COM	0,374083	0,374083
66	N_035	72000	34830	1	I*COM	0,374083	0,374083
66	N_035	135050	65160	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
17	N_037	148520	71680	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
17	N_037	244800	118560	1	I*IND	0,110207	0,110207
68	N_038	224000	108490	1	I*IND	0,110207	0,110207
69	N_039	240020	112350	1	I*IND	0,110207	0,110207
69	N_039	135000	65380	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
69	N_039	67200	26360	1	I*COM	0,374083	0,374083
70	N_040	200000	96860	1	I*IND	0,110207	0,110207
71	N_041	54000	26160	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
72	N_042	66410	30580	1	I*COM	0,374083	0,374083
73	N_043	186300	84600	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
74	N_044	394400	190710	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
74	N_044	60010	29000	1	I*COM	0,374083	0,374083
74	N_044	60010	28340	1	I*COM	0,374083	0,374083
18	N_045	280000	135610	1	I*IND	0,110207	0,110207
18	N_045	3600	1740	1	I*COM	0,374083	0,374083
18	N_045	135000	65380	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
18	N_045	176020	64800	1	I*IND	0,110207	0,110207
77	N_048	56710	27110	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
35	N_049	320800	155370	1	I*IND	0,110207	0,110207
35	N_049	27000	13080	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
19	N_050	4800	2320	1	I*COM	0,374083	0,374083
19	N_050	13500	6540	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
20	N_051	8000	3870	1	I*COM	0,374083	0,374083
33	N_052	13500	6540	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
34	N_053	10800	5070	0,8	I*RES	0,347527	0,347527
9	N_054	395200	191400	1	I*IND	0,110207	0,110207
21	N_055	35200	17050	1	I*COM	0,374083	0,374083
21	N_055	450900	218380	1	I*IND	0,110207	0,110207
22	N_056	2400	1160	1	I*COM	0,374083	0,374083

APPENDICI

27	N_057	43200	19380	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
28	N_058	243500	109600	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
29	N_059	143150	64430	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
78	N_060	135010	65340	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
79	N_061	243000	114630	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
80	N_062	162000	78100	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
23	N_063	4800	2320	1	1*COM	0,374083	0,374083
81	N_064	672070	313910	1	1*COM	0,374083	0,374083
82	N_065	640740	293540	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
83	N_066	124010	5970	1	1*IND	0,110207	0,110207
84	N_067	54000	25770	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
85	N_068	124000	59810	1	1*IND	0,110207	0,110207
86	N_069	135000	65380	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
36	N_070	302530	122430	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
37	N_071	57600	27870	1	1*COM	0,374083	0,374083
38	N_072	105600	51140	1	1*IND	0,110207	0,110207
38	N_072	206060	98760	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
40	N_074	433480	202600	1	1*COM	0,374083	0,374083
41	N_075	40500	19170	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
43	N_077	27000	13030	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
24	N_078	156800	75940	1	1*IND	0,110207	0,110207
25	N_079	1200	580	1	1*COM	0,374083	0,374083
87	N_080	135000	65380	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
31	N_081	126900	61470	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
31	N_081	140000	67810	1	1*IND	0,110207	0,110207
32	N_082	75200	36420	1	1*COM	0,374083	0,374083
32	N_082	189000	91530	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
5	N_083	86400	41850	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
5	N_083	3150000	1525615	1	1*IND	0,110207	0,110207
5	N_083	3150000	1525615	1	1*COM	0,374083	0,374083
30	N_084	202500	98070	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
13	N_085	234920	49600	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
13	N_085	567000	274610	1	1*IND	0,110207	0,110207
13	N_085	190410	87230	1	1*IND	0,110207	0,110207
88	N_086	86400	41850	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
89	N_087	172800	83700	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
90	N_088	67500	32700	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
90	N_088	280000	135610	1	1*COM	0,374083	0,374083
91	N_089	272700	132090	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
91	N_089	320000	154980	1	1*IND	0,110207	0,110207
92	N_090	67500	32690	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
93	N_091	13500	4160	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
94	N_092	135040	65110	0,8	1*RES	0,347527	0,347527

APPENDICI

26	N_093	4800	2320	1	1*COM	0,374083	0,374083
7	N_094	189000	71710	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
7	N_094	2400	1160	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
7	N_094	80000	38750	1	1*COM	0,374083	0,374083
95	N_095	86400	41850	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
96	N_096	221400	336080	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
97	N_097	572400	277220	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
98	N_098	567000	274600	1	1*COM	0,374083	0,374083
99	N_099	410400	198760	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
100	N_100	607500	294230	1	1*IND	0,110207	0,110207
100	N_100	86400	41850	0,8	1*RES	0,347527	0,347527
100	N_100	120000	58120	1	1*IND	0,110207	0,110207

n	:numero assegnato al nodo dal programma di calcolo						
NomeN	:nome del nodo						
Pn [W]	:potenza attiva nominale						
Qn [VAR]	:potenza reattiva nominale						
Vn [V]	:tensione nominale assegnata al nodo						
fu	:fattore di utilizzazione del carico						
Profilo	:nome tipologia di diagramma di carico moltiplicato per opportuno fattore di scala						
fdcP [pu]	:fattore di carico della potenza attiva complessivo alla data di load flow (fdcP(D)*fdcP(W)*fdcP(M))						
fdcQ [pu]	:fattore di carico della potenza reattiva complessivo alla data di load flow (fdcQ(D)*fdcQ(W)*fdcQ(M))						

DATI DEI GENERATORI:								
n	NomeN	Tipo	Pn [W]	Qn [VAR]	Vass [V]	Profilo	fdpP [pu]	fdpQ [pu]
1	N_001	SL	0	0	132000	1.00		
2	N_018	PQ	700000	0	15000	1*WIND	0,2427	0,2427
2	N_018	PQ	2000000	0	15000	1*CHPA	0	0
2	N_018	PQ	2000000	0	15000	1*CHPAw	0,18509	0,18509
3	N_033	PQ	2000000	0	15000	1*WINDA	0,2427	0,2427
4	N_034	PQ	2000000	0	15000	1*WINDA	0,2427	0,2427
5	N_083	PQ	10848000	0	15000	1*WIND	0,2427	0,2427
5	N_083	PQ	2500000	0	15000	1*WIND	0,2427	0,2427
5	N_083	PQ	10500000	0	15000	1*CHP	0	0
5	N_083	PQ	10500000	0	15000	1*CHPw	0,18509	0,18509
5	N_083	PQ	6087000	0	15000	1*CHP	0	0
5	N_083	PQ	6087000	0	15000	1*CHPw	0,18509	0,18509
6	N_032	PQ	2600000	0	15000	1*WINDB	0,2427	0,2427
7	N_094	PQ	500000	0	15000	1*CHP	0	0

APPENDICI

7	N_094	PQ	500000	0	15000	1*CHPw	0,18509	0,18509
8	N_013	PQ	2500000	0	15000	1*CHPB	0	0
8	N_013	PQ	2500000	0	15000	1*CHPBw	0,18509	0,18509
9	N_054	PQ	2500000	0	15000	1*CHPB	0	0
9	N_054	PQ	2500000	0	15000	1*CHPBw	0,18509	0,18509
8	N_013	PQ	2500000	0	15000	1*WINDC	0,2427	0,2427
10	N_014	PQ	1500000	0	15000	1*WINDC	0,2427	0,2427
11	N_015	PQ	1000000	0	15000	1*WINDC	0,2427	0,2427
12	N_031	PQ	3000000	0	15000	1*WINDD	0,2427	0,2427
6	N_032	PQ	2260000	0	15000	1*WINDD	0,2427	0,2427
13	N_085	PQ	2500000	0	15000	1*CHPC	0	0
13	N_085	PQ	2500000	0	15000	1*CHPCw	0,18509	0,18509
14	N_005	PQ	385000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
15	N_008	PQ	1048000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
11	N_015	PQ	155000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
16	N_020	PQ	340000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
12	N_031	PQ	330000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
12	N_031	PQ	330000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
3	N_033	PQ	935000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
4	N_034	PQ	98300	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
17	N_037	PQ	120000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
18	N_045	PQ	220000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
18	N_045	PQ	380000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
19	N_050	PQ	693000	98747,15	15000	1*PV	0,412091	0,412091
20	N_051	PQ	266000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
9	N_054	PQ	318000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
21	N_055	PQ	450000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
21	N_055	PQ	110000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
22	N_056	PQ	300000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
23	N_063	PQ	544500	77587,05	15000	1*PV	0,412091	0,412091
24	N_078	PQ	48600	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
25	N_079	PQ	190000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
26	N_093	PQ	550000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
7	N_094	PQ	1000000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
9	N_054	PQ	318000	0	15000	1*PV	0,412091	0,412091
27	N_057	PQ	2300000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
28	N_058	PQ	2100000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
29	N_059	PQ	160000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
27	N_057	PQ	1260000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
28	N_058	PQ	1730000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
29	N_059	PQ	260000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
5	N_083	PQ	1166000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091
30	N_084	PQ	1200000	0	15000	1*PVA	0,412091	0,412091



**APPENDICE B**

PROPRIETA' DELLE LINEE CHE COSTITUISCONO LA RETE INDUSTRIALE CLUSTER.

Line Type	R [Ohm/km]	X[Ohm/km]	C [nF/km]	Imax [A]	Sez [mmq]
OC_AL_120_260	0,2250	0,2249	396,1190	260,00	120
OC_AL_150_240	0,2070	0,0860	360,0160	240,00	150
OC_AL_150_280	0,2143	0,1285	420,3712	280,00	150
OC_AL_150_290	0,2177	0,1088	205,3612	290,00	150
OC_AL_150_340	0,2049	0,1175	206,0832	340,00	150
OC_AL_185_330	0,1645	0,1153	449,9785	330,00	185
OC_AL_240_320	0,1254	0,0737	420,2386	320,00	240
OC_AL_240_360	0,1264	0,1047	499,9936	360,00	240
OC_AL_35_120	0,9000	0,1124	169,7653	120,00	35
OC_AL_35_140	0,9000	0,2249	169,7653	140,00	35
OC_AL_35_152	0,5464	0,1606	278,9001	152,00	35
OC_AL_70_180	0,4500	0,1499	320,6677	180,00	70
OC_AL_95_190	0,3230	0,0891	299,7506	190,00	95
OC_AL_95_200	0,3150	0,1349	350,8482	200,00	95
OC_CU_150_380	0,1350	0,1799	418,7543	380,00	150
OC_CU_16_105	1,1250	0,3936	7,0736	105,00	16
OC_CU_25_128	0,9286	0,2142	215,5749	127,79	25
OC_CU_25_140	0,7250	0,3998	7,8595	140,00	25
OC_CU_40_154	0,4500	0,0926	239,6686	154,00	40
OC_CU_45_218	0,3951	0,3894	8,9713	217,50	45
OC_CU_50_165	0,3656	0,0984	264,3740	165,00	50
OC_CU_63_205	0,2700	0,0900	277,2833	205,00	63
OC_CU_63_270	0,2912	0,3704	8,3218	270,00	63
OC_LA_20_100	1,2125	0,3998	9,0384	100,00	20
OH_AA_150_350	0,2250	0,3838	9,9973	350,00	150
OH_AL_20_100	1,2107	0,3962	8,7577	100,00	20
OH_AL_35_140	0,9335	0,3852	9,0301	140,00	35
OH_CU_16_105	1,1168	0,4193	7,8785	105,00	16
OH_CU_20_120	0,8700	0,4148	7,8595	120,00	20
OH_CU_24_136	0,7470	0,4138	7,9224	136,00	24
OH_CU_25_140	0,7331	0,4043	7,9478	140,00	25

APPENDICI

OH_CU_35_190	0,7500	0,7496	7,9478	190,00	35
OH_CU_45_218	0,3985	0,3883	8,8816	217,50	45
OH_CU_63_270	0,2850	0,3748	8,9598	270,00	63
OH_CW_25_93	1,9013	0,4085	8,0167	93,00	25
OH_LA_35_140	0,9312	0,3874	9,1381	140,00	35
UC_AL_150_340	0,0000	0,1431	282,9421	340,00	150
UC_AL_35_140	0,8591	0,1431	169,7653	140,00	35
UC_AL_50_169	0,7031	0,1406	185,6808	168,75	50
UC_CU_25_128	0,9000	0,2249	219,2801	127,79	25
UC_CU_25_140	0,7500	0,3748	7,8595	140,00	25
UC_CU_50_205	0,3375	0,2249	290,0157	205,00	50
UC_LA_35_140	0,9310	0,3877	9,7566	140,00	35

## **APPENDICE C**

### RISULTATI DELLE SIMULAZIONI:

tensioni di picco ai nodi rappresentativi dei feeder “critici” [p.u.], gradi di carico massimi dei tronchi congestionati [ $I/I_{max}$ ], flusso di potenza al trasformatore [MW], ottenuti applicando i tre scenari (recession, bau, roadmap) alle tre disposizioni costruite.

DISPOSIZIONE 1											
SCENARIO INERTIAL (domeniche di Luglio, ore 12)	NODI		2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
			TENSIONI[p.u.]								
	N_31		1,009	1,033	1,032	1,044	1,043	1,110	1,110	1,156	1,155
	N_51		1,023	1,044	1,043	1,059	1,058	1,134	1,134	1,128	1,128
N_72		0,983	0,982	1,034	1,033	1,032	1,046	1,045	1,039	1,038	
NODO PARTENZA - NODO ARRIVO		GRADI DI CARICO[I/Imax]									
FEEDER 1	N_002	N_003	0,144	0,409	0,445	0,519	0,515	1,126	1,122	1,871	1,866
	N_003	N_004	0,143	0,398	0,434	0,505	0,501	1,094	1,090	1,817	1,812
	N_004	N_005	0,144	0,329	0,323	0,406	0,402	1,052	1,048	1,622	1,615
	N_004	N_016	0,037	0,214	0,288	0,288	0,288	0,353	0,353	0,780	0,780
	N_005	N_006	0,104	0,265	0,260	0,333	0,330	0,901	0,898	1,402	1,397
	N_006	N_007	0,106	0,266	0,261	0,334	0,331	0,902	0,899	1,403	1,398
	N_007	N_008	0,118	0,282	0,278	0,352	0,349	0,921	0,918	1,423	1,419
	N_008	N_009	0,065	0,225	0,222	0,297	0,295	0,872	0,870	1,098	1,095
	N_009	N_010	0,069	0,233	0,230	0,306	0,304	0,882	0,880	1,108	1,105
	N_010	N_011	0,088	0,080	0,079	0,078	0,077	1,093	1,092	1,071	1,069
	N_010	N_023	0,095	0,226	0,225	0,303	0,302	0,551	0,550	0,785	0,784
	N_011	N_012	0,048	0,104	0,102	0,101	0,100	1,133	1,132	1,112	1,110
	N_012	N_013	0,045	0,106	0,105	0,104	0,102	1,136	1,135	1,115	1,114
	N_013	N_014	0,017	0,142	0,141	0,140	0,139	0,620	0,620	0,609	0,608
	N_016	N_017	0,031	0,161	0,215	0,215	0,215	0,263	0,263	0,470	0,470
	N_023	N_024	0,235	0,546	0,544	0,727	0,725	1,311	1,310	1,864	1,862
	N_024	N_025	0,321	0,737	0,733	0,978	0,976	1,757	1,755	2,495	2,492
	N_025	N_026	0,390	0,862	0,859	1,135	1,133	2,016	2,014	2,849	2,847
	N_026	N_027	0,267	0,580	0,578	0,762	0,761	1,347	1,346	1,901	1,900
	N_027	N_028	0,280	0,594	0,593	0,777	0,776	0,908	0,907	1,478	1,477
N_028	N_029	0,267	0,530	0,529	0,714	0,714	0,850	0,849	1,422	1,421	
N_029	N_030	0,180	0,349	0,349	0,468	0,468	0,439	0,438	0,644	0,643	
N_030	N_031	0,220	0,289	0,289	0,434	0,434	0,407	0,406	0,457	0,456	
FEEDER2	N_002	N_035	0,269	0,509	0,506	0,621	0,619	1,187	1,185	1,189	1,186
	N_035	N_036	0,280	0,521	0,518	0,633	0,631	1,200	1,198	1,202	1,199
	N_036	N_037	0,218	0,460	0,458	0,573	0,571	1,142	1,140	1,144	1,142
	N_037	N_038	0,142	0,302	0,300	0,376	0,375	0,752	0,751	0,754	0,752
	N_038	N_039	0,145	0,304	0,303	0,379	0,378	0,754	0,753	0,756	0,755
	N_039	N_040	0,154	0,314	0,313	0,389	0,388	0,765	0,764	0,767	0,766
	N_040	N_041	0,157	0,316	0,315	0,391	0,391	0,767	0,766	0,769	0,768
	N_041	N_046	0,587	0,765	1,091	1,332	1,332	2,261	2,261	2,272	2,272
	N_046	N_047	0,453	0,985	0,985	1,239	1,239	2,154	2,154	2,164	2,164
	N_047	N_048	0,319	0,445	0,445	0,703	0,703	1,644	1,644	1,652	1,652
N_048	N_049	0,235	0,230	0,230	0,478	0,478	0,799	0,799	0,803	0,803	
N_048	N_052	0,076	0,202	0,202	0,199	0,199	0,774	0,774	0,778	0,778	
FEEDER3	N_002	N_057	0,018	0,019	0,133	0,133	0,133	0,179	0,179	0,205	0,204
	N_057	N_058	0,052	0,054	0,424	0,423	0,422	0,570	0,569	0,572	0,570
	N_058	N_059	0,019	0,019	0,456	0,456	0,456	0,448	0,447	0,450	0,449
FEEDER 4	N_063	N_064	0,190	0,198	0,413	0,409	0,405	0,392	0,388	0,385	0,378
	N_064	N_065	0,197	0,205	0,607	0,604	0,599	0,584	0,579	0,578	0,571
	N_066	N_067	0,108	0,114	0,690	0,688	0,685	0,671	0,668	0,669	0,664
	N_067	N_068	0,101	0,106	0,697	0,695	0,692	0,678	0,675	0,676	0,671
	N_068	N_069	0,096	0,101	0,701	0,699	0,696	0,682	0,679	0,680	0,676
	N_069	N_070	0,069	0,072	0,397	0,397	0,396	0,389	0,387	0,388	0,387
	N_070	N_071	0,038	0,039	0,492	0,492	0,492	0,484	0,484	0,486	0,485
FEEDER 5	N_002	N_080	0,426	0,424	0,422	0,494	0,492	0,506	0,504	0,538	0,535
	N_002	N_080	0,426	0,424	0,422	0,494	0,492	0,506	0,504	0,538	0,535
	N_080	N_081	0,859	0,855	0,851	0,994	0,991	1,019	1,015	1,083	1,077
	N_081	N_082	0,866	0,862	0,857	1,001	0,998	1,026	1,023	1,090	1,085
	N_082	N_083	0,875	0,871	0,867	1,011	1,008	1,037	1,033	1,101	1,096
	N_083	N_084	0,035	0,036	0,037	0,168	0,167	0,231	0,231	0,323	0,322
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-12,91	-16,46	-18,72	-18,86	-27,82	-27,96	-34,51	-34,73

DISPOSIZIONE 1												
SCENARIO BAU (domeniche di Luglio, ore 12)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
	NODI		TENSIONI [p.u.]									
N_31		1,009	1,060	1,058	1,080	1,098	1,130	1,129	1,231	1,230		
N_51		1,023	1,058	1,056	1,087	1,106	1,159	1,158	1,163	1,162		
N_72		0,983	0,980	1,043	1,040	1,059	1,050	1,050	1,054	1,053		
NODO		NODO		GRADI DI CARICO [I/Imax]								
PARTENZA		ARRIVO										
FEEDER 1	N_002	N_003	0,144	0,761	0,447	0,511	0,912	1,457	1,452	2,855	2,848	
	N_003	N_004	0,143	0,740	0,435	0,497	0,886	1,416	1,411	2,772	2,765	
	N_004	N_005	0,144	0,628	0,324	0,400	0,757	1,330	1,325	2,472	2,464	
	N_004	N_016	0,037	0,368	0,289	0,283	0,433	0,505	0,505	1,192	1,192	
	N_005	N_006	0,104	0,528	0,261	0,328	0,643	1,146	1,141	2,150	2,143	
	N_006	N_007	0,106	0,529	0,262	0,329	0,643	1,147	1,142	2,151	2,144	
	N_007	N_008	0,118	0,546	0,279	0,346	0,662	1,167	1,163	2,172	2,167	
	N_008	N_009	0,065	0,490	0,223	0,293	0,613	1,121	1,118	1,519	1,515	
	N_009	N_010	0,069	0,499	0,231	0,301	0,622	1,131	1,129	1,529	1,525	
	N_010	N_011	0,088	0,522	0,079	0,076	0,503	1,578	1,576	1,484	1,481	
	N_010	N_023	0,095	0,348	0,226	0,298	0,480	0,647	0,646	1,075	1,074	
	N_011	N_012	0,048	0,559	0,103	0,099	0,541	1,619	1,618	1,524	1,523	
	N_012	N_013	0,045	0,561	0,105	0,102	0,544	1,622	1,621	1,528	1,526	
	N_013	N_014	0,017	0,600	0,141	0,138	0,585	1,032	1,032	0,976	0,975	
	N_016	N_017	0,031	0,273	0,216	0,211	0,321	0,374	0,374	0,773	0,773	
	N_023	N_024	0,235	0,832	0,546	0,716	1,144	1,538	1,536	2,548	2,545	
	N_024	N_025	0,321	1,117	0,736	0,963	1,534	2,060	2,058	3,407	3,404	
	N_025	N_026	0,390	1,291	0,862	1,118	1,764	2,358	2,356	3,878	3,877	
	N_026	N_027	0,267	0,865	0,581	0,751	1,180	1,583	1,582	2,592	2,591	
	N_027	N_028	0,280	0,879	0,595	0,765	1,194	1,336	1,335	2,365	2,365	
N_028	N_029	0,267	0,817	0,531	0,704	1,135	1,279	1,279	2,314	2,313		
N_029	N_030	0,180	0,534	0,350	0,461	0,744	0,722	0,721	1,080	1,080		
N_030	N_031	0,220	0,462	0,290	0,428	0,728	0,706	0,706	0,773	0,773		
FEEDER 2	N_002	N_035	0,269	0,669	0,508	0,611	0,868	1,475	1,472	1,463	1,458	
	N_035	N_036	0,280	0,680	0,520	0,624	0,881	1,488	1,486	1,476	1,473	
	N_036	N_037	0,218	0,620	0,459	0,564	0,822	1,430	1,428	1,420	1,416	
	N_037	N_038	0,142	0,407	0,301	0,371	0,541	0,942	0,941	0,935	0,934	
	N_038	N_039	0,145	0,410	0,304	0,373	0,544	0,945	0,944	0,938	0,936	
	N_039	N_040	0,154	0,420	0,314	0,383	0,555	0,956	0,955	0,950	0,948	
	N_040	N_041	0,157	0,422	0,317	0,386	0,557	0,958	0,957	0,952	0,950	
	N_041	N_046	0,587	1,423	1,095	1,312	1,854	2,864	2,864	2,852	2,851	
	N_046	N_047	0,453	1,334	0,989	1,221	1,792	2,691	2,691	2,679	2,679	
	N_047	N_048	0,319	0,568	0,447	0,693	1,050	1,970	1,970	1,962	1,962	
N_048	N_049	0,235	0,227	0,231	0,471	0,698	1,012	1,012	1,008	1,008		
N_048	N_052	0,076	0,322	0,202	0,196	0,309	0,871	0,871	0,868	0,868		
FEEDER 3	N_002	N_057	0,018	0,019	0,134	0,131	0,179	0,304	0,303	0,414	0,413	
	N_057	N_058	0,052	0,054	0,426	0,416	0,569	0,961	0,960	0,953	0,952	
	N_058	N_059	0,019	0,019	0,458	0,448	0,602	0,605	0,604	0,601	0,600	
FEEDER 4	N_063	N_064	0,190	0,201	0,414	0,403	0,551	0,546	0,540	0,531	0,521	
	N_064	N_065	0,197	0,208	0,610	0,594	0,798	0,795	0,789	0,779	0,770	
	N_066	N_067	0,108	0,115	0,693	0,677	0,885	0,886	0,882	0,874	0,867	
	N_067	N_068	0,101	0,108	0,700	0,684	0,892	0,893	0,890	0,881	0,875	
	N_068	N_069	0,096	0,103	0,704	0,688	0,896	0,898	0,894	0,886	0,880	
	N_069	N_070	0,069	0,072	0,399	0,391	0,384	0,385	0,384	0,380	0,378	
	N_070	N_071	0,038	0,040	0,494	0,485	0,478	0,481	0,480	0,477	0,476	
FEEDER 5	N_002	N_080	0,426	0,424	0,970	1,020	0,471	0,531	0,528	0,620	0,616	
	N_002	N_080	0,426	0,424	0,970	1,020	0,471	0,531	0,528	0,620	0,616	
	N_080	N_081	0,859	0,854	1,947	2,047	0,948	1,069	1,064	1,247	1,239	
	N_081	N_082	0,866	0,861	1,953	2,054	0,955	1,076	1,071	1,255	1,247	
	N_082	N_083	0,875	0,871	1,963	2,064	0,966	1,087	1,083	1,266	1,259	
	N_083	N_084	0,035	0,037	0,037	0,162	0,137	0,306	0,305	0,575	0,574	
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-16,75	-21,23	-24,59	-24,41	-34,16	-33,96	-48,32	-48,02	

DISPOSIZIONE 1												
SCENARIO ROADMAP (domeniche di Luglio, ore 12)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
	NODI		TENSIONI[p.u.]									
	N_31		1,009	1,056	1,069	1,120	1,118	1,224	1,222	1,299	1,298	
	N_51		1,023	1,057	1,070	1,142	1,141	1,269	1,268	1,260	1,259	
N_72		0,983	0,980	1,162	1,153	1,152	1,164	1,163	1,154	1,152		
NODO		NODO		GRADI DI CARICO[I/Imax]								
PARTENZA		ARRIVO										
FEEDER1	N_002	N_003	0,144	0,678	0,854	1,209	1,188	2,264	2,397	3,759	3,746	
	N_003	N_004	0,143	0,659	0,830	1,175	1,154	2,199	2,328	3,650	3,637	
	N_004	N_005	0,144	0,534	0,501	0,903	0,880	1,878	1,997	3,016	3,001	
	N_004	N_016	0,037	0,368	0,725	0,728	0,727	1,073	1,123	1,937	1,937	
	N_005	N_006	0,104	0,445	0,418	0,771	0,750	1,631	1,733	2,629	2,617	
	N_006	N_007	0,106	0,446	0,419	0,772	0,751	1,632	1,734	2,630	2,618	
	N_007	N_008	0,118	0,464	0,437	0,792	0,772	1,654	1,758	2,655	2,644	
	N_008	N_009	0,065	0,409	0,386	0,744	0,726	1,626	1,741	2,113	2,106	
	N_009	N_010	0,069	0,417	0,395	0,753	0,737	1,637	1,752	2,125	2,119	
	N_010	N_011	0,088	0,269	0,259	0,253	0,222	1,955	2,076	2,018	2,012	
	N_010	N_023	0,095	0,348	0,330	0,692	0,686	1,036	1,113	1,504	1,502	
	N_011	N_012	0,048	0,305	0,296	0,291	0,261	1,995	2,120	2,063	2,060	
	N_012	N_013	0,045	0,308	0,299	0,295	0,264	1,999	2,124	2,067	2,064	
	N_013	N_014	0,017	0,347	0,340	0,336	0,321	1,327	1,428	1,391	1,390	
	N_016	N_017	0,031	0,273	0,534	0,537	0,537	0,789	0,827	1,320	1,320	
	N_023	N_024	0,235	0,833	0,791	1,644	1,632	2,455	2,638	3,561	3,557	
	N_024	N_025	0,321	1,118	1,064	2,202	2,186	3,284	3,528	4,760	4,755	
	N_025	N_026	0,390	1,293	1,233	2,519	2,503	3,740	4,019	5,409	5,406	
	N_026	N_027	0,267	0,867	0,836	1,689	1,679	2,502	2,686	3,609	3,608	
	N_027	N_028	0,280	0,881	0,850	1,704	1,704	1,907	2,046	3,006	3,005	
	N_028	N_029	0,267	0,819	0,790	1,646	1,647	1,860	1,995	2,958	2,957	
	N_029	N_030	0,180	0,535	0,522	1,073	1,074	0,913	0,979	1,317	1,317	
	N_030	N_031	0,220	0,464	0,456	1,130	1,131	0,963	1,031	1,089	1,088	
	FEEDER 2	N_002	N_035	0,269	0,666	0,650	1,184	1,180	2,159	2,306	2,317	2,310
		N_035	N_036	0,280	0,678	0,663	1,198	1,193	2,173	2,321	2,333	2,327
		N_036	N_037	0,218	0,618	0,604	1,139	1,136	2,124	2,267	2,279	2,273
		N_037	N_038	0,142	0,406	0,397	0,750	0,748	1,400	1,494	1,503	1,499
		N_038	N_039	0,145	0,408	0,400	0,753	0,751	1,403	1,497	1,505	1,502
		N_039	N_040	0,154	0,419	0,410	0,764	0,762	1,415	1,509	1,518	1,515
		N_040	N_041	0,157	0,421	0,413	0,766	0,765	1,418	1,511	1,520	1,518
N_041		N_046	0,587	1,422	1,402	2,516	2,516	4,115	4,385	4,415	4,415	
N_046		N_047	0,453	1,334	1,315	2,488	2,488	3,868	4,145	4,173	4,174	
N_047		N_048	0,319	0,568	0,559	1,755	1,755	3,239	3,467	3,491	3,491	
N_048		N_049	0,235	0,227	0,223	1,377	1,378	1,848	1,979	1,992	1,993	
N_048		N_052	0,076	0,322	0,318	0,301	0,301	1,244	1,331	1,340	1,341	
FEEDER 3		N_002	N_057	0,018	0,019	0,472	0,476	0,475	0,770	0,803	1,209	1,208
		N_057	N_058	0,052	0,055	1,490	1,502	1,500	2,428	2,530	2,550	2,547
	N_058	N_059	0,019	0,020	1,524	1,537	1,536	1,438	1,500	1,512	1,511	
FEEDER 4	N_063	N_064	0,190	0,207	1,657	1,659	1,650	1,492	1,605	1,606	1,588	
	N_064	N_065	0,197	0,214	2,271	2,279	2,270	2,068	2,220	2,227	2,211	
	N_066	N_067	0,108	0,120	2,358	2,369	2,365	2,162	2,323	2,334	2,325	
	N_067	N_068	0,101	0,112	2,365	2,377	2,372	2,169	2,331	2,343	2,334	
	N_068	N_069	0,096	0,107	2,369	2,381	2,376	2,174	2,335	2,347	2,338	
	N_069	N_070	0,069	0,074	1,551	1,560	1,559	1,433	1,537	1,547	1,544	
	N_070	N_071	0,038	0,041	1,810	1,822	1,822	1,678	1,801	1,814	1,814	
FEEDER 5	N_002	N_080	0,426	0,422	0,410	0,650	0,646	0,786	0,813	1,082	1,074	
	N_002	N_080	0,426	0,422	0,410	0,650	0,646	0,786	0,813	1,082	1,074	
	N_080	N_081	0,859	0,851	0,828	1,308	1,300	1,644	1,635	2,172	2,157	
	N_081	N_082	0,866	0,858	0,835	1,315	1,307	1,652	1,643	2,180	2,166	
	N_082	N_083	0,875	0,867	0,845	1,326	1,319	1,664	1,655	2,194	2,180	
	N_083	N_084	0,035	0,037	0,039	0,633	0,632	1,146	1,145	1,896	1,895	
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-15,93	-28,09	-37,80	-37,39	-60,17	-59,69	-78,18	-77,65	

DISPOSIZIONE 1											
SCENARIO ROADMAP (mercoledì di Marzo, ore 6:00)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
	NODI		TENSIONI[p.u.]								
	N_31		0,977	0,975	0,926	0,925	0,885	0,883	0,862	0,869	0,865
	N_51		0,977	0,974	0,971	0,970	0,966	0,965	0,974	0,980	0,977
N_72		0,985	0,982	0,979	0,978	0,974	0,972	0,979	0,988	0,984	
NODO		NODO		GRADI DI CARICO[I/Imax]							
PARTENZA		ARRIVO									
FEEDER1	N_002	N_003	0,420	0,444	0,755	0,771	1,194	1,221	1,836	1,855	1,892
	N_003	N_004	0,410	0,433	0,734	0,749	1,160	1,186	1,782	1,801	1,837
	N_004	N_005	0,432	0,455	0,804	0,820	1,300	1,328	2,027	2,047	2,085
	N_005	N_006	0,355	0,374	0,677	0,690	1,111	1,135	1,749	1,766	1,799
	N_006	N_007	0,356	0,375	0,677	0,691	1,112	1,135	1,749	1,766	1,799
	N_007	N_008	0,333	0,351	0,657	0,669	1,089	1,110	1,723	1,738	1,768
	N_020	N_021	0,047	0,049	0,056	0,058	0,060	0,063	1,295	1,298	1,306
	N_023	N_024	0,092	0,098	0,776	0,780	1,128	1,138	1,159	1,165	1,179
	N_024	N_025	0,108	0,115	1,022	1,027	1,490	1,501	1,529	1,536	1,553
	N_025	N_026	0,110	0,118	1,143	1,149	1,670	1,682	1,712	1,720	1,738
FEEDER 3	N_057	N_058	0,017	0,018	0,962	0,962	0,964	1,644	1,617	1,615	1,617
POTENZA TRASFORMATORE			8,02	8,84	9,63	7,86	11,58	8,98	14,54	11,58	12,43

DISPOSIZIONE 2											
SCENARIO			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
INERTIAL (domeniche di luglio, ore 12)	Nodi		TENSIONI(p.u.)								
	N_034		1,007	1,006	1,026	1,046	1,046	1,065	1,064	1,066	1,065
	N_051		1,023	1,071	1,089	1,097	1,096	1,111	1,111	1,107	1,106
	N_079		0,983	0,982	0,980	0,979	0,978	1,159	1,158	1,154	1,153
	N_094		1,002	1,001	1,000	0,999	0,998	1,013	1,013	1,008	1,008
	NODO PARTENZA	NODO ARRIVO	GRADI D] CARICO(I/I <sub>max</sub> )								
FEEDER1	N_002	N_003	0,144	0,140	0,271	0,402	0,398	0,501	0,497	0,538	0,532
	N_003	N_004	0,143	0,138	0,265	0,392	0,388	0,488	0,484	0,524	0,518
	N_004	N_005	0,144	0,140	0,287	0,436	0,432	0,549	0,545	0,592	0,585
	N_005	N_006	0,104	0,101	0,228	0,359	0,356	0,459	0,456	0,497	0,491
	N_006	N_007	0,106	0,103	0,229	0,360	0,357	0,460	0,457	0,498	0,492
	N_007	N_008	0,118	0,115	0,246	0,378	0,375	0,479	0,476	0,518	0,513
	N_008	N_009	0,065	0,063	0,190	0,323	0,321	0,429	0,426	0,469	0,466
	N_009	N_010	0,069	0,067	0,198	0,332	0,330	0,438	0,436	0,479	0,476
	N_010	N_011	0,088	0,092	0,095	0,097	0,100	0,293	0,291	0,290	0,286
	N_010	N_023	0,095	0,093	0,234	0,371	0,370	0,362	0,361	0,406	0,404
	N_011	N_012	0,048	0,050	0,052	0,054	0,055	0,331	0,330	0,329	0,327
	N_012	N_013	0,045	0,047	0,049	0,050	0,052	0,334	0,333	0,332	0,331
	N_023	N_024	0,235	0,232	0,566	0,888	0,886	0,867	0,865	0,970	0,967
	N_024	N_025	0,321	0,318	0,763	1,193	1,190	1,165	1,163	1,304	1,300
	N_025	N_026	0,390	0,387	0,892	1,378	1,376	1,348	1,346	1,506	1,503
	N_026	N_027	0,267	0,265	0,600	0,923	0,922	0,904	0,903	1,009	1,007
	N_027	N_028	0,280	0,279	0,615	0,938	0,937	0,919	0,918	1,024	1,023
	N_028	N_029	0,267	0,266	0,429	0,756	0,755	0,741	0,740	0,847	0,846
	N_029	N_030	0,180	0,179	0,285	0,495	0,495	0,485	0,485	0,554	0,554
	N_030	N_031	0,220	0,219	0,347	0,601	0,601	0,589	0,589	0,673	0,672
N_031	N_032	0,119	0,118	0,248	0,504	0,504	0,494	0,494	0,492	0,491	
FEEDER2	N_002	N_035	0,269	0,618	0,886	0,974	0,972	0,986	0,983	0,985	0,981
	N_035	N_036	0,280	0,629	0,898	0,986	0,984	0,998	0,996	0,998	0,995
	N_036	N_037	0,218	0,568	0,838	0,926	0,925	0,940	0,938	0,940	0,937
	N_037	N_038	0,142	0,373	0,551	0,609	0,608	0,619	0,618	0,619	0,617
	N_038	N_039	0,145	0,376	0,554	0,612	0,611	0,621	0,620	0,621	0,620
	N_039	N_040	0,154	0,386	0,564	0,622	0,621	0,632	0,631	0,632	0,631
	N_040	N_041	0,157	0,388	0,566	0,624	0,624	0,634	0,633	0,635	0,634
	N_041	N_046	0,587	1,315	1,877	2,063	2,063	2,097	2,097	2,105	2,105
	N_046	N_047	0,453	1,221	1,355	1,553	1,553	1,531	1,530	1,536	1,535
	N_047	N_048	0,319	1,089	1,226	1,318	1,318	1,300	1,300	1,304	1,304
	N_047	N_055	0,130	0,126	0,124	0,224	0,223	0,220	0,220	0,220	0,220
	N_048	N_049	0,235	0,772	0,759	0,754	0,754	0,743	0,743	0,746	0,746
	N_048	N_052	0,076	0,272	0,415	0,509	0,509	0,502	0,502	0,504	0,504
	N_052	N_053	0,058	0,205	0,312	0,383	0,383	0,378	0,378	0,379	0,380
	FEEDER3	N_002	N_057	0,018	0,019	0,019	0,020	0,020	0,020	0,021	0,486
N_057		N_058	0,052	0,054	0,055	0,056	0,058	0,059	0,060	0,935	0,933
N_058		N_059	0,019	0,019	0,020	0,020	0,021	0,021	0,022	0,244	0,244
FEEDER4	N_002	N_060	0,070	0,075	0,081	0,084	0,088	1,091	1,088	1,089	1,085
	N_060	N_061	0,064	0,069	0,074	0,078	0,081	1,098	1,095	1,096	1,092
	N_061	N_062	0,052	0,056	0,061	0,065	0,068	1,110	1,108	1,109	1,106
	N_062	N_063	0,045	0,050	0,054	0,057	0,060	1,119	1,117	1,118	1,115
	N_063	N_064	0,190	0,198	0,207	0,214	0,220	2,055	2,051	2,053	2,047
	N_064	N_065	0,197	0,205	0,214	0,220	0,226	2,803	2,800	2,805	2,799
	N_065	N_066	0,035	0,037	0,038	0,040	0,041	0,918	0,918	0,920	0,919
	N_066	N_067	0,108	0,114	0,120	0,124	0,128	2,890	2,888	2,895	2,892
	N_067	N_068	0,101	0,106	0,112	0,116	0,119	2,897	2,895	2,902	2,900
	N_068	N_069	0,096	0,101	0,107	0,111	0,115	2,901	2,899	2,906	2,904
	N_069	N_070	0,069	0,072	0,074	0,076	0,077	0,687	0,686	0,687	0,685
	N_069	N_073	0,024	0,023	0,023	0,023	0,024	2,133	2,132	2,139	2,138
	N_073	N_075	0,051	0,050	0,050	0,050	0,050	1,486	1,487	1,492	1,493
	N_075	N_076	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,951	0,951	0,954	0,955
	N_076	N_077	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,502	0,502	0,504	0,504
FEEDER5	N_080	N_081	0,859	0,855	0,893	0,890	0,887	0,868	0,864	1,313	1,307
	N_081	N_082	0,866	0,862	0,900	0,897	0,894	0,875	0,872	1,320	1,315
	N_082	N_083	0,875	0,871	0,909	0,907	0,904	0,886	0,882	1,331	1,326
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-11,17	-14,04	-15,56	-15,42	-24,49	-24,35	-32,67	-32,44

DISPOSIZIONE 2												
SCENARIO			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
BAU (domeniche di Luglio, ore 12)	Nodi		TENSIONI[p.u.]									
	N_034		1,007	1,005	1,032	1,048	1,047	1,071	1,070	1,108	1,107	
	N_051		1,023	1,021	1,019	1,016	1,016	1,176	1,175	1,179	1,178	
	N_079		0,983	0,981	0,978	0,975	0,975	0,986	0,985	1,222	1,221	
	N_094		1,002	1,000	0,998	0,996	0,995	1,007	1,006	1,010	1,010	
	NODO PARTENZA	NODO ARRIVO	GRADI DI CARICO[I/Imax]									
FEEDER 1	N_002	N_003	0,144	0,139	0,356	0,468	0,462	0,730	0,725	0,936	0,927	
	N_003	N_004	0,143	0,137	0,347	0,455	0,450	0,710	0,705	0,909	0,901	
	N_004	N_005	0,144	0,139	0,335	0,462	0,456	0,762	0,756	0,997	0,987	
	N_005	N_006	0,104	0,100	0,270	0,382	0,378	0,647	0,641	0,853	0,845	
	N_006	N_007	0,106	0,102	0,272	0,383	0,379	0,648	0,642	0,854	0,846	
	N_007	N_008	0,118	0,114	0,289	0,402	0,397	0,668	0,663	0,876	0,869	
	N_008	N_009	0,065	0,063	0,234	0,349	0,346	0,620	0,617	0,832	0,827	
	N_009	N_010	0,069	0,067	0,242	0,357	0,355	0,630	0,627	0,843	0,839	
	N_010	N_011	0,088	0,093	0,097	0,100	0,103	0,824	0,822	0,808	0,804	
	N_010	N_023	0,095	0,093	0,280	0,398	0,397	0,386	0,385	0,605	0,603	
	N_011	N_012	0,048	0,051	0,053	0,055	0,057	0,865	0,863	0,850	0,848	
	N_012	N_013	0,045	0,048	0,050	0,052	0,054	0,868	0,867	0,854	0,852	
	N_023	N_024	0,235	0,232	0,674	0,951	0,949	0,923	0,921	1,440	1,437	
	N_024	N_025	0,321	0,317	0,907	1,277	1,275	1,241	1,238	1,931	1,927	
	N_025	N_026	0,390	0,387	1,056	1,474	1,472	1,434	1,432	2,214	2,211	
	N_026	N_027	0,267	0,265	0,709	0,988	0,986	0,961	0,960	1,480	1,478	
	N_027	N_028	0,280	0,279	0,724	1,002	1,001	0,977	0,976	1,495	1,494	
	N_028	N_029	0,267	0,266	0,483	0,765	0,764	0,745	0,744	1,272	1,271	
	N_029	N_030	0,180	0,179	0,319	0,501	0,500	0,488	0,488	0,828	0,827	
	N_030	N_031	0,220	0,219	0,388	0,608	0,608	0,593	0,593	1,003	1,003	
N_031	N_032	0,119	0,118	0,290	0,511	0,511	0,499	0,498	0,665	0,665		
FEEDER 2	N_002	N_035	0,269	0,264	0,260	0,258	0,254	1,628	1,626	1,617	1,612	
	N_035	N_036	0,280	0,276	0,272	0,270	0,267	1,642	1,639	1,630	1,627	
	N_036	N_037	0,218	0,215	0,211	0,209	0,207	1,584	1,582	1,574	1,570	
	N_037	N_038	0,142	0,140	0,138	0,137	0,135	1,043	1,042	1,037	1,035	
	N_038	N_039	0,145	0,143	0,141	0,140	0,138	1,046	1,045	1,040	1,038	
	N_039	N_040	0,154	0,153	0,151	0,150	0,149	1,057	1,056	1,051	1,050	
	N_040	N_041	0,157	0,155	0,154	0,153	0,152	1,059	1,058	1,053	1,052	
	N_041	N_046	0,587	0,586	0,586	0,586	0,585	3,435	3,435	3,422	3,422	
	N_046	N_047	0,453	0,453	0,452	0,452	0,452	2,906	2,906	2,896	2,896	
	N_047	N_048	0,319	0,318	0,318	0,318	0,318	2,410	2,410	2,402	2,402	
	N_047	N_055	0,130	0,129	0,129	0,129	0,129	0,473	0,472	0,470	0,470	
	N_048	N_049	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,543	0,543	0,541	0,540	
	N_048	N_052	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	1,760	1,761	1,755	1,756	
	N_052	N_053	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,641	0,641	0,639	0,640	
	FEEDER 3	N_002	N_057	0,018	0,648	0,649	0,650	0,649	0,641	0,640	0,637	0,637
		N_057	N_058	0,052	1,084	1,085	1,086	1,085	1,070	1,069	1,063	1,061
	N_058	N_059	0,019	0,094	0,093	0,093	0,093	0,091	0,090	0,089	0,089	
FEEDER 4	N_002	N_060	0,070	0,077	0,084	0,089	0,094	0,100	0,105	1,575	1,570	
	N_060	N_061	0,064	0,070	0,077	0,082	0,087	0,093	0,098	1,583	1,578	
	N_061	N_062	0,052	0,058	0,064	0,068	0,073	0,078	0,083	1,596	1,591	
	N_062	N_063	0,045	0,051	0,057	0,061	0,065	0,070	0,074	1,605	1,601	
	N_063	N_064	0,190	0,201	0,213	0,221	0,229	0,239	0,247	2,994	2,986	
	N_064	N_065	0,197	0,207	0,219	0,227	0,235	0,244	0,252	4,063	4,057	
	N_065	N_066	0,035	0,037	0,040	0,041	0,043	0,045	0,047	1,320	1,319	
	N_066	N_067	0,108	0,115	0,123	0,128	0,134	0,140	0,146	4,154	4,151	
	N_067	N_068	0,101	0,108	0,115	0,120	0,125	0,131	0,137	4,161	4,158	
	N_068	N_069	0,096	0,103	0,110	0,115	0,120	0,126	0,131	4,165	4,162	
	N_069	N_070	0,069	0,072	0,075	0,077	0,079	0,081	0,083	0,896	0,894	
	N_069	N_073	0,024	0,023	0,023	0,024	0,024	0,025	0,026	3,158	3,157	
	N_070	N_071	0,038	0,040	0,041	0,043	0,044	0,045	0,046	0,841	0,840	
	N_073	N_075	0,051	0,050	0,050	0,050	0,050	0,049	0,048	2,122	2,123	
	N_075	N_076	0,042	0,042	0,042	0,042	0,041	0,041	0,041	1,124	1,124	
FEEDER 5	N_076	N_077	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,625	0,625	
	N_080	N_081	0,859	1,130	1,449	1,777	1,773	1,744	1,739	1,776	1,768	
	N_081	N_082	0,866	1,137	1,321	1,481	1,476	1,451	1,446	1,485	1,477	
	N_082	N_083	0,875	1,147	1,307	1,300	1,296	1,273	1,268	1,308	1,300	
POTENZATRASFORMRE			-9,39	-17,12	-21,54	-25,12	-24,91	-34,67	-34,48	-47,95	-47,64	

DISPOSIZIONE 2												
SCENARIO ROADMAP (domeniche di Luglio, ore 12)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
	NODI		TENSIONI[p.u.]									
	N_34		1,007	1,002	1,084	1,136	1,135	1,172	1,171	1,247	1,245	
	N_51		1,023	1,131	1,196	1,188	1,188	1,248	1,247	1,307	1,306	
	N_79		0,983	0,978	1,074	1,129	1,161	1,290	1,342	1,359	1,382	
N_94		1,002	0,998	1,010	1,002	1,001	1,015	1,013	1,004	1,003		
NODO PARTENZA		NODO ARRIVO		GRADI DI CARICO[I/Imax]								
FEEDER 1	N_002	N_003	0,144	0,136	0,562	0,961	0,952	1,690	1,681	2,254	2,239	
	N_003	N_004	0,143	0,135	0,547	0,934	0,926	1,642	1,633	2,189	2,175	
	N_004	N_005	0,144	0,136	0,618	1,072	1,063	1,630	1,620	2,272	2,256	
	N_005	N_006	0,104	0,099	0,520	0,919	0,912	1,410	1,402	1,975	1,962	
	N_006	N_007	0,106	0,101	0,521	0,920	0,913	1,411	1,403	1,976	1,963	
	N_007	N_008	0,118	0,112	0,539	0,940	0,933	1,434	1,426	2,001	1,990	
	N_008	N_009	0,065	0,062	0,488	0,892	0,888	1,393	1,388	1,966	1,959	
	N_009	N_010	0,069	0,066	0,498	0,902	0,898	1,404	1,400	1,978	1,972	
	N_010	N_011	0,088	0,096	0,101	0,105	0,111	1,610	1,606	1,580	1,574	
	N_010	N_023	0,095	0,092	0,539	0,945	0,944	0,912	0,910	1,498	1,496	
	N_011	N_012	0,048	0,053	0,056	0,059	0,063	1,654	1,652	1,627	1,623	
	N_012	N_013	0,045	0,049	0,053	0,055	0,059	1,658	1,656	1,631	1,628	
	N_023	N_024	0,235	0,230	1,284	2,242	2,240	2,164	2,161	3,546	3,542	
	N_024	N_025	0,321	0,315	1,721	2,999	2,996	2,896	2,892	4,740	4,736	
	N_025	N_026	0,390	0,385	1,975	3,419	3,417	3,305	3,302	5,388	5,386	
	N_026	N_027	0,267	0,264	1,320	2,279	2,278	2,204	2,203	3,588	3,587	
	N_027	N_028	0,280	0,278	1,334	2,294	2,293	2,220	2,219	2,841	2,840	
	N_028	N_029	0,267	0,265	0,778	1,763	1,763	1,706	1,705	1,601	1,599	
	N_029	N_030	0,180	0,179	0,509	1,143	1,143	1,107	1,107	1,040	1,039	
	N_030	N_031	0,220	0,219	0,618	1,385	1,385	1,341	1,341	1,260	1,259	
	N_031	N_032	0,119	0,118	0,524	1,296	1,296	1,255	1,255	1,179	1,179	
	FEEDER 2	N_002	N_035	0,269	1,175	1,594	1,599	1,595	2,281	2,277	3,007	3,000
		N_035	N_036	0,280	1,187	1,606	1,612	1,608	2,296	2,292	3,023	3,017
		N_036	N_037	0,218	1,127	1,548	1,554	1,551	2,241	2,237	2,969	2,964
		N_037	N_038	0,142	0,742	1,020	1,024	1,022	1,477	1,475	1,958	1,955
		N_038	N_039	0,145	0,744	1,022	1,026	1,024	1,480	1,478	1,960	1,957
		N_039	N_040	0,154	0,754	1,032	1,037	1,036	1,491	1,490	1,973	1,970
		N_040	N_041	0,157	0,756	1,035	1,039	1,038	1,494	1,492	1,975	1,973
		N_041	N_046	0,587	2,475	3,353	3,373	3,374	4,809	4,809	6,331	6,332
		N_046	N_047	0,453	2,443	3,371	3,391	3,392	4,161	4,161	5,054	5,055
		N_047	N_048	0,319	1,798	2,752	2,769	2,769	2,856	2,856	3,791	3,792
N_047		N_055	0,130	0,615	0,589	0,593	0,593	1,243	1,243	1,203	1,203	
N_048		N_049	0,235	1,240	1,172	1,179	1,179	1,122	1,122	1,479	1,480	
N_048		N_052	0,076	0,479	1,456	1,465	1,466	1,606	1,606	2,138	2,140	
N_052		N_053	0,058	0,360	0,756	0,761	0,762	0,883	0,884	1,298	1,298	
FEEDER 3		N_002	N_057	0,018	0,665	0,655	0,660	0,660	0,733	0,733	1,151	1,150
	N_057	N_058	0,052	1,018	1,002	1,008	1,006	0,989	0,987	2,293	2,290	
	N_058	N_059	0,019	0,782	0,771	0,777	0,776	0,764	0,764	1,547	1,547	
FEEDER 4	N_002	N_060	0,070	0,081	0,414	0,920	0,914	2,073	2,067	2,147	2,137	
	N_060	N_061	0,064	0,074	0,422	0,927	0,922	2,081	2,076	2,155	2,146	
	N_061	N_062	0,052	0,061	0,434	0,940	0,935	2,094	2,090	2,170	2,162	
	N_062	N_063	0,045	0,054	0,442	0,949	0,944	2,104	2,099	2,180	2,173	
	N_063	N_064	0,190	0,208	0,749	1,726	1,717	3,958	3,949	4,104	4,090	
	N_064	N_065	0,197	0,215	1,062	2,368	2,360	5,350	5,343	5,555	5,543	
	N_065	N_066	0,035	0,039	0,364	0,781	0,779	1,730	1,729	1,798	1,796	
	N_066	N_067	0,108	0,120	1,150	2,459	2,455	5,443	5,440	5,655	5,650	
	N_067	N_068	0,101	0,112	1,157	2,466	2,462	5,450	5,447	5,663	5,658	
	N_068	N_069	0,096	0,107	1,161	2,471	2,466	5,454	5,451	5,445	5,440	
	N_069	N_070	0,069	0,074	0,587	0,556	0,554	1,395	1,394	1,391	1,389	
	N_069	N_073	0,024	0,023	0,508	1,853	1,851	3,876	3,876	3,873	3,873	
	N_070	N_071	0,038	0,041	0,710	0,674	0,674	1,002	1,001	1,000	0,999	
	N_073	N_075	0,051	0,050	0,046	1,422	1,423	3,509	3,510	3,511	3,514	
	N_075	N_076	0,042	0,042	0,038	0,724	0,725	2,342	2,343	2,344	2,346	
N_076	N_077	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	1,011	1,012	1,012	1,012		
FEEDER 5	N_080	N_081	0,859	0,852	1,039	1,040	1,032	1,108	1,099	1,744	1,729	
	N_081	N_082	0,866	0,859	0,940	0,940	0,932	1,010	1,001	1,646	1,632	
	N_082	N_083	0,875	0,869	0,950	0,951	0,944	0,917	0,909	1,554	1,540	
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-19,82	-30,79	-37,31	-36,96	-56,49	-56,01	-72,90	-73,43	

APPENDICI

SCENARIO ROADMAP (mercoledì di Marzo, ore 6)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
	NODI		TENSIONI[p.u.]								
	N_34		0,985	0,983	1,020	1,055	1,053	1,064	1,060	1,109	1,107
	N_51		0,985	0,983	0,981	0,980	0,978	0,977	0,973	0,970	0,967
	N_79		0,991	0,989	0,987	0,986	0,984	0,982	0,978	0,975	0,972
	N_94		1,003	1,001	0,992	0,991	0,979	0,979	0,951	0,932	0,930
	NODO PARTENZA	NODO ARRIVO	GRADI DI CARICO[I/Imax]								
FEEDER 1	N_008	N_009	0,089	0,095	0,217	0,493	0,490	0,778	0,761	1,164	1,159
	N_008	N_019	0,074	0,077	0,080	0,082	0,085	0,087	0,089	0,090	0,095
	N_009	N_010	0,078	0,083	0,228	0,505	0,503	0,792	0,775	1,179	1,176
	N_023	N_024	0,081	0,087	0,639	1,299	1,298	1,277	1,254	2,220	2,220
	N_024	N_025	0,098	0,104	0,863	1,744	1,744	1,717	1,686	2,975	2,976
	N_025	N_026	0,101	0,107	0,985	1,979	1,979	1,949	1,915	3,370	3,372
	N_026	N_027	0,033	0,035	0,686	1,347	1,348	1,329	1,307	2,273	2,276
	N_027	N_028	0,030	0,032	0,691	1,352	1,353	1,334	1,312	1,760	1,762
	N_028	N_029	0,021	0,023	0,338	1,012	1,014	1,000	0,983	0,934	0,934
FEEDER 6	N_002	N_086	0,049	0,052	0,328	0,330	0,482	0,485	0,949	1,153	1,159
	N_086	N_087	0,048	0,051	0,327	0,329	0,480	0,484	0,947	1,151	1,158
	N_087	N_088	0,064	0,068	0,259	0,262	0,469	0,474	1,112	1,391	1,399
	N_088	N_089	0,043	0,045	0,048	0,049	0,224	0,227	0,773	1,010	1,014
POTENZA TRASFORMATORE			8,02	8,84	9,45	7,83	9,48	6,96	11,22	10,41	11,28

DISPOSIZIONE 3												
SCENARIO INERTIAL (domeniche di Luglio, ore 12)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
	NODI		TENSIONI [p.u.]									
	N_31		1,007	1,005	1,011	1,009	1,009	1,034	1,034	1,035	1,034	
	N_56		1,018	1,079	1,078	1,077	1,076	1,151	1,151	1,160	1,160	
	N_79		0,986	0,986	1,014	1,013	1,012	1,028	1,027	1,065	1,064	
N_94		1,002	1,000	1,000	1,015	1,014	1,040	1,039	1,067	1,067		
NODO		NODO		GRADI DI CARICO [I/Imax]								
PARTENZA		ARRIVO										
FEEDER1	N_002	N_003	0,144	0,140	0,275	0,272	0,268	0,350	0,346	0,383	0,389	
	N_003	N_004	0,143	0,139	0,269	0,265	0,262	0,341	0,337	0,373	0,380	
	N_004	N_005	0,144	0,140	0,291	0,288	0,284	0,377	0,373	0,416	0,423	
	N_005	N_006	0,104	0,101	0,232	0,229	0,226	0,308	0,304	0,342	0,348	
	N_006	N_007	0,106	0,103	0,233	0,230	0,227	0,309	0,306	0,344	0,350	
	N_007	N_008	0,118	0,115	0,250	0,247	0,244	0,328	0,324	0,364	0,369	
	N_008	N_009	0,065	0,063	0,194	0,192	0,190	0,276	0,274	0,316	0,319	
	N_009	N_010	0,069	0,067	0,202	0,200	0,198	0,285	0,283	0,326	0,329	
	N_010	N_011	0,088	0,092	0,395	0,393	0,391	0,530	0,528	0,524	0,528	
	N_010	N_023	0,095	0,093	0,091	0,091	0,090	0,133	0,132	0,177	0,179	
	N_011	N_012	0,048	0,050	0,432	0,431	0,430	0,570	0,568	0,567	0,569	
	N_012	N_013	0,045	0,047	0,048	0,050	0,052	0,120	0,119	0,116	0,118	
	N_013	N_014	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,158	0,157	0,156	0,157	
	N_023	N_024	0,235	0,232	0,228	0,226	0,224	0,328	0,325	0,433	0,436	
	N_024	N_025	0,321	0,318	0,312	0,310	0,307	0,446	0,443	0,587	0,591	
	N_025	N_026	0,390	0,388	0,382	0,380	0,377	0,535	0,533	0,697	0,701	
	N_026	N_027	0,267	0,265	0,261	0,260	0,259	0,364	0,362	0,472	0,474	
	N_027	N_028	0,280	0,279	0,276	0,275	0,274	0,379	0,378	0,488	0,490	
	FEEDER2	N_002	N_035	0,269	0,835	0,833	0,831	0,829	1,389	1,387	1,600	1,603
		N_035	N_036	0,280	0,847	0,845	0,843	0,841	1,402	1,400	1,614	1,617
N_036		N_037	0,218	0,786	0,784	0,783	0,781	1,344	1,342	1,557	1,559	
N_037		N_038	0,142	0,517	0,516	0,515	0,514	0,885	0,884	1,026	1,027	
N_038		N_039	0,145	0,519	0,518	0,517	0,517	0,887	0,886	1,028	1,029	
N_039		N_040	0,154	0,529	0,528	0,528	0,527	0,898	0,897	1,039	1,040	
N_040		N_041	0,157	0,531	0,530	0,530	0,529	0,900	0,899	1,042	1,043	
N_041		N_046	0,587	1,765	1,766	1,767	1,767	2,931	2,932	3,385	3,384	
N_046		N_047	0,453	1,561	1,561	1,562	1,562	2,538	2,538	3,016	3,016	
N_047		N_048	0,319	1,176	1,176	1,177	1,177	2,172	2,173	2,154	2,154	
N_048		N_049	0,235	0,638	0,638	0,639	0,639	1,505	1,505	1,492	1,492	
N_048		N_052	0,076	0,489	0,489	0,489	0,490	0,571	0,571	0,567	0,567	
N_052		N_053	0,058	0,368	0,368	0,368	0,368	0,430	0,430	0,426	0,426	
FEEDER3		N_057	N_058	0,052	0,054	0,055	0,423	0,422	0,414	0,413	0,413	0,415
	N_058	N_059	0,019	0,019	0,020	0,456	0,456	0,448	0,448	0,450	0,450	
FEEDER 4	N_002	N_060	0,070	0,066	0,108	0,106	0,103	0,098	0,096	0,317	0,322	
	N_060	N_061	0,064	0,061	0,114	0,112	0,109	0,104	0,102	0,325	0,329	
	N_061	N_062	0,052	0,049	0,124	0,122	0,119	0,114	0,112	0,338	0,342	
	N_062	N_063	0,045	0,042	0,132	0,129	0,127	0,122	0,120	0,347	0,351	
	N_063	N_064	0,190	0,180	0,162	0,159	0,156	0,149	0,147	0,567	0,574	
	N_064	N_065	0,197	0,182	0,262	0,259	0,255	0,246	0,242	0,825	0,832	
	N_065	N_066	0,035	0,030	0,106	0,105	0,104	0,101	0,100	0,291	0,292	
	N_066	N_067	0,108	0,093	0,338	0,335	0,332	0,322	0,319	0,919	0,924	
	N_067	N_068	0,101	0,086	0,344	0,341	0,339	0,329	0,326	0,927	0,931	
	N_068	N_069	0,096	0,081	0,348	0,345	0,343	0,333	0,330	0,931	0,935	
	N_069	N_070	0,069	0,051	0,029	0,030	0,030	0,031	0,032	0,106	0,108	
	N_069	N_073	0,024	0,023	0,362	0,361	0,360	0,352	0,351	0,832	0,834	
	N_073	N_075	0,051	0,050	0,400	0,401	0,401	0,394	0,394	0,878	0,878	
	N_075	N_076	0,042	0,042	0,304	0,304	0,305	0,300	0,300	0,663	0,662	
	FEEDER 5	N_081	N_082	0,866	0,862	0,900	0,897	0,894	0,875	0,871	0,867	0,872
		N_082	N_083	0,875	0,871	0,909	0,907	0,904	0,885	0,882	0,878	0,883
FEEDER 6	N_002	N_086	0,089	0,088	0,086	0,334	0,333	0,446	0,445	0,948	0,949	
	N_086	N_087	0,093	0,091	0,090	0,338	0,337	0,450	0,449	0,952	0,954	
	N_087	N_088	0,137	0,135	0,133	0,475	0,474	0,630	0,629	1,321	1,322	
	N_088	N_089	0,129	0,128	0,127	0,420	0,420	0,554	0,553	1,147	1,148	
	N_089	N_090	0,146	0,146	0,145	0,438	0,438	0,572	0,572	1,166	1,167	
	N_090	N_091	0,161	0,160	0,160	0,476	0,475	0,620	0,619	1,260	1,260	
	N_091	N_092	0,300	0,299	0,298	0,885	0,884	1,152	1,152	2,342	2,342	
	N_092	N_093	0,312	0,312	0,311	0,700	0,700	0,973	0,972	1,695	1,695	
FEEDER 7	N_002	N_095	0,117	0,121	0,125	0,128	0,131	0,627	0,625	0,680	0,683	
	N_095	N_096	0,113	0,117	0,121	0,124	0,126	0,632	0,630	0,686	0,689	
	N_096	N_097	0,122	0,127	0,132	0,135	0,138	1,030	1,027	1,116	1,120	
PPOTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-12,45	-14,93	-18,18	-18,04	-27,54	-27,40	-34,83	-35,05	

DISPOSIZIONE 3												
SCENARIO BAU (domeniche di Luglio, ore 12)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
	NODI		TENSIONI[p.u.]									
	N_31		1,009	1,005	1,011	1,035	1,034	1,063	1,062	1,084	1,083	
	N_56		1,021	1,135	1,132	1,149	1,148	1,224	1,223	1,242	1,242	
	N_79		0,986	1,011	1,084	1,101	1,100	1,092	1,091	1,140	1,139	
	N_94		1,002	0,999	0,998	1,042	1,042	1,037	1,037	1,088	1,088	
	NODO		GRADI DI CARICO[I/Imax]									
	PARTENZA	ARRIVO										
FEEDER 1	N_002	N_003	0,144	0,139	0,319	0,426	0,420	0,643	0,637	0,716	0,725	
	N_003	N_004	0,143	0,138	0,311	0,415	0,410	0,625	0,620	0,696	0,705	
	N_004	N_005	0,144	0,139	0,342	0,463	0,457	0,711	0,705	0,795	0,805	
	N_005	N_006	0,104	0,101	0,276	0,384	0,379	0,601	0,596	0,677	0,685	
	N_006	N_007	0,106	0,103	0,277	0,385	0,380	0,602	0,597	0,678	0,686	
	N_007	N_008	0,118	0,114	0,295	0,403	0,398	0,623	0,618	0,700	0,707	
	N_008	N_009	0,065	0,063	0,240	0,351	0,348	0,575	0,571	0,658	0,663	
	N_009	N_010	0,069	0,067	0,248	0,360	0,357	0,585	0,582	0,669	0,674	
	N_010	N_011	0,088	0,093	0,545	0,909	0,907	0,901	0,899	0,883	0,886	
	N_010	N_023	0,095	0,093	0,091	0,087	0,086	0,316	0,315	0,409	0,411	
	N_011	N_012	0,048	0,051	0,583	0,948	0,947	0,942	0,941	0,927	0,929	
	N_012	N_013	0,045	0,048	0,586	0,951	0,950	0,946	0,945	0,931	0,933	
	N_013	N_014	0,017	0,017	0,317	0,692	0,692	0,689	0,689	0,680	0,681	
	N_023	N_024	0,235	0,232	0,227	0,219	0,216	0,759	0,756	0,980	0,984	
	N_024	N_025	0,321	0,317	0,311	0,300	0,297	1,021	1,018	1,318	1,322	
	N_025	N_026	0,390	0,388	0,381	0,369	0,366	1,186	1,184	1,523	1,527	
	N_026	N_027	0,267	0,265	0,261	0,253	0,251	0,797	0,795	1,022	1,024	
	N_027	N_028	0,280	0,279	0,275	0,267	0,266	0,812	0,811	1,038	1,039	
	FEEDER 2	N_002	N_035	0,269	1,277	1,275	1,253	1,246	1,966	1,964	2,027	2,032
		N_035	N_036	0,280	1,289	1,288	1,265	1,258	1,979	1,977	2,042	2,046
N_036		N_037	0,218	1,229	1,228	1,206	1,200	1,922	1,920	1,986	1,989	
N_037		N_038	0,142	0,808	0,808	0,794	0,790	1,266	1,265	1,309	1,311	
N_038		N_039	0,145	0,811	0,810	0,797	0,793	1,269	1,268	1,312	1,313	
N_039		N_040	0,154	0,821	0,821	0,807	0,803	1,279	1,279	1,323	1,325	
N_040		N_041	0,157	0,823	0,823	0,809	0,806	1,282	1,281	1,326	1,327	
N_041		N_046	0,587	2,681	2,685	2,643	2,634	4,134	4,134	4,281	4,280	
N_046		N_047	0,453	2,203	2,206	2,172	2,163	3,634	3,634	3,796	3,795	
N_047		N_048	0,319	2,009	2,012	1,982	1,973	3,215	3,215	3,382	3,381	
N_048		N_049	0,235	1,281	1,283	1,264	1,255	2,042	2,043	2,016	2,016	
N_048		N_052	0,076	0,639	0,640	0,630	0,631	1,026	1,026	1,212	1,212	
N_052		N_053	0,058	0,480	0,481	0,474	0,474	0,771	0,771	0,916	0,915	
FEEDER 3		N_057	N_058	0,052	0,054	0,056	0,056	0,058	0,061	0,062	0,409	0,410
		N_058	N_059	0,019	0,019	0,020	0,020	0,021	0,022	0,022	0,446	0,447
FEEDER 4		N_002	N_060	0,070	0,165	0,498	0,486	0,482	0,480	0,476	0,804	0,810
	N_060	N_061	0,064	0,171	0,504	0,493	0,489	0,487	0,483	0,812	0,818	
	N_061	N_062	0,052	0,182	0,516	0,505	0,502	0,500	0,497	0,826	0,831	
	N_062	N_063	0,045	0,190	0,525	0,513	0,510	0,509	0,506	0,835	0,840	
	N_063	N_064	0,190	0,266	0,906	0,886	0,880	0,877	0,871	1,508	1,517	
	N_064	N_065	0,197	0,407	1,269	1,243	1,237	1,238	1,232	2,088	2,096	
	N_065	N_066	0,035	0,153	0,429	0,421	0,420	0,421	0,420	0,694	0,695	
	N_066	N_067	0,108	0,486	1,354	1,328	1,325	1,329	1,326	2,185	2,190	
	N_067	N_068	0,101	0,492	1,361	1,335	1,332	1,336	1,333	2,193	2,198	
	N_068	N_069	0,096	0,496	1,365	1,339	1,336	1,341	1,337	2,197	2,202	
	N_069	N_070	0,069	0,437	0,418	0,410	0,409	0,410	0,408	1,198	1,200	
	N_069	N_073	0,024	0,022	0,904	0,888	0,886	0,891	0,889	0,847	0,849	
	N_073	N_075	0,051	0,049	0,942	0,927	0,927	0,934	0,934	0,894	0,894	
N_075	N_076	0,042	0,041	0,710	0,699	0,699	0,704	0,705	0,675	0,674		
FEEDER 5	N_081	N_082	0,866	0,862	0,899	0,877	0,873	0,925	0,919	0,898	0,907	
	N_082	N_083	0,875	0,871	0,909	0,888	0,883	0,935	0,931	0,910	0,918	
FEEDER 6	N_002	N_086	0,089	0,087	0,109	0,429	0,427	0,479	0,478	1,078	1,080	
	N_086	N_087	0,093	0,091	0,113	0,433	0,431	0,483	0,482	1,083	1,085	
	N_087	N_088	0,137	0,135	0,166	0,605	0,604	0,675	0,674	1,501	1,503	
	N_088	N_089	0,129	0,128	0,155	0,532	0,531	0,594	0,593	1,302	1,303	
	N_089	N_090	0,146	0,146	0,173	0,550	0,550	0,613	0,612	1,322	1,323	
	N_090	N_091	0,161	0,160	0,190	0,596	0,596	0,664	0,663	1,428	1,428	
	N_091	N_092	0,300	0,299	0,355	1,108	1,108	1,234	1,233	2,654	2,654	
	N_092	N_093	0,312	0,312	0,312	1,067	1,067	1,194	1,193	2,150	2,150	
FEEDER 7	N_002	N_095	0,117	0,122	0,127	0,128	0,132	0,401	0,398	1,239	1,243	
	N_095	N_096	0,113	0,118	0,123	0,124	0,128	0,406	0,403	1,245	1,249	
	N_096	N_097	0,122	0,128	0,135	0,136	0,140	0,677	0,674	1,990	1,995	
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-16,30	-20,58	-24,25	-24,04	-33,71	-33,52	-48,71	-48,41	

		DISPOSIZIONE 3										
SCENARIO ROADMAP (domeniche di luglio, ore 12)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030	
	NODI		TENSIONI [p.u.]									
	N_31 N_56 N_79 N_94		1,009	1,021	1,083	1,076	1,075	1,124	1,123	1,200	1,201	
			1,021	1,249	1,316	1,346	1,345	1,363	1,361	1,348	1,349	
			0,986	0,998	0,987	0,979	0,978	1,293	1,292	1,279	1,280	
		1,002	1,015	1,013	1,006	1,005	1,028	1,028	1,110	1,111		
NODO	NODO	GRADI DI CARICO [I/I <sub>max</sub> ]										
PARTENZA	ARRIVO											
FEEDER 1	N_002	N_003	0,144	0,133	0,565	0,559	0,550	1,174	1,165	1,769	1,784	
	N_002	N_035	0,269	2,145	2,913	3,261	3,251	3,194	3,173	3,183	3,190	
	N_002	N_060	0,070	0,079	0,091	0,100	0,109	1,557	1,551	1,548	1,558	
	N_002	N_086	0,089	0,085	0,188	0,186	0,184	0,175	0,173	1,695	1,698	
	N_002	N_095	0,117	0,123	0,133	0,140	0,146	0,064	0,067	1,133	1,142	
	N_003	N_004	0,143	0,132	0,550	0,544	0,536	1,141	1,132	1,718	1,733	
	N_004	N_005	0,144	0,133	0,621	0,615	0,606	1,317	1,306	1,996	2,012	
	N_005	N_006	0,104	0,096	0,523	0,518	0,509	1,135	1,126	1,733	1,747	
	N_006	N_007	0,106	0,098	0,524	0,519	0,511	1,136	1,128	1,734	1,748	
	N_007	N_008	0,118	0,109	0,542	0,538	0,531	1,159	1,151	1,761	1,773	
	N_008	N_009	0,065	0,061	0,491	0,489	0,484	1,118	1,113	1,730	1,738	
	N_009	N_010	0,069	0,065	0,500	0,499	0,494	1,129	1,125	1,743	1,750	
	N_010	N_011	0,088	0,094	0,101	0,107	0,113	1,997	1,993	1,961	1,967	
	N_010	N_023	0,095	0,091	0,542	0,543	0,541	0,514	0,512	1,144	1,147	
	N_011	N_012	0,048	0,052	0,056	0,060	0,064	2,041	2,039	2,011	2,014	
	N_012	N_013	0,045	0,049	0,053	0,057	0,060	2,045	2,043	2,015	2,018	
	N_013	N_014	0,017	0,017	0,017	0,017	0,018	1,389	1,389	1,372	1,373	
	N_023	N_024	0,235	0,226	1,290	1,294	1,290	1,226	1,222	2,714	2,719	
	N_024	N_025	0,321	0,310	1,730	1,735	1,730	1,646	1,641	3,631	3,637	
	N_025	N_026	0,390	0,379	1,985	1,992	1,989	1,894	1,889	4,139	4,143	
	N_026	N_027	0,267	0,259	1,327	1,332	1,330	1,267	1,265	2,760	2,762	
	N_027	N_028	0,280	0,274	1,341	1,347	1,346	1,283	1,281	1,983	1,985	
	FEEDER 2	N_002	N_035	0,269	2,145	2,913	3,261	3,251	3,194	3,173	3,183	3,190
		N_035	N_036	0,280	2,157	2,926	3,274	3,265	3,208	3,188	3,200	3,206
N_036		N_037	0,218	2,099	2,869	3,217	3,208	3,154	3,135	3,147	3,152	
N_037		N_038	0,142	1,382	1,890	2,120	2,114	2,079	2,066	2,075	2,078	
N_038		N_039	0,145	1,385	1,892	2,122	2,117	2,082	2,069	2,078	2,081	
N_039		N_040	0,154	1,394	1,902	2,133	2,127	2,093	2,081	2,091	2,093	
N_040		N_041	0,157	1,396	1,905	2,135	2,130	2,095	2,083	2,094	2,096	
N_041		N_046	0,587	4,482	6,084	6,811	6,800	6,696	6,662	6,711	6,709	
N_046		N_047	0,453	3,809	4,783	5,561	5,556	5,475	5,439	5,471	5,470	
N_047		N_048	0,319	3,210	4,203	4,532	4,534	4,471	4,434	4,457	4,456	
N_048		N_049	0,235	1,130	1,255	1,230	1,231	1,213	1,194	1,196	1,196	
N_048		N_052	0,076	1,933	2,755	3,092	3,094	3,052	3,036	3,057	3,055	
N_052		N_053	0,058	0,966	1,298	1,567	1,568	1,547	1,534	1,542	1,541	
FEEDER 3		N_057	N_058	0,052	0,054	0,058	1,511	1,509	1,472	1,470	1,484	1,487
	N_058	N_059	0,019	0,020	0,021	1,546	1,546	1,510	1,509	1,528	1,529	
FEEDER 4	N_002	N_060	0,070	0,079	0,091	0,100	0,109	1,557	1,551	1,548	1,558	
	N_060	N_061	0,064	0,073	0,085	0,093	0,101	1,565	1,559	1,557	1,567	
	N_061	N_062	0,052	0,060	0,071	0,078	0,086	1,578	1,573	1,573	1,582	
	N_062	N_063	0,045	0,053	0,063	0,070	0,077	1,588	1,583	1,584	1,592	
	N_063	N_064	0,190	0,204	0,225	0,239	0,253	2,962	2,952	2,954	2,969	
	N_064	N_065	0,197	0,211	0,231	0,245	0,259	4,023	4,015	4,030	4,043	
	N_065	N_066	0,035	0,038	0,042	0,045	0,048	1,309	1,307	1,316	1,318	
	N_066	N_067	0,108	0,118	0,131	0,140	0,149	4,118	4,114	4,140	4,147	
	N_067	N_068	0,101	0,110	0,123	0,132	0,140	4,126	4,121	4,149	4,155	
	N_068	N_069	0,096	0,105	0,118	0,126	0,135	4,130	4,126	4,153	4,159	
	N_069	N_070	0,069	0,073	0,078	0,082	0,086	1,084	1,082	1,087	1,090	
	N_069	N_073	0,024	0,023	0,024	0,025	0,027	2,909	2,908	2,931	2,933	
	N_073	N_075	0,051	0,049	0,049	0,049	0,049	2,308	2,309	2,333	2,331	
	N_075	N_076	0,042	0,041	0,041	0,041	0,041	1,579	1,580	1,596	1,594	
FEEDER 5	N_081	N_082	0,866	0,845	0,947	0,945	0,937	1,006	0,997	0,986	1,001	
	N_082	N_083	0,875	0,855	0,957	0,956	0,949	1,018	1,010	1,000	1,014	
FEEDER 6	N_002	N_086	0,089	0,085	0,188	0,186	0,184	0,175	0,173	1,695	1,698	
	N_086	N_087	0,093	0,088	0,192	0,190	0,188	0,180	0,177	1,700	1,703	
	N_087	N_088	0,137	0,131	0,274	0,273	0,270	0,260	0,256	2,351	2,355	
	N_088	N_089	0,129	0,125	0,249	0,249	0,247	0,239	0,237	2,035	2,036	
	N_089	N_090	0,146	0,143	0,267	0,268	0,267	0,259	0,258	2,057	2,057	
	N_090	N_091	0,161	0,157	0,292	0,293	0,292	0,284	0,283	2,220	2,220	
	N_091	N_092	0,300	0,294	0,543	0,545	0,544	0,529	0,527	2,843	2,845	
	N_092	N_093	0,312	0,307	0,557	0,560	0,559	0,544	0,543	1,222	1,224	
FEEDER 7	N_002	N_095	0,117	0,123	0,133	0,140	0,146	0,064	0,067	1,133	1,142	
	N_095	N_096	0,113	0,119	0,128	0,135	0,141	0,066	0,068	1,140	1,148	
	N_096	N_097	0,122	0,130	0,141	0,149	0,156	0,093	0,090	1,653	1,663	
POTENZA TRASFORMATORE			-9,39	-19,60	-28,89	-34,53	-34,19	-52,69	-52,27	-75,96	-76,49	

DISPOSIZIONE 3											
SCENARIO ROADMAP (mercoledì di Marzo, ore 6)			2010	2013	2016	2018	2020	2023	2025	2027	2030
	NODI		TENSIONI [p.u.]								
	N_31		0,977	0,975	1,021	1,020	1,018	1,036	1,049	1,105	1,101
	N_56		0,977	0,975	0,913	0,912	0,891	0,889	0,778	0,762	0,751
	N_79		0,984	0,981	0,978	0,977	0,975	0,972	0,986	0,976	0,973
	N_94		0,998	0,996	0,994	0,994	0,992	0,991	1,005	0,996	0,993
	NODO PARTENZA	NODO ARRIVO	GRADI DI CARICO [I/I <sub>max</sub> ]								
FEEDER 1	N_010	N_011	0,074	0,078	0,082	0,085	0,088	1,087	1,071	1,058	1,057
	N_011	N_012	0,060	0,063	0,066	0,068	0,071	1,104	1,088	1,076	1,076
	N_012	N_013	0,054	0,057	0,059	0,062	0,064	1,110	1,094	1,083	1,084
	N_023	N_024	0,092	0,098	0,503	0,499	0,497	0,483	0,472	1,339	1,336
	N_024	N_025	0,108	0,115	0,685	0,681	0,679	0,662	0,648	1,805	1,803
	N_025	N_026	0,110	0,118	0,785	0,781	0,779	0,760	0,745	2,052	2,051
	N_026	N_027	0,040	0,044	0,553	0,551	0,551	0,539	0,529	1,398	1,399
FEEDER 2	N_002	N_035	0,344	0,359	0,798	0,808	1,053	1,071	2,011	2,615	2,658
	N_035	N_036	0,339	0,353	0,790	0,800	1,044	1,062	2,001	2,604	2,646
	N_036	N_037	0,282	0,294	0,730	0,739	0,981	0,996	1,934	2,533	2,573
	N_037	N_038	0,165	0,172	0,459	0,464	0,623	0,632	1,249	1,643	1,668
	N_038	N_039	0,147	0,154	0,440	0,445	0,604	0,613	1,229	1,621	1,646
	N_039	N_040	0,124	0,129	0,415	0,419	0,578	0,585	1,200	1,590	1,613
	N_040	N_041	0,109	0,114	0,399	0,403	0,561	0,567	1,182	1,571	1,594
	N_041	N_046	0,297	0,308	1,194	1,202	1,693	1,709	3,633	4,850	4,912
	N_046	N_047	0,211	0,219	1,148	1,154	1,428	1,440	3,442	4,697	4,756
	N_047	N_048	0,088	0,091	1,019	1,023	1,048	1,054	3,024	4,244	4,294
	N_048	N_049	0,082	0,085	0,966	0,969	0,993	0,998	2,017	2,677	2,710
	N_048	N_052	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,859	1,361	1,375
	N_052	N_053	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,643	1,020	1,030
POTENZA TRASFORMATORE			8,02	8,84	9,67	7,91	9,66	7,18	12,99	13,52	14,43

