

Analisi Combinata di Reti di Distribuzione Elettriche e Gas
Caratterizzate da Alta Penetrazione di Risorse Distribuite

Edgardo Luis Mercado Medina

Relatore: Dr. Andrea Mazza

Correlatori: Prof. Gianfranco Chicco
Prof. Pierluigi Leone

Politecnico di Torino
Dipartimento Energia
Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Torino

04 Dicembre 2018

Sommario

Attualmente, le reti di distribuzione elettriche in Italia ed in Europa si caratterizzano per la presenza di generazione distribuita non controllabile (fotovoltaica ed eolica) che, in caso di elevata penetrazione, possono causare problemi nell'esercizio della rete di distribuzione, finanche a creare un flusso di elettricità verso la rete AT (reverse power flow), che è problematico per la rete di trasmissione. La tecnologia Power to Gas (P2G) permette di trasformare questo surplus di energia elettrica in forma di energia chimica sotto forma di idrogeno o metano, i quali possono essere iniettati nella rete di gas naturale. Il presente lavoro analizza il comportamento delle reti elettriche e delle reti gas in caso di accoppiamento tra esse mediante l'installazione di P2G. Sono state scelte tre reti elettriche tipiche (urbana, rurale ed industriale), sviluppante nell'ambito del progetto Atlantide [1], e partendo dalle loro potenze nominali, sono state costruite le reti gas corrispondenti. Sono stati creati diversi casi studio, installando potenza fotovoltaica, affinché esistesse reverse power flow verso la rete AT, senza violazione dei vincoli di esercizio della rete. Inoltre, da questo surplus di energia, è stato generato idrogeno, il quale è stato iniettato nelle reti gas. L'iniezione ha cambiato la qualità del gas e ha ridotto le perdite di pressione nelle reti. Infine, è stato anche generato ed iniettato metano nelle reti gas, riducendo le perdite di pressione, ma stavolta senza influire sulla qualità del gas.

Indice Generale

1	Introduzione	18
2	Struttura e Composizione delle Reti Elettriche	22
2.1	Rete Urbana	22
2.2	Rete Rurale	24
2.3	Rete Industriale	25
3	Load Flow delle Reti Elettriche	27
4	Costruzione della Rete Gas Urbana	33
4.1	Potenze Nominali	33
4.2	Stima del Numero di UtENZE Elettriche	36
4.2.1	Carichi Residenziali	37
4.2.2	Carichi tipo Uffici	37
4.2.3	Carichi Commerciali	37
4.2.4	Carichi Industriali	38
4.3	Calcoli della Rete Gas	38
4.3.1	Calcolo del Consumo Totale Annuo	38

4.3.2	Calcolo della Portata Massima Oraria	40
4.4	Mapping della Rete Gas	40
4.4.1	Carichi Residenziali	41
4.4.2	Carichi tipo Uffici	42
4.4.3	Carichi Commerciali	42
4.4.4	Calcolo del numero di quadretti per ogni nodo	43
4.5	Calcolo dei consumi per ogni quadretto	44
4.5.1	Carichi Residenziali	44
4.5.2	Carichi tipo Uffici	45
4.5.3	Carichi Commerciali	46
4.6	Mapping dei Consumi di Gas	46
4.7	Portate di Progetto	47
4.7.1	Carichi Residenziali	47
4.7.2	Carichi tipo Uffici	48
4.7.3	Carichi Commerciali	48
4.7.4	Carichi Industriali	50
4.8	Mapping delle Portate di Progetto	50
4.9	Raggruppamento per Zone di Consumo	51
4.10	Tracciato della Rete Gas	52
4.11	Dimensionamento della Rete Gas	54
4.12	Simulazione della Rete Gas	55

4.12.1	Simulazione della Rete Gas nello Stato Stazionario	55
4.12.2	Simulazione della Rete Gas Utilizzando Profili Orari di Prelievo	56
5	Rete Elettrica Urbana - Caso Base	60
5.1	Profilo di Tensione	60
5.2	Livello di Carico	61
5.3	Perdite Allocate ai Nodi	62
6	Rete Elettrica Urbana - Caso Studio	64
7	Rete Gas Urbana - Caso Base	73
7.1	Profilo di Pressione	73
7.2	Portata nei Rami	74
7.3	Cadute di Pressione nei Rami	75
8	Generazione di Idrogeno	77
9	Iniezione di Idrogeno	79
10	Simulazione Rete Gas con Iniezione di Idrogeno	84
11	Variazione della Potenza Fotovoltaica Installata	88
12	Iniezione di Idrogeno nella Rete Gas	92
13	Caso Rurale	107

14 Caso Industriale	155
15 Power to Gas	196
15.1 Caso urbano	197
15.2 Caso Rurale	200
15.3 Caso Industriale	203
16 Conclusioni	208

Lista delle Figure

2.1	Rete urbana.	23
2.2	Rete rurale.	24
2.3	Rete industriale.	26
3.1	Profili di tensione delle tre reti.	28
3.2	Livello di carico delle tre reti.	29
3.3	Perdite totali delle tre reti.	31
3.4	Deviazioni di tensione massime delle tre reti.	32
4.1	Layer della rete elettrica urbana.	41
4.2	Mapping della rete gas.	44
4.3	Mapping dei consumi di gas.	47
4.4	Mapping delle portate di progetto.	51
4.5	Zone di consumo.	52
4.6	Rete gas di media pressione.	53
4.7	Rete gas che alimenta tutte le zone di consumo ed i siti industriali.	53
4.8	Simulazione steady state della rete gas.	56

4.9	Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - nodi.	58
4.10	Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - rami.	59
5.1	Profili di tensioni nodali - caso base.	61
5.2	Livello di carico nei rami - caso base.	62
5.3	Perdite allocate ai nodi - caso base.	63
6.1	Profili di tensioni nodali - caso studio 1.	65
6.2	Livello di carico nei rami - caso studio 1.	66
6.3	Perdite allocate ai nodi - caso studio 1.	67
6.4	Potenza immessa in rete - caso studio 1.	68
6.5	Profili di tensioni nodali - caso studio 2.	69
6.6	Livello di carico nei rami - caso studio 2.	70
6.7	Perdite allocate ai nodi - caso studio 2.	71
6.8	Potenza immessa in rete - caso studio 2.	71
7.1	Profili di pressioni nodali - caso base.	74
7.2	Portata nei rami - caso base.	75
7.3	Cadute di pressione nei rami - caso base.	76
8.1	Profilo di potenza attiva nella rete elettrica.	77
8.2	Produzione di idrogeno giornaliera.	78
9.1	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29.	79

9.2	Composizione percentuale del gas presente nella rete prima e dopo l'iniezione di idrogeno.	80
9.3	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere estive.	81
9.4	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere invernali.	82
10.1	Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - nodi.	85
10.2	Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - rami.	87
11.1	Potenza attiva immessa nella rete elettrica urbana.	89
11.2	Produzione di idrogeno giornaliera - caso estivo.	90
11.3	Produzione di idrogeno giornaliera - caso invernale.	90
12.1	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29 - caso 4 kW.	92
12.2	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, dalle 9 alle 11.	93
12.3	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, dalle 12 alle 14.	94
12.4	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29 - caso 6 kW.	95
12.5	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 6 kW, estivo.	96

12.6	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 6 kW, invernale.	97
12.7	Profili di temperature nodali - caso 6 kW.	99
12.8	Profili di pressioni nodali - caso 6 kW.	100
12.9	Cadute pressione nei rami - caso 6 kW.	102
12.10	Portata nei rami - caso 6 kW.	103
12.11	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, nodo di iniezione 1.	105
12.12	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, nodo di iniezione 60.	106
13.1	Layer della rete elettrica rurale.	108
13.2	Mapping della rete gas - caso rurale.	109
13.3	Mapping dei consumi di gas - caso rurale.	109
13.4	Mapping delle portate di progetto - caso rurale.	110
13.5	Zone di consumo - caso rurale.	110
13.6	Rete gas di media pressione - caso rurale.	111
13.7	Simulazione steady state della rete gas - caso rurale.	112
13.8	Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - nodi - caso rurale.	113
13.9	Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - rami - caso rurale.	114

13.10	Profili di tensioni nodali - caso base - caso rurale.	115
13.11	Livello di carico nei rami - caso base - caso rurale.	116
13.12	Perdite allocate ai nodi - caso base - caso rurale.	117
13.13	Potenza immessa in rete - caso base - caso rurale.	118
13.14	Profili di tensioni nodali - caso studio 1 - caso rurale.	119
13.15	Livello di carico nei rami - caso studio 1 - caso rurale.	120
13.16	Perdite allocate ai nodi - caso studio 1 - caso rurale.	121
13.17	Potenza immessa in rete - caso studio 1 - caso rurale.	121
13.18	Profili di tensioni nodali - caso studio 2 - caso rurale.	122
13.19	Livello di carico nei rami - caso studio 2 - caso rurale.	123
13.20	Perdite allocate ai nodi - caso studio 2 - caso rurale.	124
13.21	Potenza immessa in rete - caso studio 2 - caso rurale.	125
13.22	Profili di pressioni nodali - caso base - caso rurale.	126
13.23	Portata nei rami - caso base - caso rurale.	127
13.24	Cadute di pressione nei rami - caso base - caso rurale.	128
13.25	Profilo di potenza attiva nella rete elettrica - caso rurale.	128
13.26	Produzione di idrogeno giornaliera - caso rurale.	129
13.27	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 - caso rurale.	130
13.28	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere estive - caso rurale. . . .	131

13.29	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere invernali - caso rurale. . .	132
13.30	Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - nodi - caso rurale. . .	134
13.31	Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - rami - caso rurale. . .	136
13.32	Potenza attiva immessa nella rete elettrica rurale.	138
13.33	Produzione di idrogeno giornaliera - caso estivo.	139
13.34	Produzione di idrogeno giornaliera - caso invernale.	139
13.35	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 - caso 2 kW.	140
13.36	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW.	141
13.37	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 - caso 4 kW.	142
13.38	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, estivo.	144
13.39	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, invernale.	145
13.40	Profili di temperature nodali - caso 4 kW.	147
13.41	Profili di pressioni nodali - caso 4 kW.	148
13.42	Cadute di pressione nei rami - caso 4 kW.	150
13.43	Portata nei rami - caso 4 kW.	151
13.44	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, nodo di iniezione 1.	153

13.45	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, nodo di iniezione 33.	154
14.1	Layer della rete elettrica industriale.	156
14.2	Mapping della rete gas - caso industriale.	157
14.3	Mapping dei consumi di gas - caso industriale.	157
14.4	Mapping delle portate di progetto - caso industriale.	158
14.5	Zone di consumo - caso industriale.	159
14.6	Rete gas di media pressione - caso industriale.	159
14.7	Simulazione steady state della rete gas - caso industriale.	160
14.8	Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - nodi - caso industriale.	162
14.9	Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - rami - caso industriale.	163
14.10	Profili di tensioni nodali - caso base - caso industriale.	164
14.11	Livello di carico nei rami - caso base - caso industriale.	165
14.12	Perdite allocate ai nodi - caso base - caso industriale.	166
14.13	Potenza immessa in rete - caso base - caso industriale.	167
14.14	Profili di pressioni nodali - caso base - caso industriale.	168
14.15	Portata nei rami - caso base - caso industriale.	169
14.16	Cadute di pressione nei rami - caso base - caso industriale.	170
14.17	Profilo di potenza attiva nella rete elettrica - caso industriale.	170

14.18	Produzione di idrogeno giornaliera - caso industriale.	171
14.19	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 - caso industriale.	172
14.20	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere estive - caso industriale. .	172
14.21	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere invernali - caso industriale.	173
14.22	Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - nodi - caso industriale.	175
14.23	Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - rami - caso industriale.	177
14.24	Potenza attiva immessa nella rete elettrica industriale.	178
14.25	Produzione di idrogeno giornaliera - caso estivo.	179
14.26	Produzione di idrogeno giornaliera - caso invernale.	180
14.27	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 - caso 1 kW.	181
14.28	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 1 kW.	182
14.29	Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 - caso 2 kW.	183
14.30	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, estivo.	185
14.31	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, invernale.	186
14.32	Profili di temperature nodali - caso 2 kW.	188
14.33	Profili di pressioni nodali - caso 2 kW.	189

14.34	Cadute di pressione nei rami - caso 2 kW.	191
14.35	Portata nei rami - caso 2 kW.	192
14.36	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 1 kW, nodo di iniezione 1.	194
14.37	Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 1 kW, nodo di iniezione 65.	195
15.1	Profilo di potenza attiva nella rete elettrica con P2G.	197
15.2	Produzione giornaliera di idrogeno e metano.	198
15.3	Quantità di idrogeno presente nel serbatoio.	199
15.4	Portata giornaliera di metano prodotto.	199
15.5	Profilo di potenza attiva nella rete elettrica con P2G - caso rurale.	200
15.6	Produzione giornaliera di idrogeno e metano - caso rurale.	201
15.7	Quantità di idrogeno presente nel serbatoio - caso rurale.	202
15.8	Portata giornaliera di metano prodotto - caso rurale.	203
15.9	Profilo di potenza attiva nella rete elettrica con P2G - caso industriale.	204
15.10	Produzione giornaliera di idrogeno e metano - caso industriale.	205
15.11	Quantità di idrogeno presente nel serbatoio - caso industriale.	206
15.12	Portata giornaliera di metano prodotto - caso industriale.	207

Lista delle Tabelle

2.1	Composizione dei feeder della rete urbana	23
2.2	Composizione dei feeder della rete rurale	25
2.3	Composizione dei feeder della rete industriale	26
4.1	Potenze nominali per ogni nodo e per ogni tipo di carico	34
4.2	Percentuali di utilizzo per ogni destinazione di uso e per ogni tipo di carico	38
6.1	Riassunto casi studi rete elettrica urbana.	72
9.1	Riassunto iniezione idrogeno rete gas urbana.	83
12.1	Riassunto iniezione idrogeno rete gas urbana - casi studio.	97
12.2	Riassunto effetti iniezione idrogeno sulla verifica verifica termo- fluidodinamica.	104
12.3	Riassunto iniezione idrogeno rete gas urbana - variazione nodo di iniezione.	106
13.1	Riassunto casi studi rete elettrica rurale.	125

13.2 Riassunto iniezione idrogeno rete gas rurale.	133
13.3 Riassunto iniezione idrogeno rete gas rurale - casi studio.	146
13.4 Riassunto effetti iniezione idrogeno sulla verifica termo-fluidodinamica - caso rurale.	152
13.5 Riassunto iniezione idrogeno rete gas rurale - variazione nodo di iniezione.	154
14.1 Riassunto iniezione idrogeno rete gas industriale.	173
14.2 Riassunto iniezione idrogeno rete gas industriale - casi studio.	186
14.3 Riassunto effetti iniezione idrogeno sulla verifica termo-fluidodinamica - caso industriale.	193
14.4 Riassunto iniezione idrogeno rete gas industriale - variazione nodo di iniezione.	195

Capitolo 1.

Introduzione

Le reti di distribuzione elettriche in media tensione si caratterizzano per avere un nodo di alimentazione (slack bus) ed i nodi restanti di tipo PQ. In Italia, esistono 2 valori di tensione nominale nelle reti di subtrasmissione: 132 kV (nord) e 150 kV (sud). Questo nodo "slack" (rete di subtrasmissione) alimenta la rete di media tensione attraverso un trasformatore AT/MT presente in cabina primaria. Le tensioni nominali sul lato di media più comuni in Italia sono 15 kV e 20 kV. Nel presente lavoro sono state scelte *tre* reti elettriche: due con tensioni nominali 132/15 kV (urbana ed industriale) ed una con tensioni nominali 150/20 kV (rurale). Per effettuare i calcoli di load flow nelle reti elettriche, è stato utilizzato l'algoritmo Backward Forward Sweep (BFS), valido per reti radiali, implementato in MATLAB. Inoltre, sono state scelte una potenza base di 1000 kVA ed una tensione base pari alla tensione nominale della rete sul lato di media.

Per creare i casi studio delle reti elettriche (presenza di reverse power flow ma rispettando i vincoli di esercizio), sono state calcolate le perdite allocate ai nodi, utilizzando il metodo della decomposizione delle correnti dei rami BCDLA (Branch Current Decomposition Loss Allocation), valido per reti radiali. Questi coefficienti

di allocazione delle perdite possono essere interpretati come coefficienti di sensitività, in altre parole, servono per capire dove inserire generazione (togliere carico) o dove inserire carico (togliere generazione) per aiutare alla rete. Come si voleva creare casi dove le reti non operassero di maniera ottimale, è stata applicata una logica inversa, inserendo generazione nei nodi con perdite allocate basse.

In Italia, le reti di distribuzione di gas di media pressione si classificano in *tre* categorie [2]: 4a Specie ($1,5 \text{ bar} < P \leq 5 \text{ bar}$), 5a specie ($0,5 \text{ bar} < P \leq 1,5 \text{ bar}$), e 6a specie ($0,04 \text{ bar} < P \leq 0,5 \text{ bar}$). In questo lavoro, è stata scelta la 4a specie come limiti di esercizio delle reti gas costruite. La costruzione delle reti gas è stata fatta basandosi sulle potenze nominali dei carichi installati nelle reti elettriche, dalle quali sono stimati il numero di utenze, ipotizzando le potenze contrattuali sulla base delle tipologie di carico e dalla potenza totale presente nel nodo. I calcoli delle reti gas (consumo totale annuo e portata massima oraria) sono stati effettuati utilizzando delle formule pratiche basate sullo studio statistico del comportamento della popolazione [3]. Questo metodo è applicato per le utenze residenziali (uso civile), quindi si possono ottenere risultati molto approssimati per il caso dei carichi residenziali e uffici, ma risultati non validi per gli altri tipi di carico, ad esempio commerciali e industriali. Per questa ragione, prima del dimensionamento della rete, sono state ricavate le portate di progetto per ogni utenza, basandosi su alcune ipotesi assunte per ciascun tipo di carico. Il dimensionamento delle reti gas è stato fatto determinando i diametri di tutti i rami partendo dalla lunghezza e dalle portate negli stessi,

verificando che le pressioni in tutti nodi rispettassero i limiti di esercizio [4]. Infine, i calcoli termo-fluidodinamici delle reti gas sono stati realizzati come due problemi separati [5]: il problema fluidodinamico per determinare le pressioni nodali e le portate nei rami, ed il problema energetico per determinare le temperature nodali, fino a trovare la convergenza di ogni ciclo e la convergenza globale. Questo modello termo-fluidodinamico è stato sviluppato con l'ausilio di MATLAB.

La tecnologia Power to Gas (P2G) permette di convertire l'eccesso di energia elettrica prodotta dalle risorse rinnovabili non controllabili (ad esempio fotovoltaica ed eolica) in idrogeno o metano, i quali possono essere iniettati nella rete di gas naturale. Il P2G è composto da 2 fasi: l'elettrolizzazione dell'acqua utilizzando il surplus di energia proveniente dalla rete elettrica, ottenendo così idrogeno e ossigeno separatamente e la metanazione che consiste in far reagire idrogeno con biossido di carbonio per ottenere metano. Questa tecnologia può servire come "storage" per la rete elettrica, permettendo di immagazzinare energia elettrica sotto forma di energia chimica. L'aspetto più interessante di questa tecnologia è che permette di analizzare di maniera combinata le reti elettriche e di gas, non parlando ne di power flow ne di gas flow, ma invece parlando di energy flow. Nel 2017 Chen et. al. [6], hanno realizzato un'analisi probabilistico multilineare di un sistema integrato elettrico - gas, dove espongono le equazioni di energy flow, le quali consistono nei bilanci di potenza (attiva e reattiva) che dipendono dalle tensioni e dal angolo di fase più il bilancio delle portate, che dipende dalle cadute di pressione. La difficoltà del sistema

di equazioni si trova nella non linearità delle equazioni del gas flow, perché la portata e le cadute di pressione hanno una relazione quadratica, invece le cadute di tensione ed i flussi di potenza hanno una relazione approssimativamente lineare, quindi, l'errore di linearizzazione sarà più grande nelle equazioni di gas flow che nelle equazioni di power flow.

La qualità del gas è definita da tre parametri (gas gravity, wobbe index ed il potere calorifico superiore). la gas gravity è la densità relativa del gas con rispetto a quella dell'aria, il potere calorifico superiore (HHV) è la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione ed il wobbe index è un indicatore dell'interscambiabilità dei gas il quale dipende da i due parametri precedenti. In Italia, per garantire la qualità del gas, si devono rispettare i seguenti vincoli in tutti i nodi della rete [5]: $(0,5548 \leq \text{gas gravity} \leq 0,8)$, $(47,31 \text{ MJ/Sm}^3 \leq \text{Wobbe index} \leq 52,33 \text{ MJ/Sm}^3)$ e $(34,95 \text{ MJ/Sm}^3 \leq \text{HHV} \leq 45,28 \text{ MJ/Sm}^3)$.

Nel presente lavoro si pretende fare un'analisi combinata di reti di distribuzione elettriche caratterizzate da reverse power flow verso la rete AT e di reti di distribuzione di gas, accoppiate tramite la tecnologia power to gas che permetta iniettare idrogeno o metano nella rete gas. Saranno mostrati la struttura, composizione e load flow delle reti elettriche di partenza, la costruzione e simulazione delle reti gas associate, la creazione dei casi di studio delle reti elettriche e la generazione ed iniezione di idrogeno e metano nelle reti gas.

Capitolo 2.

Struttura e Composizione delle Reti Elettriche

In questo capitolo si mostra in dettaglio la composizione e la struttura delle reti elettriche utilizzate, per quanto concerne il numero di nodi e rami ed i tipi di carichi e generazione connessi. Si nota che, in ogni nodo, è possibile la presenza contemporanea di diversi tipi di carico e di generazione.

2.1 Rete Urbana

Questa rete è composta da 97 nodi e 97 rami, uno dei quali è aperto per garantire la radialità della stessa. La rete contiene *quattro* tipologie di carico (residenziale, industriale, commerciale e uffici) e nessuna generazione distribuita. In dettaglio, la rete presenta:

- 48 nodi con carichi residenziali
- 22 nodi con carichi industriali
- 23 nodi con carichi commerciali
- 19 nodi con carichi di tipo uffici.

La rete è divisa in *undici* feeder, come mostrato in Figura 2.1. La composizione di ogni feeder è riportata nella Tabella 2.1.

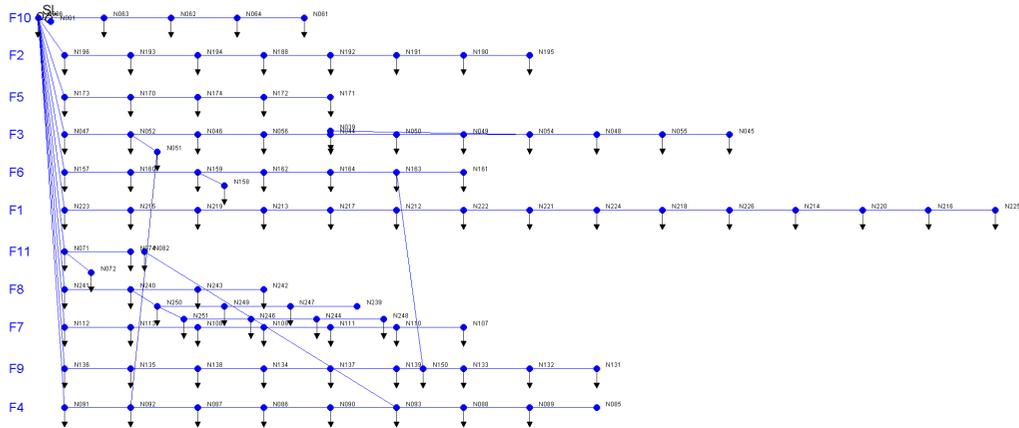


Figura 2.1: Rete urbana.

Tabella 2.1: Composizione dei feeder della rete urbana

Feeder	Nodi	RES	IND	COM	UFF
F1	1, 70 – 84	8	4	5	1
F2	62 – 69	3	5	1	2
F3	2 – 14	8	4	2	1
F4	22 – 31	6	2	2	0
F5	57 – 61	0	2	1	3
F6	48 – 56	4	1	5	1
F7	32 – 38	4	0	2	4
F8	85 – 96	6	1	0	4
F9	39 – 47	7	0	3	0
F10	15 – 18	0	3	0	3
F11	19 – 21	2	0	2	0

2.2 Rete Rurale

In questo caso, la rete è composta da 103 nodi e 102 rami tutti chiusi, essendo questa radiale. La rete contiene *tre* tipi di carico (residenziale, industriale e agricolo) ed un tipo di generazione distribuita (fotovoltaica), dove:

- 40 nodi presentano carichi residenziali
- 14 nodi presentano carichi industriali
- 67 nodi presentano carichi agricoli
- 5 nodi presentano generazione fotovoltaica.

La rete è composta da *sette* feeder, come si mostra in Figura 2.2. Nella Tabella 2.2 si mostra la composizione di ogni feeder in termini di carichi e generazione.

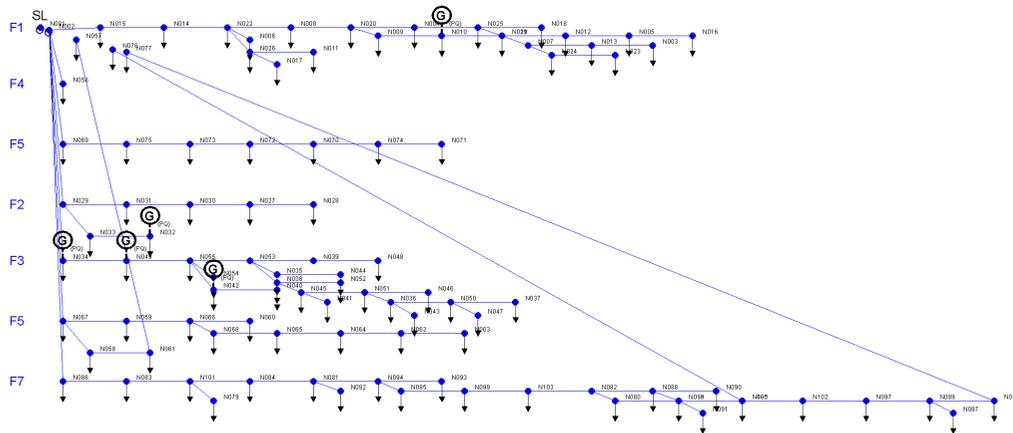


Figura 2.2: Rete rurale.

Tabella 2.2: Composizione dei feeder della rete rurale

Feeder	Nodi	RES	IND	AGR	PV
F1	1 – 25	7	2	16	1
F2	26 – 32	0	2	6	1
F3	33 – 54	13	3	9	3
F4	55	1	0	0	0
F5	56 – 68	5	3	12	0
F6	69 – 75	1	1	7	0
F7	76 – 102	13	3	17	0

2.3 Rete Industriale

Questa ultima rete contiene 100 nodi e 103 rami. ha una struttura debolmente magliata ad esercizio radiale, quindi ci sono *quattro* rami aperti. La rete contiene *tre* tipi di carico (residenziale, industriale e commerciale) e *tre* tipi di generazione distribuita (eolica, cogenerazione e fotovoltaica). Per quanto concerne i carichi, la rete presenta:

- 64 nodi con carichi residenziale
- 30 nodi con carichi industriali
- 26 nodi con carichi commerciali.

Per quanto concerne la generazione distribuita, la rete presenta:

- 19 nodi con generazione fotovoltaica
- 2 nodi con cogenerazione (CHP)
- 2 nodi con generazione eolica.

La rete è divisa in *sette* feeder, come si vede in Figura 2.3. La composizione di ogni feeder è dettagliata nella Tabella 2.3.

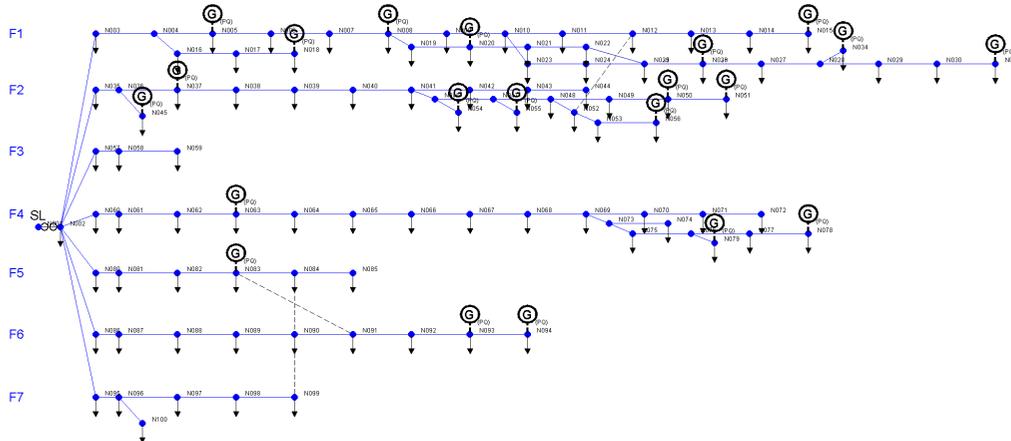


Figura 2.3: Rete industriale.

Tabella 2.3: Composizione dei feeder della rete industriale

Feeder	Nodi	RES	IND	COM	WIND	CHP	PV
F1	1 – 33	18	12	9	1	0	7
F2	34 – 55	12	8	9	0	0	7
F3	53 – 58	3	0	0	0	0	0
F4	59 – 78	11	4	5	0	0	3
F5	79 – 84	6	3	1	1	1	0
F6	85 – 93	8	2	1	0	1	2
F7	94 – 99	6	1	1	0	0	0

Capitolo 3.

Load Flow delle Reti Elettriche

Il calcolo dei flussi di potenza (load flow) per reti radiali viene tipicamente risolto attraverso metodo Backward Forward Sweep (BFS). Dal BFS load flow sono stati ottenuti il profilo di tensione, il livello di carico, le perdite totali e le deviazioni di tensione massime in ogni rete elettrica, di seguito descritti.

1) Profilo di tensione: Nella Figura 3.1 si mostrano i profili di tensione in tutti i nodi delle tre reti per una giornata completa, dove si osserva che, nel caso della rete urbana, le tensioni nodali rimangono entro i limiti di esercizio (0,9 - 1,1 p.u.) per tutta la giornata, con valori minimi nel pomeriggio e valori massimi durante la notte. Nel caso della rete rurale, le tensioni di tutti nodi soddisfano i vincoli della rete durante tutto il giorno. Si può anche osservare l'innalzamento del profilo di tensione dei nodi vicini agli impianti fotovoltaici a mezzogiorno, senza superare il valore massimo imposto. Per quanto riguarda la rete industriale, le tensioni in tutti i nodi sono sopra il limite di 1,1 p.u. per quasi tutta la giornata, soprattutto durante la notte, questo è dovuto al fatto che la tensione del nodo slack è pari a 1,1693 p.u. (calcolata con i valori reali del trasformatore AT/MT).

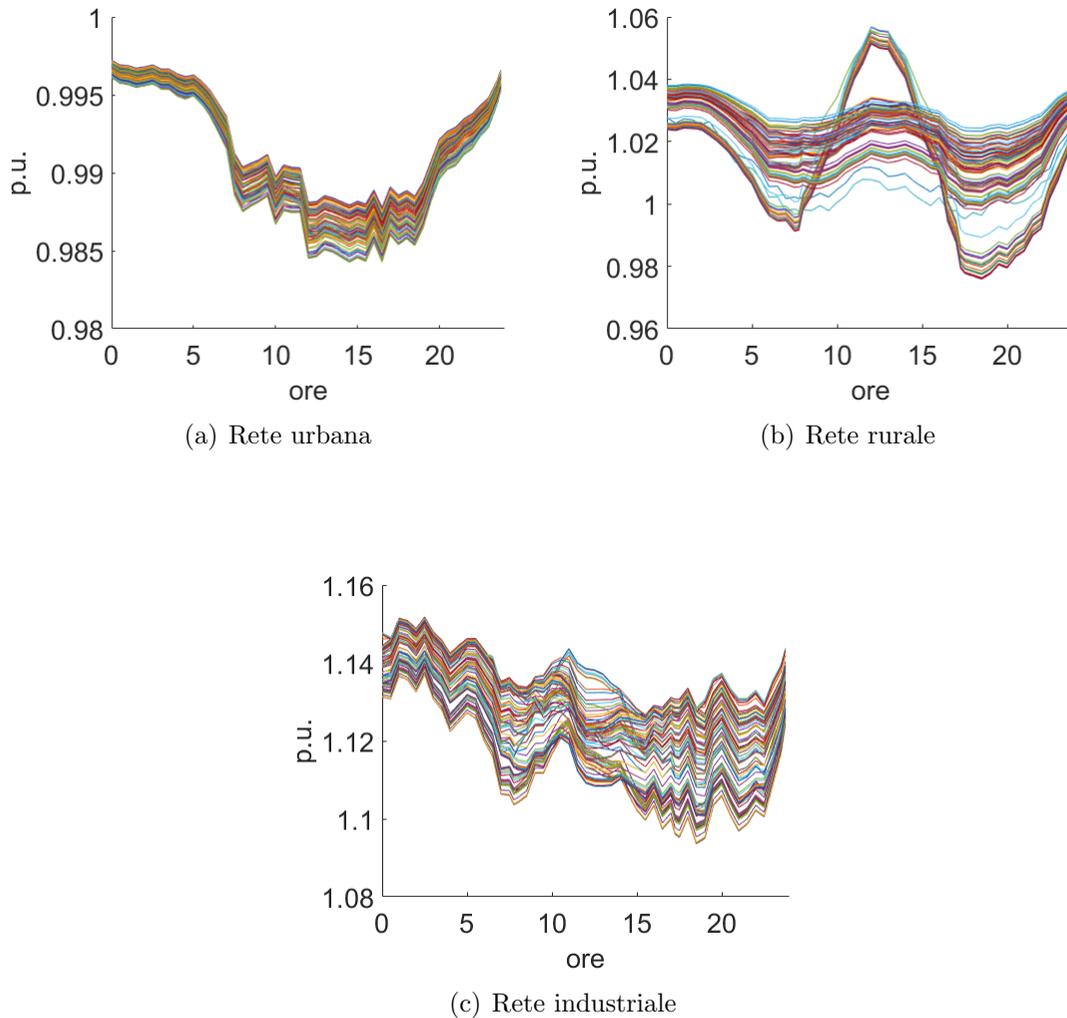


Figura 3.1: Profili di tensione delle tre reti.

2) Livello di carico: Nella Figura 3.2 si mostrano i livelli di carico in tutti i rami delle tre reti per un giorno completo, dove si nota che, nelle reti urbana e rurale, le correnti in tutti i rami sono inferiori al limite termico. Il caso più critico è la rete industriale, dove alcuni rami hanno un livello di carico vicino al valore massimo, e addirittura, in alcune ore, maggiore di questo. Invece, nelle altre due reti, il livello di carico massimo raggiunto è circa al 40% per il caso urbano e circa al 50% per il

caso rurale.

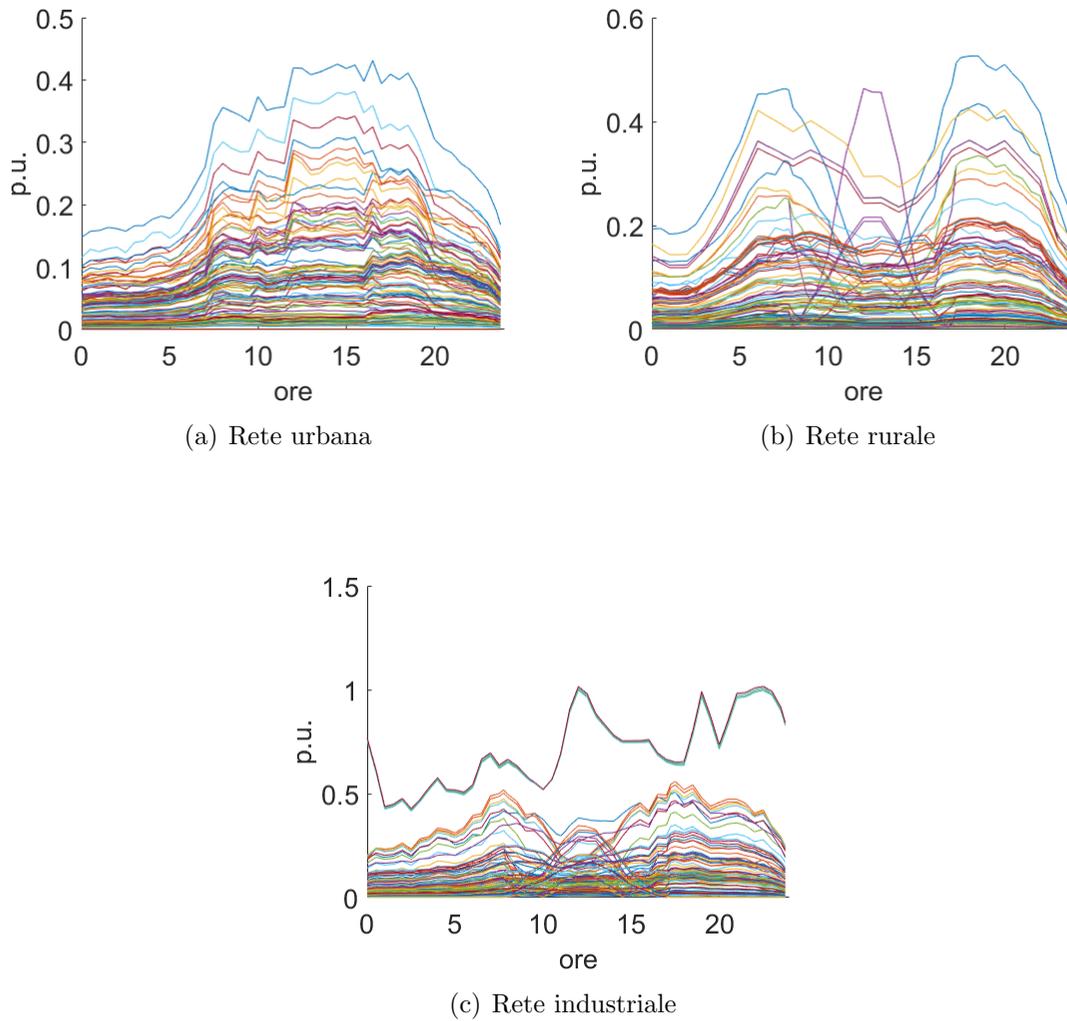


Figura 3.2: Livello di carico delle tre reti.

3) Perdite nel sistema e deviazione di tensione massima: Per completare il confronto tra le reti, sono stati calcolati le perdite totali nel sistema e le deviazioni di tensione massime dello stesso, i cui risultati sono riportati in Figura 3.3 e Figura 3.4 rispettivamente. Si può osservare che, nel caso della rete urbana, si hanno le perdite massime durante il pomeriggio, ed una perdita totale durante il giorno di 2,86 p.u.

Considerando le deviazioni di tensione, si raggiunge un valore massimo di 0,0157 p.u., sempre nel pomeriggio. Nel caso della rete rurale, si hanno le perdite massime durante la sera, avendo una perdita totale durante il giorno di 12,05 p.u. In questo caso, la deviazione di tensione massima è pari a 0,0569 p.u., raggiunta a mezzogiorno. Per quanto riguarda la rete industriale, la perdita totale durante il giorno è pari a 20,24 p.u., avendo valori massimi durante la sera. In questo caso, è stata raggiunta una deviazione massima di tensione di 0,1518 p.u. durante la notte. Si vede che la rete con perdite totali e deviazioni di tensione maggiori è quella industriale, invece quella con minori perdite totali e deviazioni di tensione è la rete urbana.

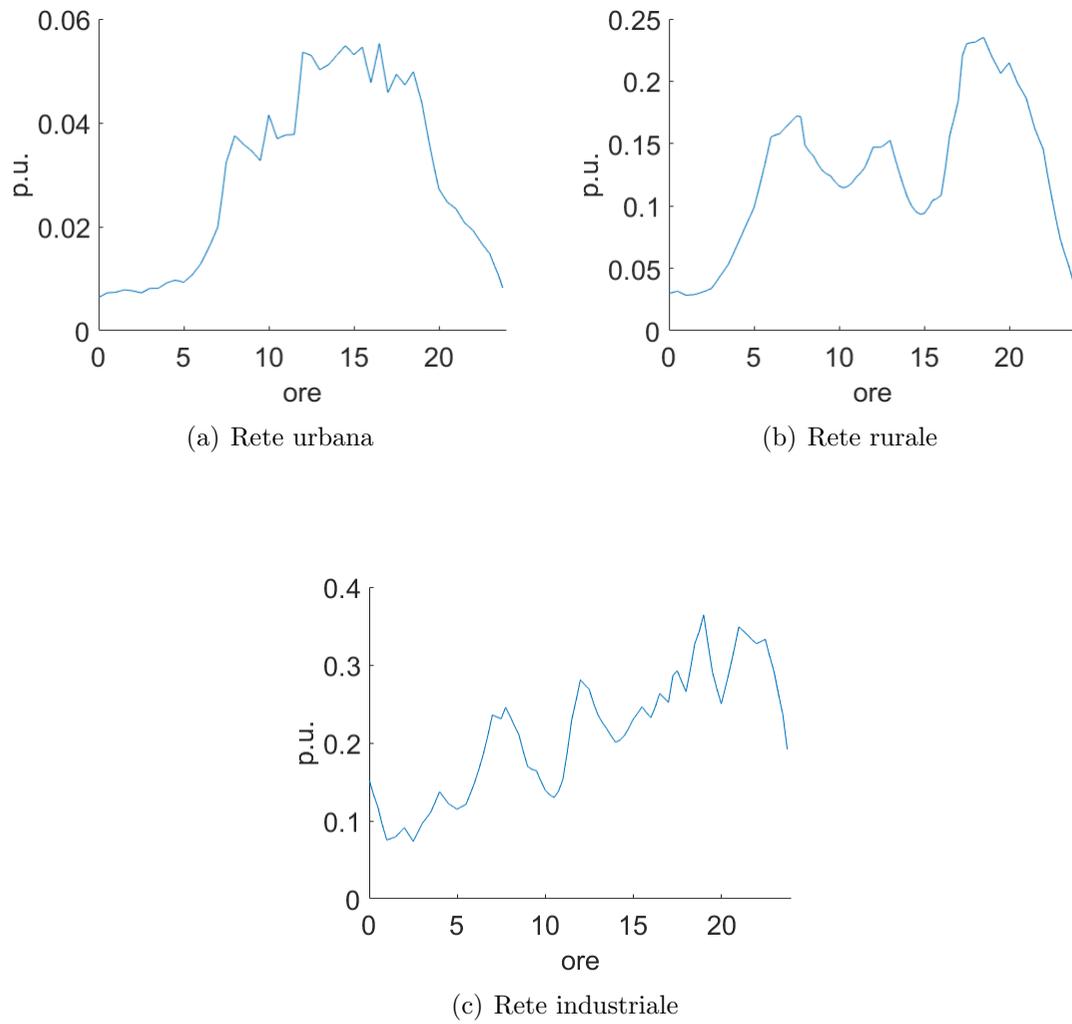


Figura 3.3: Perdite totali delle tre reti.

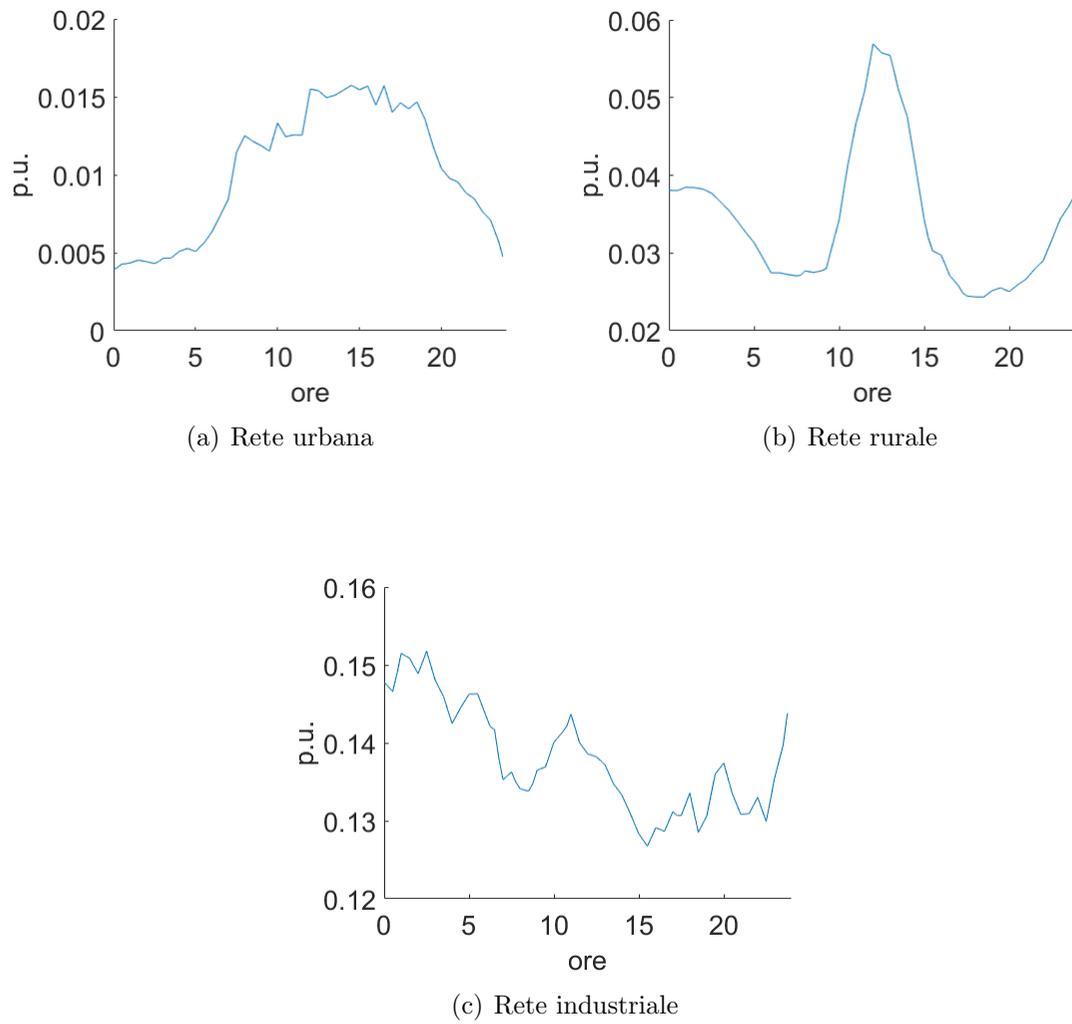


Figura 3.4: Deviazioni di tensione massime delle tre reti.

Capitolo 4.

Costruzione della Rete Gas Urbana

La costruzione della rete gas urbana è stata fatta partendo dal numero di utenze presenti nella rete elettrica, le quali sono state stimate dalle potenze nominali della stessa. Le potenze nominali e la stima del numero di utenze elettriche sono descritte nelle sezioni 4.1 e 4.2 rispettivamente.

4.1 Potenze Nominali

In questa sezione si mostrano le potenze attive (kW) e le potenze reattive (kvar) nominali, divise per ogni nodo e per ogni tipologia di carico, riportate nella Tabella 4.1, dove si vede che la rete presenta una potenza attiva totale di 25,571 MW (circa 26 MW) così suddivise:

- 10,733 MW di carico residenziale
- 3,925 MW di carico industriale
- 3,381 MW di carico commerciale
- 7,532 MW di carico di tipo ufficio.

Nodo	RES		IND		COM		UFF		TOTALE	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
78	0	0	0	0	107	52	0	0	107	52
79	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
80	0	0	0	0	214	104	0	0	214	104
81	0	0	0	0	0	0	269	130	269	130
82	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
83	0	0	0	0	107	52	0	0	107	52
84	171	83	0	0	107	52	0	0	278	135
85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86	0	0	170	83	0	0	0	0	170	83
87	0	0	0	0	0	0	269	130	269	130
88	0	0	0	0	0	0	538	260	538	260
89	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
90	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
91	0	0	0	0	0	0	269	130	269	130
92	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
93	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
94	171	83	0	0	0	0	0	0	171	83
95	270	130	0	0	0	0	0	0	270	130
96	0	0	0	0	0	0	269	130	269	130
Totale	10733	5204	3925	1899	3381	1641	7532	3640	25571	12384

Dalla Tabella 4.1, si osserva inoltre che la potenza attiva totale in ogni nodo presenta un valore minimo di 22 kW (nodo 70) ed un valore massimo di 1044 kW (nodo 65). Partendo da queste potenze nominali, è stato stimato il numero di utenze, come è riportato nella sezione 4.2.

4.2 Stima del Numero di UtENZE Elettriche

Partendo dalle potenze nominali, divise per nodo e per tipologia di carico, è stata realizzata la stima del numero di utenze elettriche, ipotizzando le potenze di riferi-

mento per i carichi di ciascuna utenza. Questo è stato fatto tenendo conto del tipo di carico e del valore della potenza nominale totale del carico in questione. Nelle sottosezioni seguenti si mostrano le ipotesi fatte e la stima del numero di utenze per ciascun tipo di carico.

4.2.1 Carichi Residenziali

In questo caso, è stata ipotizzata una potenza di riferimento di 3 kW per ogni utenza, ottenendo così il numero di abitazioni, che variano da 45 a 171, nei nodi che hanno carichi residenziali. Il numero totale di abitazioni è uguale a 3578 ed ipotizzando che ci siano 3,2 abitanti per famiglia [3], il numero totale di abitanti è circa a 11500.

4.2.2 Carichi tipo Uffici

Per questo tipo di carico, sono stati ipotizzati *tre* valori di potenza di riferimento (3, 6 e 9 kW¹), associati rispettivamente ai tre valori diversi di potenza nominale (269, 538 e 807 kW), presenti nei nodi con carichi di tipo uffici. Con queste assunzioni, è stato ottenuto il numero totale di uffici, pari a 1704.

4.2.3 Carichi Commerciali

Per quanto concerne i carichi commerciali, sono stati ipotizzati *cinque* valori di potenza di riferimento (6, 10, 15, 20 e 30 kW), affinché il numero di utenze commerciali, nei nodi che presentano questo tipo di carico, sia circa 10. Con queste assunzioni, il numero totale di utenze commerciali è uguale a 243.

¹La potenza di riferimento scelta (9 kW) non è uguale alla tipica potenza contrattuale (10 kW).

4.2.4 Carichi Industriali

Per quanto riguarda i carichi industriali, è stato ipotizzato un solo utente collegato direttamente al nodo della rete di media tensione, caratterizzato quindi da potenza di riferimento pari alla potenza nominale di tipo industriale presente nel nodo in questione. Con queste ipotesi, il numero totale di utenti industriali è uguale a 22.

4.3 Calcoli della Rete Gas

In questa sezione si mostra in dettaglio il calcolo del consumo totale annuo di gas e della portata massima oraria, basandosi sul numero di utenze stimate nella sezione 4.2.

4.3.1 Calcolo del Consumo Totale Annuo

Per effettuare questo calcolo, è stato utilizzato il metodo descritto in [3]. Sono state assunte le percentuali di utilizzo per ogni destinazione di uso e per ciascun tipo di carico, riportate nella Tabella 4.2.

Tabella 4.2: Percentuali di utilizzo per ogni destinazione di uso e per ogni tipo di carico

Tipo di Utenza	Cucina	Acqua Calda	Riscaldamento	Riscaldamento Centralizzato	Riscaldamento Singolo	Riscaldamento con Stufe
Residenziale	96%	40%	80%	43%	20%	37%
Uffici	0%	40%	80%	60%	40%	0%
Commerciale	50%	40%	80%	60%	40%	0%

Inoltre, sono stati ipotizzati i consumi annuali per singolo utente, di seguito descritti:

- cucina: $140 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per utente
- acqua calda: $170 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per utente
- riscaldamento centralizzato: $3,94 * GG^{0,837} \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per utente
- riscaldamento singolo: $3,10 * GG^{0,837} \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per utente
- riscaldamento con stufe: $1,42 * GG^{0,837} \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per utente

dove GG sono i gradi giorno, ovvero un'unità di misura che indica il fabbisogno termico per il riscaldamento delle abitazioni in una determinata località. Per questo studio è stato assunto un valore di $GG = 2617$, pari al valore di Torino. Partendo dal numero di utenze effettive e dai consumi annuali per singolo utente assunti, sono stati calcolati i consumi annuali per ogni destinazione di uso e per ciascuna tipologia di carico (residenziale, uffici e commerciale).

Il consumo totale annuo di gas delle utenze industriali è stato determinato utilizzando una formula empirica basata sul numero di utenze residenziali e sui gradi giorno [3], riportata nella Equazione 4.1:

$$\text{Consumo Utente Industriali} = \text{Utenze Residenziali} * (100 + 0,225 * GG^{0,837}) \quad (4.1)$$

Sommando i consumi totali di ogni tipo di carico, si ottiene un consumo totale annuo circa a $12 * 10^6 \text{ Sm}^3/\text{anno}$, suddiviso come si mostra di seguito:

- $6,76 * 10^6 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per le utenze residenziali

- $3,75 * 10^6 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per le utenze di tipo uffici
- $0,55 * 10^6 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per le utenze commerciali
- $0,94 * 10^6 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ per le utenze industriali.

4.3.2 Calcolo della Portata Massima Oraria

Per determinare la portata massima oraria, è stata utilizzata una formula empirica basata sul consumo totale annuo e sul numero di utenze residenziali [3], riportata nella Equazione 4.2:

$$Portata \text{ Max. Oraria} = (Consumo \text{ Totale Annuo} * 1,02)^{0,888} * 0,00101 * U^{0,112} \quad (4.2)$$

La portata massima oraria ricavata con la Equazione 4.2 è uguale a $4971,46 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

4.4 Mapping della Rete Gas

Per conoscere la distribuzione dei consumi di gas su ogni nodo e su ciascuna utenza di ogni tipo di carico, è stato fatto il mapping della rete gas, partendo dal layer della rete elettrica urbana in media tensione, riportato in Figura 4.1, dove si osserva che il layer è stato diviso in quadretti, ognuno con un'area di $0,01 \text{ km}^2$. Si può anche notare che i nodi hanno diversi colori, che dipendono dal tipo di carico che sono collegati agli stessi, secondo il seguente criterio:

- verde: nodi con carichi residenziali
- viola: nodi con carichi tipo uffici

- giallo: nodi con carichi commerciali
- rosso: nodi con carichi industriali.

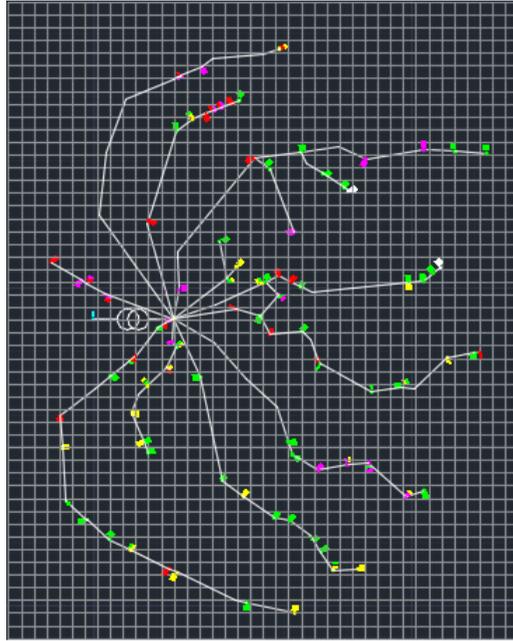


Figura 4.1: Layer della rete elettrica urbana.

Come precedentemente riportato, è possibile che due o più tipi di carico esistano sullo stesso nodo. In questi casi, il nodo ha il colore del tipo di carico che presenta una potenza installata maggiore. Per realizzare il mapping della rete gas, sono state fatte delle assunzioni riguardanti i diversi tipi di carico, descritte nelle sottosezioni seguenti.

4.4.1 Carichi Residenziali

Per questo tipo di carico, sono state assunte tre densità abitative diverse, come si mostra di seguito:

- alta densità: 1500 abitanti/km²

- media densità: 1000 abitanti/km²
- bassa densità: 500 abitanti/km².

Con queste assunzioni, sono stati calcolati, per i tre casi, il numero di utenze (famiglie) e la potenza installata (kW) per ogni km²; tali indici aumentano proporzionalmente alla densità abitativa.

4.4.2 Carichi tipo Uffici

Per quanto concerne i carichi tipo uffici, è stata fatta l'ipotesi che un quadretto corrisponda a 1 kW installato. Con questa ipotesi, sono stati ricavati, per i tre valori di potenza di riferimento (3, 6 e 9 kW), il numero di uffici per ogni quadretto e per ogni km² e la potenza installata per ogni km². Poiché il numero di uffici è uguale per le tre potenze considerate (90), all'aumentare della potenza di riferimento, diminuisce il numero di uffici per quadretto e per km², pur mantenendosi costante la potenza installata per km² per tutti i casi.

4.4.3 Carichi Commerciali

Per quanto riguarda i carichi commerciali, sono stati assunti diversi numeri di quadretti per ogni utenza, in funzione della potenza di riferimento:

- 1 quadretto/utenza per le utenze con potenza di riferimento di 30 kW
- 0,66 quadretti/utenza per le utenze con potenza di riferimento di 20 kW
- 0,5 quadretti/utenza per le utenze con potenza di riferimento di 15 kW

- 0,25 quadretto/utenza per le utenze con potenza di riferimento di 10 kW
- 0,1 quadretto/utenza per le utenze con potenza di riferimento di 6 kW.

Con queste assunzioni, sono stati determinati il numero di utenze per ogni quadretto e per ogni km²; tali indici, aumentano al diminuire della potenza di riferimento. La potenza installata per ogni km², quindi, non è uguale per tutti i casi.

4.4.4 Calcolo del numero di quadretti per ogni nodo

Partendo dalle assunzioni fatte precedentemente e dal numero di utenze stimato per ciascun tipo di carico, è stato calcolato il numero di quadretti totale per ogni nodo e per ciascuna tipologia di carico. Questi quadretti rappresentano le aree dove si sviluppano le reti di bassa tensione (BT) a valle dei trasformatori MT/BT presenti nelle cabine secondarie. Il mapping della rete gas è riportato in Figura 4.2, in cui si può vedere che i quadretti hanno gli stessi colori dei nodi di rete a cui si riferiscono, ma cambiano le tonalità dei colori, che dipendono dalla densità abitativa (per i carichi residenziali), oppure dalla potenza contrattuale (per i carichi commerciali e di tipo uffici).



Figura 4.2: Mapping della rete gas.

4.5 Calcolo dei consumi per ogni quadretto

Partendo dal numero di quadretti calcolato precedentemente riferiti ad ogni nodo della rete, dalle assunzioni fatte per lo sviluppo del mapping della rete gas e dai consumi totali calcolati per ciascuna tipologia di carico, sono stati ricavati i consumi annuali per ogni quadretto e per ogni utenza, come evidenziato nelle sottosezioni seguenti.

4.5.1 Carichi Residenziali

Per i carichi residenziali, è stata ricavata la potenza totale installata (kW) per le tre zone (alta, media e bassa densità) e, da queste potenze, è stato calcolato il consumo di gas per ogni zona, mantenendo le stesse proporzioni della ripartizione

della potenza attiva totale. Il consumo di ogni zona è stato diviso per il numero di quadretti presenti nelle stesse, ottenendo così il consumo per ogni quadretto in ciascuna delle tre zone, i quali sono riportati di seguito:

- alta densità: 8862,88 Sm³/anno per quadretto
- media densità: 5908,59 Sm³/anno per quadretto
- bassa densità: 2954,29 Sm³/anno per quadretto.

Dai consumi precedenti e dalle assunzioni fatte per il mapping, è stato determinato il consumo per ogni utenza (famiglia), che è uguale a 1890,75 Sm³/anno per tutti i tre casi.

4.5.2 Carichi tipo Uffici

Per quanto riguarda i carichi tipo uffici, è stato realizzato lo stesso procedimento introdotto per i carichi residenziali, ma questa volta con riferimento ai valori di potenza di riferimento (3, 6 e 9 kW), ottenendo così un consumo per ogni quadretto pari a 44787,17 Sm³/anno per tutti i tre casi. Il consumo per ogni utenza, però, è diverso in ciascuna zona:

- 1492,91 Sm³/anno per gli uffici con potenza di riferimento pari a 3 kW
- 2985,81 Sm³/anno per gli uffici con potenza di riferimento pari a 6 kW
- 4478,72 Sm³/anno per gli uffici con potenza di riferimento pari a 9 kW.

4.5.3 Carichi Commerciali

Per quanto concerne i carichi commerciali, è stato realizzato lo stesso procedimento eseguito per i carichi tipo uffici, ottenendo i seguenti valori:

- 9796,02 Sm³/anno per quadretto e 979,6 Sm³/anno per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 6 kW
- 6530,68 Sm³/anno per quadretto e 1632,67 Sm³/anno per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 10 kW
- 4898,01 Sm³/anno per quadretto e 2449 Sm³/anno per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 15 kW
- 4947,48 Sm³/anno per quadretto e 3265,34 Sm³/anno per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 20 kW
- 4898,01 Sm³/anno per quadretto e 4898,01 Sm³/anno per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 30 kW.

4.6 Mapping dei Consumi di Gas

In questa sezione, sono stati indicati i consumi di gas per ogni quadretto nella mappa fatta nella sezione 4.4. La nuova mappa è riportata in Figura 4.3.

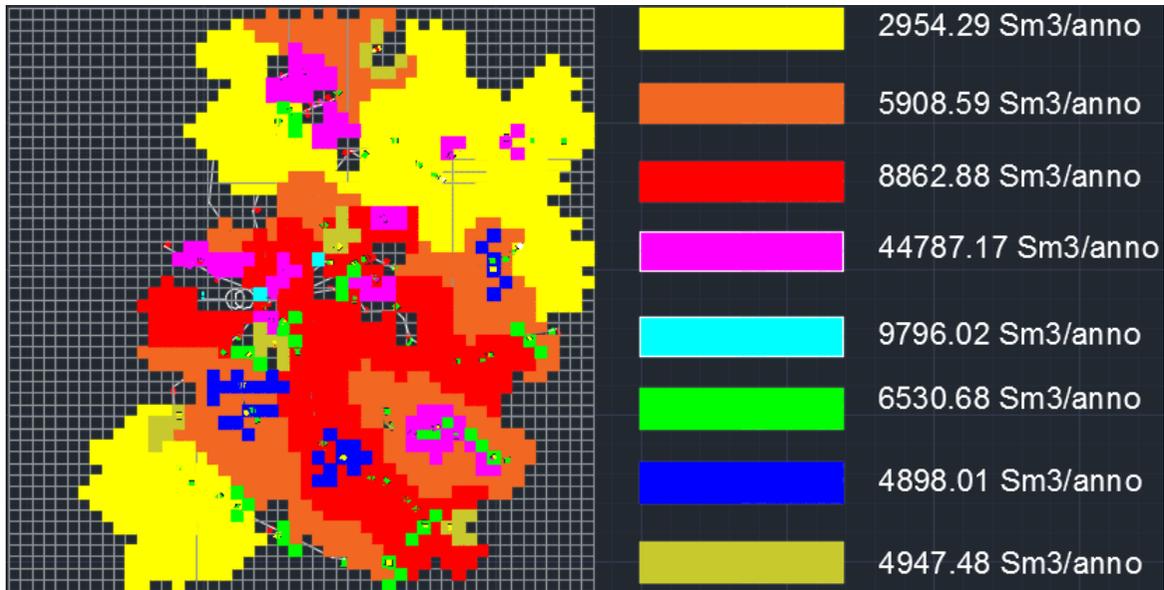


Figura 4.3: Mapping dei consumi di gas.

4.7 Portate di Progetto

Per il dimensionamento della rete gas si ha bisogno delle portate massime orarie. Per il calcolo di queste portate, per ogni utenza e per ogni quadretto, sono state fatte alcune ipotesi dipendenti dalla tipologia di carico, descritte nelle sottosezioni seguenti.

4.7.1 Carichi Residenziali

Per questo tipo di carico, sono state ipotizzate, per tutte le tre densità abitative, una portata giornaliera per m² pari a 0,25 Sm³/d/m² ed una superficie di 100 m² per ogni abitazione. Inoltre, sono stati ipotizzati un picco di portata massima pari al 6,3% [4] della portata giornaliera ed un fattore di contemporaneità pari a 0,55. Dalle ipotesi precedenti, è stata ottenuta una portata massima oraria pari a 0,87 Sm³/h per ogni

utenza e moltiplicando per il numero di utenze al km^2 e per l'area di un quadretto, si ottengono le portate massime orarie per ogni quadretto, riportate di seguito:

- bassa densità: $1,35 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto
- media densità: $2,71 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto
- alta densità: $4,06 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto.

4.7.2 Carichi tipo Uffici

Per quanto riguarda i carichi tipo uffici, è stata ipotizzata una portata giornaliera per m^2 pari a $0,25 \text{ Sm}^3/\text{d}/\text{m}^2$ ma diverse superfici (50, 100 e 150 m^2) per gli uffici di 3, 6 e 9 kW rispettivamente. Sono stati utilizzati un picco di portata massima pari al 6,3% [4] ed un fattore di contemporaneità pari a 0,9. Dalle assunzioni precedenti, sono state ottenute le portate massime orarie per ogni utenza, di seguito riportate:

- $0,71 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per gli uffici con potenza di riferimento pari a 3 kW
- $1,42 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per gli uffici con potenza di riferimento pari a 6 kW
- $2,13 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per gli uffici con potenza di riferimento pari a 9 kW.

Partendo dalle portate sopra riportate, è stata ricavata una portata massima oraria per quadretto pari a $21,26 \text{ Sm}^3/\text{h}$, uguale per tutte le categorie di utenze.

4.7.3 Carichi Commerciali

Per quanto concerne i carichi commerciali da 6 kW, è stato realizzato lo stesso procedimento utilizzato per i carichi tipo uffici, assumendo una superficie di 100

m^2 per ogni utenza. Con riferimento alle utenze oltre i 6 kW, è stata ipotizzata una portata giornaliera per m^3 pari a $0,055 \text{ Sm}^3/\text{d}/\text{m}^3$ per ciascuna utenza. Per il calcolo del volume delle utenze, sono state assunte le seguenti superfici e altezze:

- superficie di 500 m^2 ed altezza di 3 m per utenze di 10 kW
- superficie di 1000 m^2 ed altezza di 3 m per utenze di 15 kW
- superficie di 2500 m^2 ed altezza di 5 m per utenze di 20 kW
- superficie di 3500 m^2 ed altezza di 6 m per utenze di 30 kW.

Per tutte le categorie di utenze, sono stati assunti fattore di contemporaneità pari a 0,9 ed picco di portata massima pari al 5,5% [4] della portata giornaliera, ottenendo così le seguenti portate massime orarie per ciascuna utenza e per ogni quadretto:

- $1,42 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto e $14,18 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 6 kW
- $4,08 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto e $16,34 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 10 kW
- $8,17 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto e $16,34 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 15 kW
- $34,03 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto e $51,56 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 20 kW
- $57,17 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per quadretto e $57,17 \text{ Sm}^3/\text{h}$ per utenza per le zone con potenza di riferimento pari a 30 kW.

4.7.4 Carichi Industriali

Per i carichi industriali, è stata ipotizzata una portata giornaliera per m^3 pari a 0,06 $Sm^3/d/m^3$ per tutte le aziende. Per determinare il numero di quadretti che occupa ogni azienda, sono stati riempiti i quadretti lasciati vuoti in Figura 4.2 e dal numero di quadretti, è stata calcolata la superficie in m^2 di ogni azienda. Inoltre, è stato applicato un fattore (0,4 - 0,6) per trovare la superficie effettiva da riscaldare ed è stata assunta un'altezza pari a 7 m per tutte le aziende. Infine, è stato assunto il picco di portata massima pari al 5,5% [4] della portata giornaliera ed è stato applicato un fattore di contemporaneità pari a 0,9, ottenendo così la portata massima oraria, dovuta al riscaldamento, per tutte le aziende, essendo il totale pari a 9542,61 Sm^3/h . Per quanto concerne le portate destinate al uso tecnologico, è stato ipotizzato che ciascuna azienda appartiene a un settore industriale. Partendo dai consumi orari totali per le aziende di ogni settore [7], sono stati ricavati i consumi orari destinati all'uso tecnologico per ciascuna azienda, ottenendo un totale per tutte le aziende pari a 3799,64 Sm^3/h e quindi una portata massima oraria totale di 13342,25 Sm^3/h .

4.8 Mapping delle Portate di Progetto

In questa sezione, sono riportate le portate di progetto per ogni quadretto nella mappa della Figura 4.4, riguardanti i carichi residenziali, uffici e commerciali.

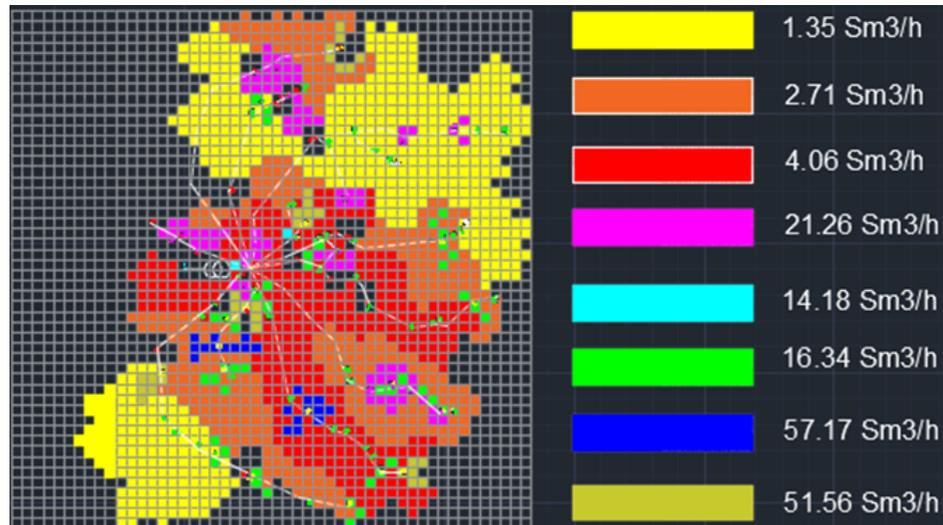


Figura 4.4: Mapping delle portate di progetto.

4.9 Raggruppamento per Zone di Consumo

Prima di tracciare la rete gas, è stata divisa la mappa della stessa in aree o zone di consumo, in modo che ogni zona avesse grossomodo la stessa portata di progetto. Sono state ottenute 12 zone più le 22 aziende industriali, che sono considerate come carichi puntuali, ognuna con la sua portata massima oraria. Le 12 zone e le 22 aziende industriali (in rosso) sono riportate in Figura 4.5.

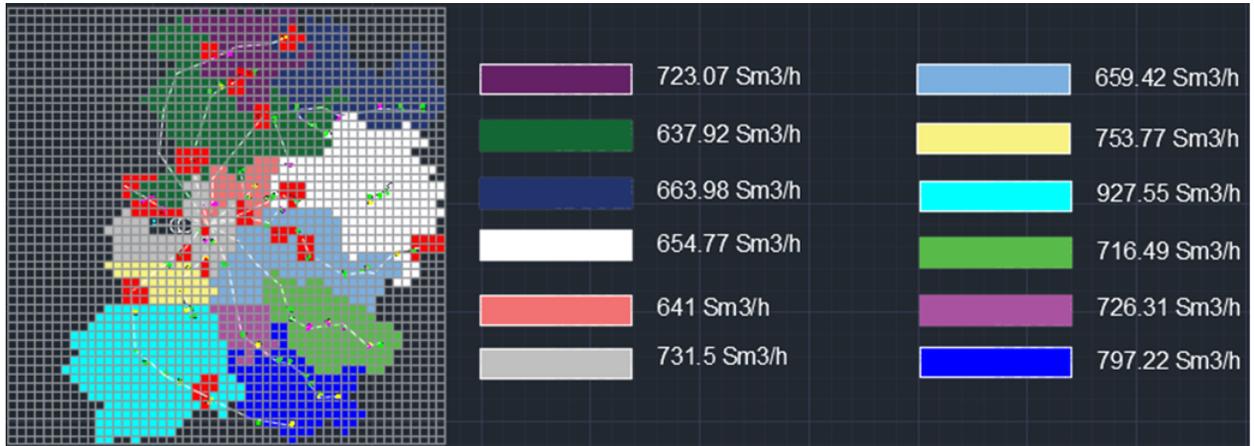


Figura 4.5: Zone di consumo.

Per il calcolo delle portate di progetto per ogni zona, riportate in Figura 4.5, sono state sommate le portate massime orarie per ogni quadretto che ogni zona contiene. Le zone possono contenere diverse tipologie di carico (residenziale, uffici e commerciale) ed anche diverse categorie di utenze di una stessa tipologia di carico.

4.10 Tracciato della Rete Gas

Partendo dalle zone di consumo e dalle aziende industriali, è stata tracciata la rete gas ramificata in media pressione (4a specie), corrispondente ad un livello di pressione compreso fra gli 1,5 ed i 5 bar [2]. Per realizzare il tracciato della rete, si parte dalla cabina di primo salto (detta cabina REMI) fino a fornire tutte le zone (cabine di secondo salto o IRF - Impianti di Riduzione Finale) e tutte le aziende industriali (IRI - Impianti di Riduzione Industriale). La rete ottenuta contiene 65 nodi e 64 rami ed è riportata in Figura 4.6.

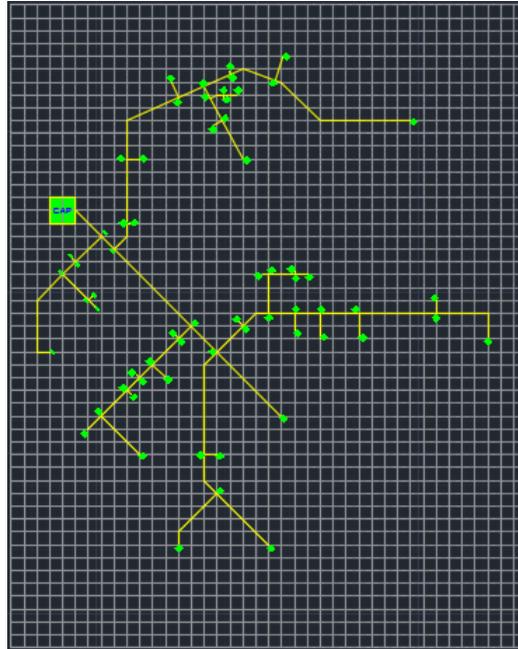


Figura 4.6: Rete gas di media pressione.

In Figura 4.7, si mostra la rete gas che alimenta tutte le zone di consumo ed tutte le aziende industriali.

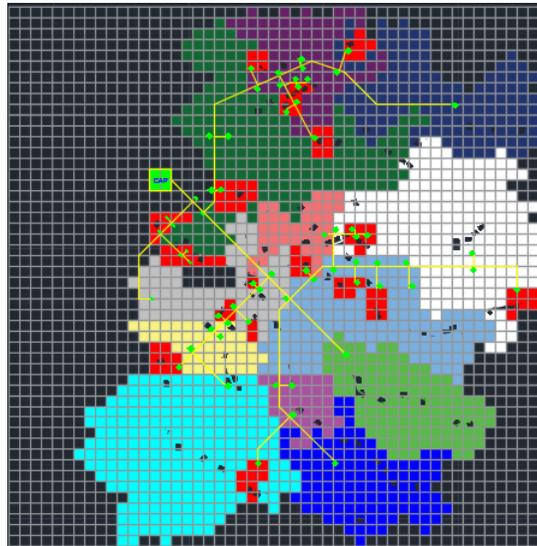


Figura 4.7: Rete gas che alimenta tutte le zone di consumo ed i siti industriali.

4.11 Dimensionamento della Rete Gas

In questa sezione è descritto il dimensionamento della rete gas, utilizzando il metodo spiegato in [4] per reti ramificate di media pressione, che consiste nel determinare i diametri di tutti i rami (tubi). Prima di tutto, sono state ricavate le portate nei rami, partendo dalle portate scambiate con l'esterno (portate richieste per ogni zona alimentata dalle cabine di secondo salto e per ogni utenza industriale) e utilizzando la matrice di incidenza della rete. Il dimensionamento è stato fatto dividendo la rete in cinque feeder. Per ogni feeder si parte dal nodo più lontano, assegnando una pressione pari a 1,5 bar, e si sommano i salti di pressione fino ad arrivare alla cabina di primo salto, avendo cura che la sua pressione sia minore di 5 bar (per garantire il range di pressione scelto). Poiché i salti di pressione dipendono principalmente dalle portate nei rami e dalla geometria degli stessi (lunghezza e diametro), il metodo consiste nel variare il diametro di ogni ramo presente nel percorso principale del feeder in modo di che il salto totale disponibile sia distribuito uniformemente negli stessi, verificando che le pressioni siano all'interno dei limiti di esercizio. Per il dimensionamento dei rami che sono allacciati ai feeder ma non appartenenti al percorso principale, il processo è inverso: partendo dalle pressioni note dei nodi presenti nel percorso principale, sono sottratti i salti di pressione fino ad arrivare ai nodi terminali con pressioni maggiori di 1,5 bar. Una volta dimensionata, si è proceduto ad una prima simulazione di verifica fluidodinamica della rete, come descritto nella sezione 4.12.

4.12 Simulazione della Rete Gas

La simulazione della rete gas è stata realizzata di due maniere diverse: la prima nello stato stazionario (steady state), analizzando il suo comportamento nell'ora di punta (caso più critico), la seconda, utilizzando i profili orari di prelievo delle utenze termiche per ciascuna tipologia di carico, guardando il comportamento della rete durante tutta la giornata.

4.12.1 Simulazione della Rete Gas nello Stato Stazionario

Partendo dai dati dei rami (lunghezza, diametro, scabrezza, ecc.) e dalle portate scambiate con l'esterno per ogni nodo, è stata simulata la rete gas nello stato stazionario, implementando il modello fluido-termodinamico su MATLAB descritto in [5]. Per determinare i valori iniziali delle pressioni nodali, è stata assegnata nella cabina di primo salto una pressione pari a 5 bar. Con l'ausilio della matrice di incidenza inversa della rete sono stati sottratti i salti di pressioni ricavati nel dimensionamento fino a ottenere le pressioni in tutti i nodi, le quali sono state utilizzate come primo tentativo dentro il modello. Come risultato della simulazione della rete gas, sono state ottenute le pressioni e le temperature nodali e le cadute di pressione e portate nei rami, riportate in Figura 4.8, dove si può osservare che nell'ora di punta, le pressioni in tutti i nodi sono contenute nei limiti scelti (1,5 - 5 bar) e che la temperatura si stabilizza rapidamente. Per quanto riguarda i rami si può notare che tutti hanno una caduta di pressione minore a 1 bar e che la portata massima oraria presente nella

rete (ramo principale) è circa a $22 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

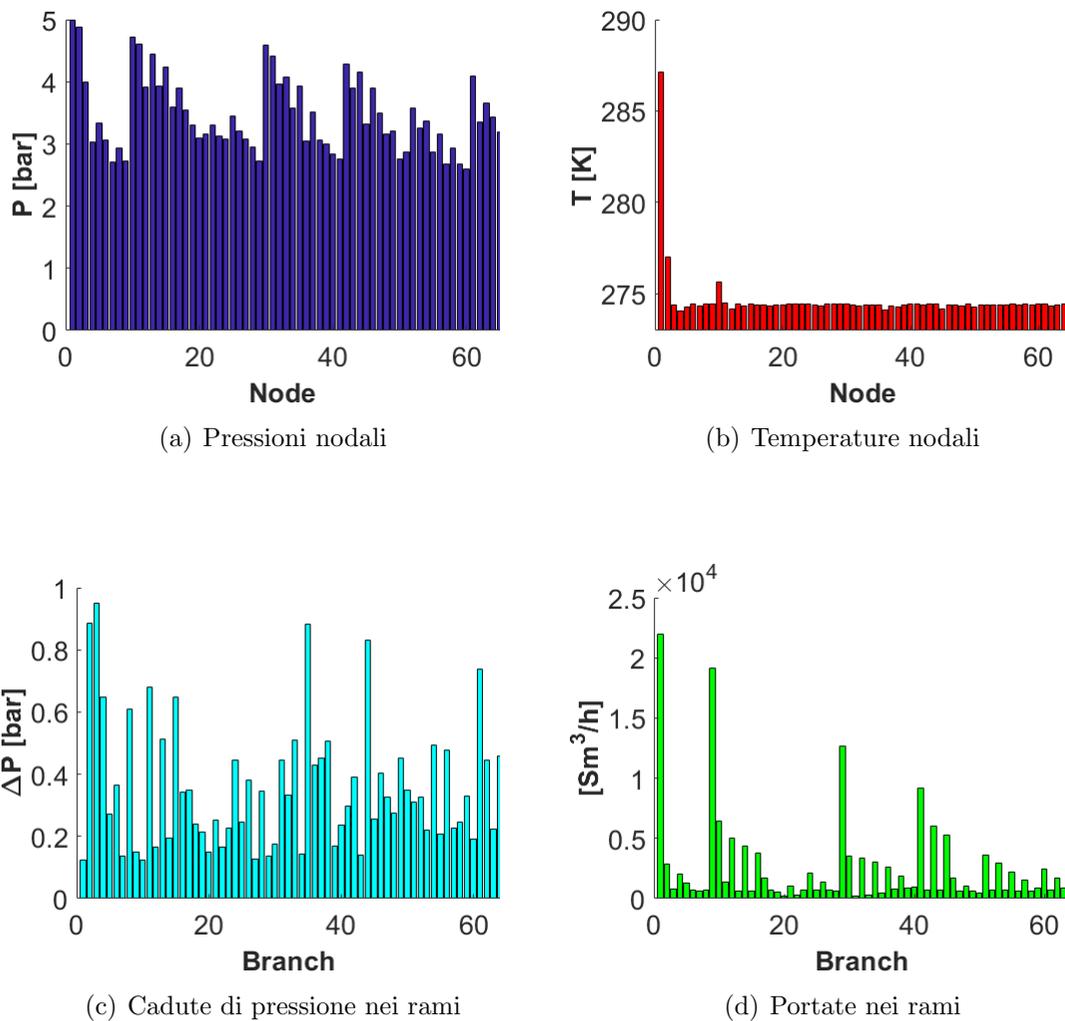
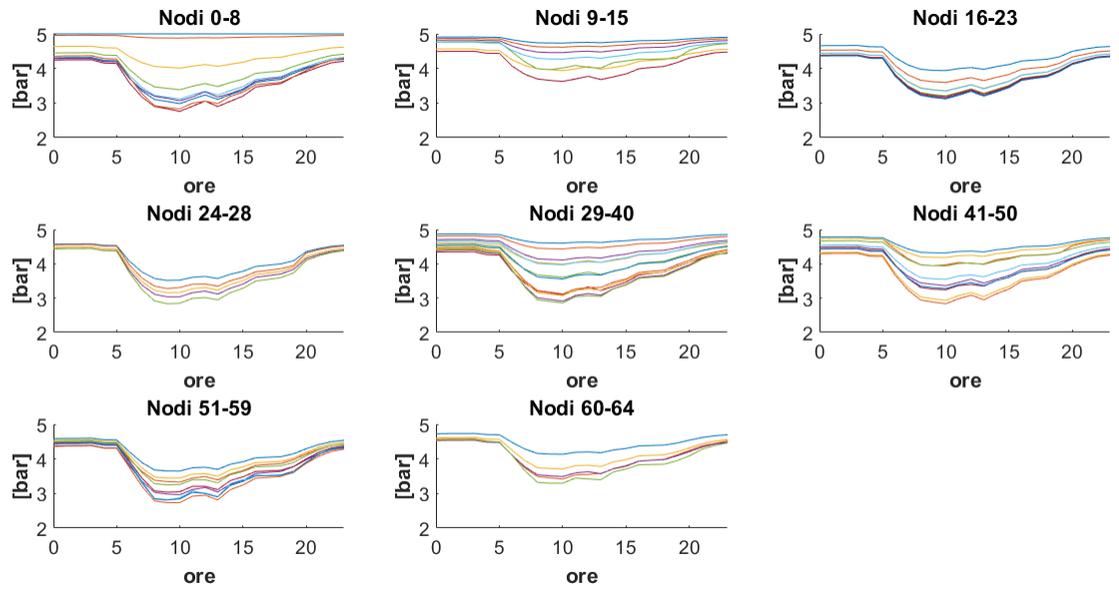


Figura 4.8: Simulazione steady state della rete gas.

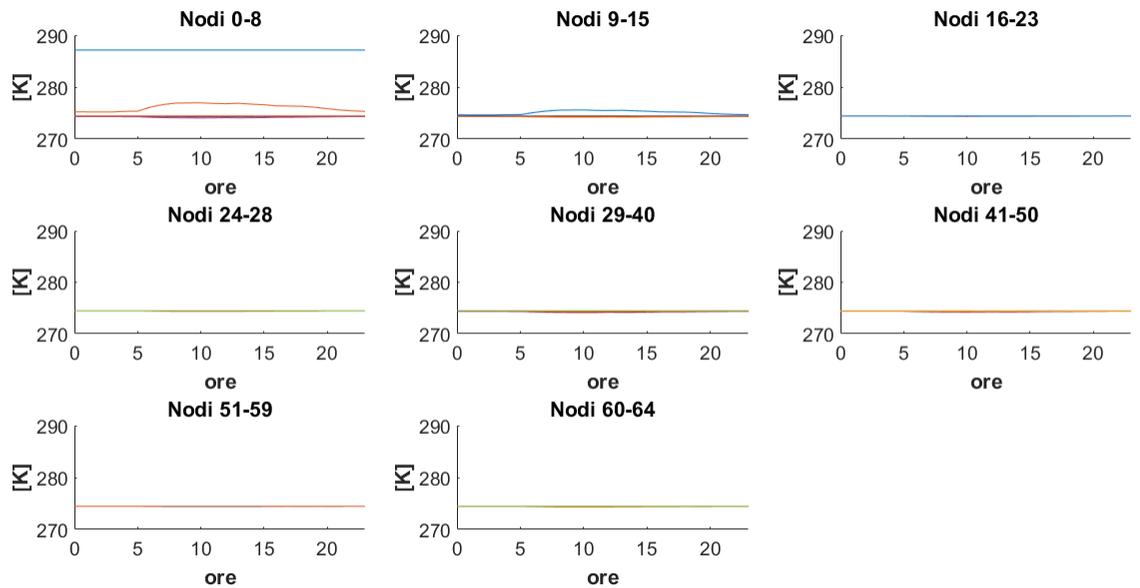
4.12.2 Simulazione della Rete Gas Utilizzando Profili Orari di Prelievo

In questo caso, è stato utilizzato lo stesso approccio del caso precedente (steady state), ma applicando i profili orari di prelievo di ogni tipologia di carico: in altre parole, è stata realizzata la simulazione nello stato stazionario 24 volte. I profili utilizzati

(intesi come percentuali della portata giornaliera) sono stati determinati dai profili elettrici noti della rete di partenza, basandosi sulla occupazione degli edifici e sui picchi di portata massima ipotizzati per ciascun tipo di carico. Nelle Figure 4.9 e 4.10 sono riportati i risultati della simulazione giornaliera divisi in gruppi di nodi e di rami. Nella Figura 4.9 si osserva che le pressioni nodali sono tutte contenute all'interno dell'intervallo desiderato durante tutta la giornata, corroborando la simulazione nello stato stazionario (caso peggiore). Inoltre, la Figura 4.10 mostra che l'ora di punta è intorno alle 10, dove le portate e le cadute di pressione sono più alte, e di conseguenza, le pressioni più basse.

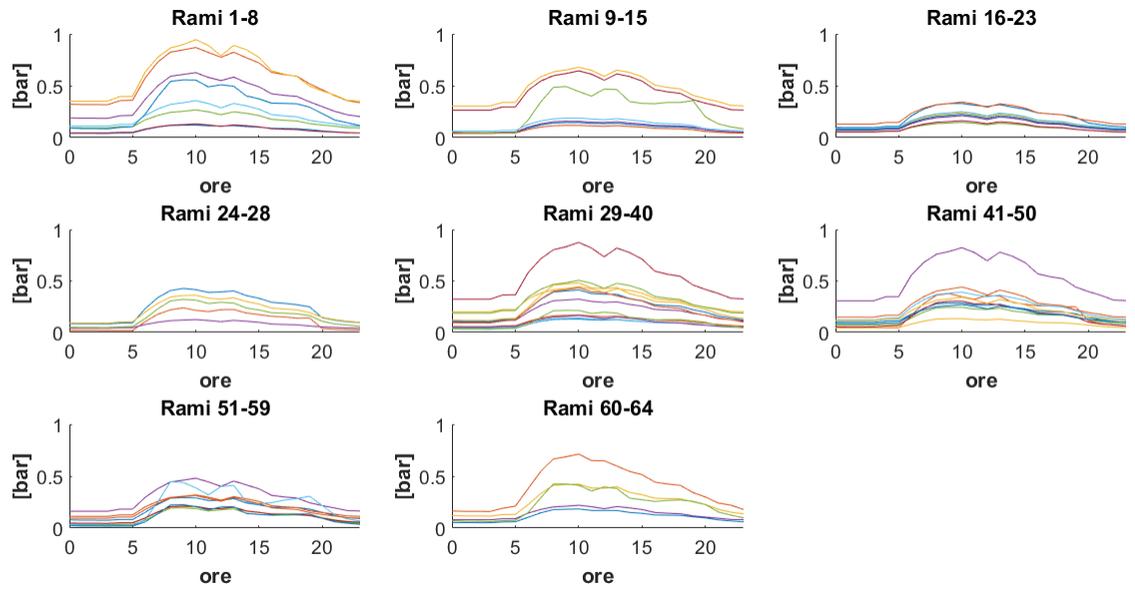


(a) Pressioni nodali

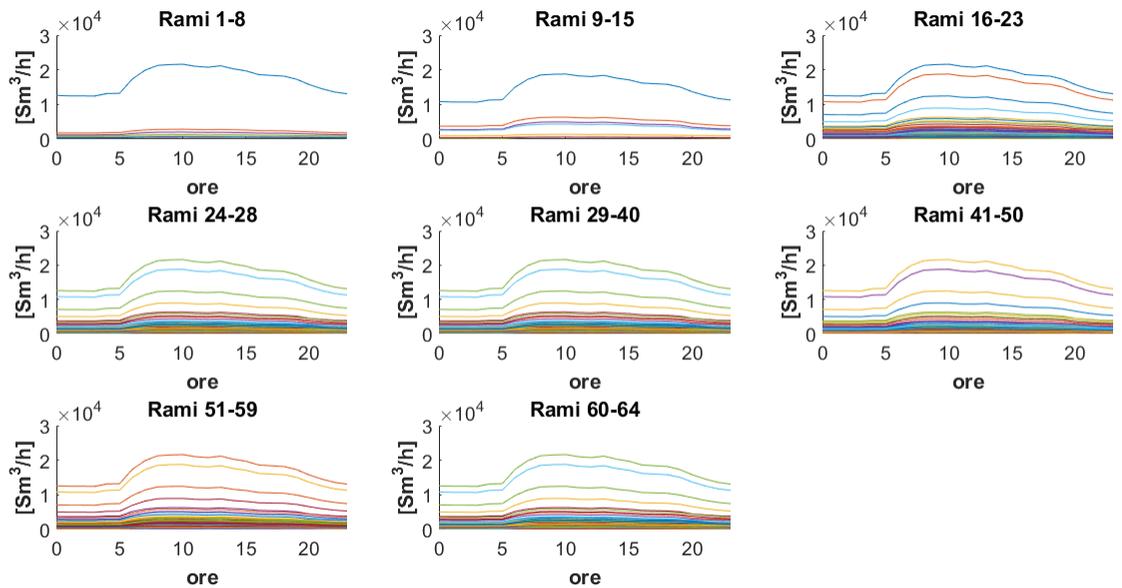


(b) Temperature nodali

Figura 4.9: Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - nodi.



(a) Cadute di pressione nei rami



(b) Portate nei rami

Figura 4.10: Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - rami.

Capitolo 5.

Rete Elettrica Urbana - Caso Base

La rete elettrica urbana è puramente passiva e contiene *quattro* tipologie di carico (residenziali, uffici, commerciali e industriali). Questa rete presenta una potenza attiva nominale di circa 26 MW ed è composta da 97 nodi e 97 rami, dei quale uno è aperto per garantire la radialità della rete. Nelle sezioni seguenti si mostreranno i risultati della simulazione della rete urbana nel caso base.

5.1 Profilo di Tensione

I profili di tensione dei diversi gruppi di nodi sono riportati in Figura 5.1, dove si osserva che le tensioni nodali rispettano i limiti di esercizio (0,9 - 1,1 p.u.) per tutta la giornata, con valori minimi nel pomeriggio e valori massimi durante la notte.

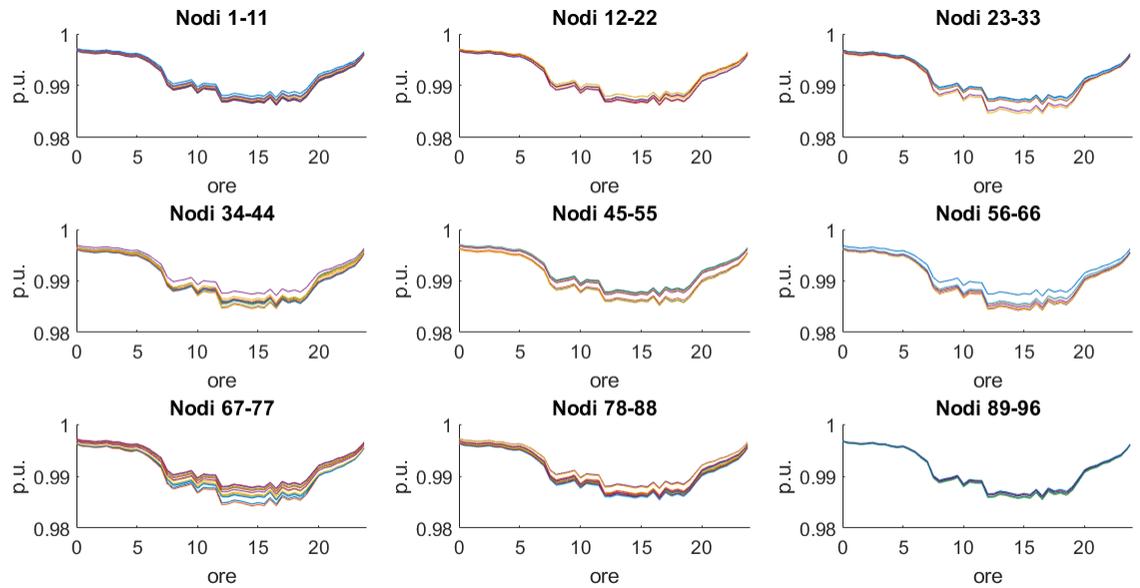


Figura 5.1: Profili di tensioni nodali - caso base.

5.2 Livello di Carico

I livelli di carico dei diversi gruppi di rami sono riportati in Figura 5.2, dove si vede che le correnti in tutti rami sono inferiori al limite termico, ed il livello di carico massimo raggiunto è circa il 40% del massimo valore ammissibile.

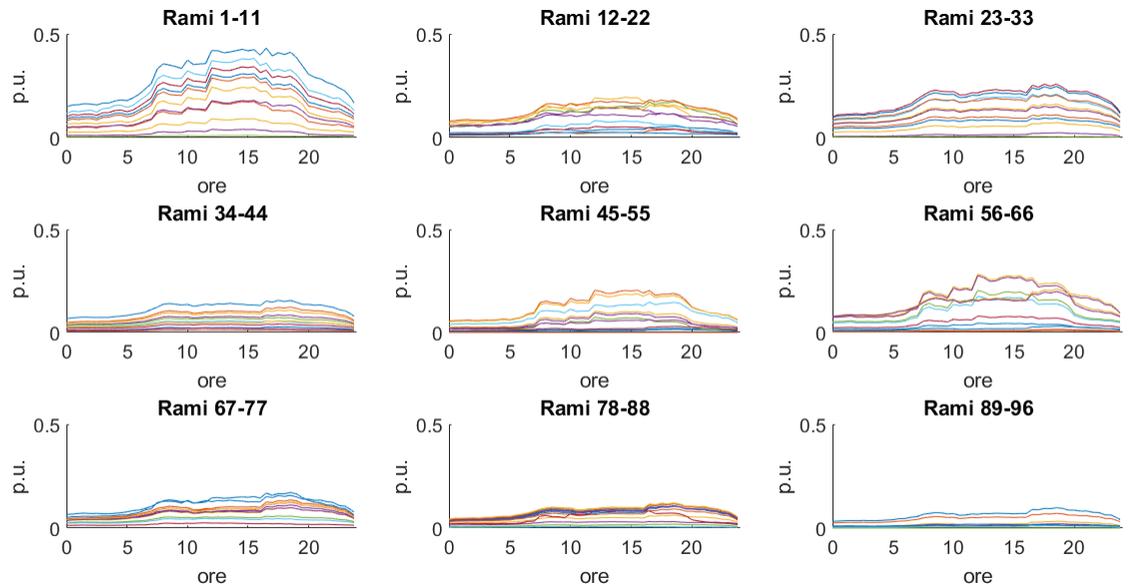


Figura 5.2: Livello di carico nei rami - caso base.

5.3 Perdite Allocate ai Nodi

Le perdite allocate ai diversi gruppi di nodi sono mostrate in Figura 5.3, dove si nota che i coefficienti di allocazione delle perdite ai nodi sono tutti positivi: questo è dovuto al fatto che la rete è puramente passiva. Si può inoltre osservare che alcuni nodi sono caratterizzati da una perdita allocata maggiore rispetto ad altri: questo criterio sarà utilizzato nel Capitolo 6 per determinare dove installare la generazione fotovoltaica, affinché la rete operi senza violare i suoi vincoli di esercizio e contenga un flusso di potenza verso la stessa.

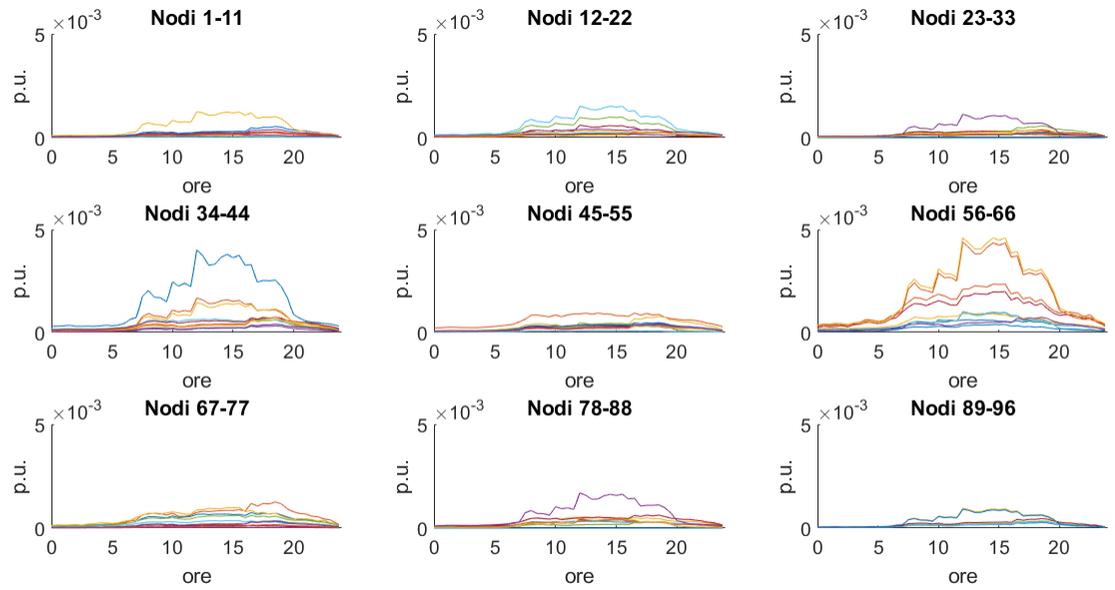


Figura 5.3: Perdite allocate ai nodi - caso base.

Capitolo 6.

Rete Elettrica Urbana - Caso Studio

Nella rete elettrica urbana di partenza (passiva) sono stati inseriti inizialmente 16 MW di generazione fotovoltaica, corrispondenti a circa il 30% dell'energia consumata nella rete. Poiché si vuole creare uno scenario di studio dove la rete non operi in maniera ottimale, tale generazione fotovoltaica è stata inserita nei nodi con perdite allocate più basse, cioè quelli dal nodo 89 al nodo 96 (vedi Figura 5.3). I profili di tensione dei diversi gruppi di nodi sono mostrati nella Figura 6.1, in cui si osserva l'innalzamento di essi, soprattutto in quei nodi dove è stata inserita la generazione fotovoltaica. Tuttavia, il valore di tensione continua a rispettare i limiti di esercizio.

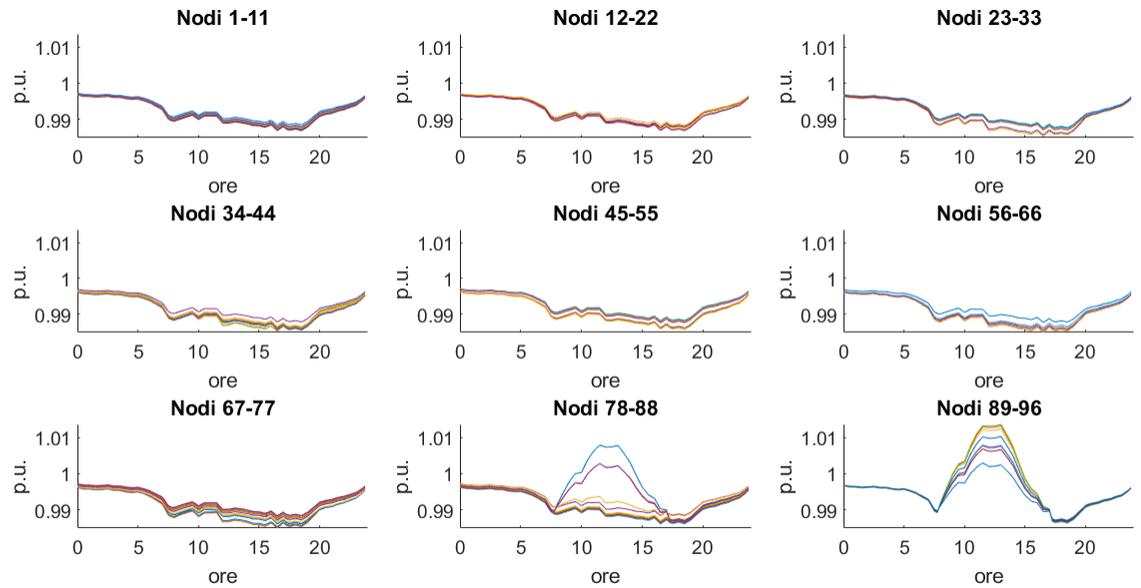


Figura 6.1: Profili di tensioni nodali - caso studio 1.

La Figura 6.2 mostra i livelli di carico dei diversi gruppi di rami, dove si vede che nei rami 45 al 55 aumenta esageratamente il livello di carico, raggiungendo in alcuni rami il suo limite termico (100%) e in altri superandolo, arrivando al 150% ed addirittura al 200%, il che porta a scartare questo caso.

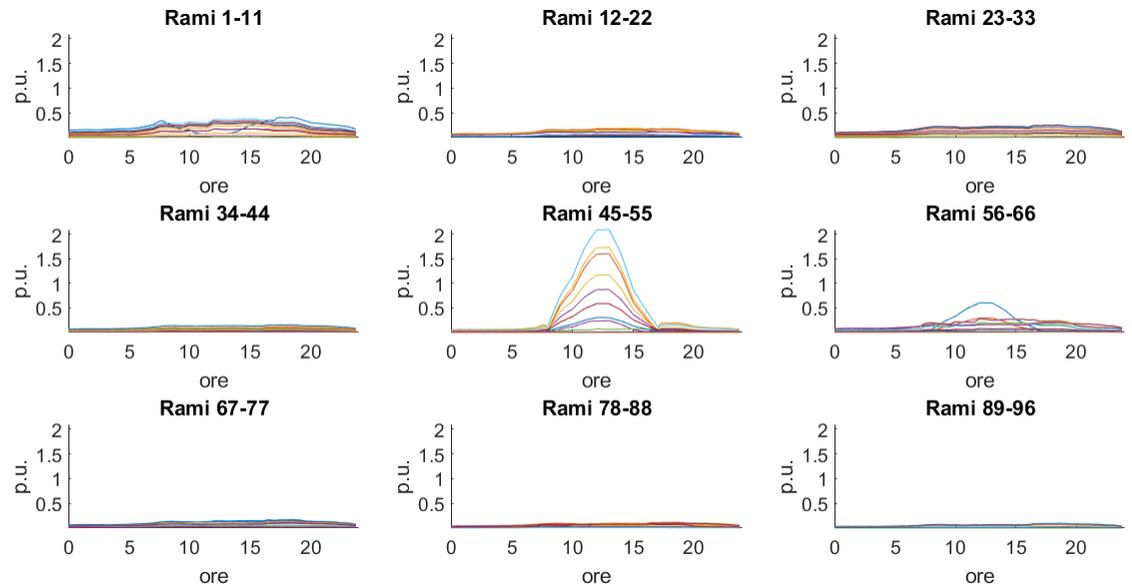


Figura 6.2: Livello di carico nei rami - caso studio 1.

Nella Figura 6.3 sono riportate le perdite allocate ai diversi gruppi di nodi, dove si nota l'aumento eccessivo di esse nei nodi dove è stata inserita la generazione fotovoltaica, il che fa risultare trascurabili le perdite allocate negli altri nodi. Si può anche notare che la rete non è passiva, perché tra il nodo 78 ed il nodo 88 ci sono perdite allocate negative ed anche perché, nella zona interessata (con generazione fotovoltaica), le perdite sono alte ma bisogna inserire carico (o togliere generazione) per aiutare la rete.

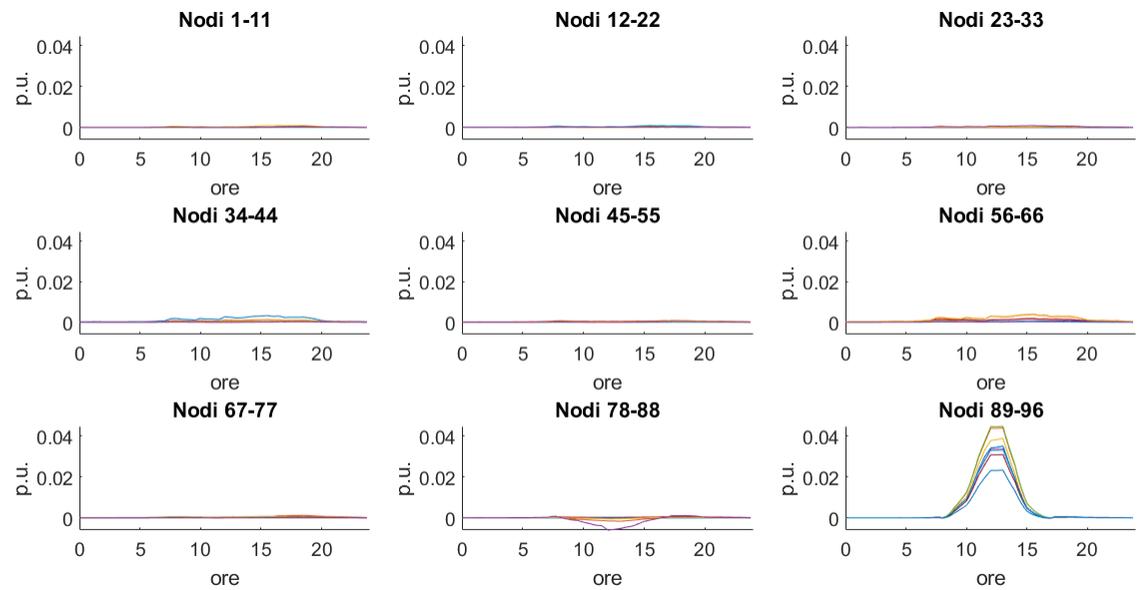


Figura 6.3: Perdite allocate ai nodi - caso studio 1.

Infine, osservando l'andamento della potenza immessa in rete, riportato in Figura 6.4, si vede che esiste reverse power flow solamente una volta al giorno e sono circa 500 kW, quindi bisogna aumentare la potenza fotovoltaica ma avendo cura di non violare i vincoli di rete.

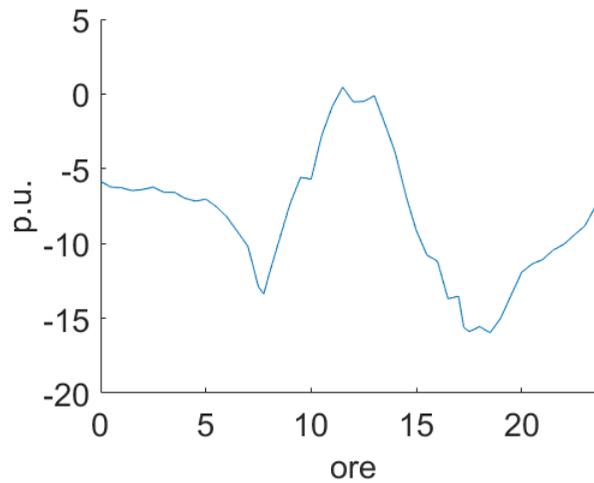


Figura 6.4: Potenza immessa in rete - caso studio 1.

Per aumentare la durata ed il valore del reverse power flow, è stata aumentata la potenza fotovoltaica inserita da 16 MW a 19 MW (circa il 35% dell'energia consumata nella rete); e per evitare la violazione del vincolo di corrente nei rami (livello di carico), la potenza fotovoltaica è stata inserita in due gruppi di nodi diversi (quelli con perdite allocate più basse), i quali sono i nodi dal 89 al 96 (gli stessi del caso precedente) e quelli dal 23 al 33. I nuovi profili di tensione nodali sono riportati nella Figura 6.5, dove si osserva nuovamente l'innalzamento di essi nei due gruppi di nodi dove è stata inserita la potenza fotovoltaica ed anche in quelli più vicini agli stessi, rispettando ancora i vincoli di tensione.

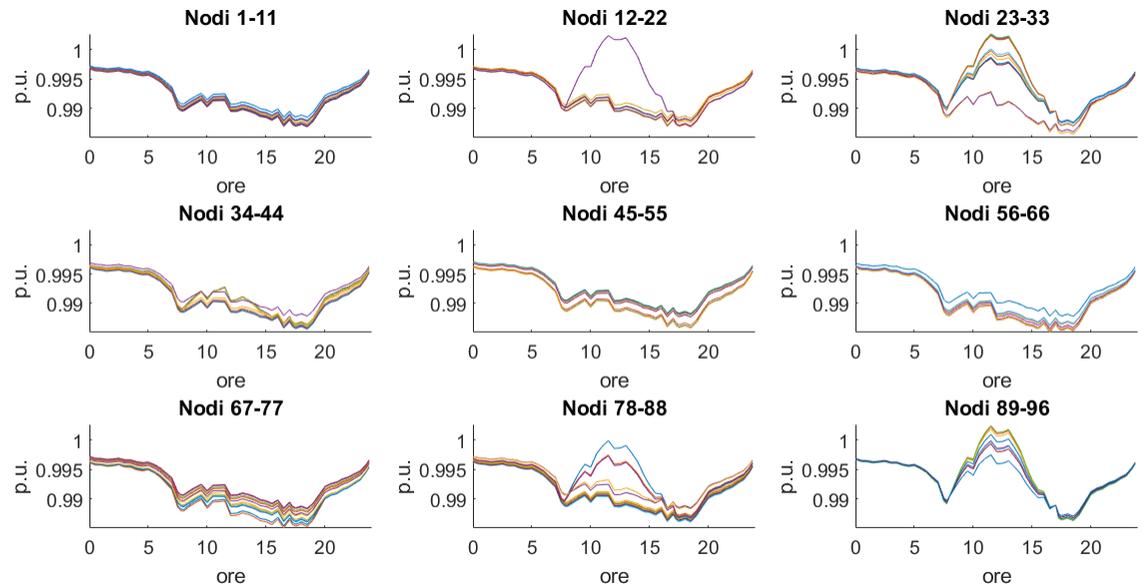


Figura 6.5: Profili di tensioni nodali - caso studio 2.

Nella Figura 6.6 sono mostrati i nuovi livelli di carico nei diversi gruppi di rami, in cui si vede che, a differenza del caso precedente, il livello di carico aumenta in tre gruppi di rami diversi ma non esageratamente, essendo il massimo valore raggiunto pari al 100% in pochi rami ed per poco tempo. Questo è dovuto al fatto che la potenza fotovoltaica è stata inserita in due zone diverse, compensando gli effetti del flusso bidirezionale di potenza.

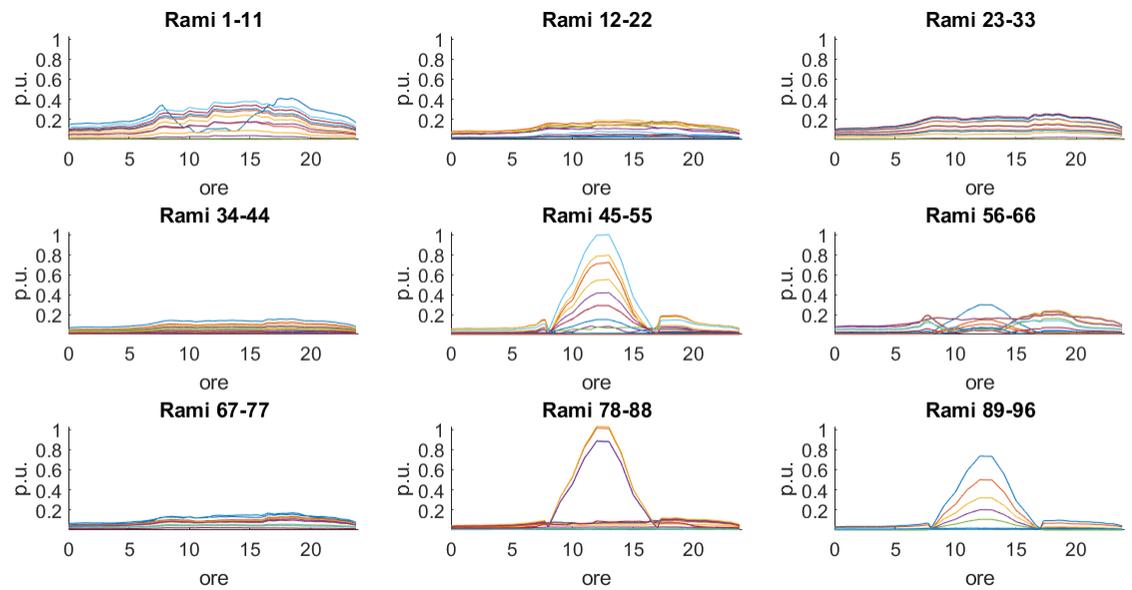


Figura 6.6: Livello di carico nei rami - caso studio 2.

La Figura 6.7 mostra le nuove perdite allocate ai diversi gruppi di nodi, dove si nota nuovamente l'aumento di esse nei due gruppi di nodi dove è stata inserita la generazione fotovoltaica, ma questa volta di meno.

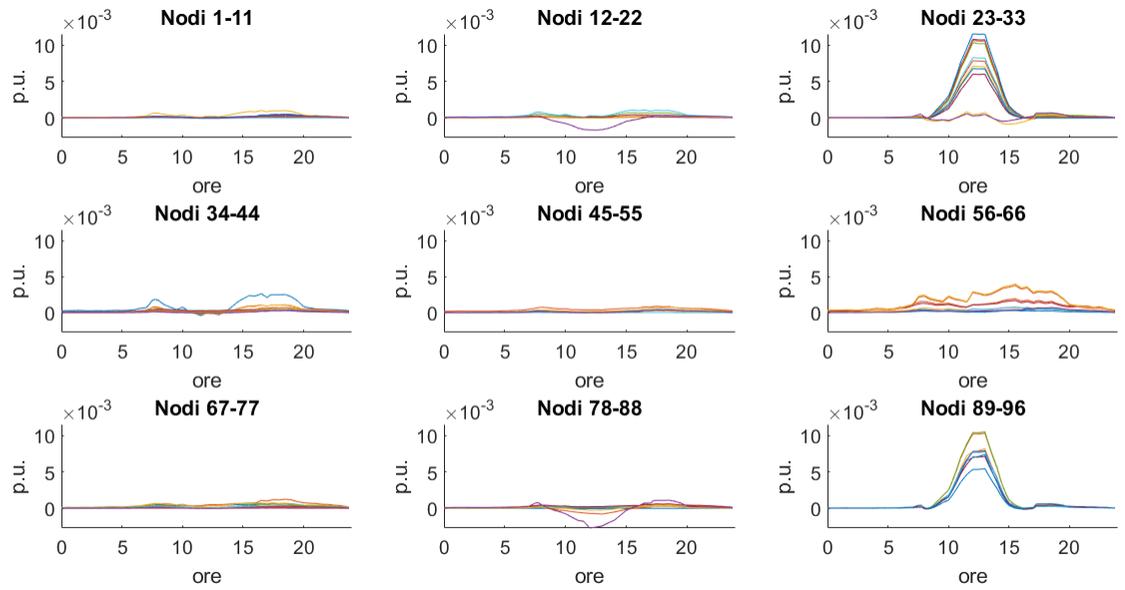


Figura 6.7: Perdite allocate ai nodi - caso studio 2.

Infine, in Figura 6.8 è riportato il nuovo andamento della potenza immessa in rete, in cui si osserva che esiste reverse power flow durante circa 3 ore (intorno a mezzogiorno), presentando un valore massimo di circa 3 MW.

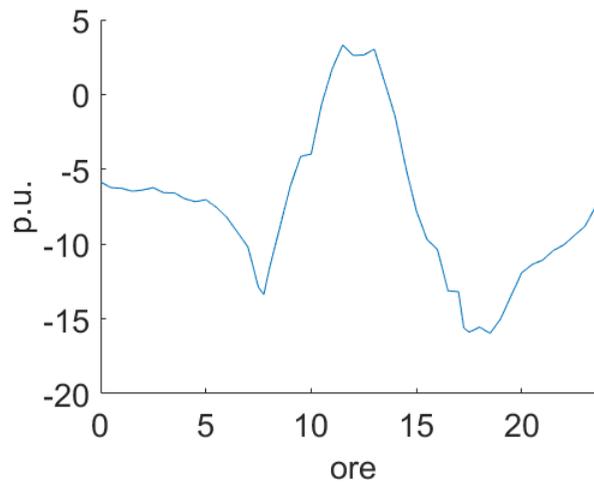


Figura 6.8: Potenza immessa in rete - caso studio 2.

Nella Tabella 6.1 si mostra un riassunto dei due casi studio presentati precedentemente. Si può osservare che il caso studio 2 rispetta i vincoli di esercizio e presenta reverse power flow (RPF), per tal motivo sarà preso come riferimento per la generazione ed iniezione di idrogeno spiegati nei Capitoli 8 e 9.

Tabella 6.1: Riassunto casi studi rete elettrica urbana.

Caso studio	P_{PV} installata [MW]	% Energia consumata	Vincoli di esercizio	Valore max. RPF [MW]	Durata RPF [ore]
1	16	30	Violati	0,5	0,25
2	19	35	Rispettati	3	3

Capitolo 7.

Rete Gas Urbana - Caso Base

La rete gas urbana contiene *quattro* tipologie di carico (residenziali, uffici, commerciali e industriali). Questa rete presenta una portata massima oraria di circa $22 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ed è composta da 65 nodi e 64 rami. Nelle sezioni seguenti si mostrano i risultati della simulazione della rete urbana nel caso base.

7.1 Profilo di Pressione

I profili di pressione dei diversi gruppi di nodi sono riportati in Figura 7.1, in cui si osserva che le pressioni nodali rimangono all'interno dell'intervallo desiderato (1,5 - 5 bar) per tutta la giornata, avendo valori minimi verso le 10 quando è presente la portata massima oraria.

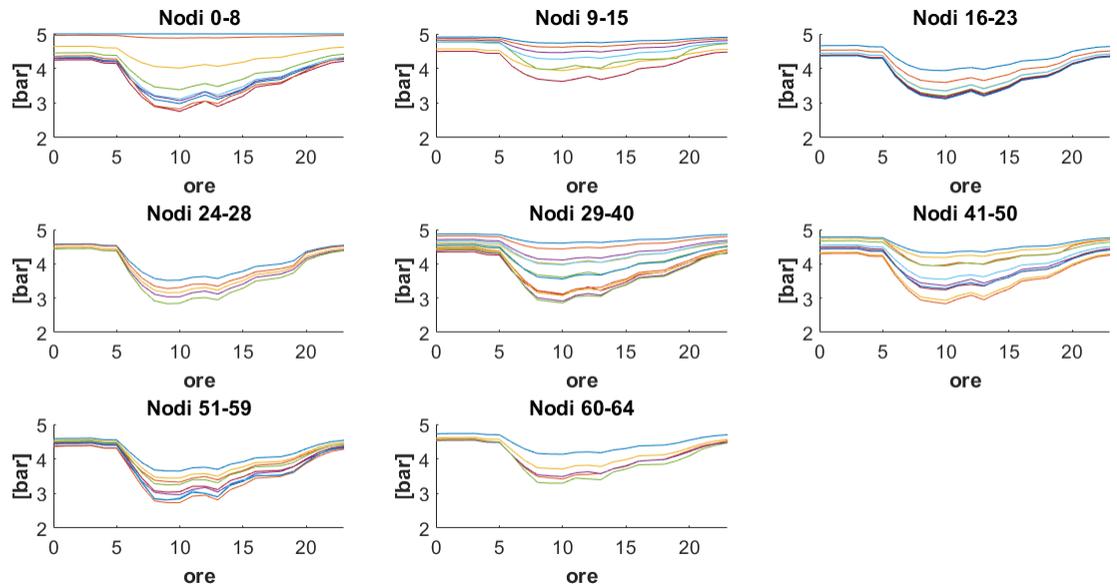


Figura 7.1: Profili di pressioni nodali - caso base.

7.2 Portata nei Rami

Le portate nei diversi gruppi di rami sono riportate in Figura 7.2, dove si vede che esse sono massime verso le 10 (ora di punta), presentando il ramo principale una portata massima oraria di circa $22 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

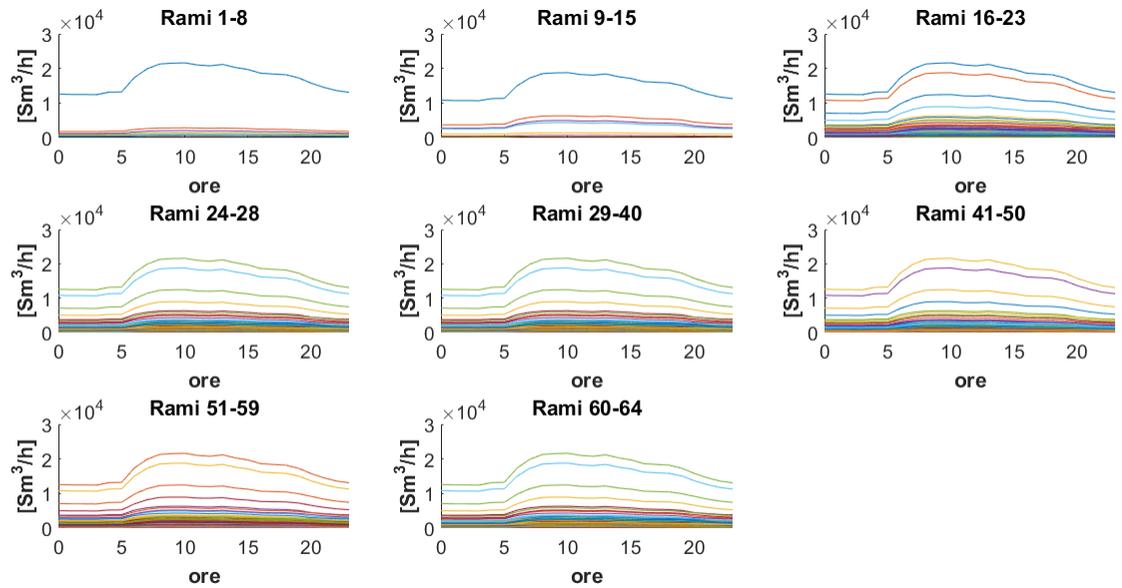


Figura 7.2: Portata nei rami - caso base.

7.3 Cadute di Pressione nei Rami

In Figura 7.3 si mostrano le cadute di pressione nei diversi gruppi di rami, dove si nota che esse sono comprese tra 0 e 1 bar, presentando valori più alti verso le 10, cioè quando sono presenti le portate massime orarie nella rete.

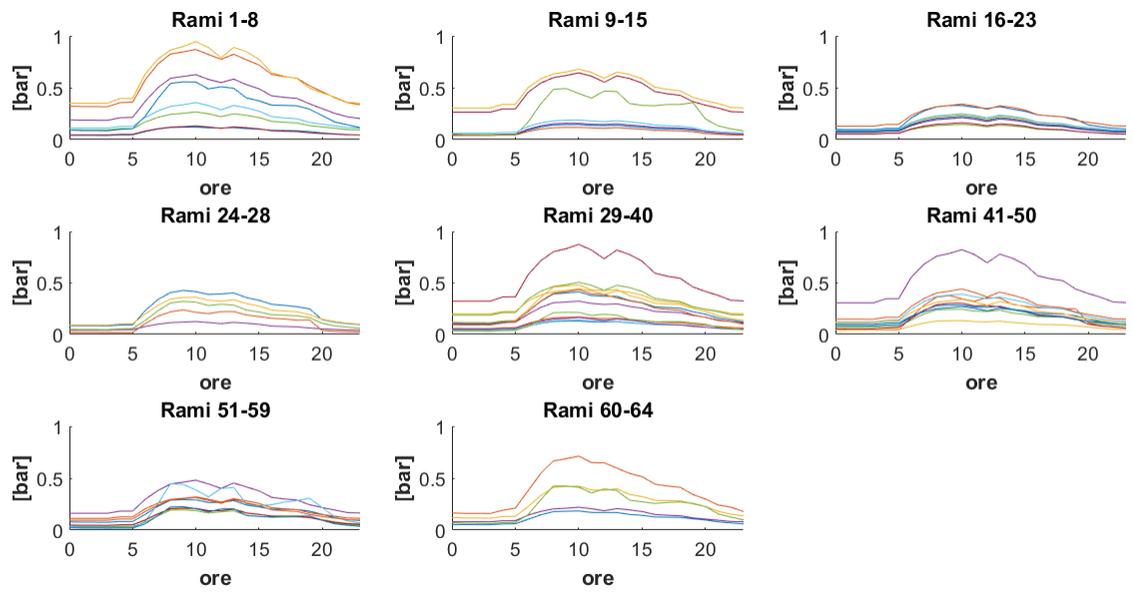


Figura 7.3: Cadute di pressione nei rami - caso base.

Capitolo 8. Generazione di Idrogeno

Partendo dal surplus di energia (reverse power flow) nella rete elettrica urbana (caso studio 2), riportato in Figura 8.1, è stato generato idrogeno utilizzando un semplice modello di conversione, caratterizzato da un elettrolizzatore con efficienza pari a $\eta = 0,7$, seguendo un profilo orario con valori massimi intorno a mezzogiorno (alta produzione fotovoltaica). Nella Figura 8.2 si può osservare che la produzione di idrogeno si presenta per circa tre ore, avendo una portata in massa massima di circa 60 kg/h ed una portata oraria massima di circa 600 Sm³/h.

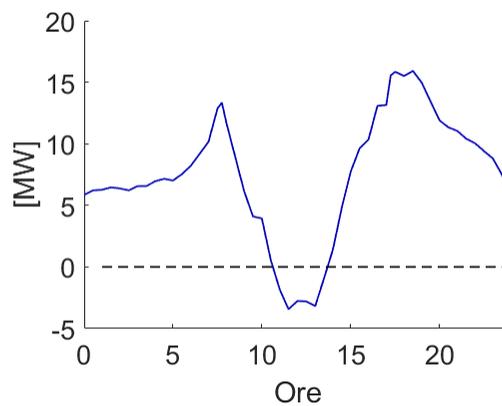


Figura 8.1: Profilo di potenza attiva nella rete elettrica.

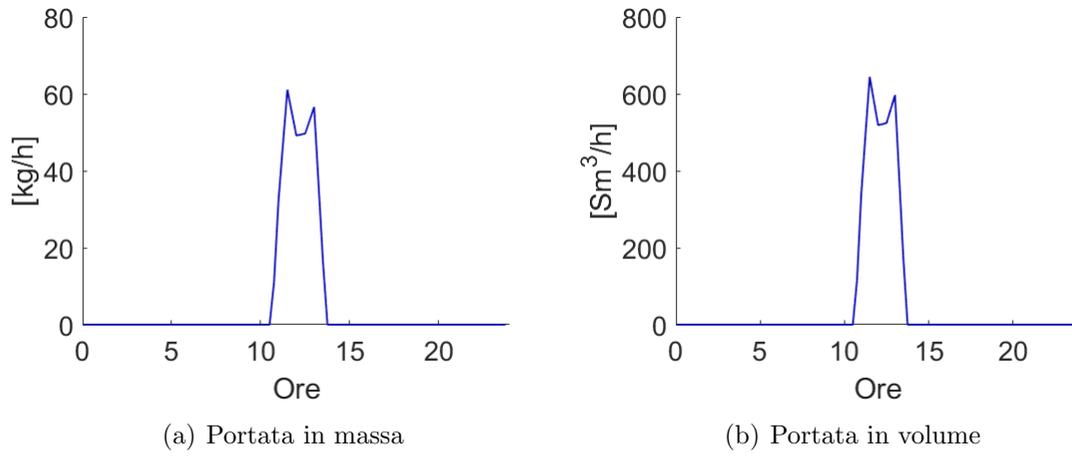


Figura 8.2: Produzione di idrogeno giornaliera.

Capitolo 9.

Iniezione di Idrogeno

Dopo aver generato l'idrogeno dal surplus di energia nella rete elettrica urbana (caso studio 2), esso è stato iniettato nella rete gas. È stato scelto come nodo di iniezione il nodo 29, perché è nella parte centrale della rete. In Figura 9.1 è riportato il profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29, dove si può osservare che a mezzogiorno si iniettano circa 30 kg/h, alle ore 13 circa 50 kg/h ed alle ore 14 circa 60 kg/h.

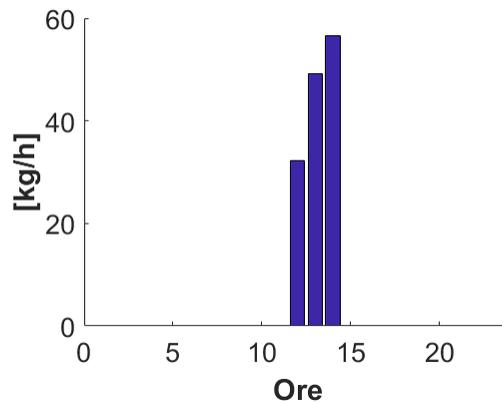


Figura 9.1: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29.

La Figura 9.2 mostra la frazione molare (ovvero la composizione del gas nella rete) prima e dopo l'iniezione, per il caso estivo e per il caso invernale, in cui si può notare che prima (ore 11) e dopo (ore 15) l'iniezione di idrogeno, più del 90 % del

gas è metano (CH_4) in tutti i nodi.

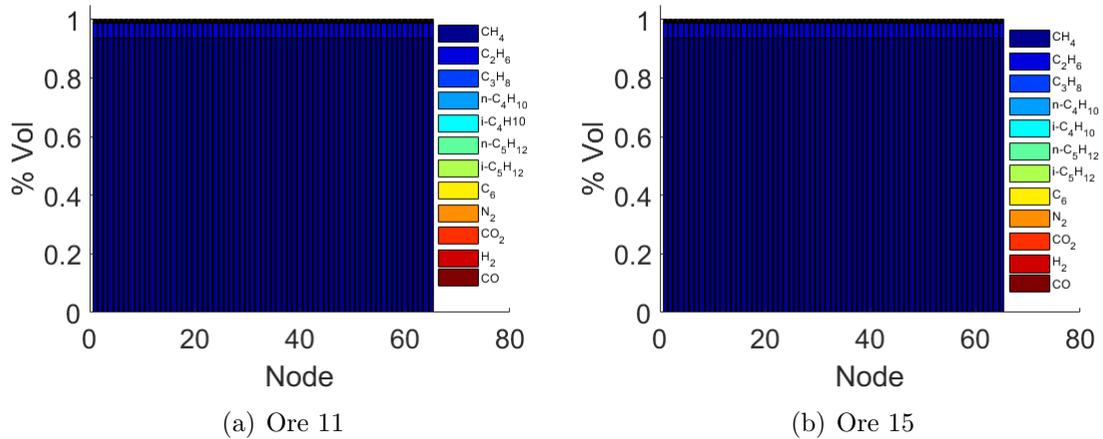


Figura 9.2: Composizione percentuale del gas presente nella rete prima e dopo l'iniezione di idrogeno.

Nelle Figure 9.3 e 9.4 è riportata la frazione molare durante l'iniezione, sia per il caso estivo sia per il caso invernale, dove si vede come durante l'iniezione, dal nodo 29 in avanti, aumenta la percentuale di idrogeno presente nel gas, che è più del 10 % alle ore 12 ed arrivando a circa 20 % alle ore 14 nel caso estivo ed intorno al 5 % nel caso invernale. Questo è dovuto al fatto che le portate giornaliere invernali sono più alte per l'uso del riscaldamento¹ e quindi l'effetto dell'iniezione di idrogeno in rete è minore.

¹Le portate giornaliere estive sono state assunte pari al 15 % delle portate giornaliere invernali (portate progettuali).

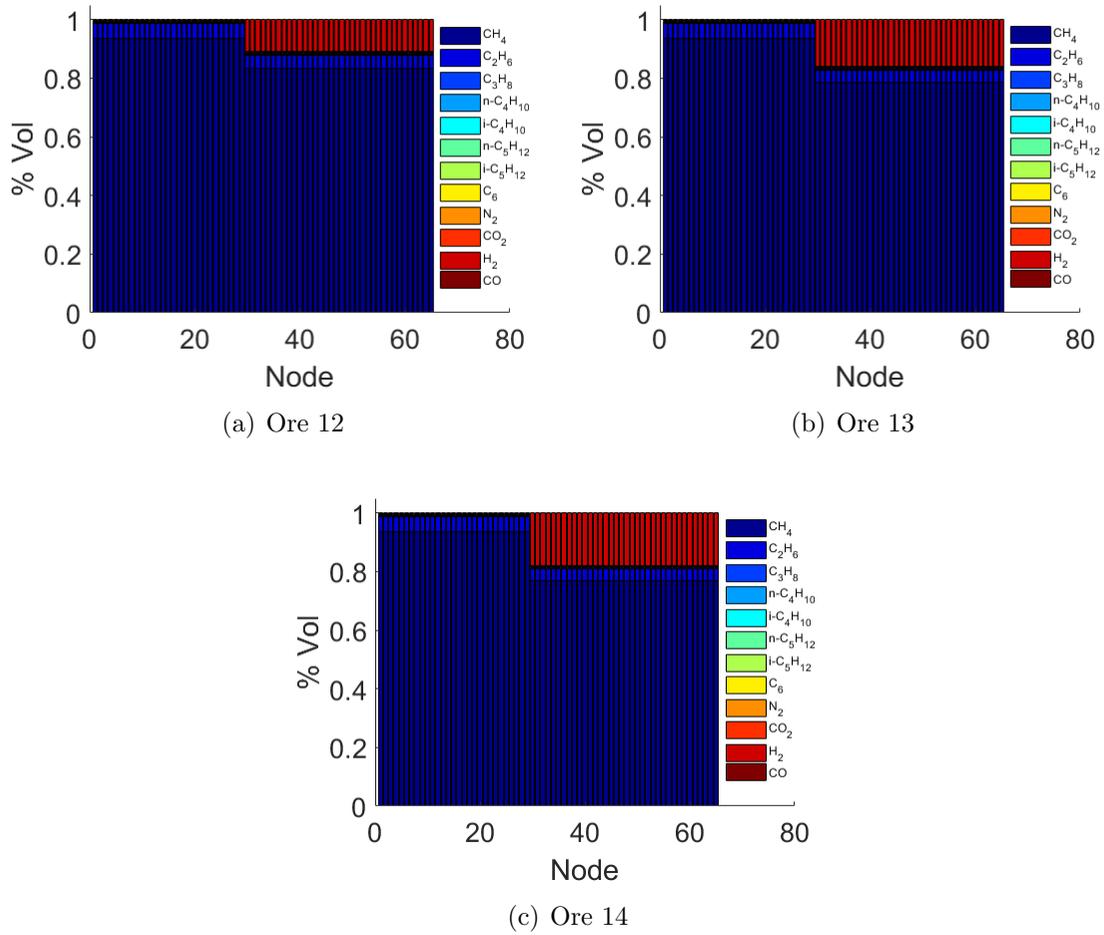


Figura 9.3: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere estive.

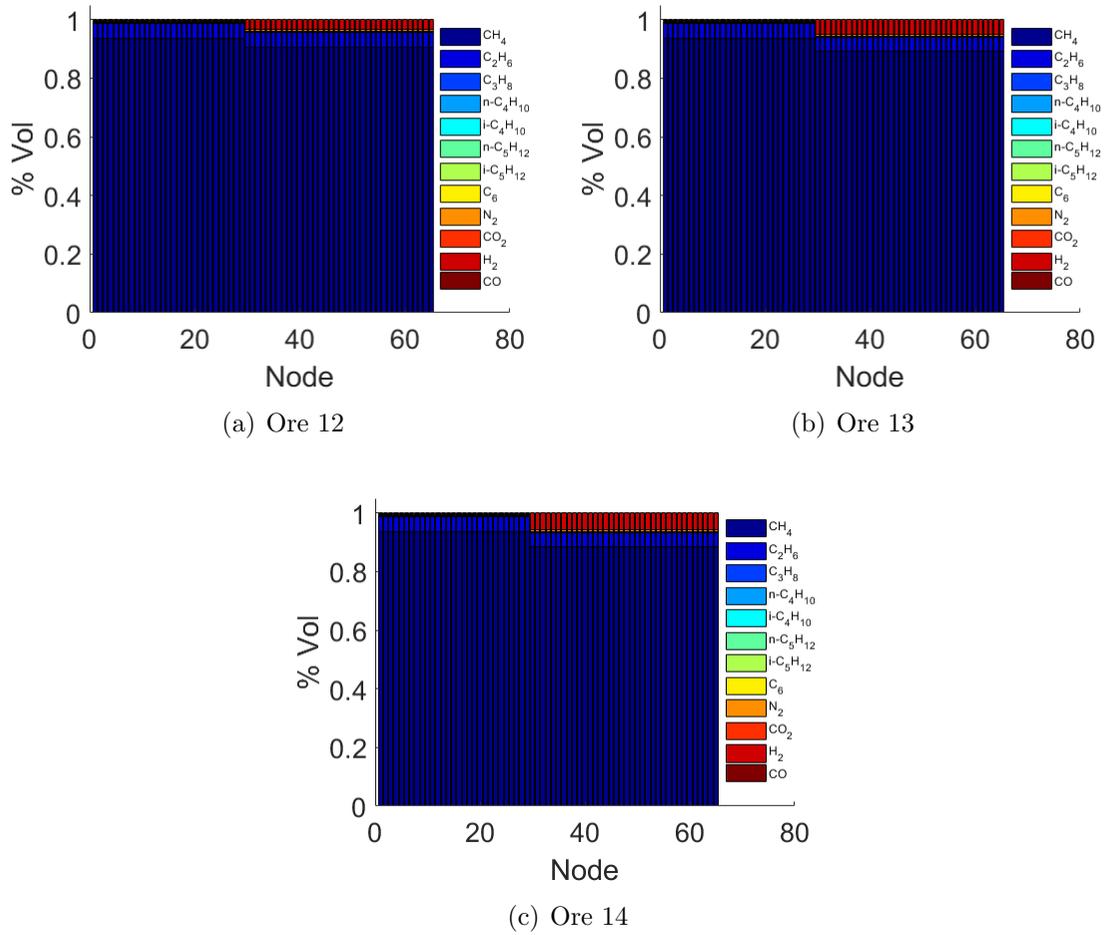


Figura 9.4: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere invernali.

In Tabella 9.1 è riportato il riassunto dei risultati dell'iniezione di idrogeno nei casi estivo e invernale mostrati precedentemente. Si può vedere come, nel caso invernale, questa iniezione è praticabile dal punto di vista della qualità del gas, rispettando i limiti dei parametri che definiscono la stessa. Invece, nel caso estivo, dovuto all'alta percentuale di idrogeno presente nel gas, si viola il limite inferiore della gas gravity e del potere calorifico superiore (HHV), facendo diventare questa iniezione non accettabile.

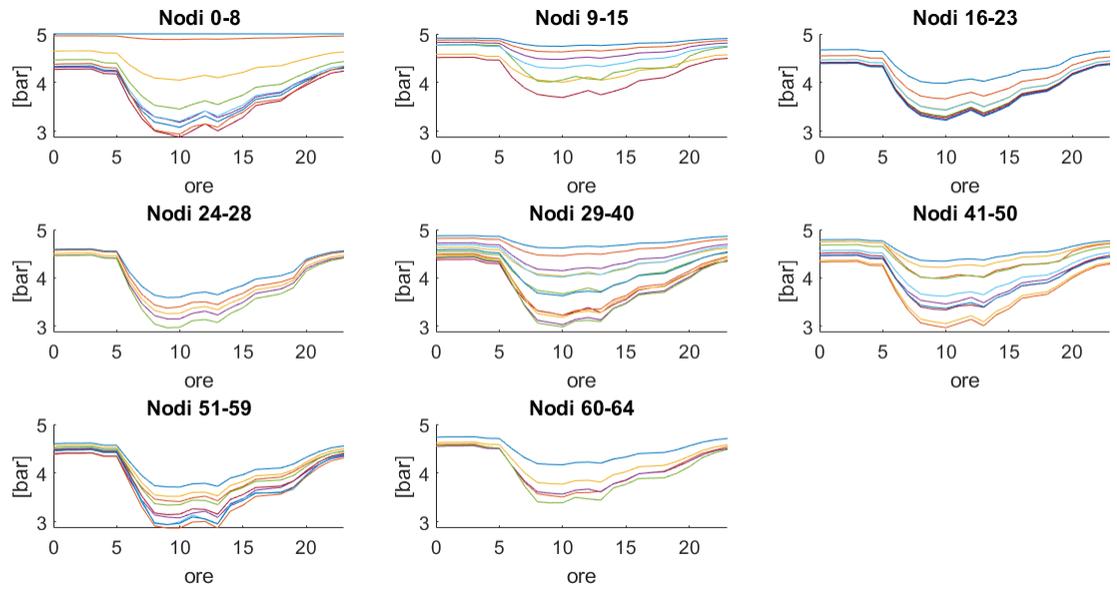
Tabella 9.1: Riassunto iniezione idrogeno rete gas urbana.

Caso	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
Estivo	20	0,4949 – 0,5895	48,77 – 51,15	34,31 – 39,27
Invernale	5	0,5603 – 0,5895	50,42 – 51,15	37,74 – 39,27

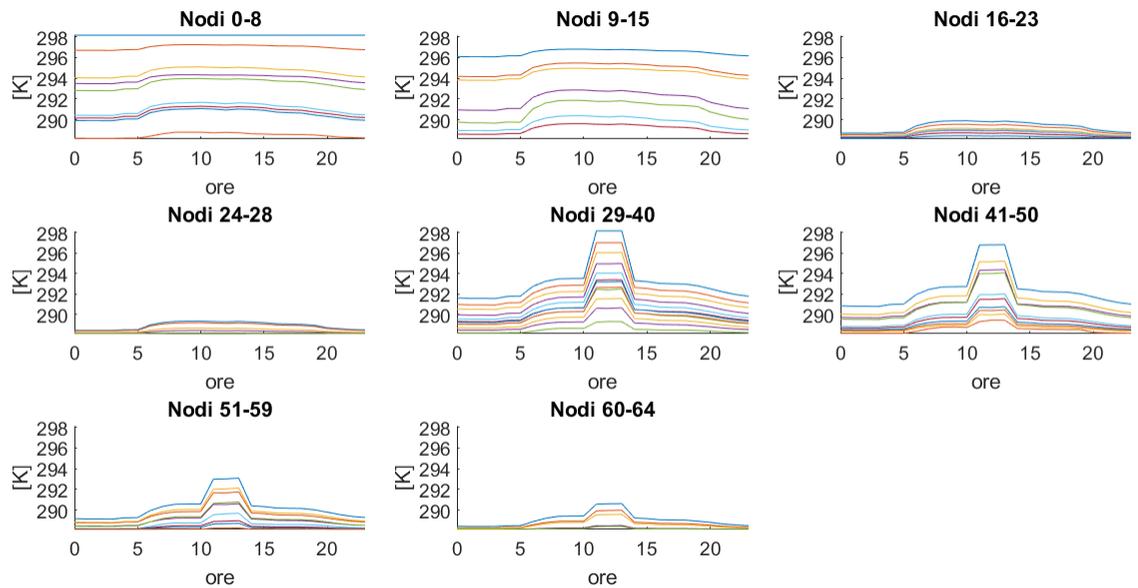
Capitolo 10.

Simulazione Rete Gas con Iniezione di Idrogeno

In questo capitolo è stata simulata la rete gas implementando il modello termofluidodinamico su MATLAB, considerando l'iniezione di idrogeno prodotto dall'eccesso di rinnovabile presente nella rete elettrica urbana. In Figura 10.1 si mostrano le pressioni e temperature nei nodi, dove si può osservare che sia i valori di pressione sia i valori di temperatura, grazie all'iniezione di idrogeno, sono aumentati. Per quanto riguarda le pressioni, queste sono tutte sopra i 3 bar, mentre nel caso base il valore minimo era 2,6 bar. Per quanto concerne le temperature, l'innalzamento dei valori è più marcato nel nodo 29 (nodo di iniezione) ed in quelli vicini, specialmente durante le ore in cui è iniettato l'idrogeno.



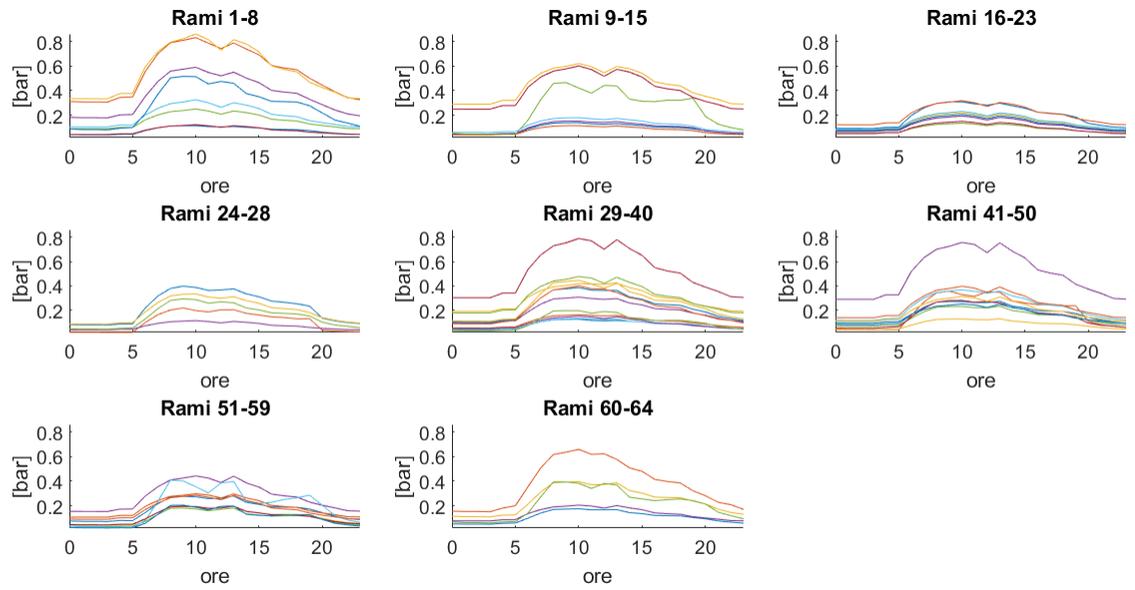
(a) Pressioni nodali



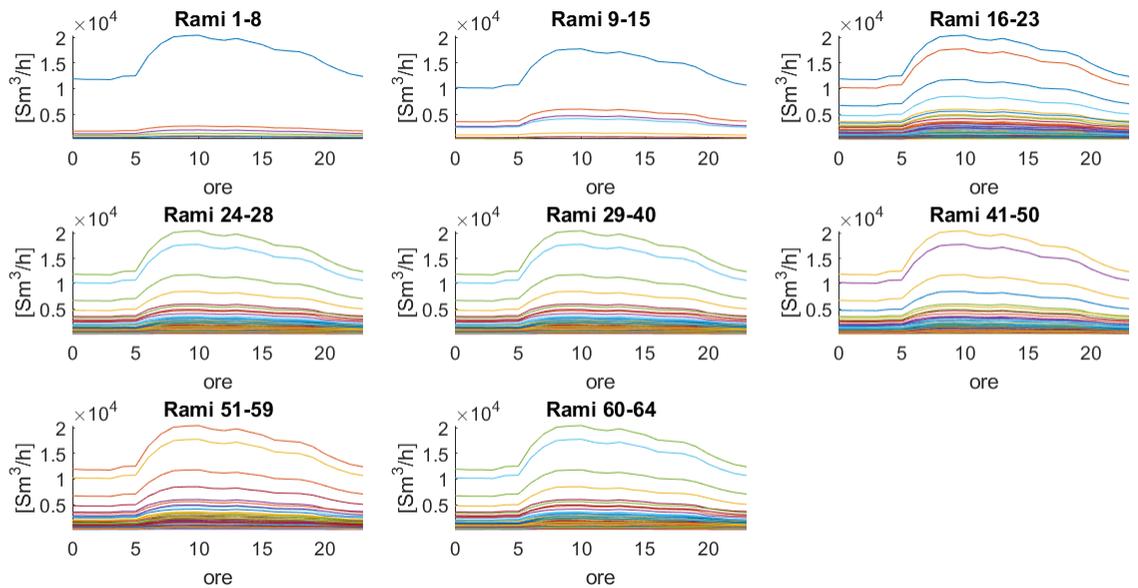
(b) Temperature nodali

Figura 10.1: Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - nodi.

Le portate e cadute di pressione nei rami sono riportate in Figura 10.2, in cui si può notare che sono diminuite le portate nei rami e, di conseguenza, anche le cadute di pressione. Questo fatto è dovuto all'idrogeno iniettato in rete, che per compensazione e bilancio energetico, fa sì che nella cabina di primo salto vi sia meno gas iniettato. In merito alle cadute di pressione, queste sono ridotte, avendo valori massimi di circa 0,8 bar (prima 1 bar nel caso base). Infine, con riferimento alle portate, anche queste sono diminuite, essendo la portata massima oraria nel ramo principale circa $20 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$, contro circa $22 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ nel caso base.



(a) Cadute di pressione nei rami



(b) Portate nei rami

Figura 10.2: Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - rami.

Capitolo 11.

Variazione della Potenza Fotovoltaica Installata

In questo capitolo la rete elettrica urbana di partenza è stata convertita in una rete attiva, inserendo potenza fotovoltaica alla stessa, assumendo che tutte le utenze (residenziali, uffici, commerciali e industriali) abbiano un impianto fotovoltaico. La potenza installata di questi impianti è stata variata da 1 kW (5,5 MW installati) a 20 kW (111 MW installati), osservando la potenza immessa in rete AT (reverse power flow) nei diversi casi e la produzione di idrogeno da questo surplus di energia. In Figura 11.1 sono riportati gli andamenti di potenza attiva immessa nella rete al variare la potenza fotovoltaica installata, tanto per il caso estivo quanto per il caso invernale¹, dove si può notare la dipendenza della generazione fotovoltaica dalla stagione dell'anno, con maggiore produzione (potenza attiva negativa) in estate. Si può anche vedere che nel caso estivo (luglio), avendo tutte le utenze un impianto fotovoltaico da almeno 3 kW (16,6 MW installati), esiste reverse power flow o surplus di energia elettrica; invece, per il caso invernale (gennaio), esiste reverse power flow con impianti da almeno 6 kW (33 MW installati).

¹I profili di generazione fotovoltaica per i casi estivo (luglio) e invernale (gennaio) sono stati presi dal Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [8] utilizzando come riferimento la città di Torino.

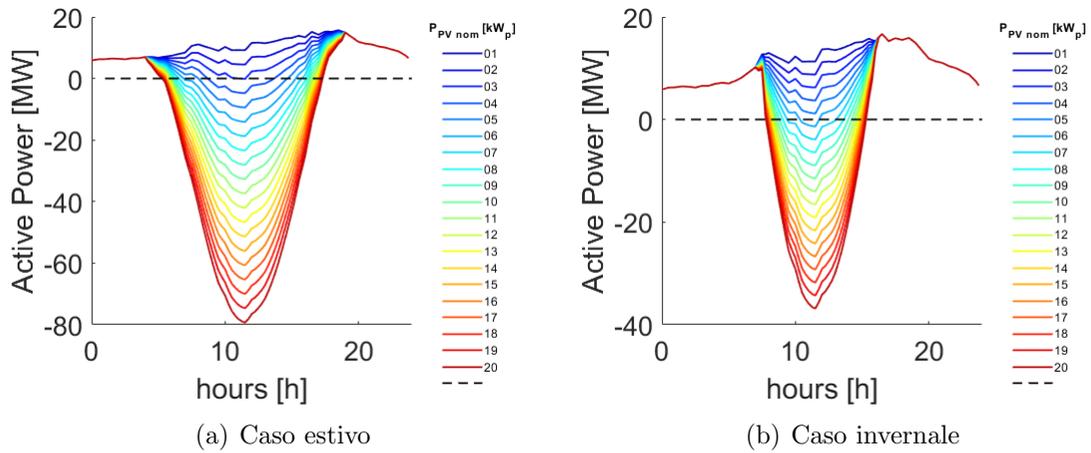


Figura 11.1: Potenza attiva immessa nella rete elettrica urbana.

Nelle Figure 11.2 e 11.3 sono mostrati gli andamenti di produzione di idrogeno al variare la potenza fotovoltaica installata, con una efficienza dell'elettrolizzatore pari a 0,7, sia per il caso estivo sia per il caso invernale. Poiché la produzione di idrogeno dipende dal surplus di energia generato nella rete elettrica, questa sarà maggiore nel caso estivo. Per esempio, a luglio, con impianti fotovoltaici da 10 kW (55,5 MW installati), ci sarà una produzione massima di idrogeno di circa 600 kg/h (circa 6000 Sm^3/h); mentre a gennaio, con le stesse condizioni, ci sarà una produzione massima di circa 200 kg/h (circa 2000 Sm^3/h).

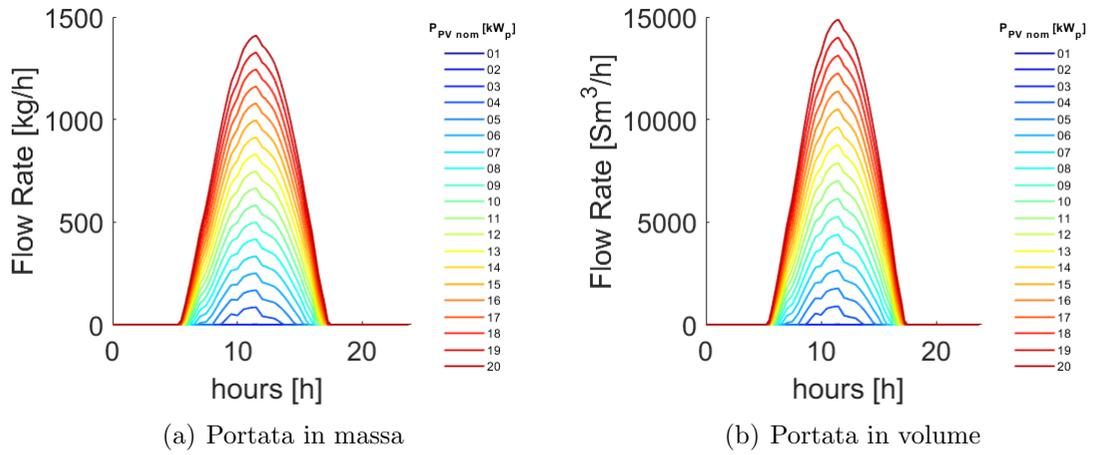


Figura 11.2: Produzione di idrogeno giornaliera - caso estivo.

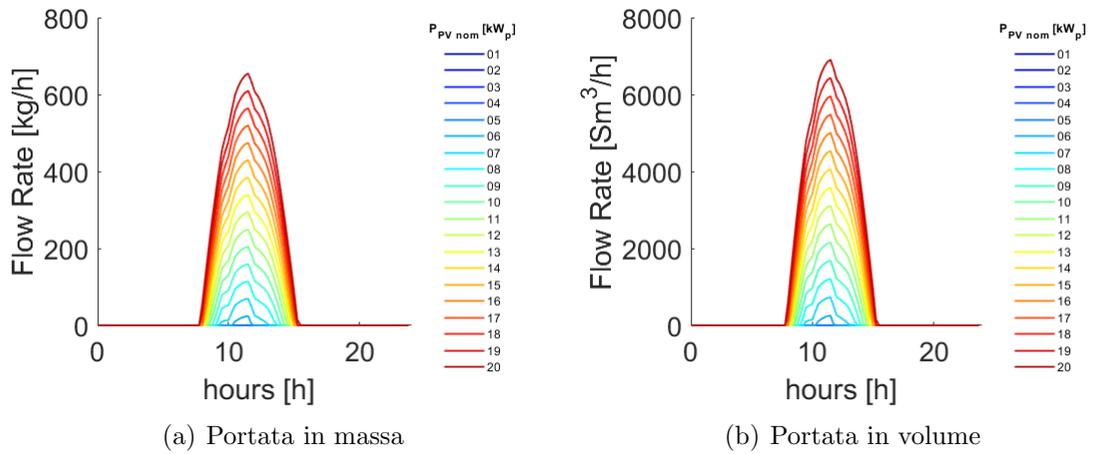


Figura 11.3: Produzione di idrogeno giornaliera - caso invernale.

Nel Capitolo 12 si sceglieranno diversi casi da quelli generati precedentemente, avendo cura di non violare alcun vincolo della rete elettrica, e sarà iniettato nella

rete gas l'idrogeno prodotto, osservando la composizione del gas durante l'iniezione ed analizzando cosa succede al variare il nodo di iniezione.

Capitolo 12.

Iniezione di Idrogeno nella Rete Gas

Per studiare l'effetto della iniezione di idrogeno nella rete gas, sono stati scelti alcuni dei casi presentati nel Capitolo 11 ed è stato preso il caso estivo (luglio) come caso di riferimento. Sono state scelte potenze installate negli impianti fotovoltaici in modo che vi sia reverse power flow nella rete elettrica e quindi produzione di idrogeno. In Figura 12.1 si mostra il profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29 nel caso estivo, dove tutte le utenze hanno un impianto da 4 kW (22 MW installati - 43 % dell'energia consumata), in cui si può notare che l'iniezione di idrogeno nella rete gas si ha intorno a mezzogiorno, immettendo un valore massimo di 80 kg/h alle ore 12.

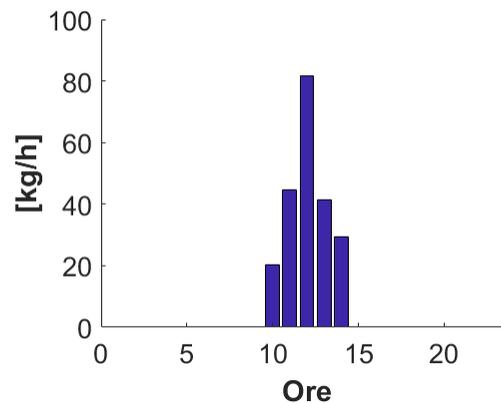


Figura 12.1: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29 - caso 4 kW.

Le Figure 12.2 e 12.3 mostrano la composizione percentuale del gas prima e durante l'iniezione di idrogeno nel caso estivo, avendo tutte le utenze un impianto da 4 kW , dove si può osservare che, alle ore 9 (prima della iniezione) più del 90 % del gas presente in tutti nodi è metano (CH_4), mentre dalle ore 10 alle ore 14, la percentuale di idrogeno nella rete aumenta dal nodo 29 in poi, in accordo al profilo di iniezione, arrivando ad un valore massimo di circa 25 % alle ore 12.

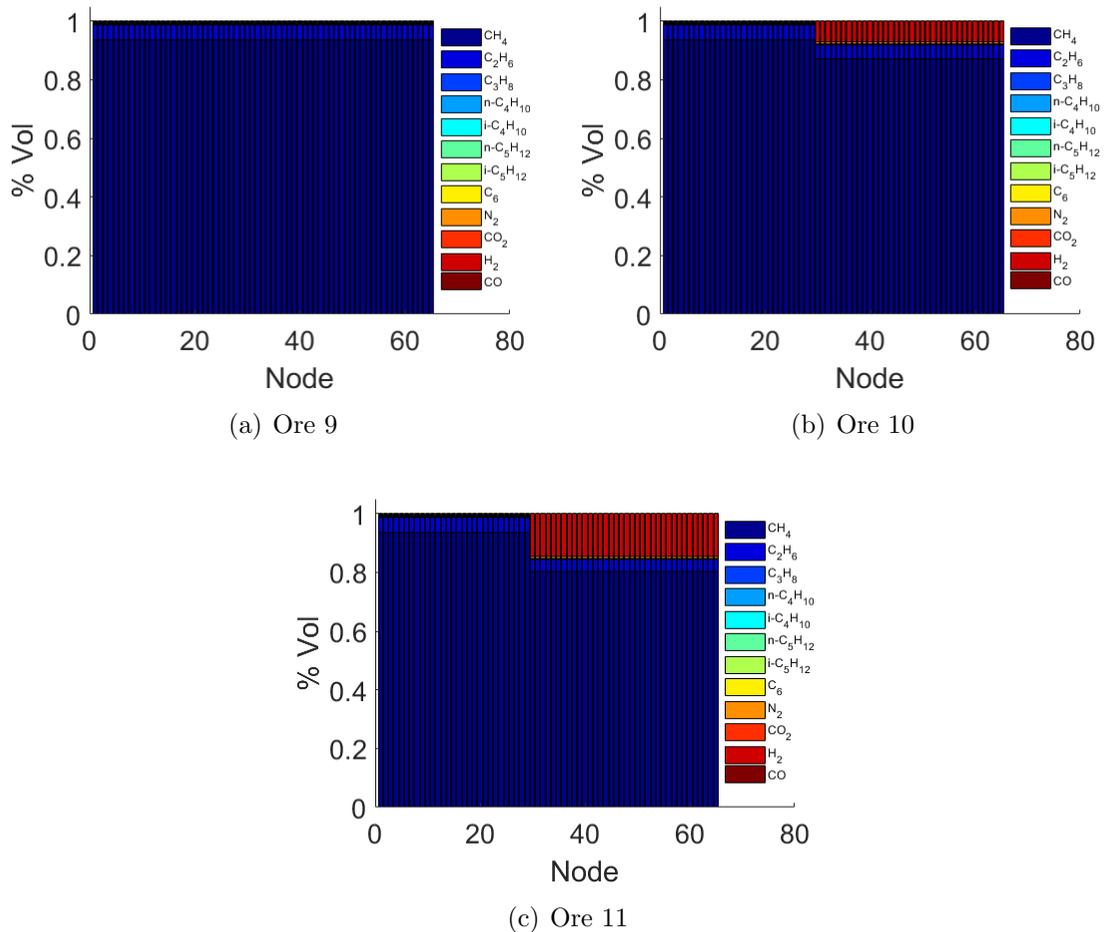


Figura 12.2: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, dalle 9 alle 11.

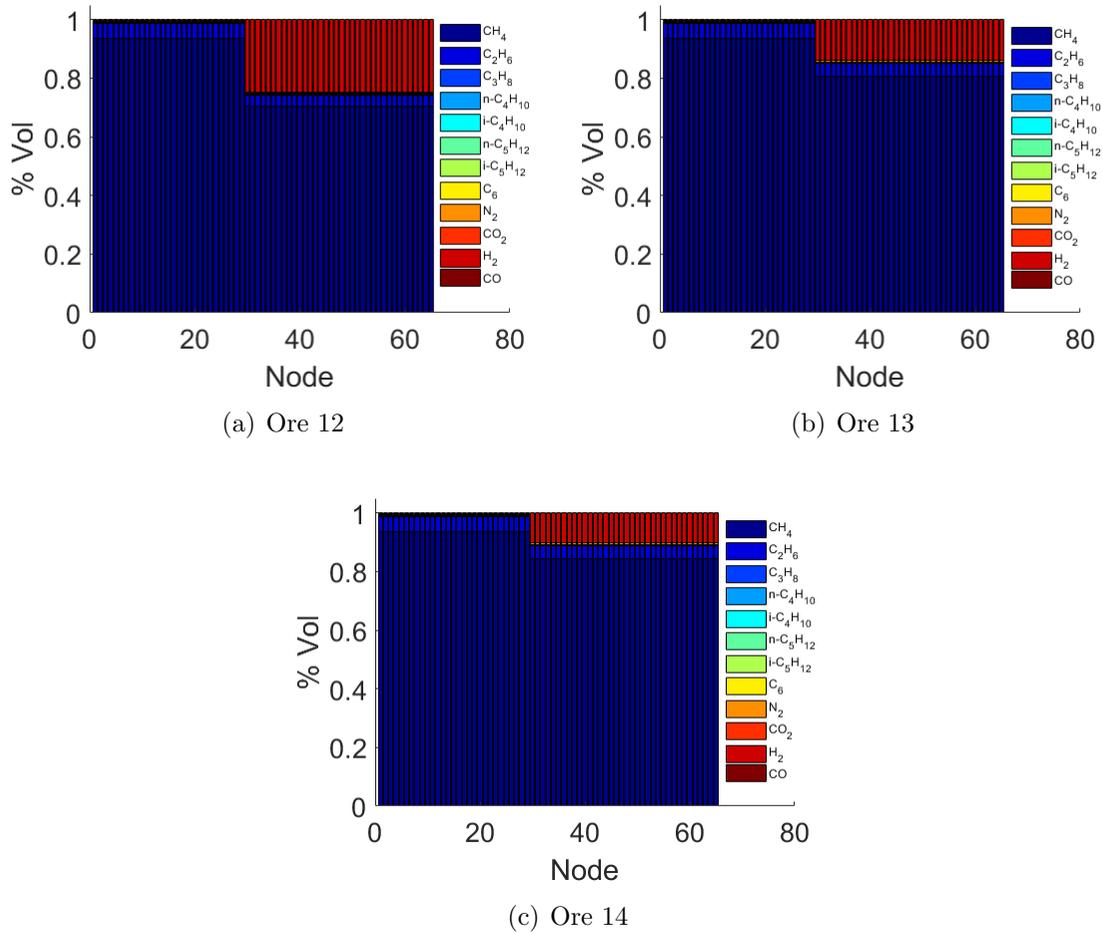


Figura 12.3: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, dalle 12 alle 14.

Analizzando il caso precedente ma di inverno (gennaio), non abbiamo produzione di idrogeno (assenza di reverse power flow), quindi, per confrontare il caso estivo con il caso invernale, si deve scegliere una potenza installata negli impianti fotovoltaici nel quale ci sia produzione di idrogeno (surplus di energia elettrica) sia di estate sia di inverno: è stata quindi, scelta una potenza fotovoltaica installata di 6 kW in ogni utenza (33 MW intallati - 64 % dell'energia consumata). Il profilo di iniezione di

idrogeno nel nodo 29, tanto nel caso estivo quanto nel caso invernale, dove tutte le utenze hanno un impianto da 6 kW, è riportato in Figura 12.4, dove si può notare una grande differenza tra i profili, avendo la stessa potenza installata negli impianti fotovoltaici. Nel caso estivo si può osservare che viene iniettato idrogeno alla rete gas dalle ore 9 alle ore 16, con valore massimo immesso di circa 250 kg/h alle ore 12; invece, nel caso invernale, viene iniettato idrogeno alle ore 12 con una portata di circa 20 kg/h.

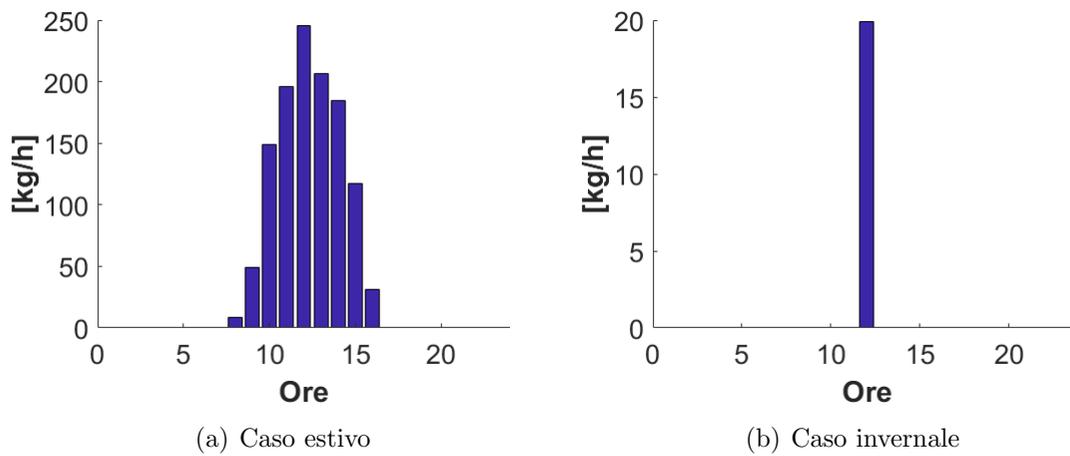


Figura 12.4: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 29 - caso 6 kW.

Le Figure 12.5 e 12.6 mostrano la frazione molare del gas durante l'iniezione di idrogeno tanto nel caso estivo quanto nel caso invernale, quando tutte le utenze hanno un impianto da 6 kW. Si può notare che nel caso estivo, la percentuale di idrogeno nel gas dal nodo 29 in poi è di circa 55 % alle ore 12, mentre nel caso invernale, è di circa il 3 % negli stessi nodi ed alla stessa ora.

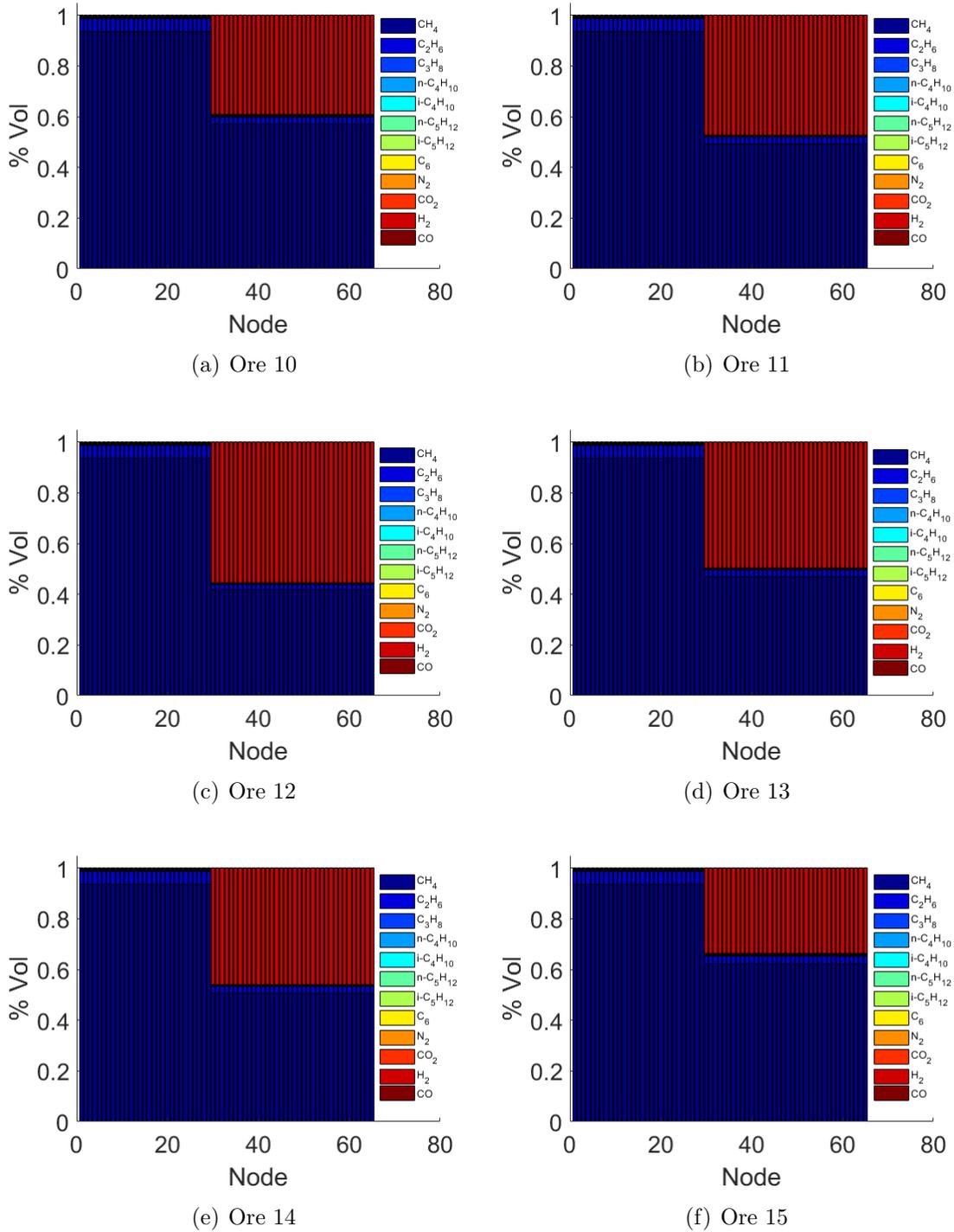


Figura 12.5: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 6 kW, estivo.

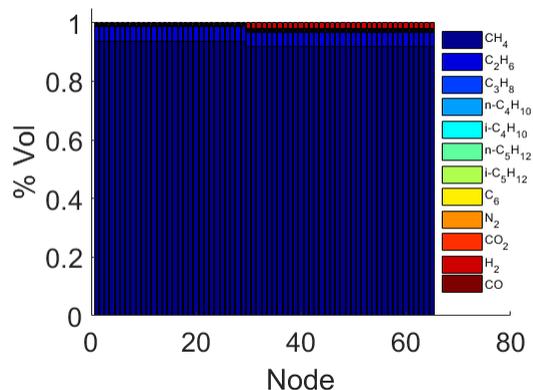


Figura 12.6: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 6 kW, invernale.

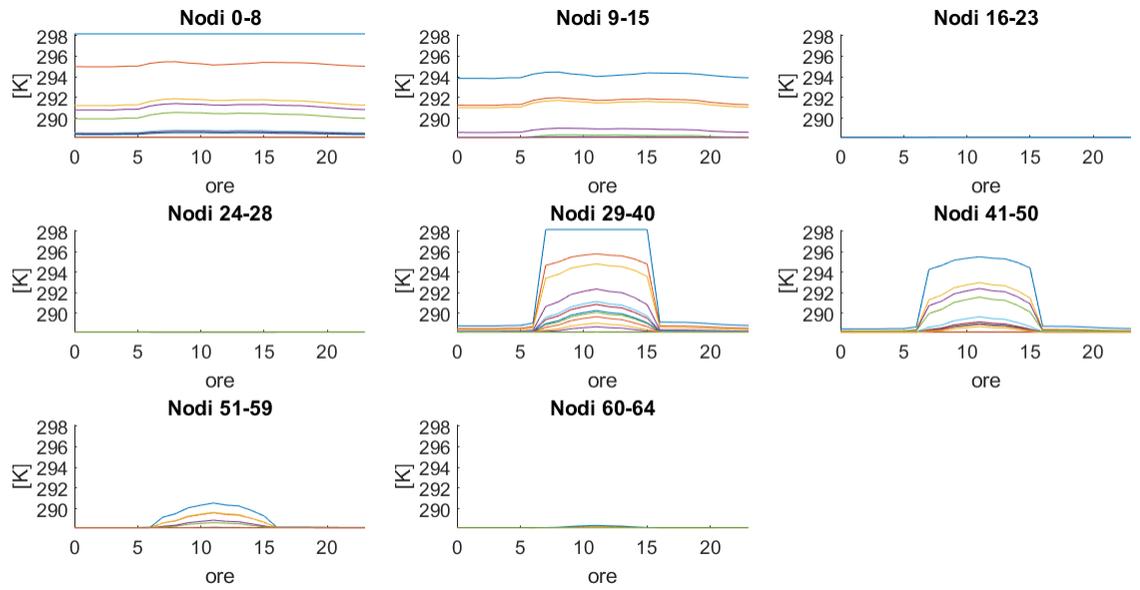
La Tabella 12.1 mostra un riassunto dei risultati dell'iniezione di idrogeno nei casi presentati precedentemente. Si può vedere come nei casi estivi, dovuto alle alte percentuali di idrogeno, si violano i parametri di qualità del gas, rendendo questi casi inaccettabili. Invece, nel caso invernale, si rispettano tutti i tre parametri, facendo diventare questo caso praticabile.

Tabella 12.1: Riassunto iniezione idrogeno rete gas urbana - casi studio.

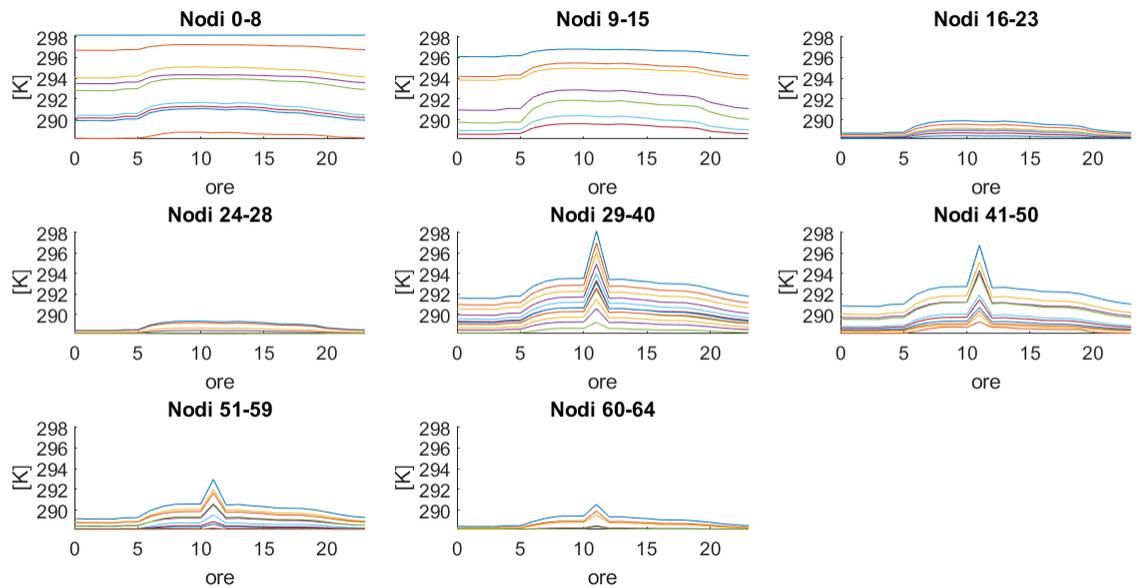
Caso	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
4 kW (estivo)	25	0,4595 – 0,5895	47,87 – 51,15	32,45 – 39,27
6 kW (estivo)	55	0,3003 – 0,5895	43,99 – 51,15	24,11 – 39,27
6 kW (invernale)	3	0,5789 – 0,5895	50,88 – 51,15	38,71 – 39,27

Le temperature e pressioni nei nodi, tanto nel caso estivo quanto nel caso invernale, con impianti fotovoltaici di potenza pari a 6 kW, sono riportate nelle Figure 12.7 e 12.8 rispettivamente. In Figura 12.7 si può notare (sia di estate che di inverno)

l'innalzamento del profilo di temperatura durante l'iniezione di idrogeno, sia nel nodo di iniezione, sia quelli vicini. In Figura 12.8 si può osservare la differenza dei profili di pressione dei casi estivo e invernale. Questa differenza è dovuta alla assenza di riscaldamento durante l'estate e quindi le portate saranno più basse ed i profili di pressione più alti. Si può vedere che, nel caso estivo, tutte le pressioni sono sopra i circa 4,8 bar; invece, nel caso invernale sono tutte sopra i circa 3 bar. Confrontando il caso invernale con il caso base (portate invernali) possiamo vedere che c'è un leggero innalzamento nei profili di pressione dovuto all'iniezione di idrogeno, essendo tutte le pressioni nel caso base sopra i 2,6 bar.

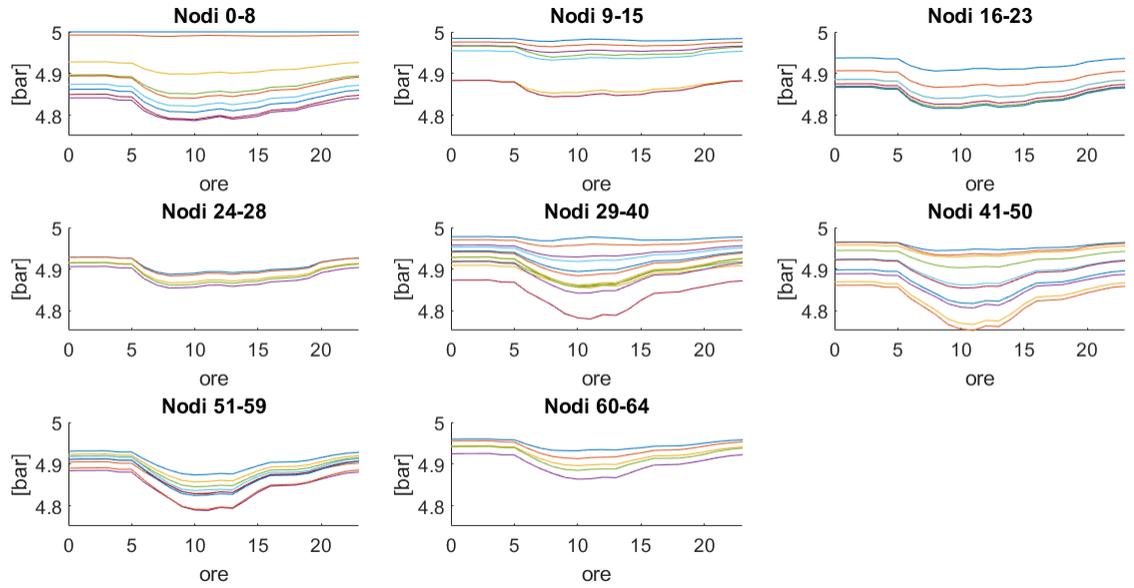


(a) Caso estivo

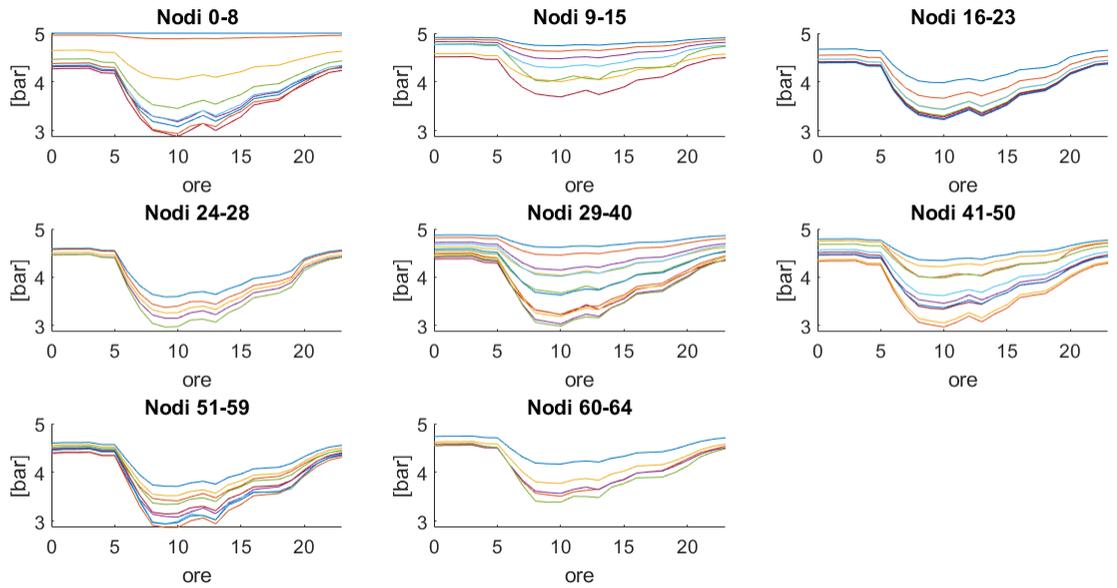


(b) Caso invernale

Figura 12.7: Profili di temperature nodali - caso 6 kW.



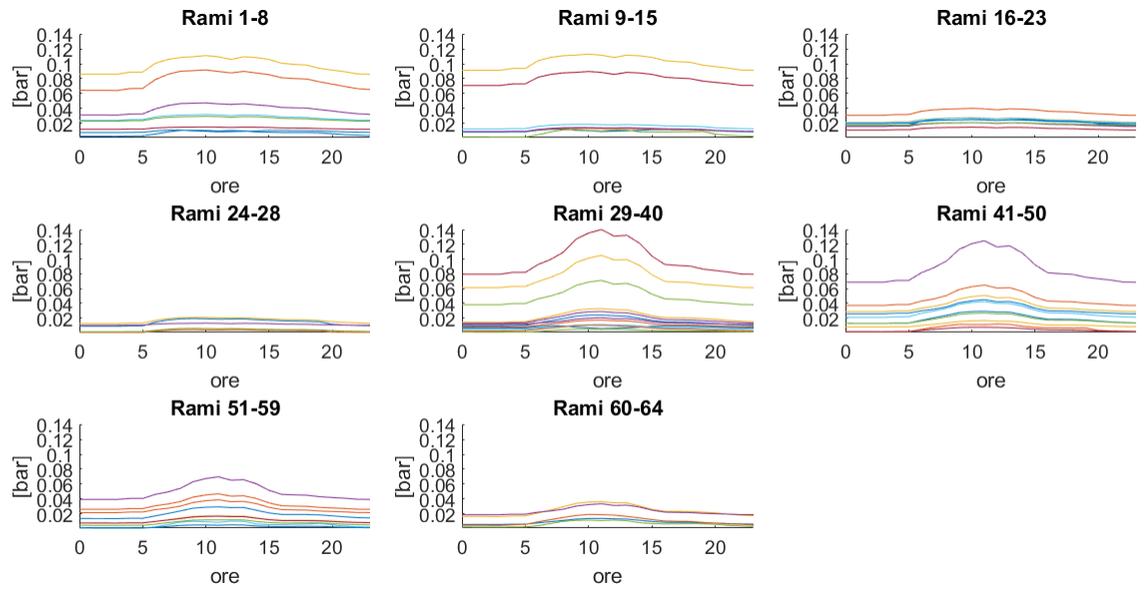
(a) Caso estivo



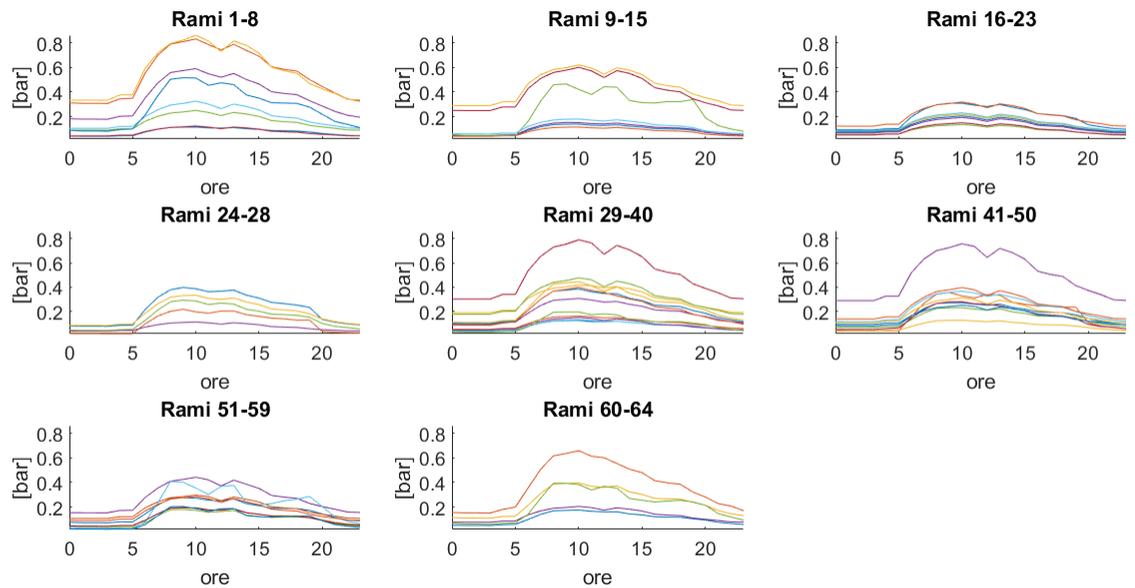
(b) Caso invernale

Figura 12.8: Profili di pressioni nodali - caso 6 kW.

Le portate e cadute di pressione nei rami, tanto nel caso estivo quanto nel caso invernale, con impianti fotovoltaici di potenza pari a 6 kW, sono riportate nelle Figure 12.9 e 12.10 rispettivamente. Nella Figura 12.9 si può vedere che le cadute nei rami nel caso estivo sono più piccole che nel caso invernale, dovuto alle portate estive minori. Si può osservare che, nel caso estivo, c'è una perdita massima di circa 0,14 bar contro circa 0,8 bar nel caso invernale. Confrontando nuovamente il caso invernale con il caso base, si può notare che in quest'ultimo c'è una perdita massima di circa 1 bar, quindi questa leggera diminuzione delle perdite è dovuta all'iniezione di idrogeno. In Figura 12.10 si può notare, come è stato anticipato, che le portate estive sono molto minori che le portate invernali, avendo una portata massima oraria di circa $6 * 10^3$ Sm³/h nel caso estivo contro una portata massima oraria di circa $20 * 10^3$ Sm³/h nel caso invernale. Anche in questo caso si vede l'effetto della iniezione di idrogeno nella rete, facendo diminuire le portate invernali rispetto al caso base, dove la portata massima oraria è di circa $22 * 10^3$ Sm³/h.

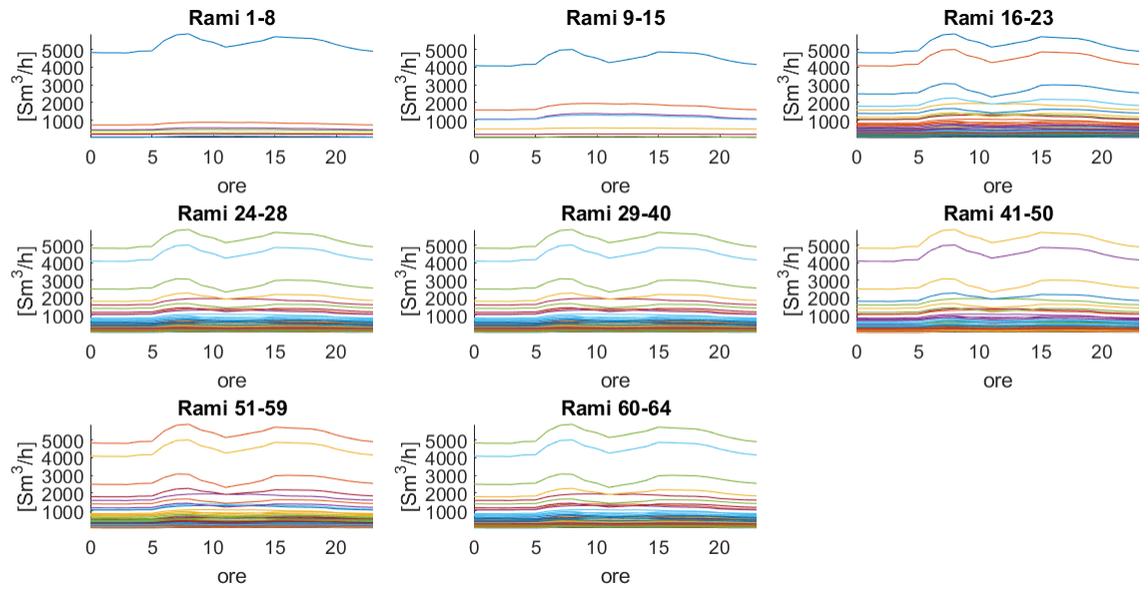


(a) Caso estivo

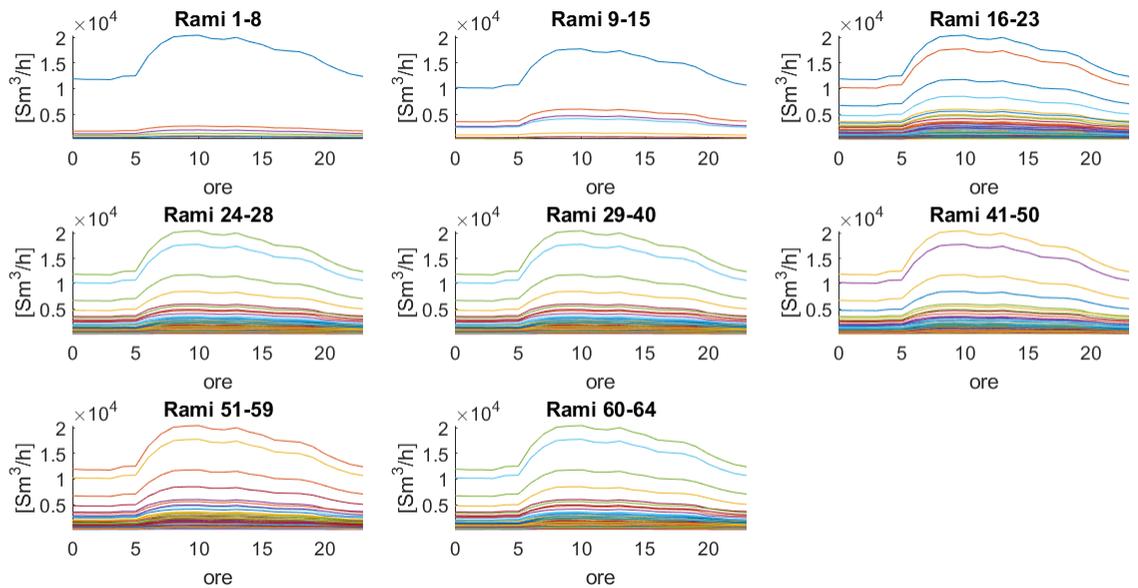


(b) Caso invernale

Figura 12.9: Cadute pressione nei rami - caso 6 kW.



(a) Caso estivo



(b) Caso invernale

Figura 12.10: Portata nei rami - caso 6 kW.

La Tabella 12.2 riassume i risultati della verifica termo-fluidodinamica, considerando la iniezione di idrogeno, nei casi estivo e invernale, con impianti fotovoltaici di potenza pari a 6 kW.

Tabella 12.2: Riassunto effetti iniezione idrogeno sulla verifica termo-fluidodinamica.

Caso	P_{\min} [bar]	ΔP_{\max} [bar]	Q_{\max} [Sm^3/h]
Caso base	2,6	1	$22 * 10^3$
6 kW (estivo)	4,8	0,14	$6 * 10^3$
6 kW (invernale)	3	0,8	$20 * 10^3$

Per studiare l'effetto della variazione del nodo di iniezione nella rete gas, è stato scelto il caso estivo (luglio) dove gli impianti fotovoltaici hanno una potenza installata di 4 kW, ma in questo caso l'idrogeno non sarà più iniettato nel nodo 29 (cuore della rete), ma nei nodi 1 e 60. Il profilo di iniezione sarà sempre lo stesso di quello riportato in Figura 12.1, perché esso non dipende dal nodo di iniezione, bensì dalla produzione di idrogeno e quindi dalla produzione fotovoltaica, la quale si manterrà costante. Nella Figura 12.11 è riportata la composizione del gas quando viene iniettato idrogeno nel nodo 1 (nodo più vicino alla cabina di primo salto) alle ore 12 (portata massima iniettata), in cui si può osservare come aumenta la percentuale di idrogeno presente nel gas, dal nodo 1 in poi, avendo un valore di circa 15 %. Facendo confronto con il caso dove l'idrogeno era iniettato nel nodo 29, si può notare che alle ore 12 con una portata di 80 kg/h, la percentuale di idrogeno era di circa 25 % per più o meno la metà della rete (vedi Figura 12.3), mentre per il nuovo caso (nodo 1 di iniezione),

alla stessa ora e con la stessa portata, la percentuale di idrogeno è di circa 15 % per praticamente tutta la rete.

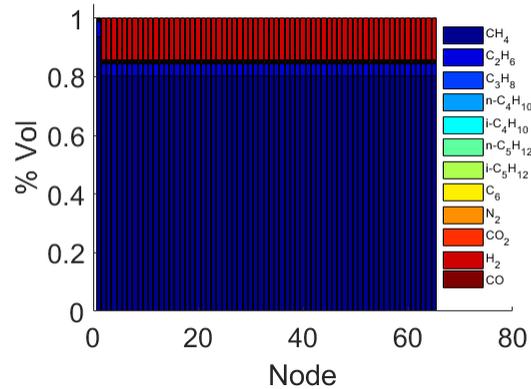


Figura 12.11: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, nodo di iniezione 1.

La Figura 12.12 mostra la composizione del gas durante l'iniezione di idrogeno, quando esso viene iniettato nel nodo 60 (fine della rete) alle ore 12 (massima portata), dove si può vedere come negli ultimi 5 nodi della rete, la percentuale di idrogeno presente nel gas è di circa 80 %. Questo valore è troppo alto e riduce la qualità del gas, quindi, è importante sapere scegliere il nodo di iniezione in tal maniera che l'idrogeno sia distribuito nella maggior parte della rete e la sua percentuale sia bassa, conservando così la qualità del gas.

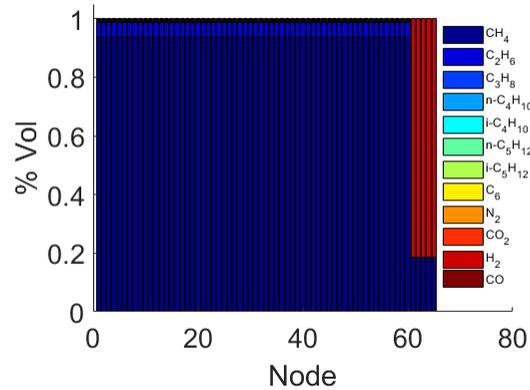


Figura 12.12: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, nodo di iniezione 60.

In Tabella 12.3 è riportato un riassunto dei parametri di qualità del gas, per i due casi mostrati precedentemente. Si può notare che, quando si inietta idrogeno nel nodo 1, solamente si viola il limite inferiore della gas gravity, mentre quando si inietta idrogeno nel nodo 60, si violano tutti i tre parametri. Quindi, tutti due casi sono inaccettabili.

Tabella 12.3: Riassunto iniezione idrogeno rete gas urbana - variazione nodo di iniezione.

Nodo di Iniezione	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
1	15	0,5142 – 0,5895	49,26 – 51,15	35,32 – 39,27
60	80	0,1649 – 0,5895	41,89 – 51,15	17,01 – 39,27

Capitolo 13.

Caso Rurale

Realizzando lo stesso procedimento utilizzato per la rete urbana nel Capitolo 4, è stata costruita la rete gas partendo dalla rete elettrica rurale. La composizione e struttura della rete elettrica di partenza è già stata spiegata nel Capitolo 2. Questa rete elettrica presenta una potenza attiva nominale netta di 8,596 MW (circa 9 MW) così suddivise:

- 5,066 MW di carico residenziale
- 2,498 MW di carico industriale
- 8,768 MW di carico agricolo
- 7,736 MW di generazione fotovoltaica.

Partendo dalle stesse ipotesi che nel caso urbano (vedi sezione 4.2) sono state ricavate le seguente utenze:

- 1689 abitazione e circa 5400 abitanti
- 2309 utenze agricole
- 14 utenti industriali.

Per quanto riguarda i calcoli della rete gas (vedi sezione 4.3), sono stati ricavati un consumo totale annuo di circa $8,5 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/\text{anno}$ ($3,19 \cdot 10^6$ per le utenze residenziali, $4,86 \cdot 10^6$ per le utenze agricole e $0,44 \cdot 10^6$ per le utenze industriali) ed una portata massima oraria di $3360,82 \text{ Sm}^3/\text{h}$. Partendo dal layer della rete elettrica, riportato in Figura 13.1, e assumendo alcune ipotesi come nel caso urbano (vedi sezione 4.4), è stato ottenuto il mapping della rete gas, riportato in Figura 13.2, dove il colore verde rappresenta i nodi con carichi residenziali ed il giallo quelli con carichi agricoli.

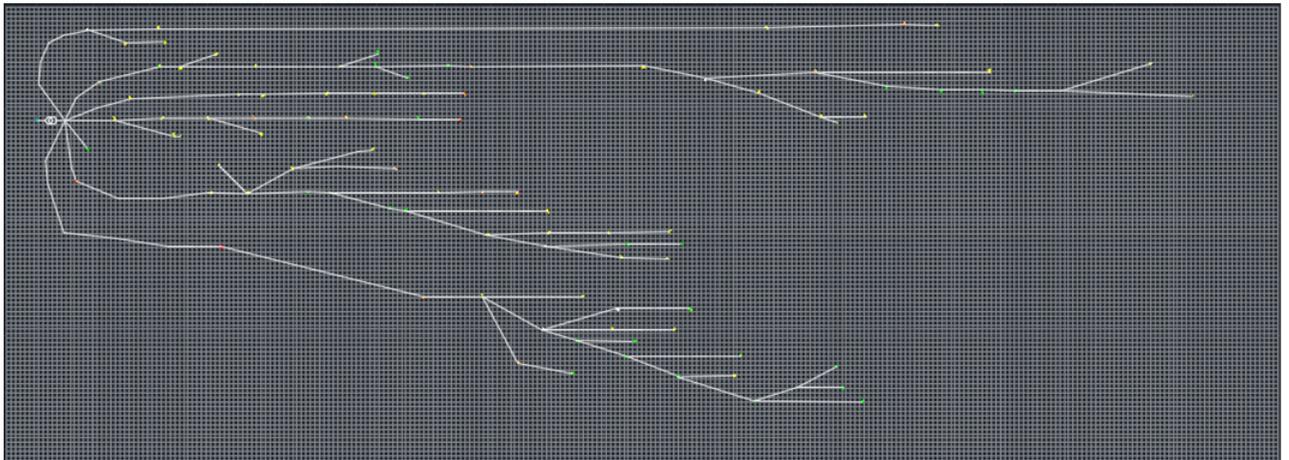


Figura 13.1: Layer della rete elettrica rurale.

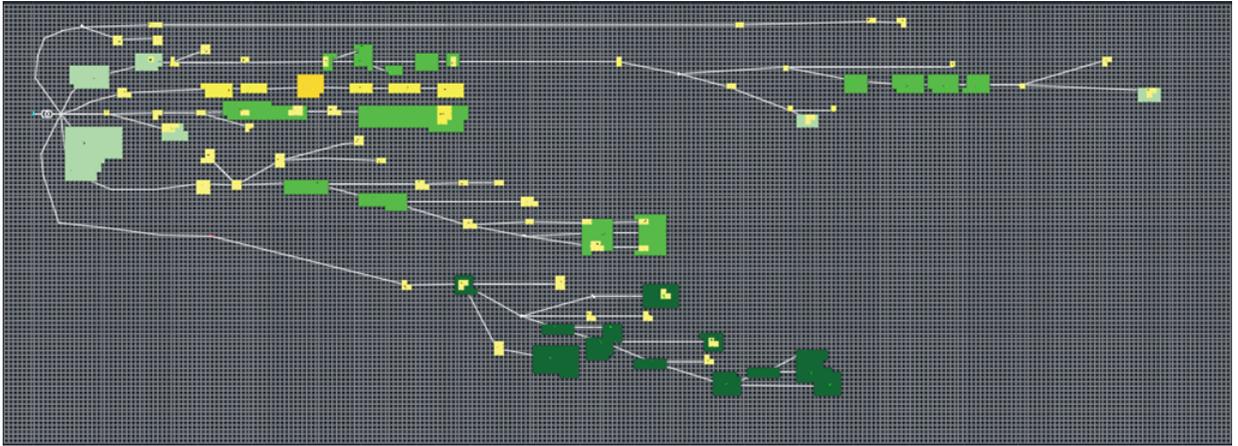


Figura 13.2: Mapping della rete gas - caso rurale.

Come nel caso urbano (vedi sezione 4.5), sono stati ricavati i consumi per ogni quadretto del mapping della rete gas, riportato in Figura 13.3.

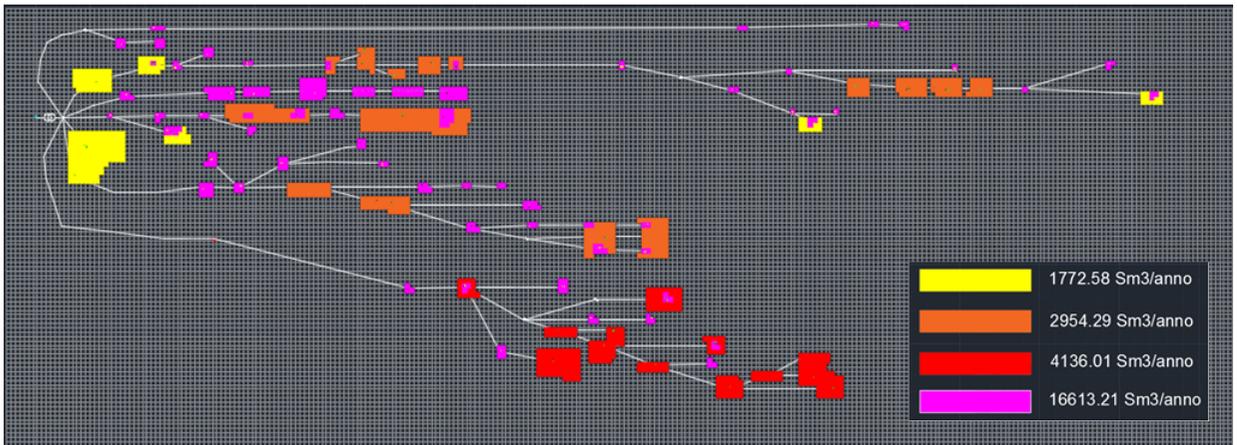


Figura 13.3: Mapping dei consumi di gas - caso rurale.

Per quanto concerne le portate di progetto (portate massime orarie), esse sono state ricavate per ogni quadretto del mapping della rete gas, assumendo le stesse ipotesi utilizzate nel caso urbano (vedi sezione 4.7). Nella Figura 13.4 è riportato il mapping delle portate di progetto.

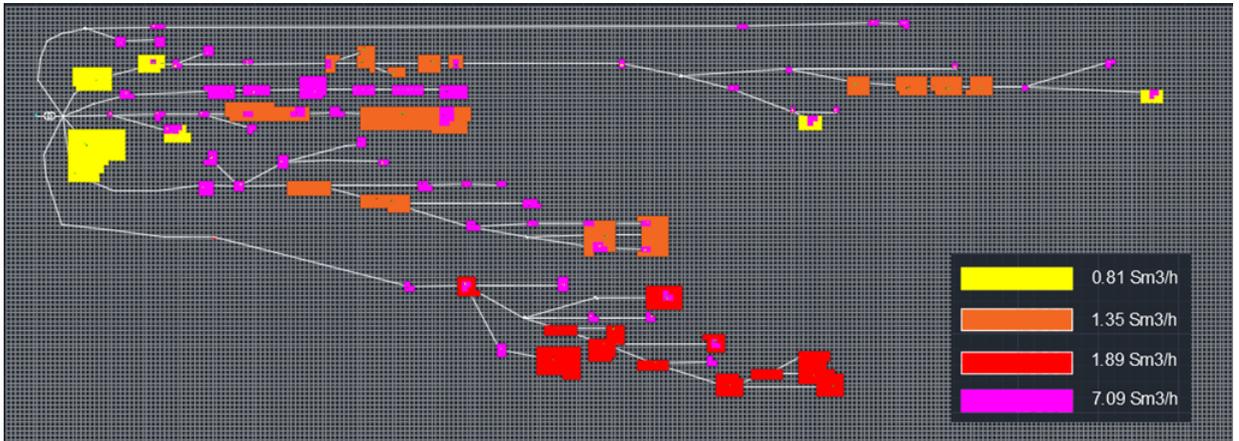


Figura 13.4: Mapping delle portate di progetto - caso rurale.

Dopodiché, la rete è stata divisa in 5 zone di consumo più le 14 aziende industriali, ognuna con la sua portata massima oraria, le quali sono riportate in Figura 13.5.

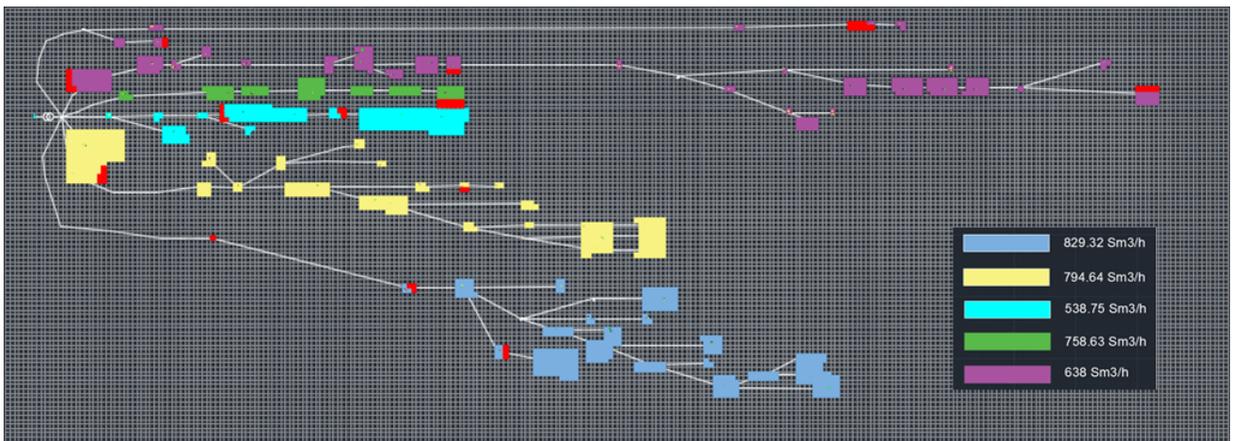


Figura 13.5: Zone di consumo - caso rurale.

Partendo dalle zone di consumo, è stata tracciata la rete gas ramificata in media pressione. La rete contiene 38 nodi e 37 rami ed è riportata in Figura 13.6.

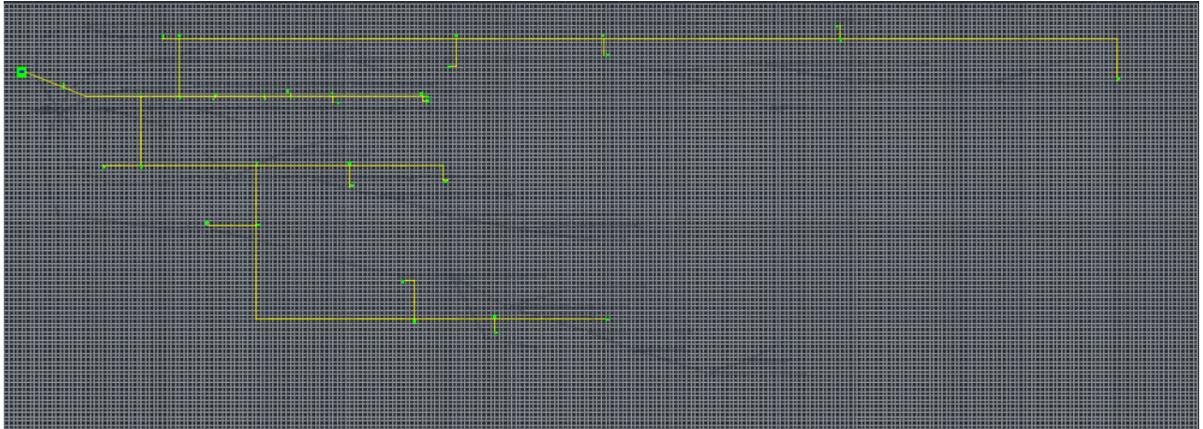


Figura 13.6: Rete gas di media pressione - caso rurale.

La rete è stata dimensionata e simulata come nel caso urbano (vedi sezioni 4.11 e 4.12). In Figura 13.7 sono riportati i risultati della simulazione della rete in stato stazionario (ora di punta), dove si può osservare che, nell'ora di punta, le pressioni in tutti i nodi sono contenute nell'intervallo scelto (1,5 - 5 bar) e che la temperatura si stabilizza rapidamente. Per quanto riguarda i rami, si può notare che tutti hanno una caduta di pressione minore di 0,6 bar e che la portata massima oraria presente nella rete (ramo principale) è circa $12,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

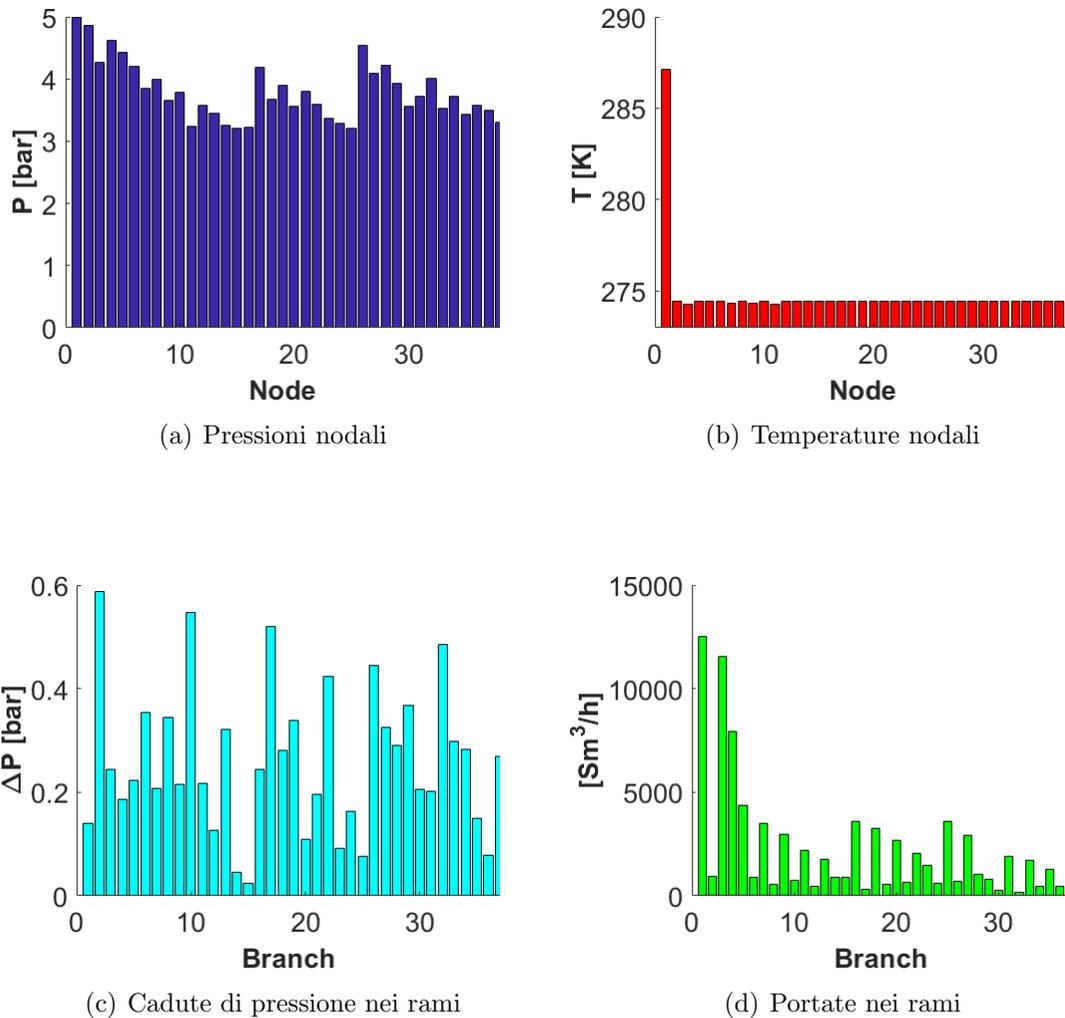
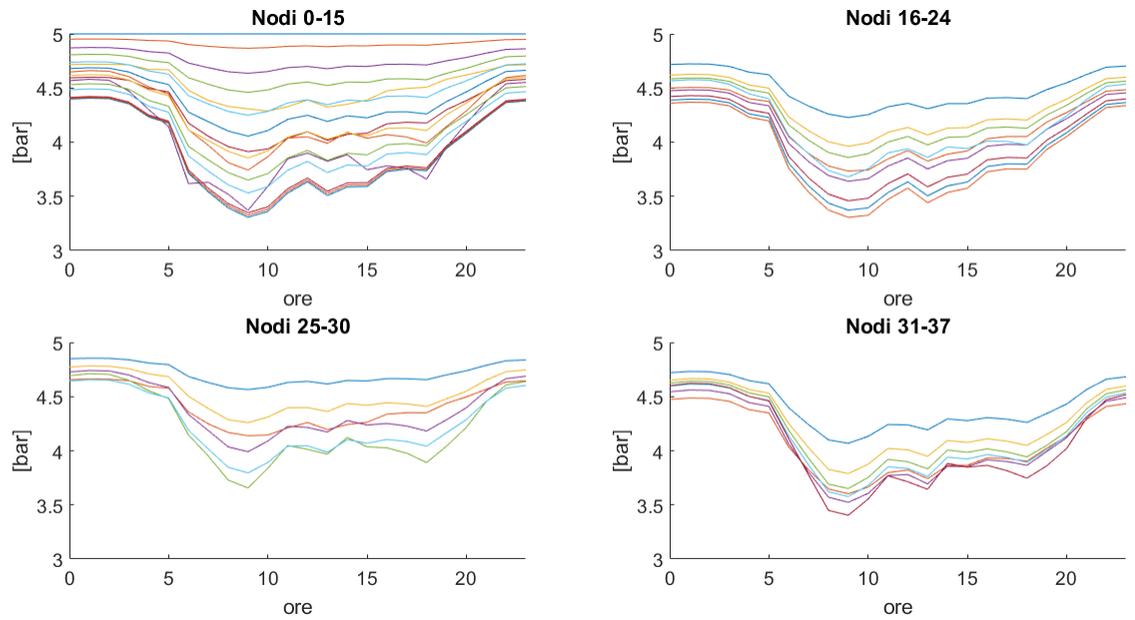
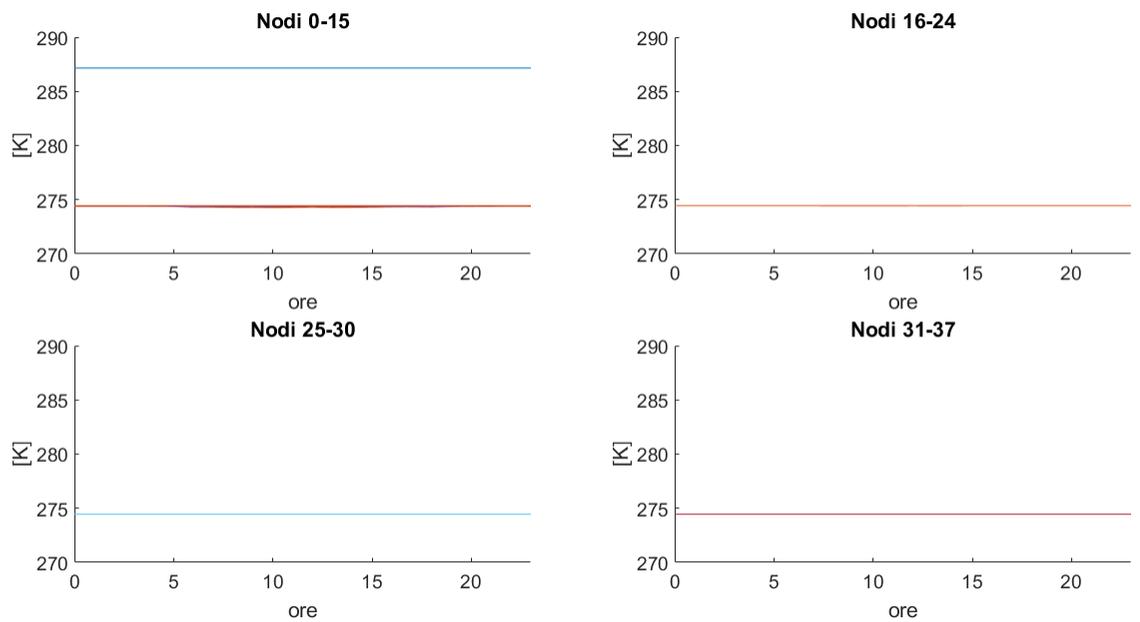


Figura 13.7: Simulazione steady state della rete gas - caso rurale.

Nelle Figure 13.8 e 13.9 sono mostrati i risultati della simulazione della rete durante tutta la giornata (utilizzando profili orari di prelievo). Nella Figura 13.8 si osserva che le pressioni nodali sono tutte all'interno dell'intervallo desiderato per tutta la giornata, corroborando la simulazione in stato stazionario (caso peggiore). La Figura 13.9 mostra che, l'ora di punta è intorno alle 10, dove le portate e le cadute di pressione sono più alte e, di conseguenza, le pressioni più basse.

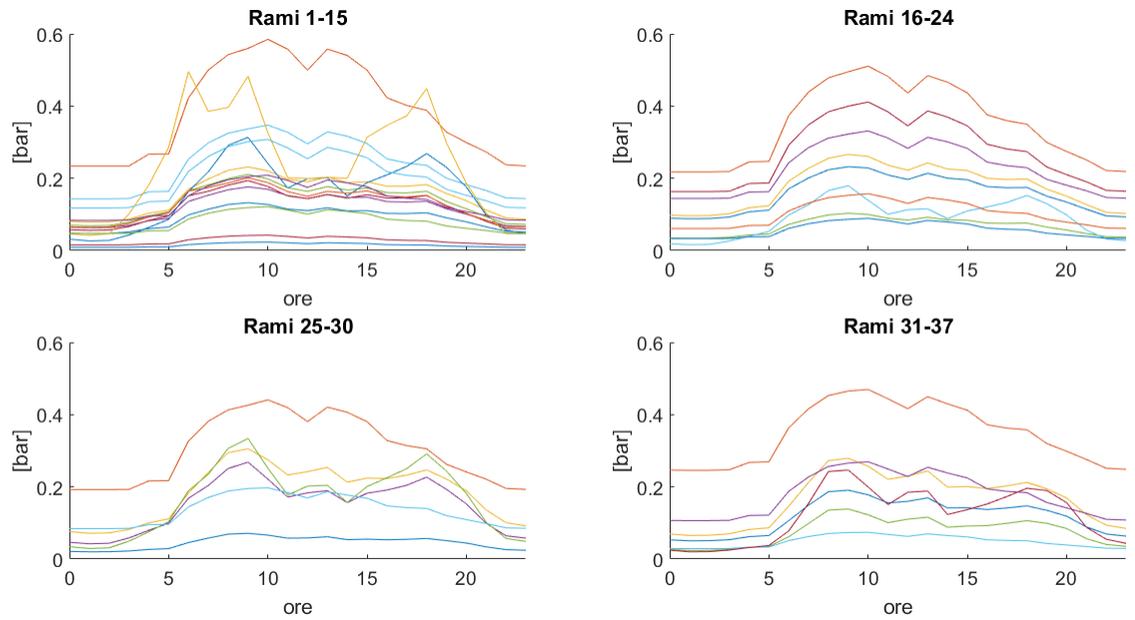


(a) Pressioni nodali

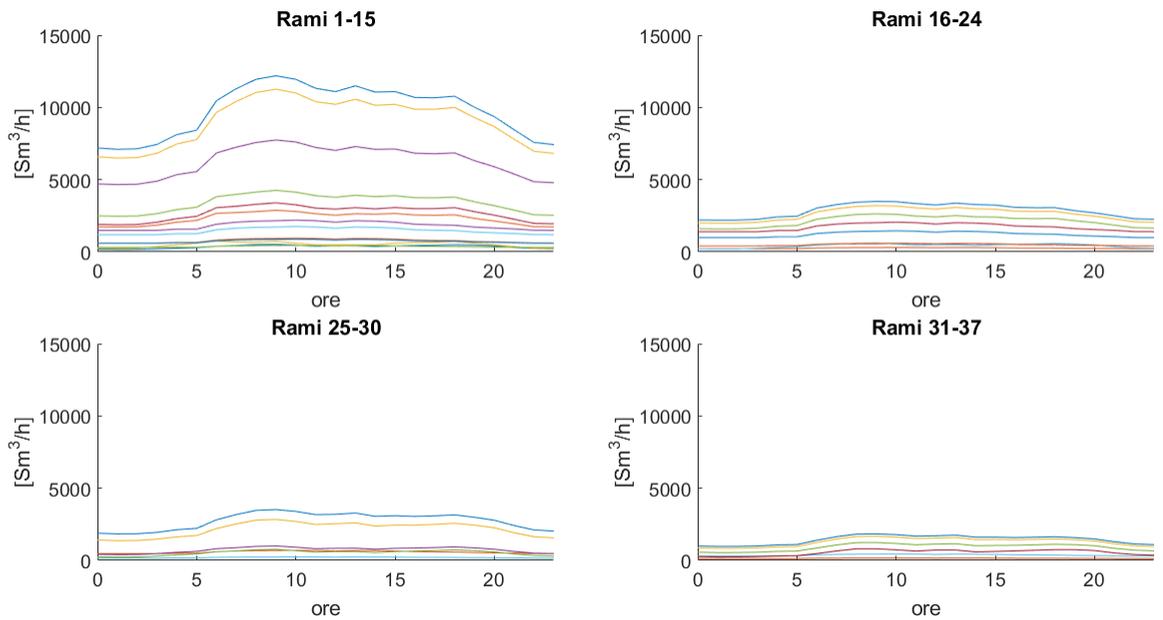


(b) Temperature nodali

Figura 13.8: Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - nodi - caso rurale.



(a) Cadute di pressione nei rami



(b) Portate nei rami

Figura 13.9: Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - rami - caso rurale.

Nel seguito saranno presentati i casi di studio riguardanti la rete elettrica rurale [1]. Questa rete contiene *tre* tipi di carico (residenziale, industriale e agricolo) e un tipo di generazione distribuita (fotovoltaica) e presenta una potenza attiva nominale netta di circa 9 MW. Inoltre, la rete è composta di 103 nodi e 102 rami, essendo questa radiale. I profili di tensioni nodali nel caso base sono riportati in Figura 13.10, dove si osserva l'innalzamento di essi, intorno a mezzogiorno, nei nodi dove è presente la generazione fotovoltaica e quelli più vicini, pur rimanendo all'interno dell'intervallo desiderato (0,9 - 1,1 p.u.).

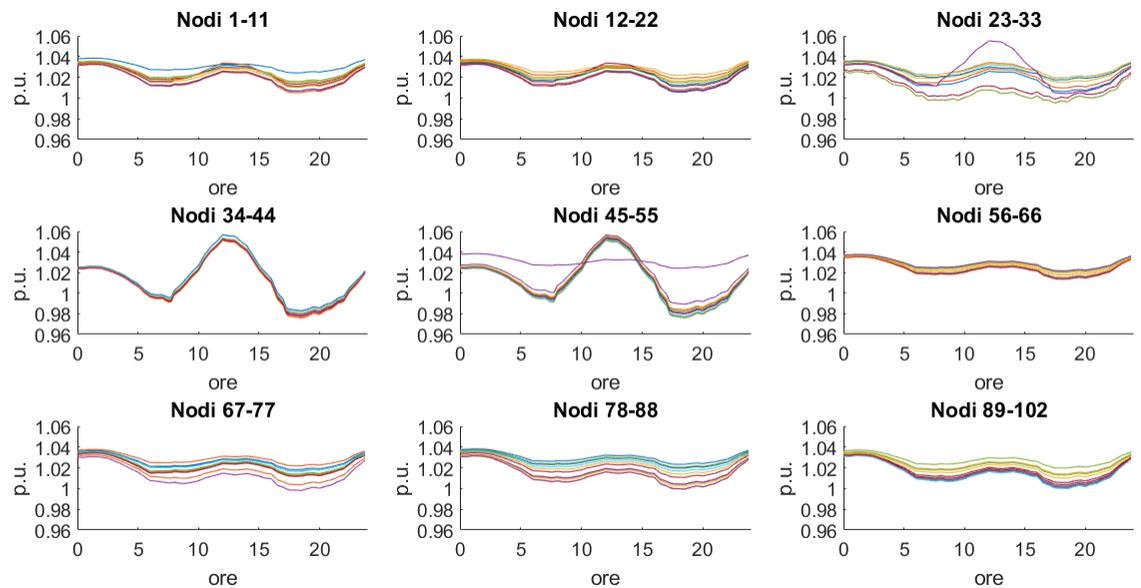


Figura 13.10: Profili di tensioni nodali - caso base - caso rurale.

La Figura 13.11 mostra i livelli di carico nei diversi gruppi di rami nel caso base, dove si vede che le correnti in tutti i rami sono inferiori al limite termico, essendo il livello di carico massimo raggiunto circa il 50 % del valore massimo ammissibile.

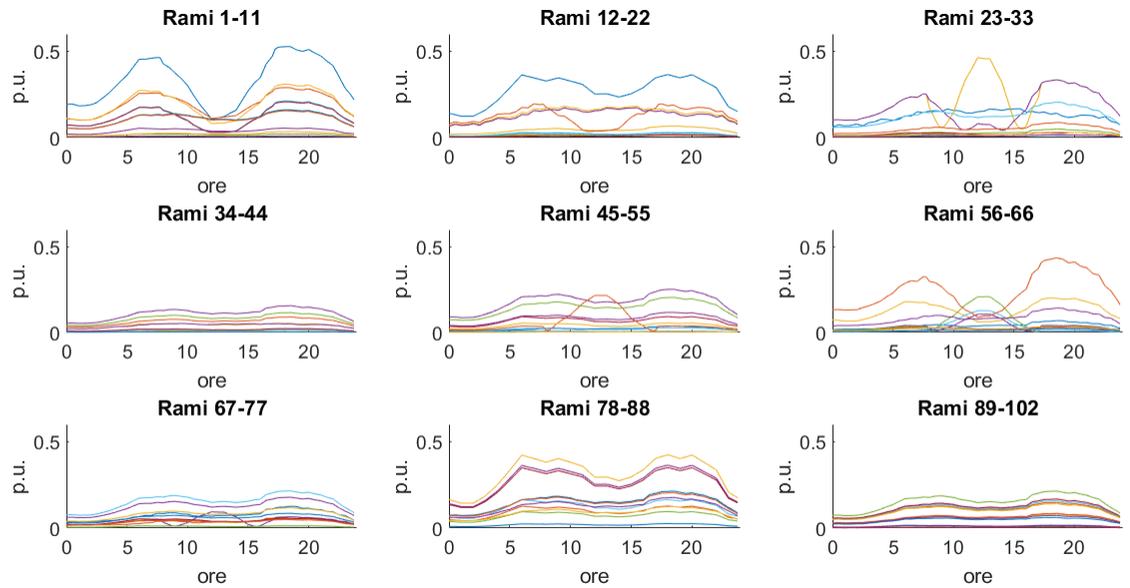


Figura 13.11: Livello di carico nei rami - caso base - caso rurale.

In Figura 13.12 sono mostrate le perdite allocate ai diversi gruppi di nodi nel caso base, dove si nota che alcuni coefficienti di allocazione delle perdite ai nodi sono negativi in alcune ore della giornata: questo è dovuto alla generazione fotovoltaica presente. Si può anche osservare che i nodi che hanno generazione fotovoltaica, hanno intorno a mezzogiorno una perdita allocata più grande rispetto agli altri.

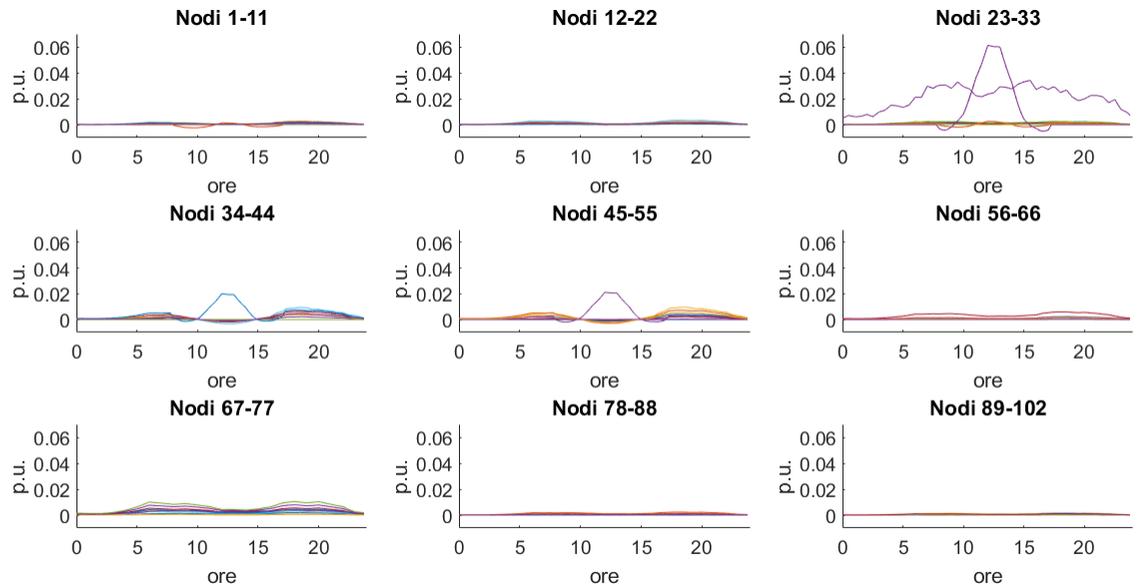


Figura 13.12: Perdite allocate ai nodi - caso base - caso rurale.

Nella Figura 13.13 si mostra l'andamento della potenza immessa in rete, dove si può vedere che nonostante la rete abbia generazione fotovoltaica, essa non presenti flusso di potenza verso la rete (reverse power flow): quindi, per creare una situazione critica per i test, bisogna aumentare la potenza fotovoltaica installata nella rete, pur non violando i vincoli della stessa.

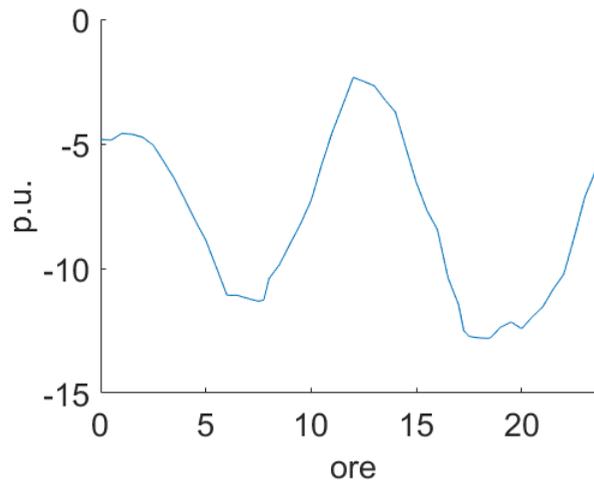


Figura 13.13: Potenza immessa in rete - caso base - caso rurale.

Inizialmente, sono stati inseriti 7 MW di generazione fotovoltaica (pari a circa il 20 % dell'energia consumata) nei nodi con perdite allocate più basse, cioè quelli dal 89 al 102 (vedi Figura 13.12), affinché la rete operasse in condizioni non ottimali. I profili di tensione nei diversi gruppi di nodi sono riportati nella Figura 13.14, in cui si può osservare l'innalzamento di essi nei nodi dove è stata inserita la generazione fotovoltaica ed anche in quelli più vicini, superando il limite di 1,1 p.u. intorno a mezzogiorno, violando pertanto i vincoli di tensione della rete.

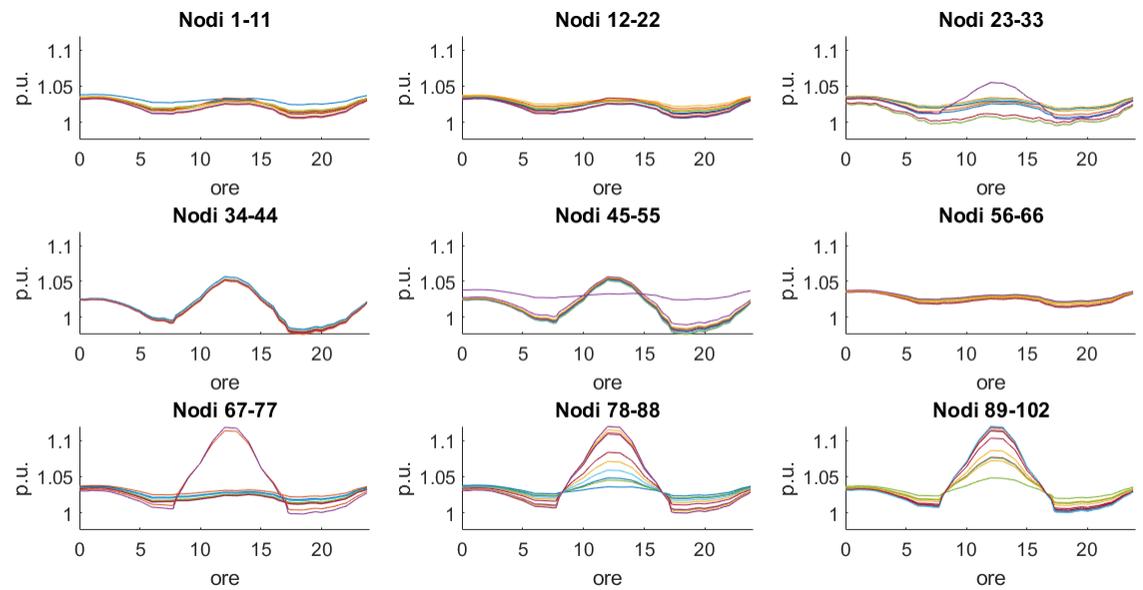


Figura 13.14: Profili di tensioni nodali - caso studio 1 - caso rurale.

La Figura 13.15 mostra i livelli di carico nei diversi gruppi di rami, dove si può vedere che in alcuni rami della rete (34-44, 78-88 e 89-102) è aumentato il livello di carico intorno a mezzogiorno, pur mantenendosi ancora minore dei limiti termici (raggiungendo un valore massimo di circa 80 %).

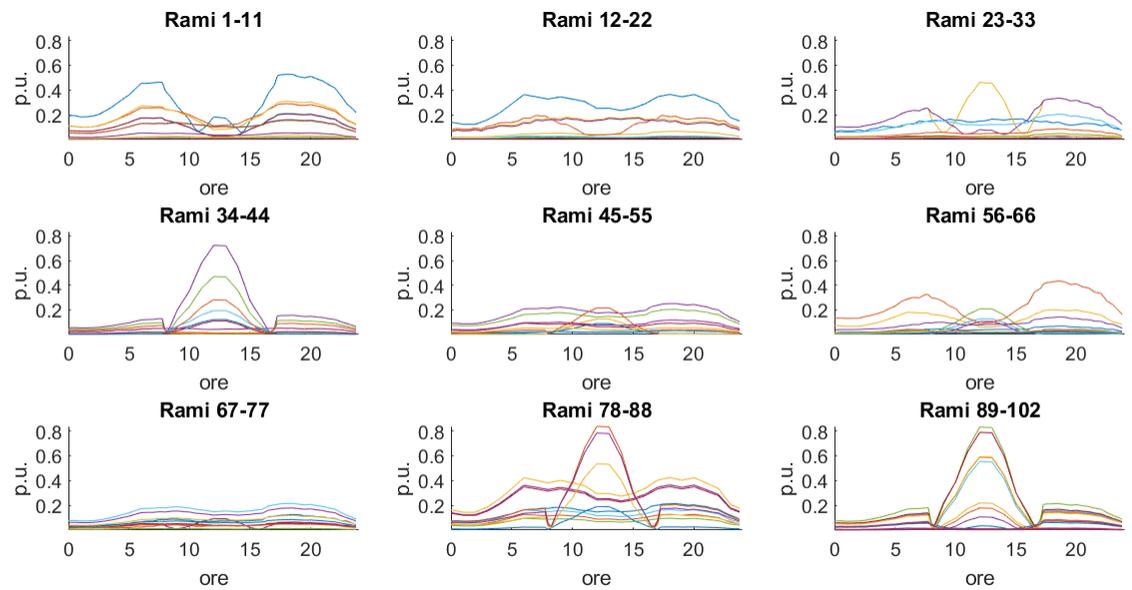


Figura 13.15: Livello di carico nei rami - caso studio 1 - caso rurale.

In Figura 13.16 sono mostrate le perdite allocate ai diversi gruppi di nodi, dove si può notare l'aumento di esse nei nodi dove è stata inserita la generazione fotovoltaica.

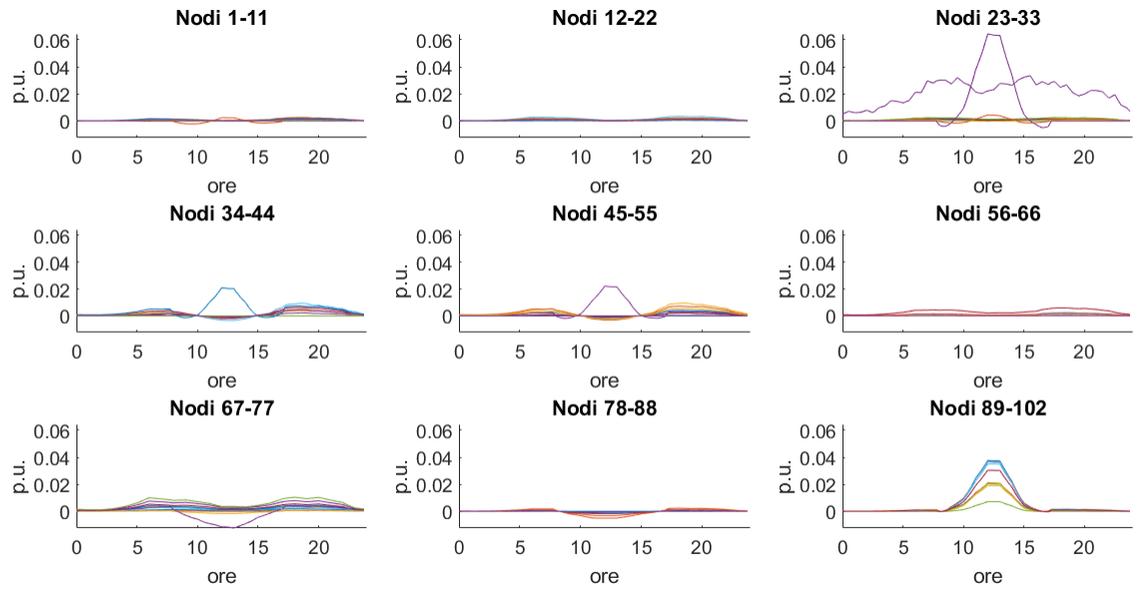


Figura 13.16: Perdite allocate ai nodi - caso studio 1 - caso rurale.

Infine, nella Figura 13.17 si mostra l'andamento della potenza immessa in rete, in cui si può osservare che esiste reverse power flow, per circa 3 ore, con valore massimo di circa 4 MW.

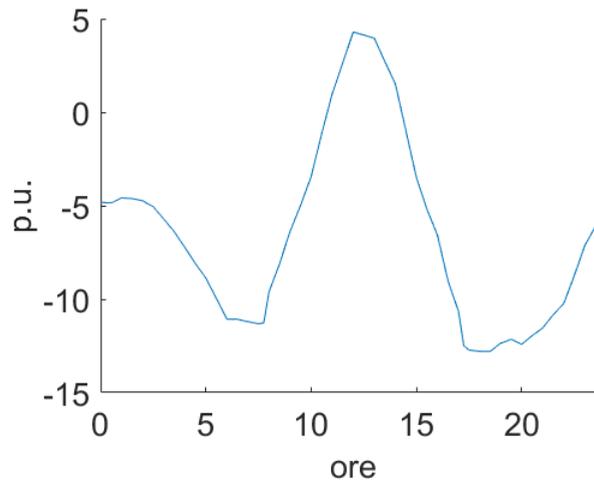


Figura 13.17: Potenza immessa in rete - caso studio 1 - caso rurale.

Poiché i vincoli di tensione della rete sono stati violati, è stata inserita più o meno la stessa potenza fotovoltaica (7,5 MW), ma stavolta distribuita in due zone diverse. I nodi scelti sono quelli dal 89 al 102 (quelli precedenti) e quelli dal 12 al 22, i quali hanno perdite allocate piccole. I nuovi profili di tensione nodali sono riportati in Figura 13.18, in cui si può osservare che nuovamente tutti i nodi hanno un profilo di tensione accettabile (dentro l'intervallo desiderato), con nodi più critici corrispondenti agli stessi che nel caso precedente violavano i vincoli. In questo caso, tali nodi raggiungono un valore massimo di circa 1,08 p.u.

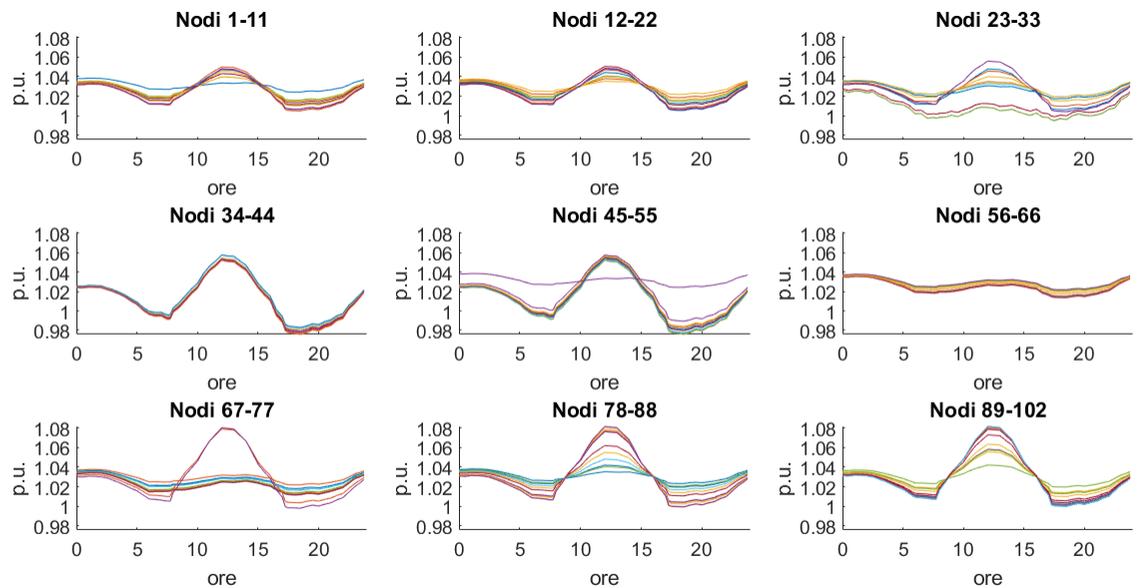


Figura 13.18: Profili di tensioni nodali - caso studio 2 - caso rurale.

La Figura 13.19 mostra i nuovi livelli di carico nei diversi gruppi di rami, dove si può vedere che è diminuito il livello di carico nei rami dove era aumentato nel caso precedente, raggiungendo un valore massimo di circa 50 % del valore massimo

ammissibile.

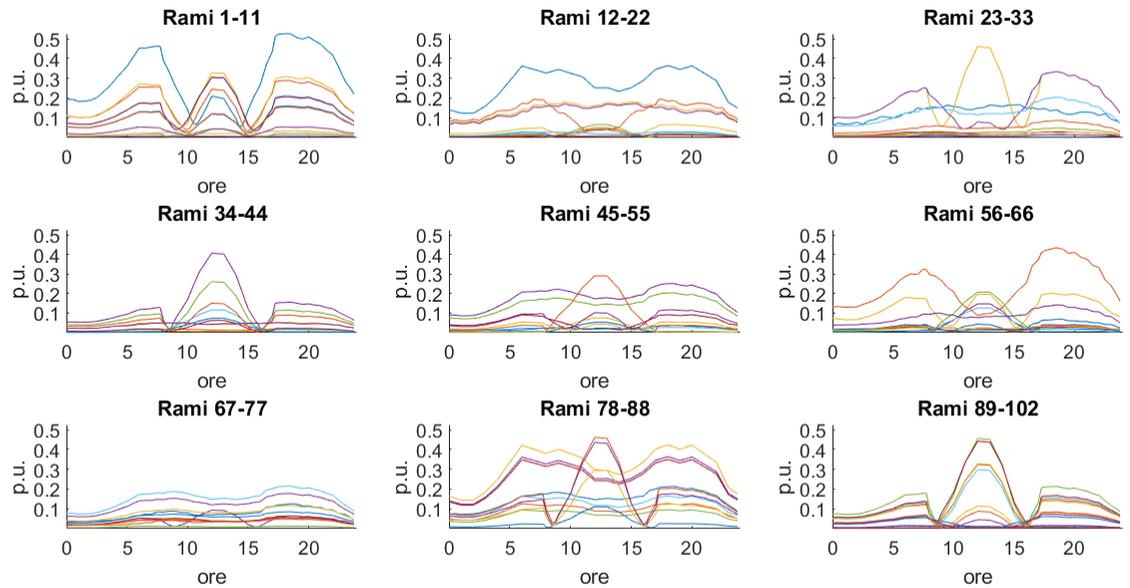


Figura 13.19: Livello di carico nei rami - caso studio 2 - caso rurale.

In Figura 13.20 si mostrano le nuove perdite allocate ai diversi gruppi di nodi, dove si può notare un piccolo aumento di esse nei nodi dove è stata inserita la generazione fotovoltaica.

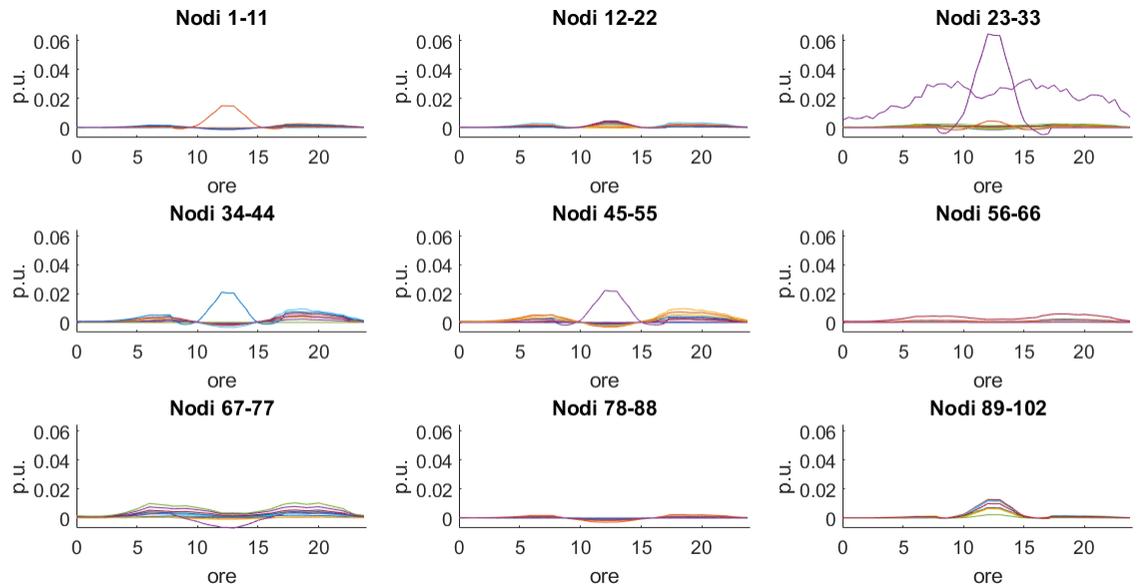


Figura 13.20: Perdite allocate ai nodi - caso studio 2 - caso rurale.

Infine, in Figura 13.21 si mostra il nuovo andamento della potenza immessa in rete, in cui si può osservare che, per quanto riguarda il reverse power flow, non c'è molta differenza rispetto al caso precedente, poiché la potenza fotovoltaica inserita si è mantenuta pressoché costante. In questo caso, il flusso di potenza verso la rete ha una durata di circa 3,5 ore e presenta un valore massimo di circa 5 MW.

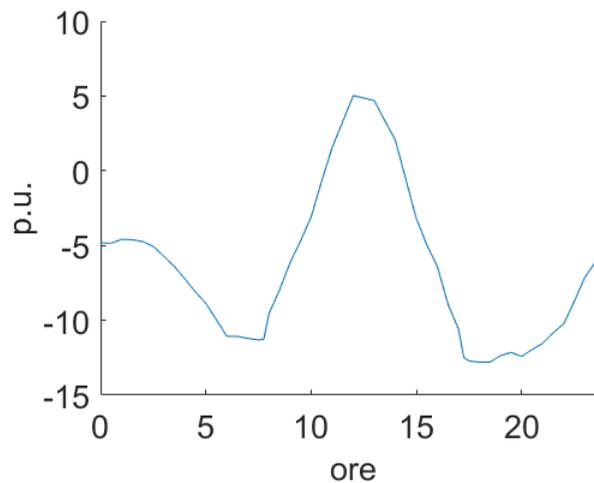


Figura 13.21: Potenza immessa in rete - caso studio 2 - caso rurale.

La Tabella 13.1 mostra un riassunto dei due casi studio spiegati precedentemente. Si può notare che il caso studio 2 rispetta i vincoli di esercizio e presenta reverse power flow (RPF), per tal ragione sarà preso come riferimento per la generazione ed iniezione di idrogeno.

Tabella 13.1: Riassunto casi studi rete elettrica rurale.

Caso studio	P_{PV} instalata [MW]	% Energia consumata	Vincoli di esercizio	Valore max. RPF [MW]	Durata RPF [ore]
1	7	20	Violati	4	3
2	7,5	20	Rispettati	5	3,5

Nel seguito si presenterà la generazione ed iniezione di idrogeno all'interno della rete gas associata alla rete rurale, la quale contiene *tre* tipologie di carico (residenziali, agricoli ed industriali). Questa rete presenta una portata massima oraria di circa $12,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ed è composta da 38 nodi e 37 rami. In Figura 13.22 sono riportati

i profili di pressione dei diversi gruppi di nodi nel caso base, dove si osserva che le pressioni in tutti i nodi rispettano i vincoli assegnati (1,5 - 5 bar) per tutta la giornata, con valori minimi verso le 10 quando è presente la portata massima oraria.

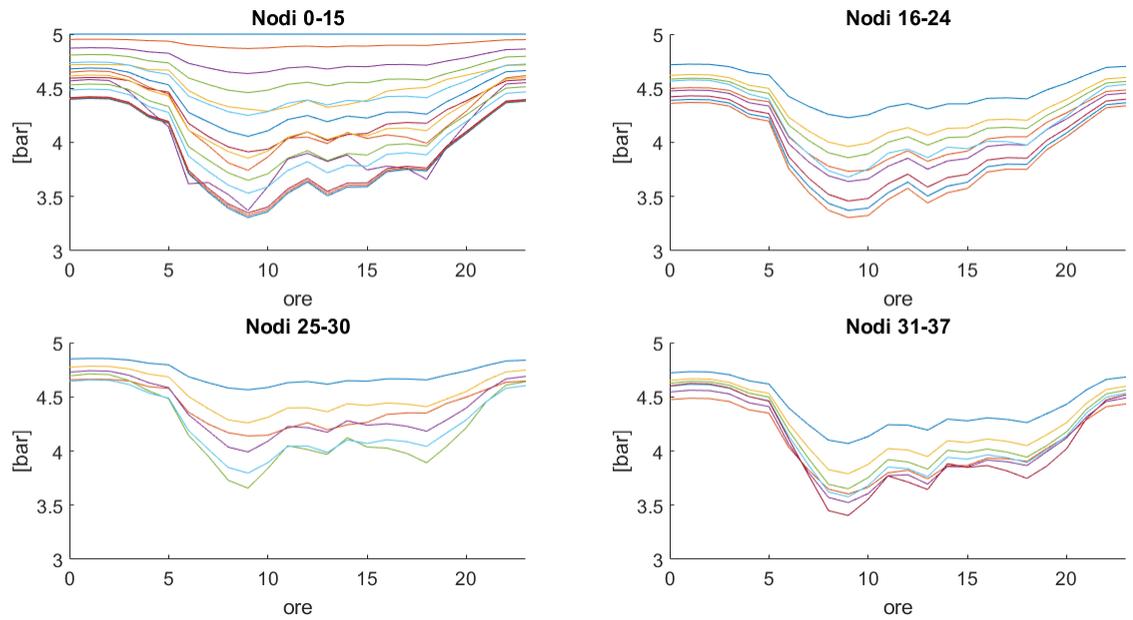


Figura 13.22: Profili di pressioni nodali - caso base - caso rurale.

La Figura 13.23 mostra le portate nei diversi gruppi di rami nel caso base, dove si vede che esse sono massime verso le 10 (ora di punta), presentando il ramo principale una portata massima oraria di circa $12,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

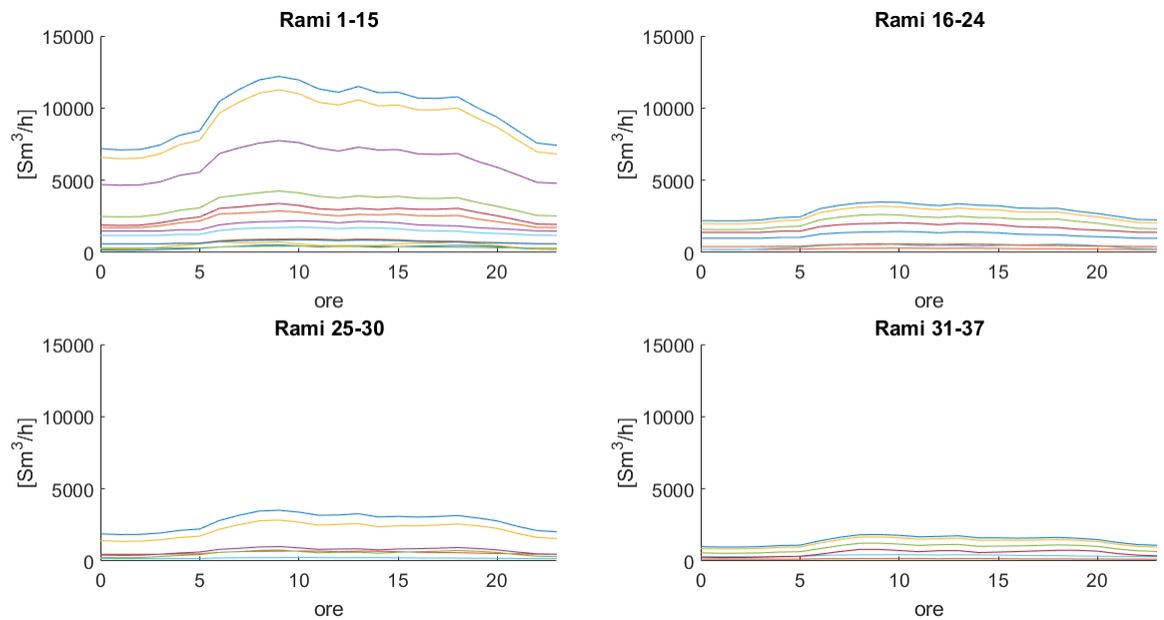


Figura 13.23: Portata nei rami - caso base - caso rurale.

Le cadute di pressione nei diversi gruppi di rami nel caso base sono mostrate in Figura 13.24, in cui si nota che esse sono comprese tra 0 e 0,6 bar, presentando valori più alti verso le 10, cioè quando sono presenti le portate massime orarie nella rete.

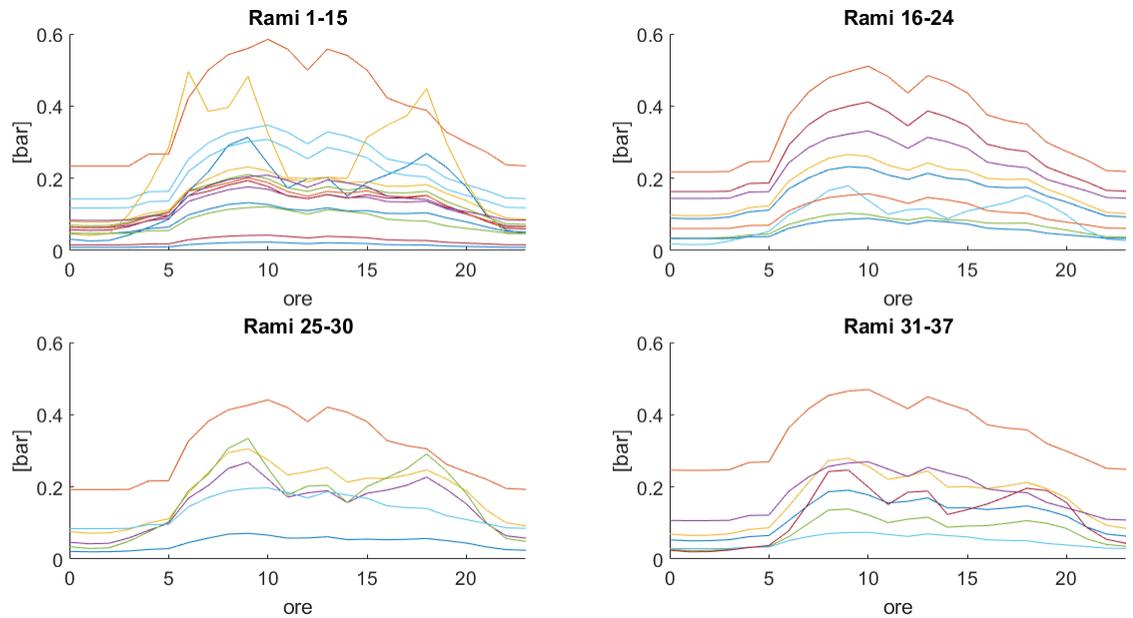


Figura 13.24: Cadute di pressione nei rami - caso base - caso rurale.

In Figura 13.25 è riportato il profilo di potenza attiva nella rete elettrica rurale (caso studio 2), dove si può osservare che esiste reverse power flow intorno a mezzogiorno, il quale presenta un valore massimo di circa 5 MW ed una durata di circa 3,5 ore.

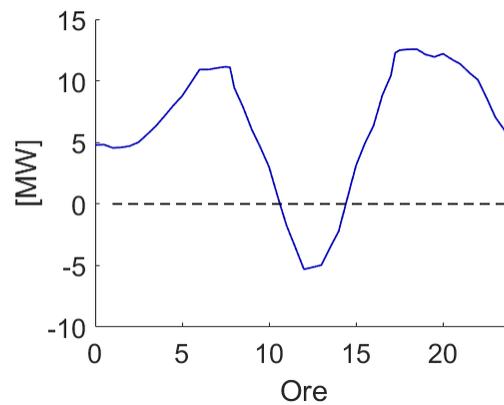


Figura 13.25: Profilo di potenza attiva nella rete elettrica - caso rurale.

Partendo da questo surplus di energia, è stato generato idrogeno (con una efficienza dell'elettrolizzatore pari a $\eta = 0,7$), seguendo un profilo orario in accordo al surplus di generazione fotovoltaica. Questo profilo di generazione è riportato in Figura 13.26, dove si può vedere un valore massimo prodotto di circa 95 kg/h (circa 1000 Sm³/h).

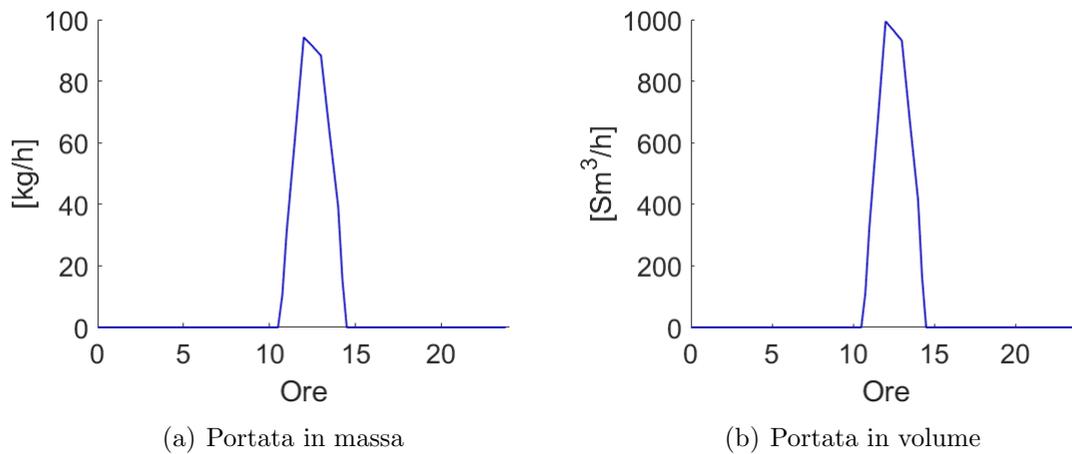


Figura 13.26: Produzione di idrogeno giornaliera - caso rurale.

Dopodiché, l'idrogeno generato è stato iniettato nella rete gas, specificamente nel nodo 25 (parte centrale della rete). In Figura 13.27 è riportato il profilo di iniezione di idrogeno, dove si può osservare che lo stesso viene iniettato dalle 12 alle 15, con una portata massima di circa 95 kg/h alle 13.

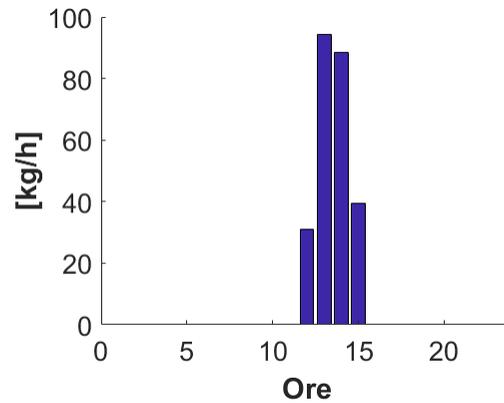


Figura 13.27: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 - caso rurale.

Nelle Figure 13.28 e 13.29 è riportata la composizione percentuale del gas nella rete durante l'iniezione di idrogeno, tanto per il caso estivo quanto per il caso invernale, dove si può notare come durante l'iniezione, dal nodo 25 in avanti, la percentuale di idrogeno presente nel gas aumenta, arrivando a circa 65 % nel caso estivo alle ore 13 e circa a 30 % nel caso invernale alla stessa ora.

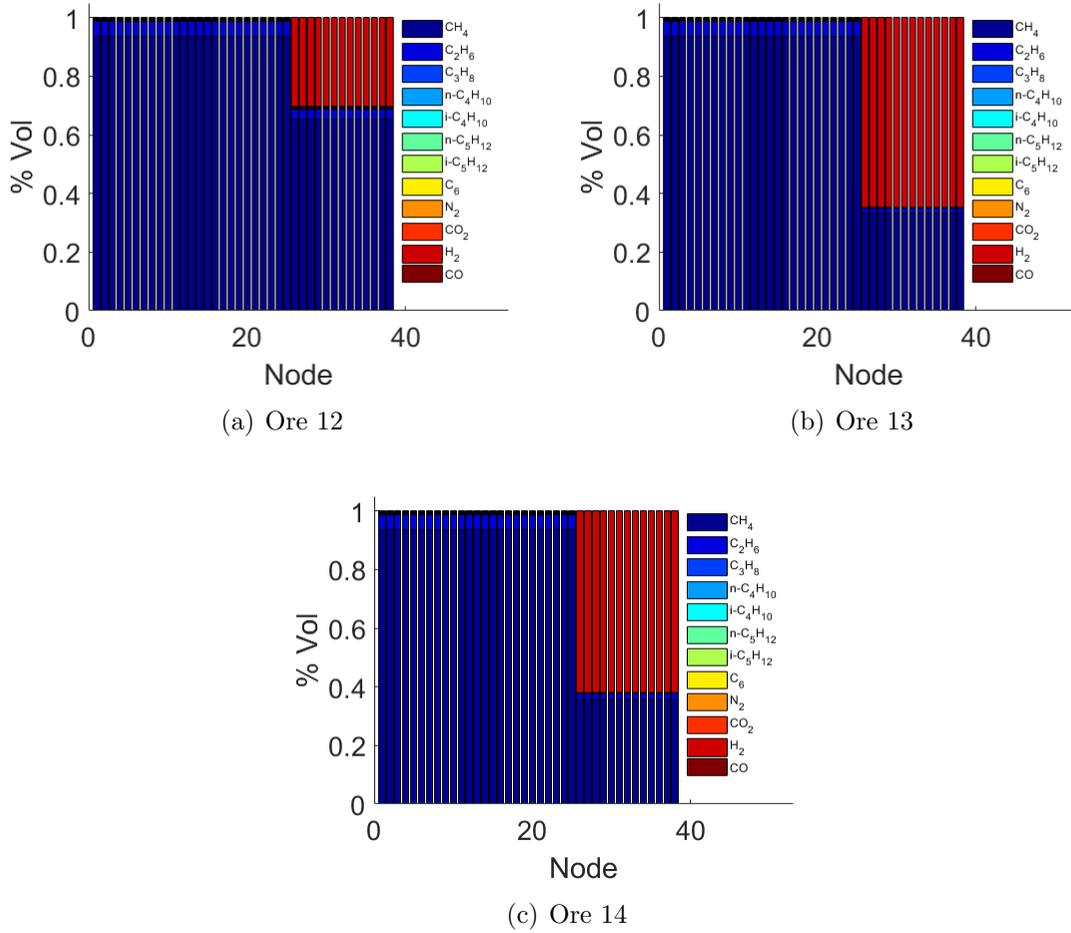


Figura 13.28: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere estive - caso rurale.

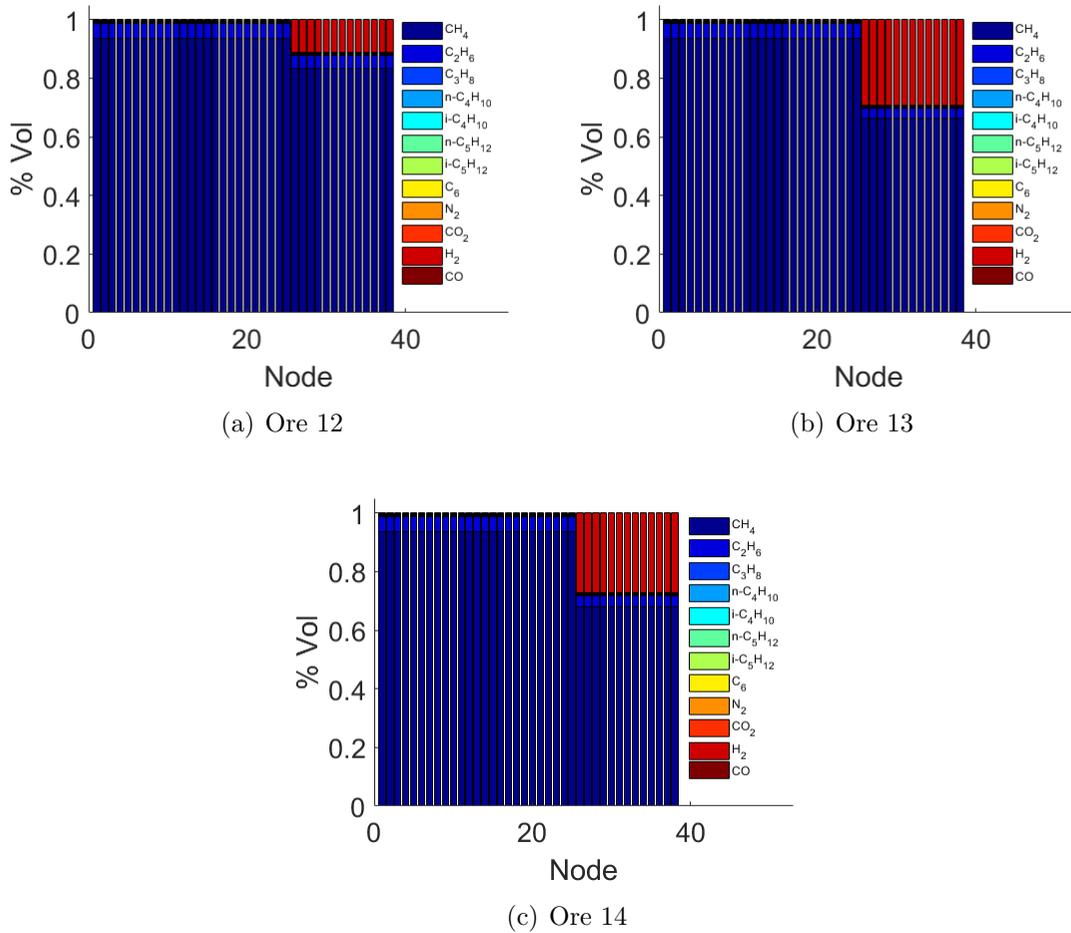


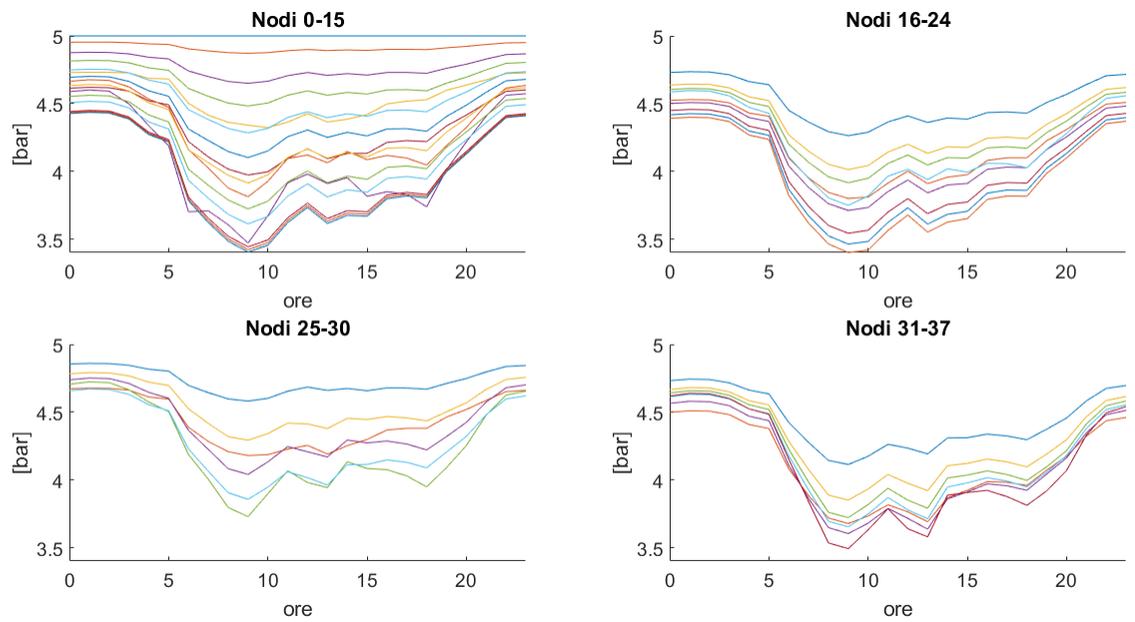
Figura 13.29: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere invernali - caso rurale.

In Tabella 13.2 è riportato il riassunto dei risultati dell'iniezione di idrogeno nei casi estivo e invernale mostrati precedentemente. Si può vedere che, sia nel il caso estivo sia nel il caso invernale, si violano tutti i parametri di qualità del gas, dovuto alle alte percentuale di idrogeno presente nello stesso, facendo diventare questi casi inaccettabili.

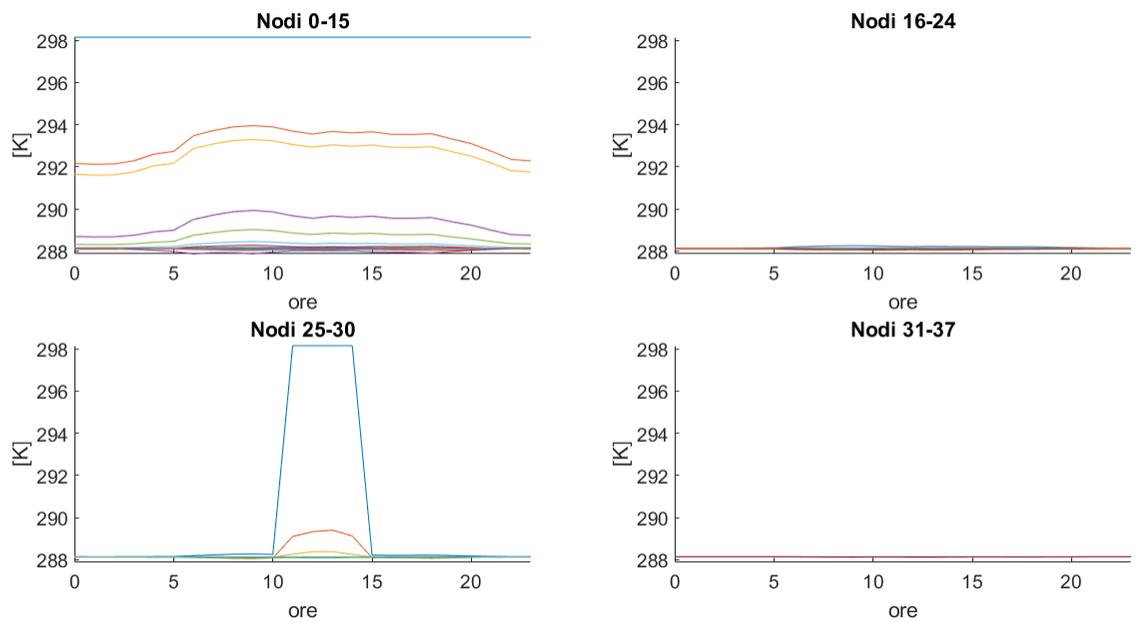
Tabella 13.2: Riassunto iniezione idrogeno rete gas rurale.

Caso	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
Estivo	65	0,2524 – 0,5895	42,99 – 51,15	21,59 – 39,27
Invernale	30	0,4361 – 0,5895	47,28 – 51,15	31,22 – 39,27

Infine, è stata realizzata la verifica termo-fluidodinamica della rete gas, considerando anche l'iniezione di idrogeno, nel suo caso invernale. In Figura 13.30 sono riportate le pressioni e le temperature nodali, dove si può osservare l'innalzamento dei valori di esse dovuto all'iniezione di idrogeno. Per quanto riguarda alle temperature, si può vedere come nel nodo di iniezione (nodo 25), questa aumenta quando viene iniettato l'idrogeno (intorno a mezzogiorno). Per quanto concerne le pressioni, si può notare un leggero innalzamento rispetto al caso base, essendo tutte le pressioni sopra i 3,5 bar circa (nel caso base il valore minimo era circa 3,3 bar).



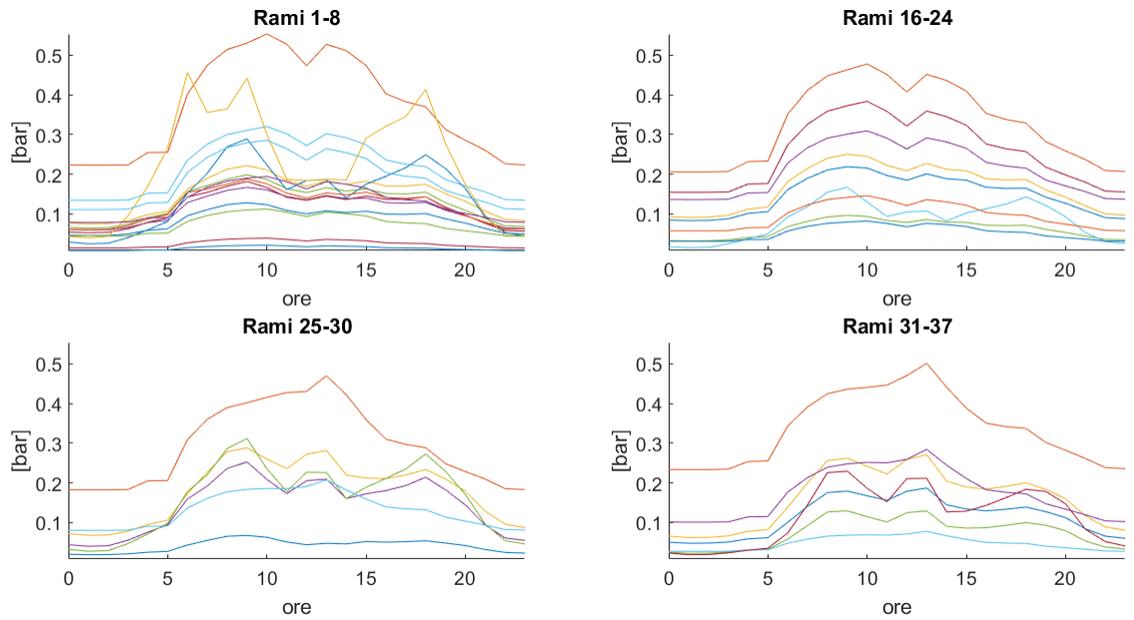
(a) Pressioni nodali



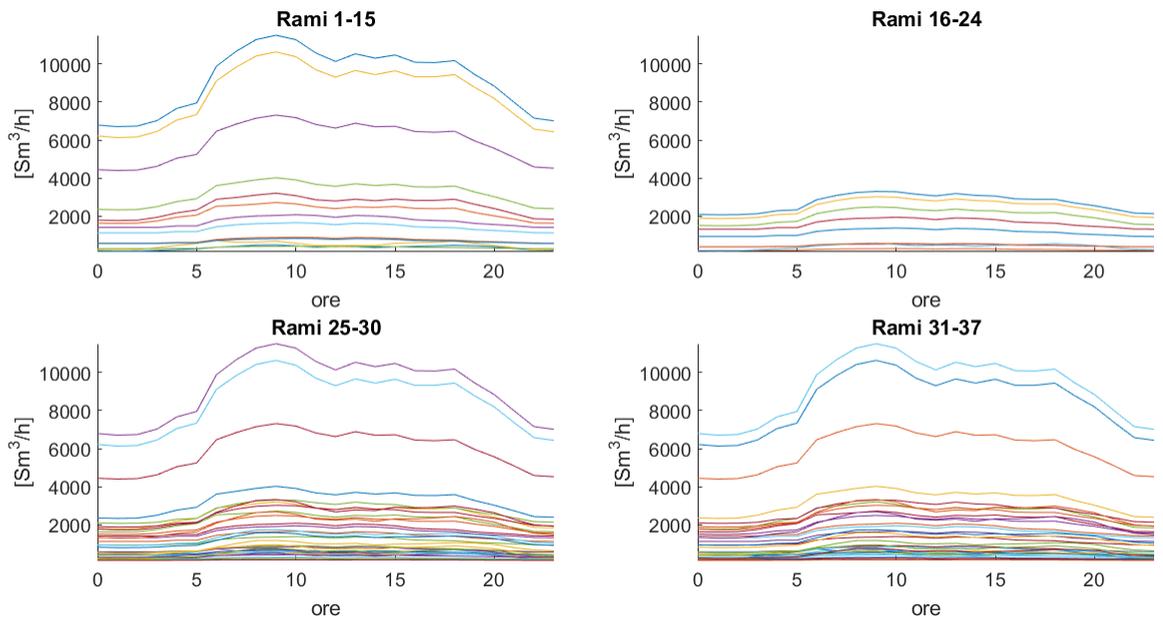
(b) Temperature nodali

Figura 13.30: Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - nodi - caso rurale.

Le cadute di pressione e le portate nei rami sono mostrate in Figura 13.31, in cui si può osservare che esse sono diminuite: la caduta massima è di circa 0,55 bar, mentre la portata oraria massima è di circa $11,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$. Nel caso base, la caduta di pressione massima era di circa 0,6 bar e la portata massima oraria nel ramo principale era di circa $12,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.



(a) Cadute di pressione nei rami



(b) Portate nei rami

Figura 13.31: Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - rami - caso rurale.

Come nel caso urbano, la potenza fotovoltaica installata nella rete elettrica di partenza è stata aumentata, assumendo che tutte le utenze (residenziali, agricoli e industriali) abbiano un impianto fotovoltaico. La potenza nominale di questi impianti è stata variata da 1 kW (4 MW installati) a 20 kW (80 MW installati), analizzando la potenza immessa in rete AT (reverse power flow) nei diversi casi e la produzione di idrogeno da questo surplus di energia. In Figura 13.32 sono riportati gli andamenti di potenza attiva immessa nella rete al variare la potenza fotovoltaica installata, sia per il caso estivo sia per il caso invernale, dove si può notare la dipendenza della generazione fotovoltaica dalla stagione dell'anno, con maggiore produzione (potenza attiva negativa) in estate. Si può anche vedere che nel caso estivo (luglio), con tutte le utenze aventi un impianto fotovoltaico da almeno 1 kW (4 MW installati), esiste un reverse power flow o surplus di energia elettrica. Per il caso invernale (gennaio), invece si ottiene reverse power flow con impianti installati di taglia minima pari a 4 kW (16 MW installati).

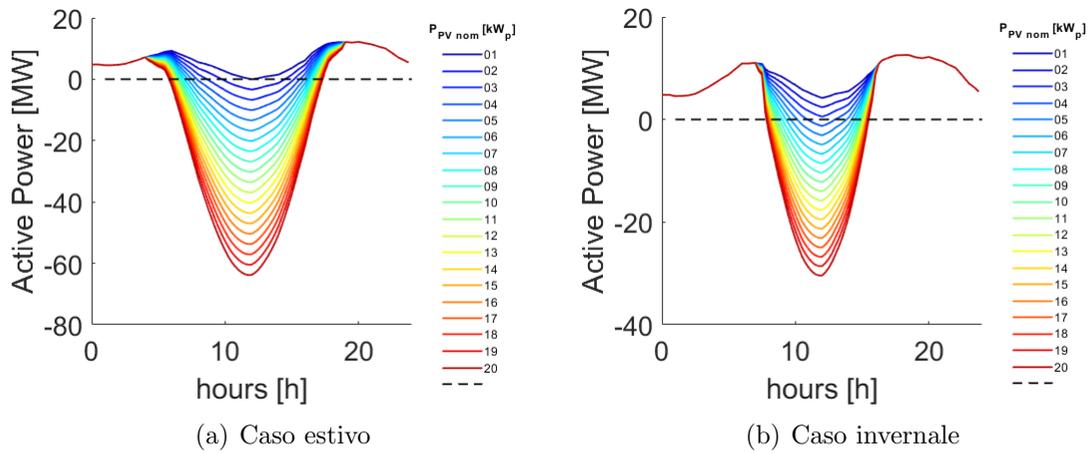


Figura 13.32: Potenza attiva immessa nella rete elettrica rurale.

Nelle Figure 13.33 e 13.34 si mostrano gli andamenti di produzione di idrogeno al variare la potenza fotovoltaica installata, con una efficienza dell'elettrolizzatore pari a 0,7, per il caso estivo e per il caso invernale rispettivamente. Poiché la produzione di idrogeno dipende dal surplus di energia generato nella rete elettrica, questa sarà maggiore nel caso estivo. Per esempio, a luglio, con impianti fotovoltaici da 11 kW (44 MW installati) ci sarà una produzione massima di idrogeno di circa 600 kg/h (circa 6000 Sm³/h); invece, a gennaio, con le stesse condizioni, ci sarà una produzione massima di circa 250 kg/h (circa 2500 Sm³/h).

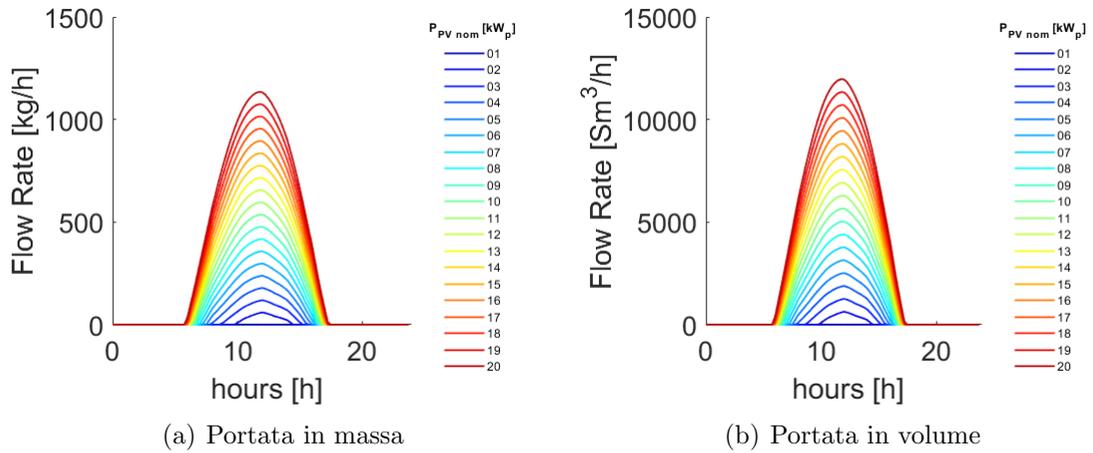


Figura 13.33: Produzione di idrogeno giornaliera - caso estivo.

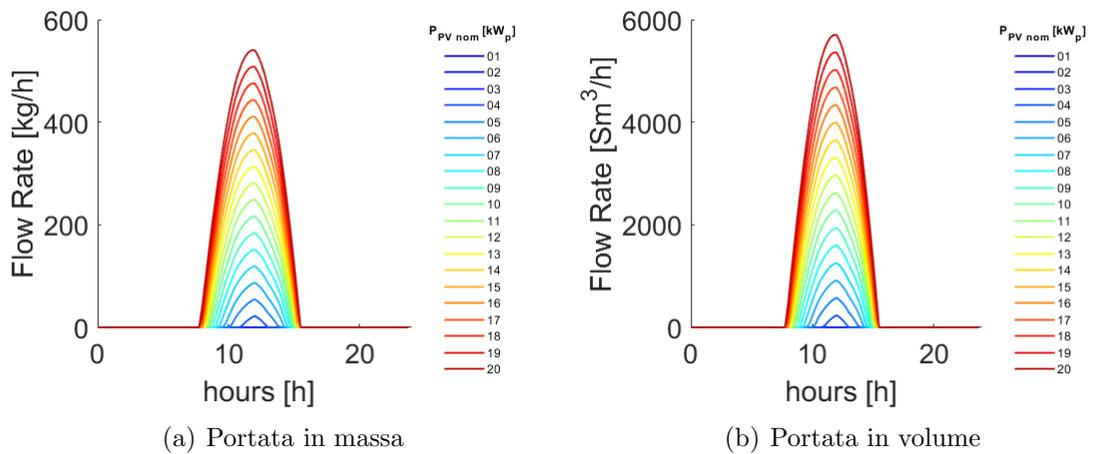


Figura 13.34: Produzione di idrogeno giornaliera - caso invernale.

Nel seguito si sceglieranno alcuni casi tra quelli generati precedentemente, avendo cura di non mettere in crisi la rete elettrica, ovvero mantenendo i vincoli di esercizio rispettati, e sarà iniettato nella rete gas l'idrogeno prodotto, osservando la composi-

zione del gas durante l'iniezione e verificando l'effetto al variare del nodo di iniezione. Sono state scelte potenze installate di PV per creare condizioni in cui tal vi sia reverse power flow nella rete elettrica e quindi, conseguentemente, produzione di idrogeno. In Figura 13.35 è riportato il profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 nel caso estivo, dove tutte le utenze hanno un impianto da 2 kW (8 MW installati - 23 % dell'energia consumata) , in cui si può notare che l'iniezione di idrogeno nella rete gas si ha intorno a mezzogiorno, con un valore massimo di immissione pari a 60 kg/h alle ore 13.

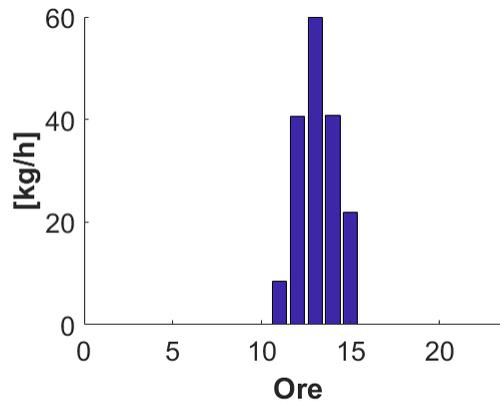


Figura 13.35: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 - caso 2 kW.

La Figura 13.36 mostra la composizione del gas durante l'iniezione di idrogeno nel caso estivo, quando tutte le utenze hanno un impianto da 2 kW, dove si può osservare che alle ore 10 (prima della iniezione) più del 90 % del gas presente in tutti i nodi è metano (CH_4), mentre dalle ore 11 alle ore 15, la percentuale di idrogeno nella rete aumenta dal nodo 25 in poi, in accordo al profilo di iniezione, arrivando ad un valore massimo di circa 50 % alle ore 13.

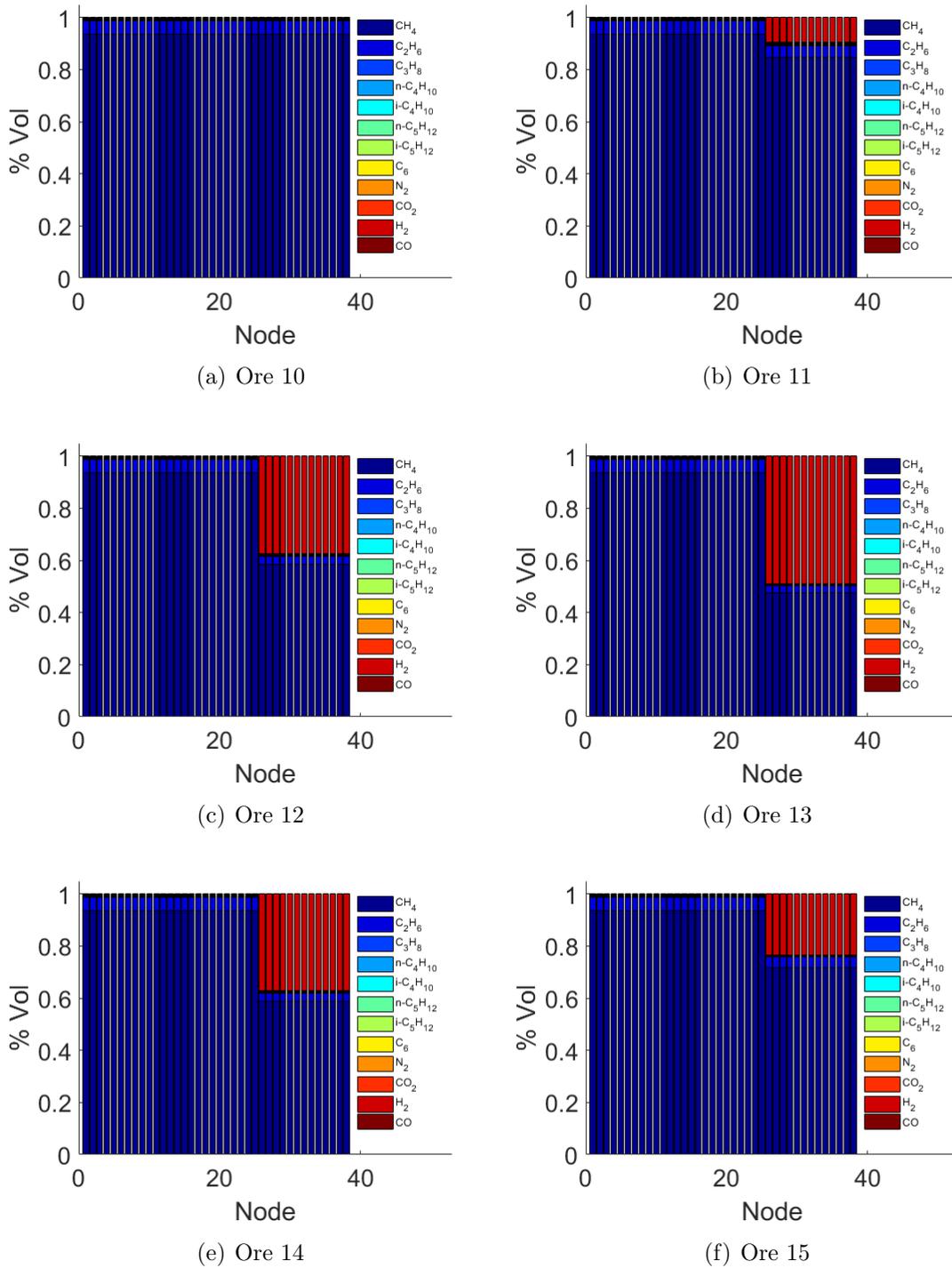


Figura 13.36: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW.

Analizzando il caso precedente ma invernale (gennaio), non abbiamo produzione di idrogeno (assenza di reverse power flow). Per confrontare il caso estivo con il caso invernale, quindi, si deve scegliere una potenza installata di PV tale per cui vi sia produzione di idrogeno (derivante dal surplus di energia elettrica) tanto di estate quanto di inverno. per tale ragione è stata scelta una potenza fotovoltaica installata di 4 kW in ogni utenza (16 MW installati - 45 % dell'energia consumata). Il profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25, sia di estate sia di inverno, con tutte le utenze aventi un impianto da 4 kW, è riportato in Figura 13.37, in cui si può notare la grande differenza dei profili di iniezione dei casi estivo e invernale, con la stessa potenza fotovoltaica installata. Nel caso estivo si può osservare che viene iniettato idrogeno nella rete gas dalle ore 9 alle ore 16, con un valore massimo immesso di circa 175 kg/h alle ore 13. Invece, nel caso invernale, viene iniettato idrogeno dalle ore 12 alle ore 13 con una portata massima di circa 22,5 kg/h alle ore 13.

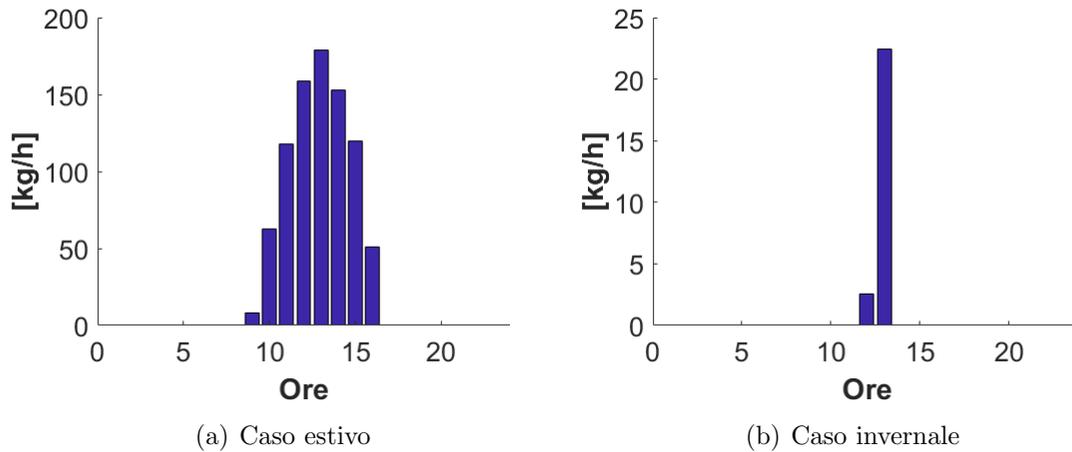


Figura 13.37: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 25 - caso 4 kW.

Nelle Figure 13.38 e 13.39 si mostra la frazione molare del gas durante l'iniezione di idrogeno, tanto di estate quanto di inverno, quando tutte le utenze hanno un impianto da 4 kW. Si può notare che, nel caso estivo, la percentuale di idrogeno nel gas dal nodo 25 in poi è di circa 88 % alle ore 13, mentre nel caso invernale, è di circa il 10 % negli stessi nodi ed alla stessa ora.

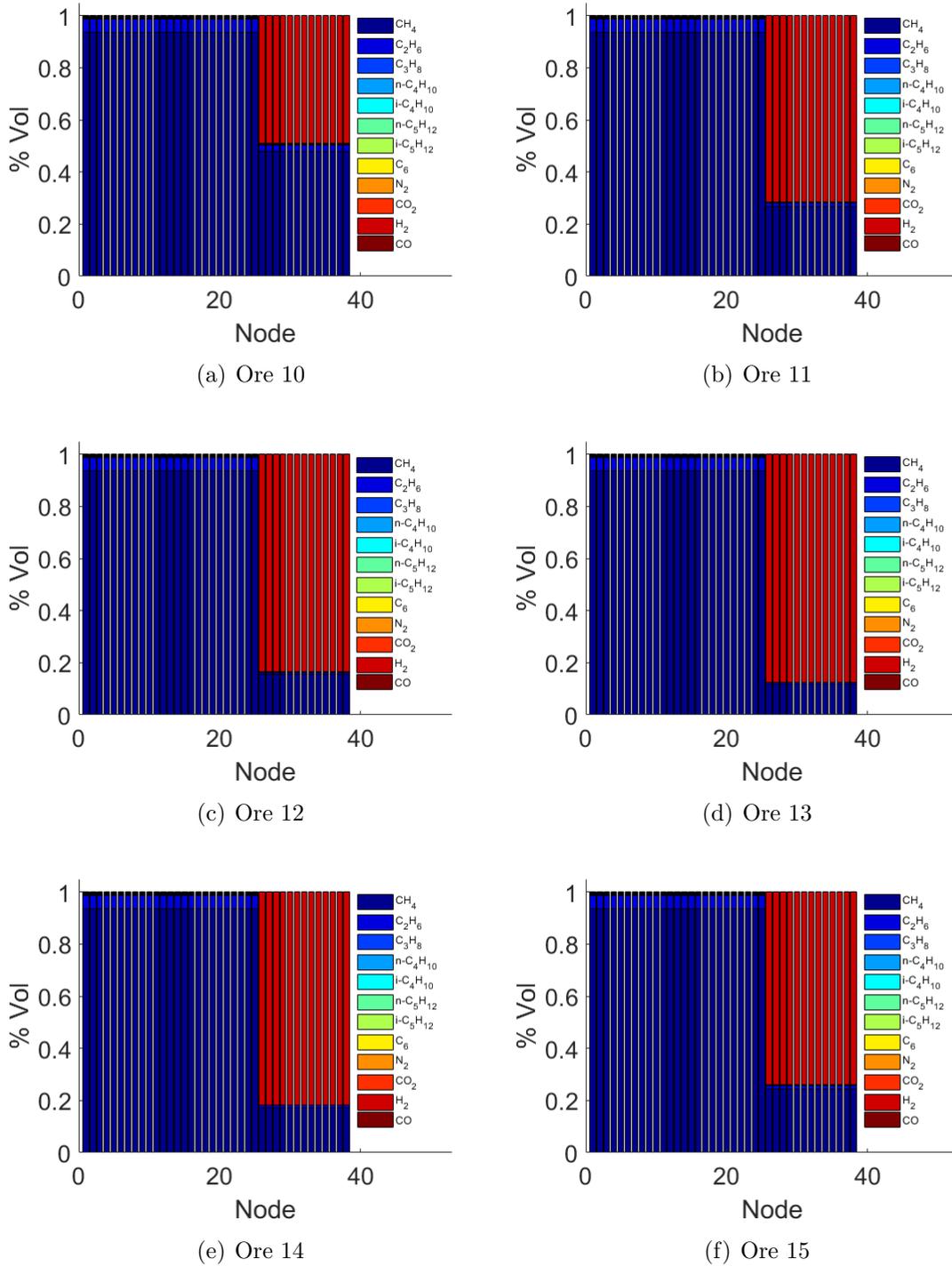


Figura 13.38: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, estivo.

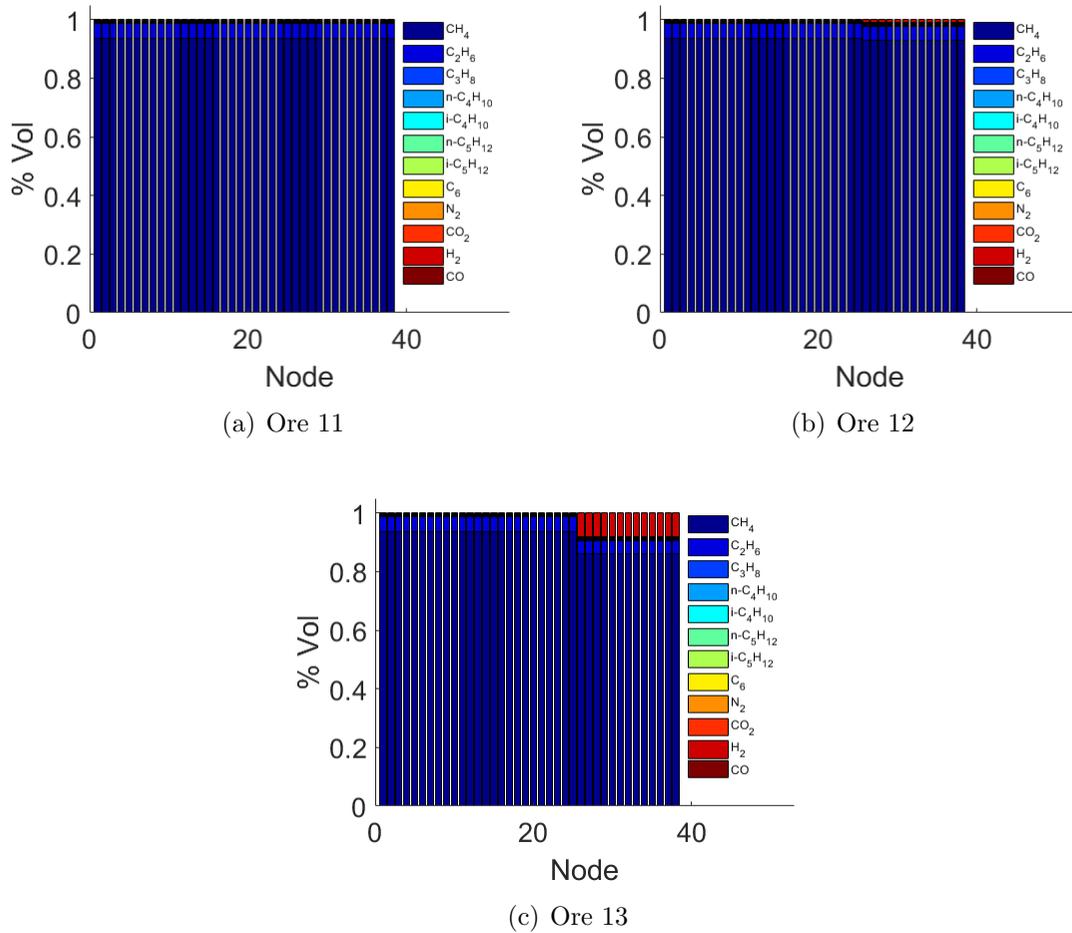


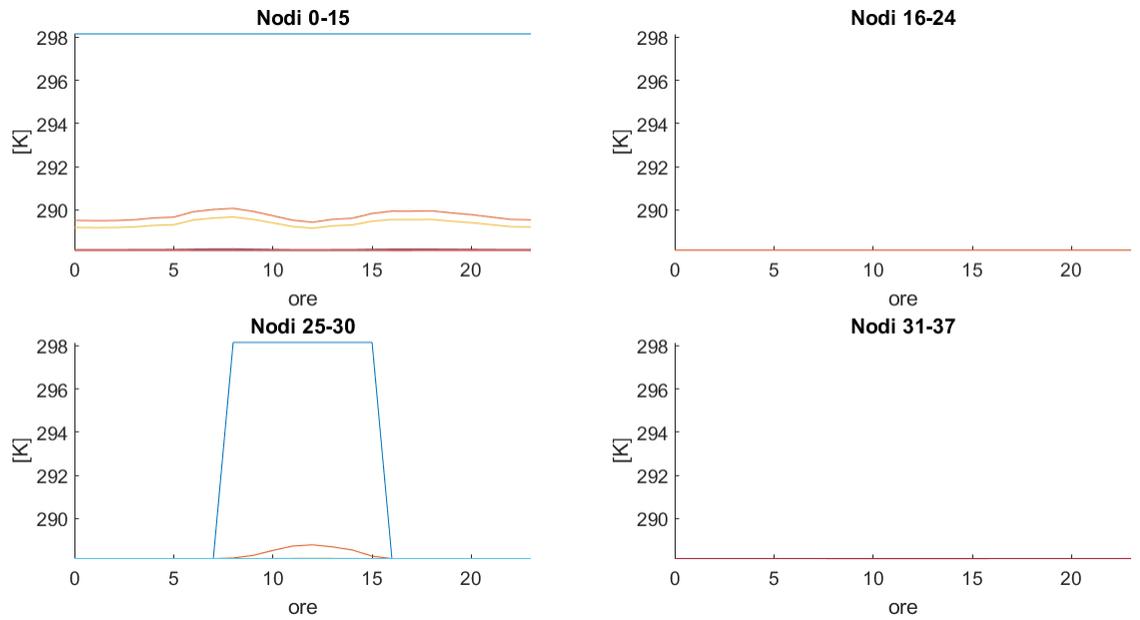
Figura 13.39: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 4 kW, invernale.

La Tabella 13.3 mostra un riassunto dei risultati dell'iniezione di idrogeno nei casi presentati precedentemente. Si può vedere come nei casi estivi si violano tutti i tre parametri di qualità del gas, rendendo questi casi inaccettabili. Invece, nel caso invernale, solo si viola il limite inferiore della gas gravity, facendo diventare anche questo caso non praticabile.

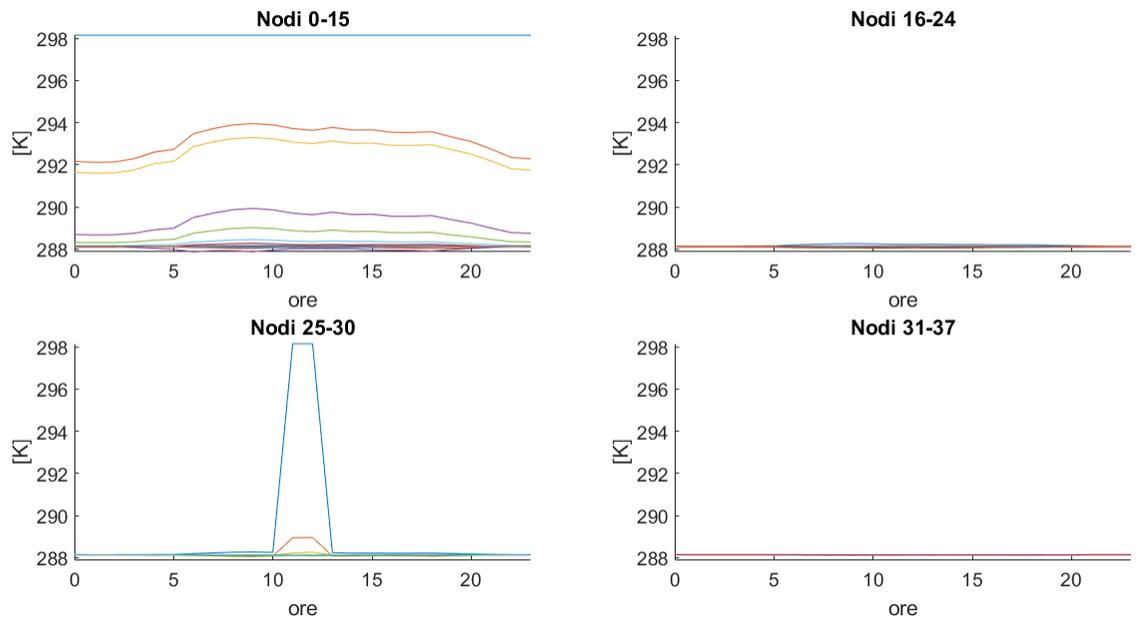
Tabella 13.3: Riassunto iniezione idrogeno rete gas rurale - casi studio.

Caso	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
2 kW (estivo)	50	0,3331 – 0,5895	44,75 – 51,15	25,82 – 39,27
4 kW (estivo)	88	0,1336 – 0,5895	41,89 – 51,15	15,37 – 39,27
4 kW (invernale)	10	0,5462 – 0,5895	50,06 – 51,15	37 – 39,27

Nelle Figure 13.40 e 13.41 si mostrano le temperature e pressioni nei nodi, tanto nel caso estivo quanto nel caso invernale, con impianti fotovoltaici caratterizzati da potenza nominale pari a 4 kW. In Figura 13.40 si può notare, tanto di estate come di inverno, l'innalzamento del profilo di temperatura durante l'iniezione di idrogeno, nel nodo di iniezione e quelli più vicini. In Figura 13.41 si può osservare la differenza dei profili di pressione dei casi estivo e invernale. Questa differenza è dovuta alla assenza di riscaldamento durante l'estate e quindi le portate saranno più basse ed i profili di pressione più alti. Si può vedere che, nel caso estivo, tutte le pressioni sono sopra i circa 4,7 bar; invece, nel caso invernale sono tutte sopra i circa 3,5 bar. Confrontando il caso invernale con il caso base (portate invernali) possiamo vedere che c'è un leggero innalzamento nei profili di pressione dovuto all'iniezione di idrogeno (tutte le pressioni nel caso base sono sopra i 3,3 bar).

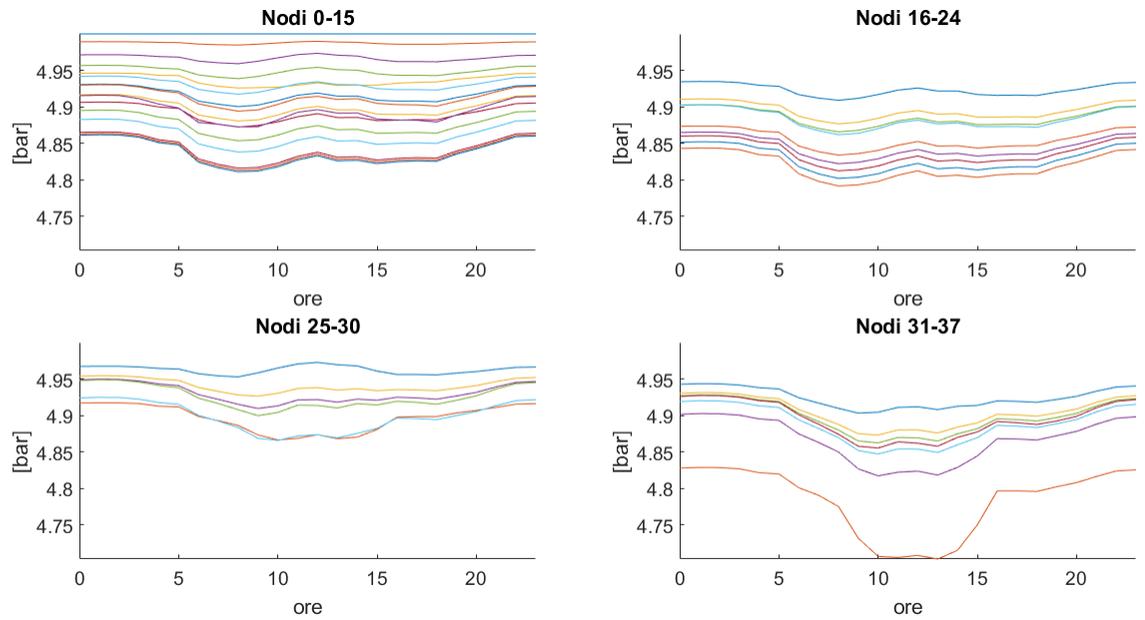


(a) Caso estivo

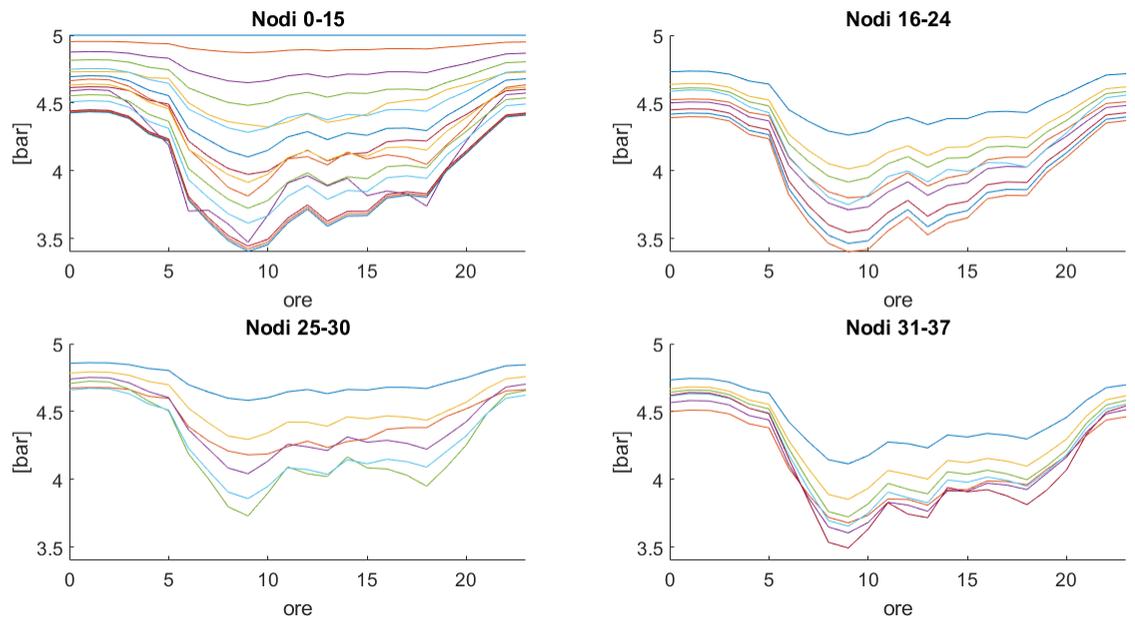


(b) Caso invernale

Figura 13.40: Profili di temperature nodali - caso 4 kW.



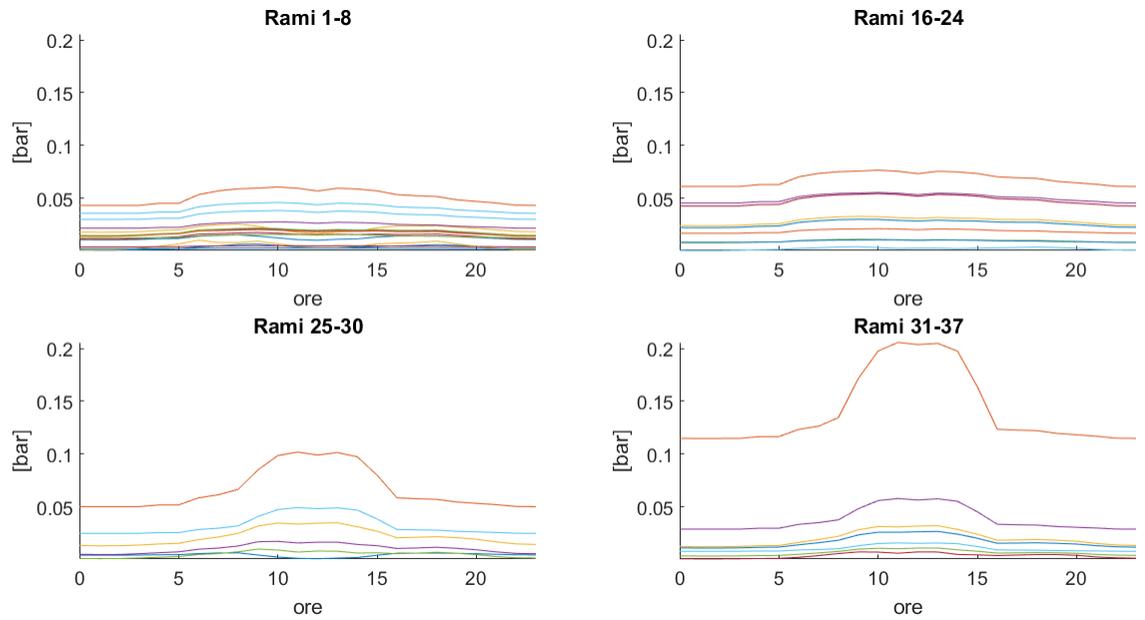
(a) Caso estivo



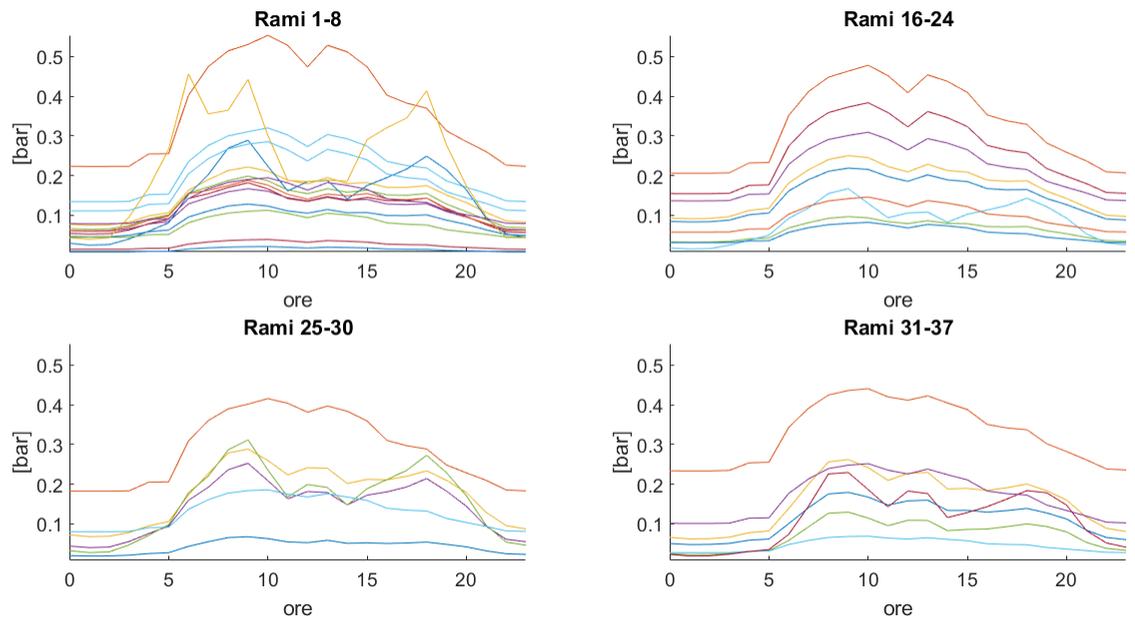
(b) Caso invernale

Figura 13.41: Profili di pressioni nodali - caso 4 kW.

Le cadute di pressione e le portate nei rami, tanto nel caso estivo quanto nel caso invernale, con impianti fotovoltaici caratterizzati da potenza nominale pari a 4 kW sono riportati nelle Figure 13.42 e 13.43. In Figura 13.42 si può vedere che le cadute nei rami nel caso estivo sono più piccole che nel caso invernale: questo è dovuto al fatto che le portate sono minori di estate. Si può osservare che nel caso estivo c'è una caduta di pressione massima di circa 0,2 bar contro circa 0,55 bar nel caso invernale. Confrontando nuovamente il caso invernale con il caso base, si può notare che, nel caso base, c'è una perdita massima di circa 0,6 bar, quindi, questa leggera diminuzione delle perdite è dovuta all'iniezione di idrogeno. Infine, nella Figura 13.43 si può notare, come è stato anticipato, che le portate estive sono molto minori che le portate invernali, avendo una portata massima oraria di circa $3,8 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ nel caso estivo contro una portata massima oraria di circa $11,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ nel caso invernale. Anche in questo caso si vede l'effetto dell'iniezione di idrogeno nella rete, che fa diminuire le portate invernali rispetto al caso base, quest'ultimo caratterizzato da una portata massima oraria è di circa $12,5 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

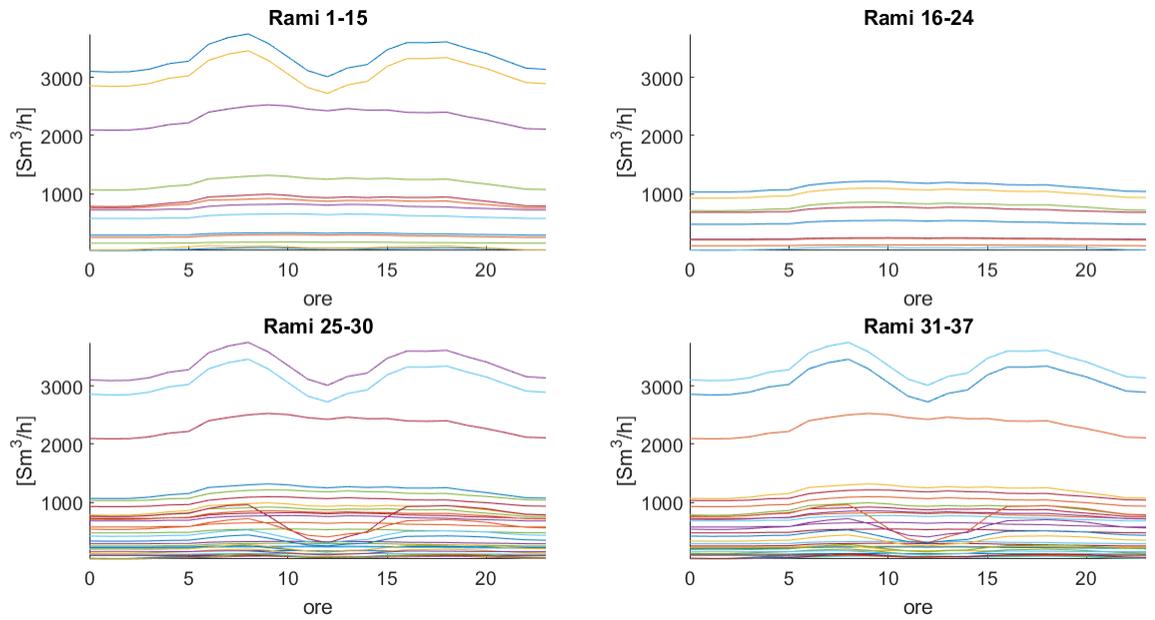


(a) Caso estivo

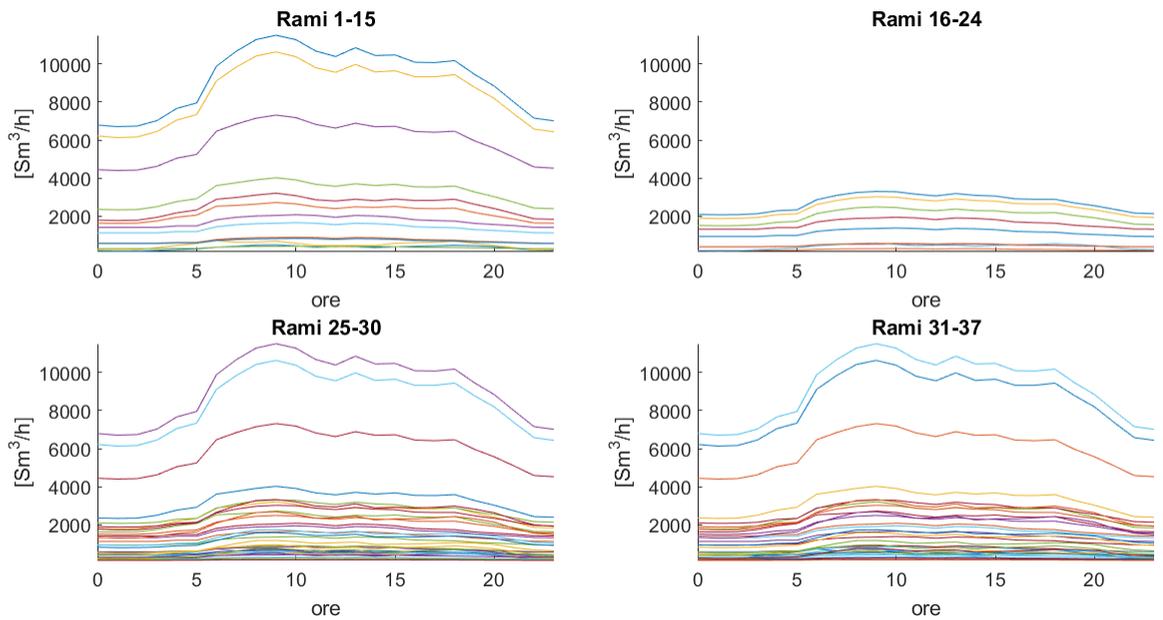


(b) Caso invernale

Figura 13.42: Cadute di pressione nei rami - caso 4 kW.



(a) Caso estivo



(b) Caso invernale

Figura 13.43: Portata nei rami - caso 4 kW.

La Tabella 13.4 riassume i risultati della verifica termo-fluidodinamica, considerando la iniezione di idrogeno, nei casi estivo e invernale, con impianti fotovoltaici di potenza pari a 4 kW.

Tabella 13.4: Riassunto effetti iniezione idrogeno sulla verifica termo-fluidodinamica - caso rurale.

Caso	P_{\min} [bar]	ΔP_{\max} [bar]	Q_{\max} [Sm^3/h]
Caso base	3,3	0,6	$12,5 * 10^3$
4 kW (estivo)	4,7	0,2	$3,8 * 10^3$
4 kW (invernale)	3,5	0,55	$11,5 * 10^3$

Per studiare l'effetto del cambio del nodo di iniezione nella rete gas, è stato scelto il caso estivo (luglio) dove gli impianti fotovoltaici hanno una potenza installata da 2 kW, con l'idrogeno iniettato nei nodi 1 e 33. Il profilo di iniezione sarà sempre quello mostrato in Figura 13.35, poiché esso non dipende dal nodo di iniezione, bensì dalla produzione di idrogeno e quindi dalla produzione fotovoltaica, la quale non è variata. In Figura 13.44 è riportata la composizione del gas quando viene iniettato idrogeno nel nodo 1 (nodo più vicino alla cabina di primo salto) alle ore 13 (portata massima iniettata), dove si può osservare come aumenta la percentuale di idrogeno presente nel gas, dal nodo 1 in poi, che si attesta a circa il 18 %. Facendo un confronto con il caso dove l'idrogeno era iniettato nel nodo 25, si può notare che alle ore 13 con una portata di 60 kg/h, la percentuale di idrogeno era di circa 50 % per più o meno la terza parte della rete (vedi Figura 13.36), mentre per il nuovo caso (nodo 1), alla stessa ora e con la stessa portata, la percentuale di idrogeno è di circa 18 % per quasi

l'intera rete.

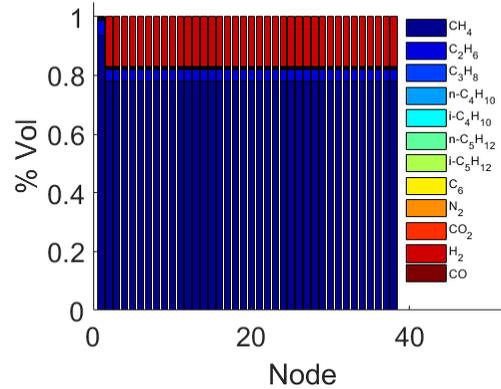


Figura 13.44: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, nodo di iniezione 1.

Nella Figura 13.45 è riportata la composizione del gas quando l'idrogeno è iniettato nel nodo 33 (fine della rete), nuovamente alle ore 13 (massima portata), in cui si può vedere come negli ultimi 5 nodi della rete, la percentuale di idrogeno presente nel gas è di circa 78 %. Questo valore è troppo alto e riduce la qualità del gas, quindi, è importante sapere scegliere il nodo di iniezione in tale maniera che l'idrogeno sia distribuito nella maggior parte della rete e la sua percentuale sia bassa, conservando così la qualità del gas.

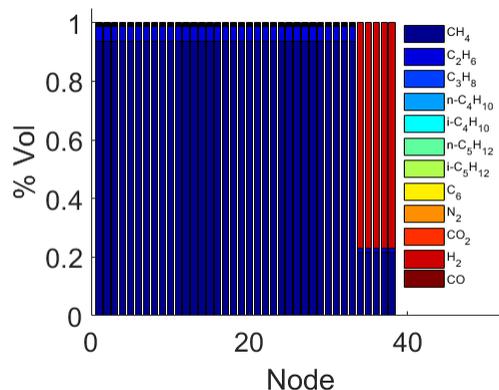


Figura 13.45: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, nodo di iniezione 33.

In Tabella 13.5 è riportato un riassunto dei parametri di qualità del gas, per i due casi mostrati precedentemente. Si può notare che, quando si inietta idrogeno nel nodo 1, si violano la gas gravity ed il potere calorifico inferiore, mentre quando si inietta idrogeno nel nodo 33, si violano tutti i tre parametri. Quindi, facendo anche diventare questi casi non praticabili.

Tabella 13.5: Riassunto iniezione idrogeno rete gas rurale - variazione nodo di iniezione.

Nodo di Iniezione	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
1	18	0,5005 – 0,5895	48,91 – 51,15	34,60 – 39,27
33	78	0,1892 – 0,5895	42,04 – 51,15	18,28 – 39,27

Capitolo 14.

Caso Industriale

Come nei casi precedenti, è stata costruita la rete gas partendo dalla rete elettrica industriale, utilizzando la stessa metodologia per le altre due reti (vedi Capitolo 4).

La rete elettrica industriale di partenza presenta una potenza attiva nominale netta di -4,135 MW (circa -4 MW) così suddivise:

- 10,741 MW di carico residenziale
- 17,238 MW di carico industriale
- 1,758 MW di carico commerciale
- -11,378 MW di generazione eolica
- -13,670 MW di cogenerazione (CHP)
- -8,824 MW di generazione fotovoltaica.

Quindi, la rete presenta più generazione installata che carico. Sono state ricavate, assumendo alcune ipotesi come nei casi precedenti (vedi sezione 4.2) , le seguenti utenze:

- 3580 abitazione e circa 11457 abitanti
- 183 utenze agricole

- 324 utenti industriali.

Per quanto riguarda i calcoli della rete gas (vedi sezione 4.3), sono stati ricavati un consumo totale annuo di circa $8,13 * 10^6$ Sm^3/anno ($6,77 * 10^6$ per le utenze residenziali, $0,42 * 10^6$ per le utenze commerciali e $0,94 * 10^6$ per le utenze industriali) ed una portata massima oraria di $3516,18 \text{ Sm}^3/\text{h}$. Partendo dal layer della rete elettrica, riportato in Figura 14.1, e assumendo alcune ipotesi come nei casi precedenti (vedi sezione 4.4), è stato ottenuto il mapping della rete gas, riportato in Figura 14.2, dove il colore verde rappresenta i nodi con carichi residenziali, il giallo quelli con carichi commerciali ed il rosso quelli con carichi industriali.

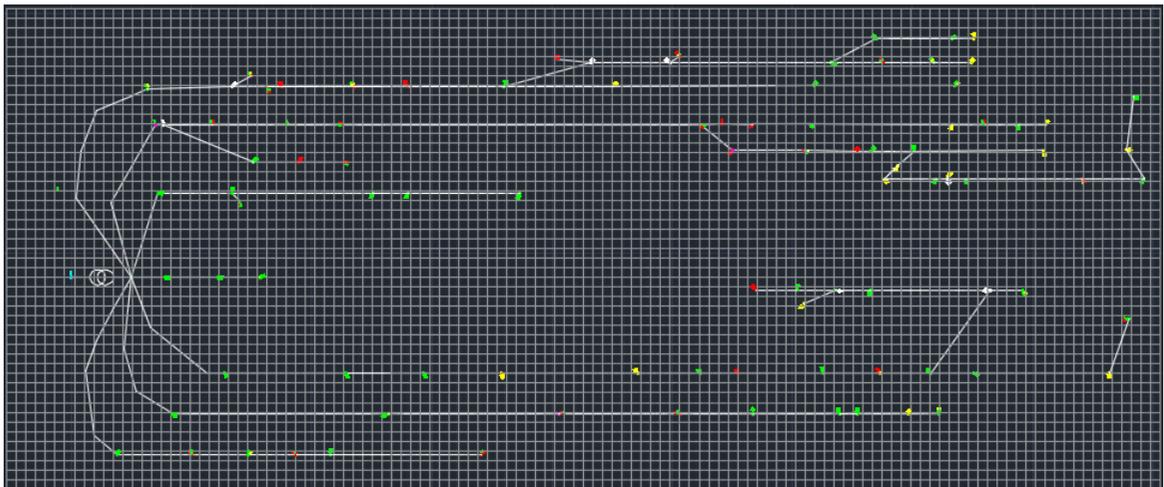


Figura 14.1: Layer della rete elettrica industriale.

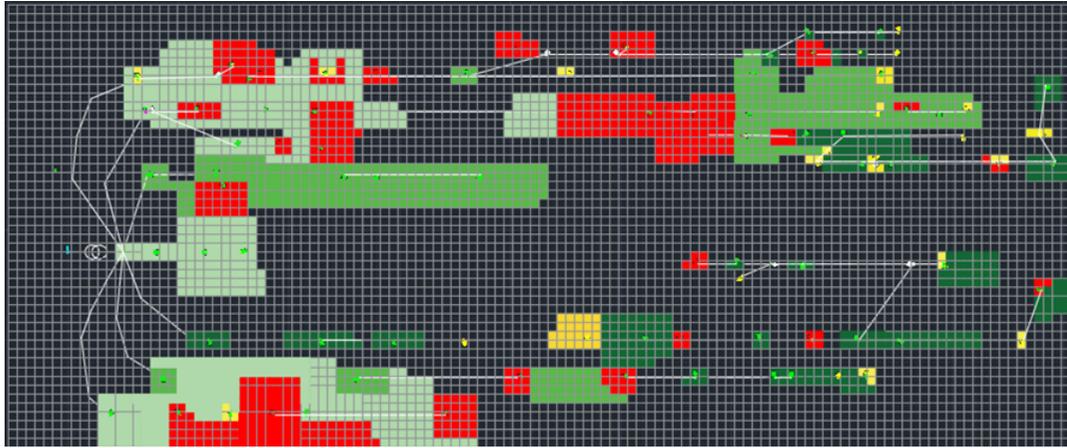


Figura 14.2: Mapping della rete gas - caso industriale.

Come nei casi precedenti (vedi sezione 4.5), sono stati ricavati i consumi per ogni quadretto del mapping della rete gas, di seguito riportato.



Figura 14.3: Mapping dei consumi di gas - caso industriale.

Per quanto concerne le portate di progetto (portate massime orarie), sono state ricavate le stesse per ogni quadretto del mapping della rete gas, assumendo alcune

ipotesi come è stato fatto nei casi precedenti (vedi sezione 4.7). Nella Figura 14.4 è riportato il mapping delle portate di progetto.

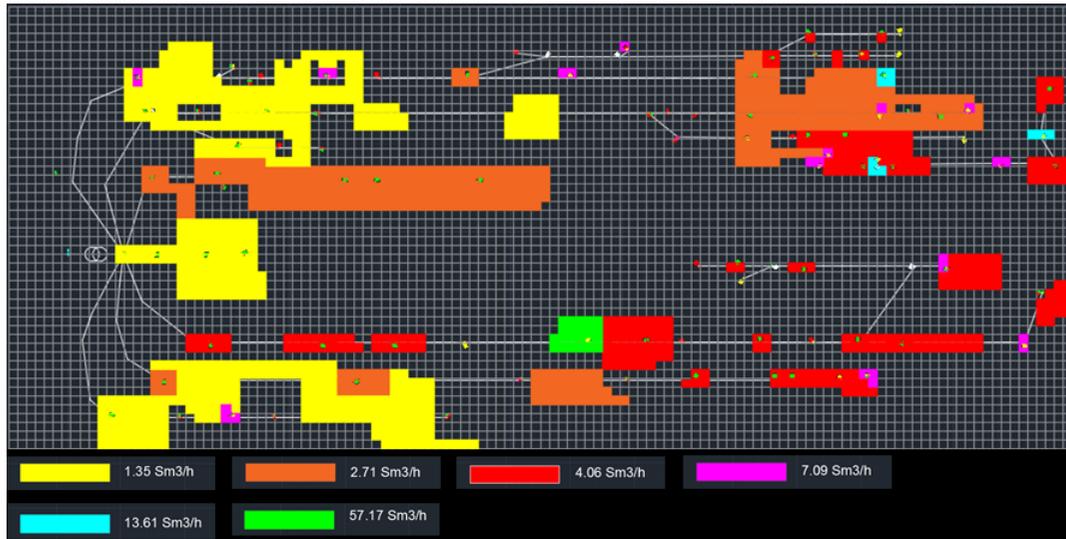


Figura 14.4: Mapping delle portate di progetto - caso industriale.

Dopodiché la rete è stata divisa in 7 zone di consumo più le 324 aziende industriali (distribuite in 30 zone), ognuna con la sua portata massima oraria, le quali sono riportate nella Figura 14.5.



Figura 14.5: Zone di consumo - caso industriale.

Partendo dalle zone di consumo, è stata tracciata la rete gas ramificata in media pressione. La rete contiene 72 nodi e 71 rami ed è riportata nella Figura 14.6.

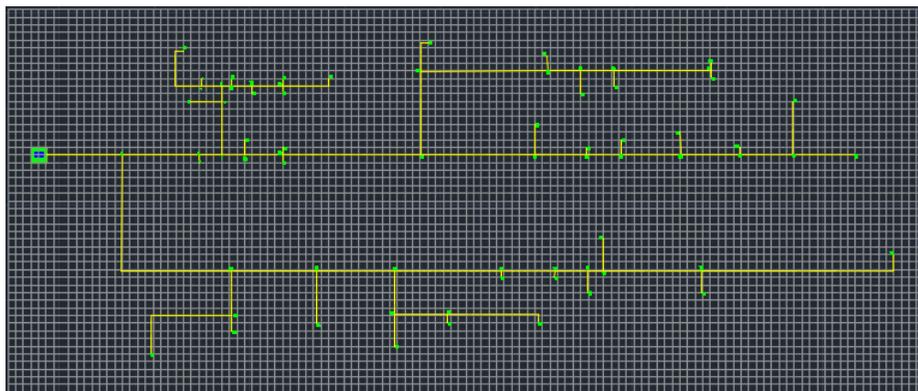


Figura 14.6: Rete gas di media pressione - caso industriale.

La rete è stata dimensionata e simulata dalla stessa forma che nei casi precedenti (vedi sezioni 4.11 e 4.12). Nella Figura 14.7 sono riportati i risultati della simulazione della rete in stato stazionario (ora di punta), dove si può osservare che, come nei casi urbano e rurale, le pressioni in tutti i nodi sono all'interno dell'intervallo scelto (1,5 -

5 bar) e che la temperatura si stabilizza rapidamente. Per quanto riguarda i rami si può notare che tutti hanno una caduta di pressione minore a 1,5 bar e che la portata massima oraria presente nella rete (ramo principale) è circa a $73,6 \times 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

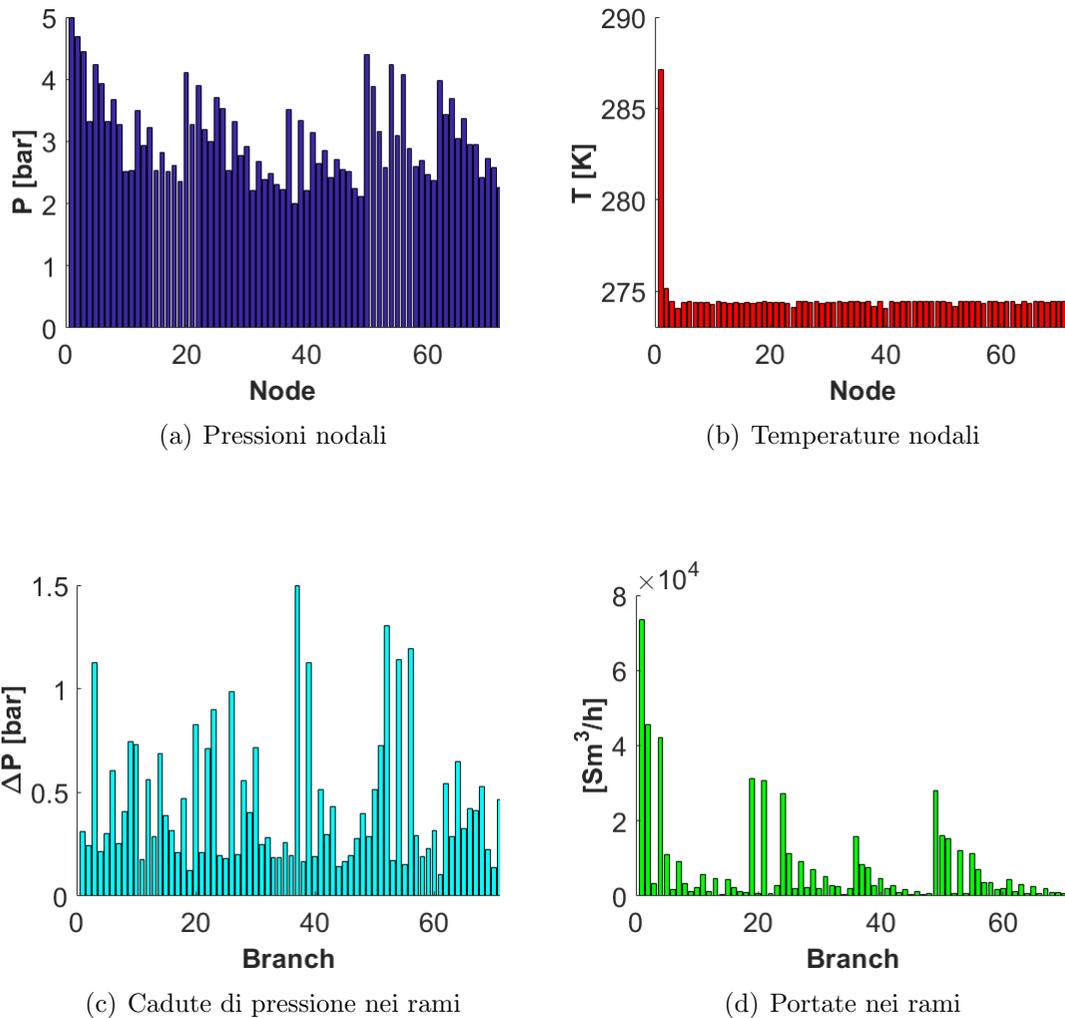
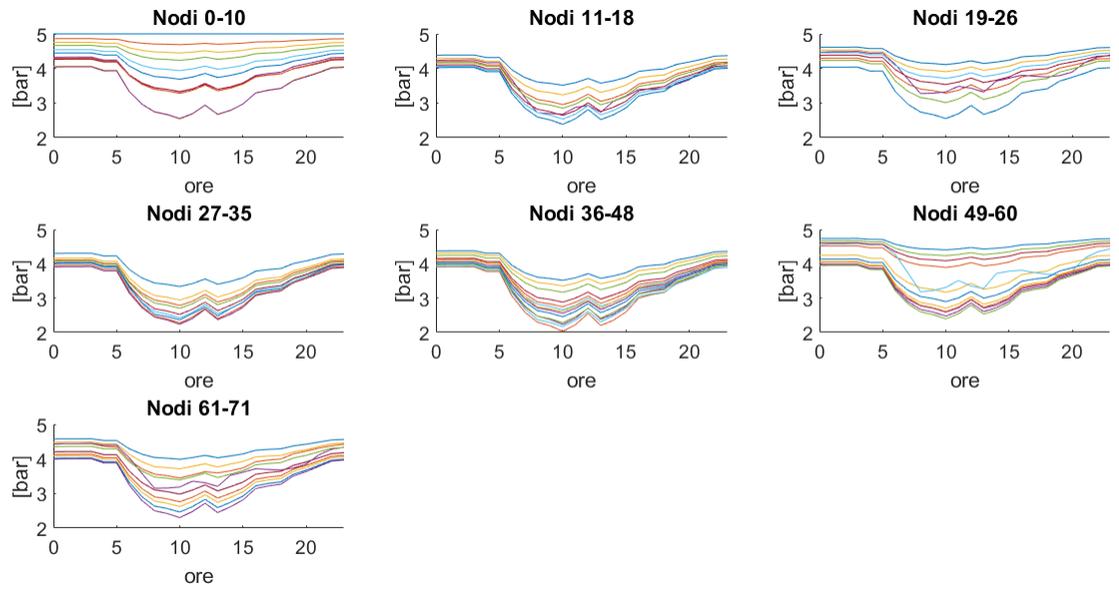


Figura 14.7: Simulazione steady state della rete gas - caso industriale.

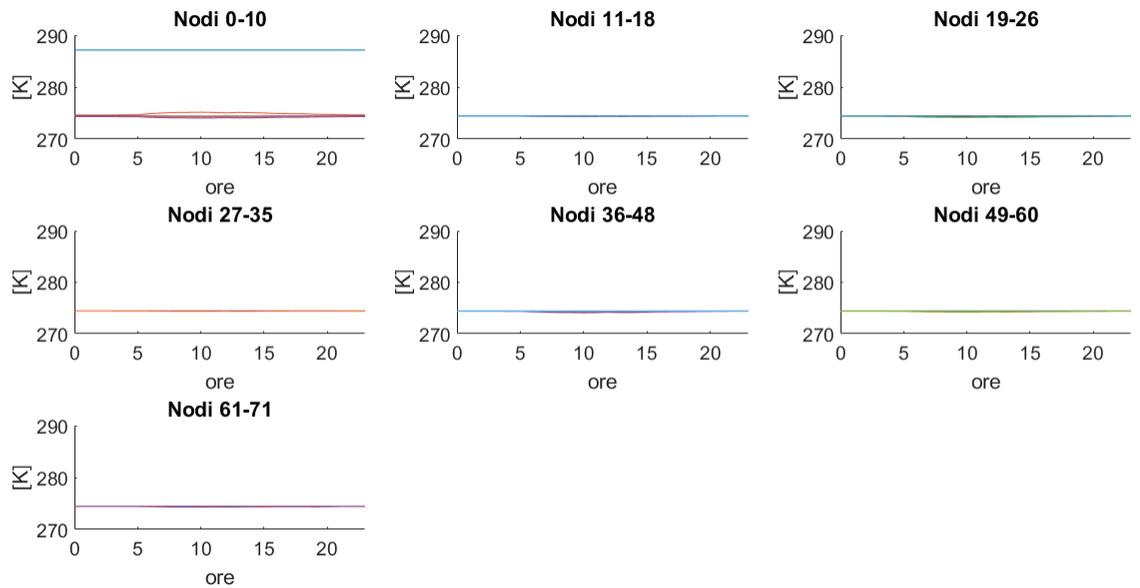
I risultati della simulazione della rete durante tutta la giornata (utilizzando profili orari di prelievo), sono mostrati nelle Figure 14.8 e 14.9. In Figura 14.8 si osserva che, come nei casi precedenti, le pressioni nodali rispettano i limiti desiderati durante

tutta la giornata, corroborando la simulazione in stato stazionario (caso peggiore).

La Figura 14.9 mostra che, l'ora di punta è verso le 10, dove le portate e le cadute di pressione sono più alte e per conseguenza le pressioni più basse.

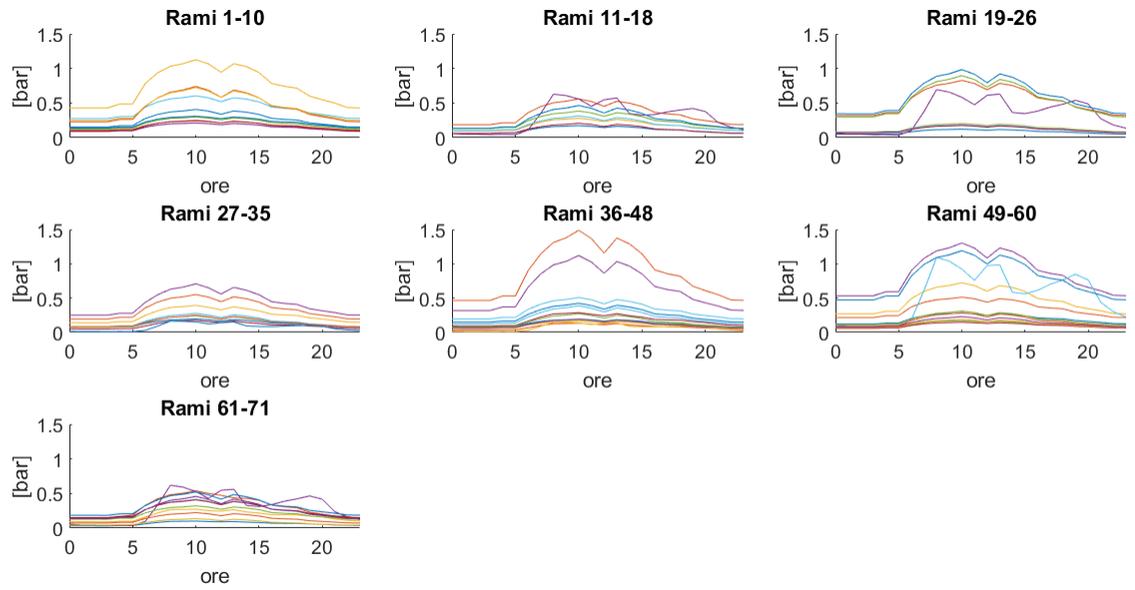


(a) Pressioni nodali

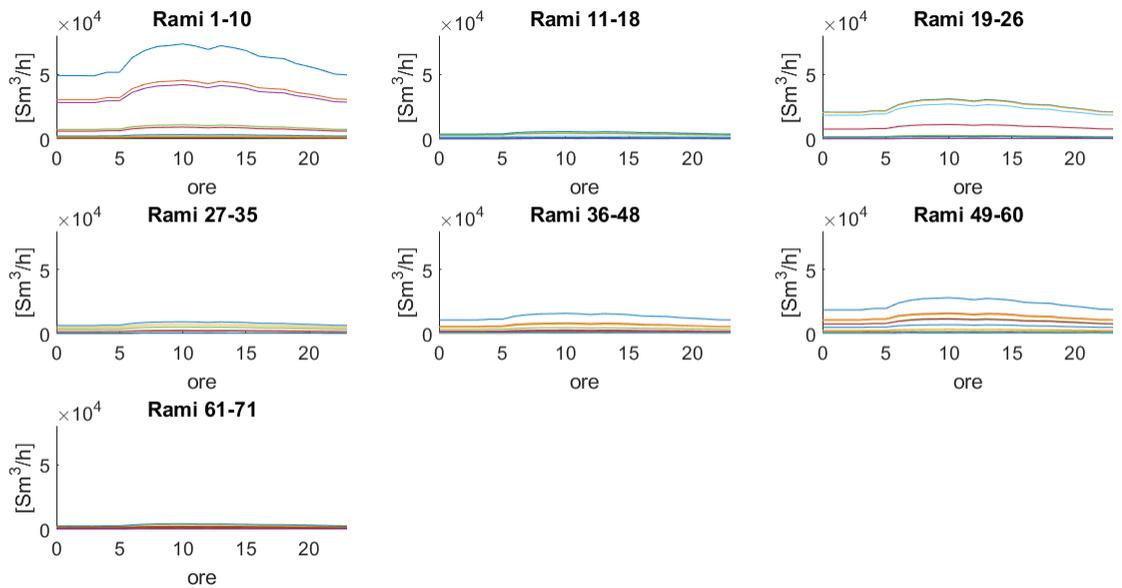


(b) Temperature nodali

Figura 14.8: Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - nodi - caso industriale.



(a) Cadute di pressione nei rami



(b) Portate nei rami

Figura 14.9: Simulazione della rete gas utilizzando profili orari di prelievo - rami - caso industriale.

Nel seguito sarà trattata la rete elettrica industriale [1]. Questa rete contiene *tre* tipologie di carico (residenziale, industriale e commerciale) e *tre* tipi di generazione distribuita (fotovoltaica, eolica e cogenerazione). Inoltre, la rete presenta una potenza attiva nominale netta di -4 MW (più generazione installata che carico) ed è composta da 100 nodi e 103 rami dei quali 4 sono aperti per garantire la radialità della rete. I profili di tensioni nodali nel caso base sono mostrati in Figura 14.10, in cui si osserva che la tensione in tutti i nodi supera il limite di 1,1 p.u., soprattutto durante la notte. Questo è dovuto alla rilevante presenza di generazione distribuita in rete ed all'elevata tensione del nodo slack (1,1693 p.u.), calcolata con i valori reale del trasformatore AT/MT.

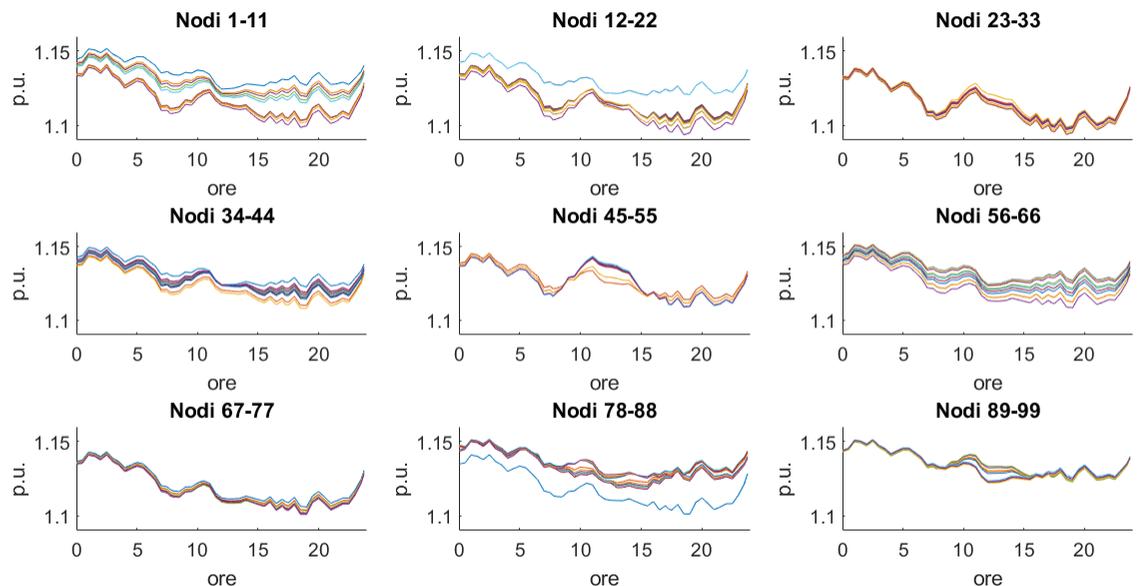


Figura 14.10: Profili di tensioni nodali - caso base - caso industriale.

In Figura 14.11 sono riportati i livelli di carico nei diversi gruppi di rami nel caso

base, dove si vede che alcuni rami hanno un livello di carico vicino al valore massimo (limite termico) e, addirittura, in alcune ore maggiore di questo.

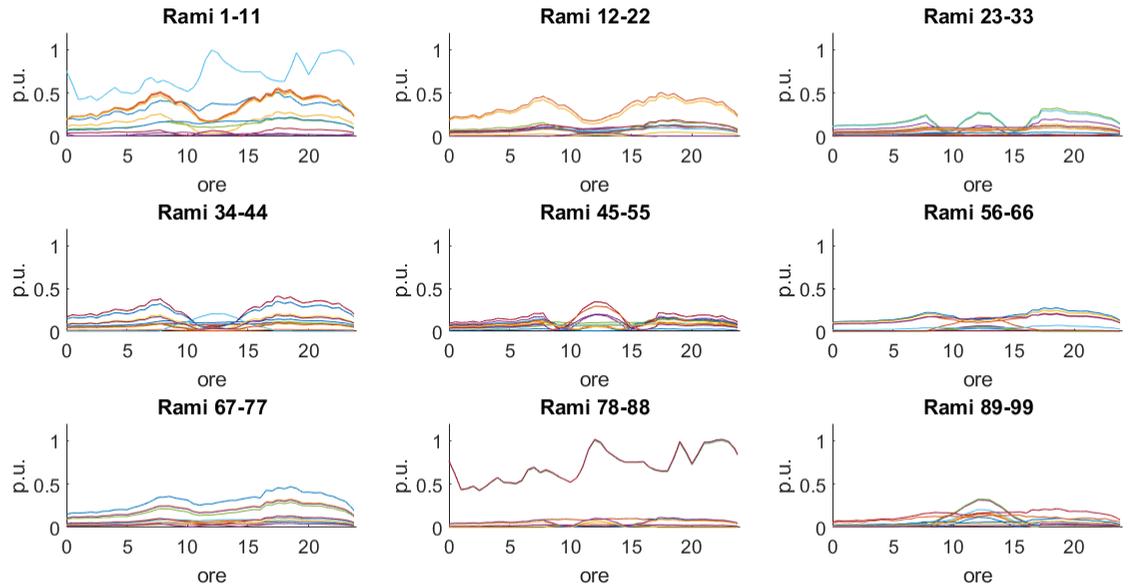


Figura 14.11: Livello di carico nei rami - caso base - caso industriale.

La Figura 14.12 mostra le perdite allocate ai diversi gruppi di nodi nel caso base, dove si nota come alcuni valori delle perdite allocate ai nodi sono negativi in alcune ore della giornata: questo è dovuto alla generazione distribuita presente negli stessi. Si può anche osservare che i nodi caratterizzati da generazione distribuita, hanno una perdita allocata più grande degli altri.

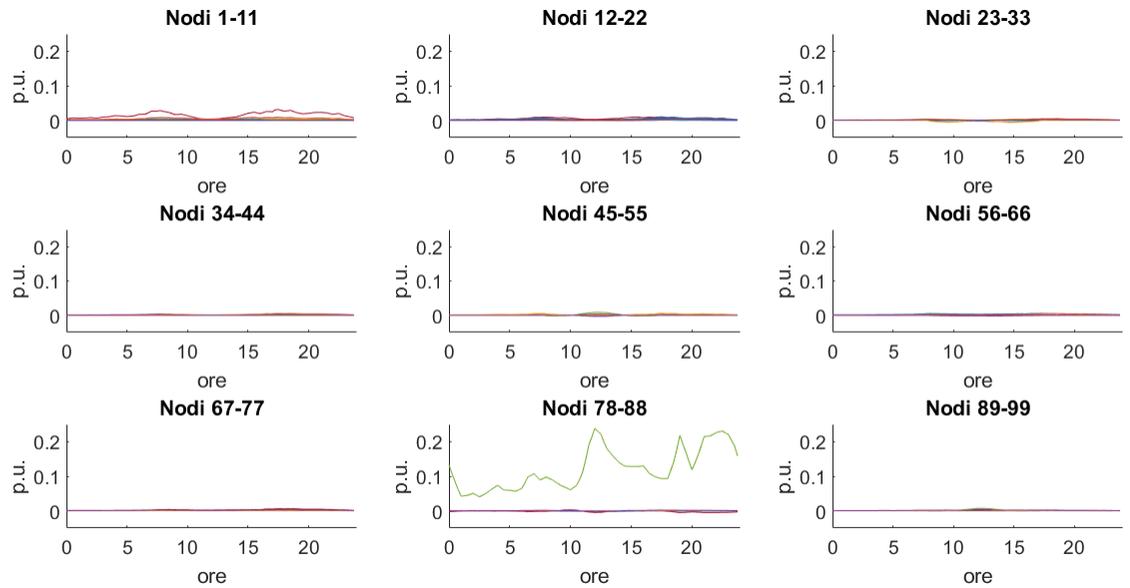


Figura 14.12: Perdite allocate ai nodi - caso base - caso industriale.

L'andamento di potenza immessa in rete nel caso base è mostrato in Figura 14.13, in cui si può vedere che, a causa dell'alta generazione distribuita presente in rete, già esiste reverse power flow durante un'ora (intorno a mezzogiorno) con valore massimo di circa 2 MW. In questa rete si potrebbe aumentare la potenza fotovoltaica installata nella stessa per aumentare la durata del reverse power flow, ma sarebbero violati di più i vincoli di tensione e corrente.

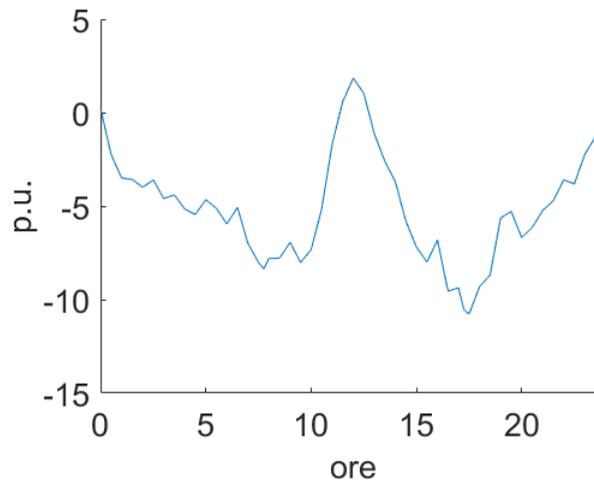


Figura 14.13: Potenza immessa in rete - caso base - caso industriale.

Inoltre, si presenta la generazione ed iniezione di idrogeno all'interno della rete gas associata alla rete industriale, la quale contiene *tre* tipologie di carico (residenziali, commerciali ed industriali). Tale rete presenta una portata massima oraria di circa $73,6 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ed è composta da 72 nodi e 71 rami. I profili di pressioni nodali nel caso base sono riportati in Figura 14.14, in cui si osserva che le pressioni in tutti i nodi rispettano i limiti imposti (1,5 - 5 bar) per tutta la giornata, con valori minimi verso le 10 quando è presente la portata massima oraria.

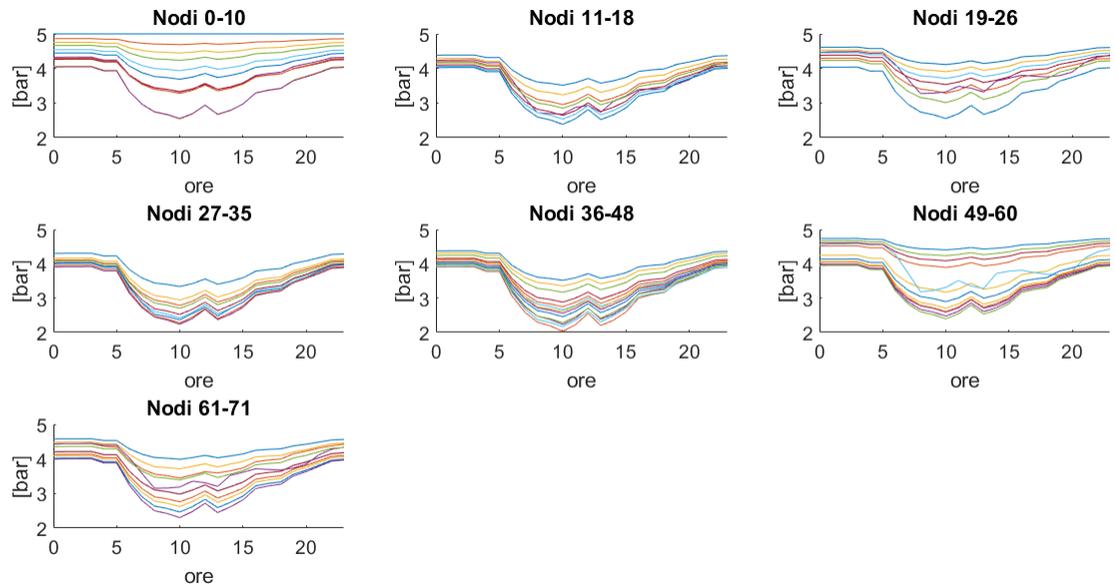


Figura 14.14: Profili di pressioni nodali - caso base - caso industriale.

La Figura 14.15 mostra le portate nei diversi gruppi di rami nel caso base, dove si vede che esse sono massime verso le 10 (ora di punta), con il ramo principale caratterizzato da una portata massima oraria di circa $73,6 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

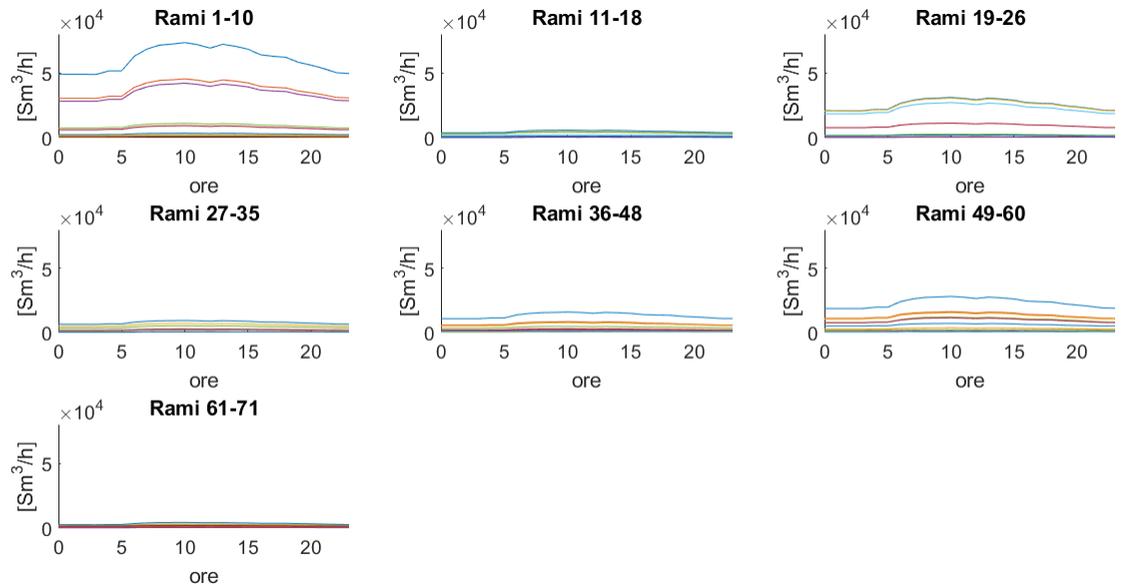


Figura 14.15: Portata nei rami - caso base - caso industriale.

In Figura 14.16 sono mostrate le cadute di pressione nei diversi gruppi di rami nel caso base, dove si nota che esse sono comprese tra 0 e 1,5 bar, presentando valori più alti verso le 10, cioè quando sono presenti le portate massime orarie nella rete.

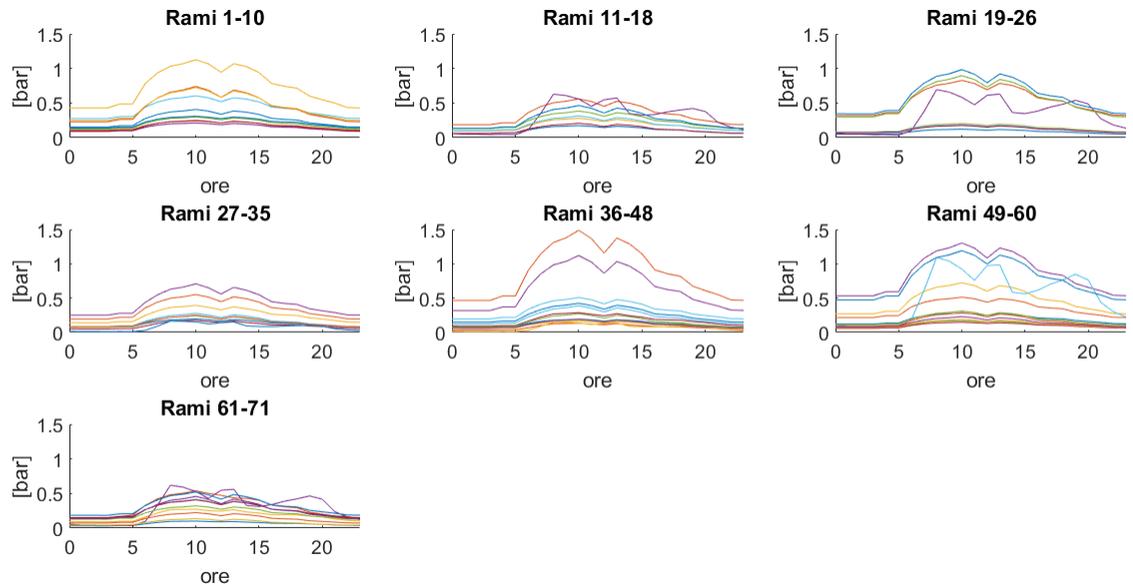


Figura 14.16: Cadute di pressione nei rami - caso base - caso industriale.

In Figura 14.17 è riportato il profilo di potenza attiva della rete elettrica industriale (caso base), dove si può osservare la presenza di reverse power flow intorno a mezzogiorno, con una durata di circa un'ora e con un valore massimo di circa 2 MW.

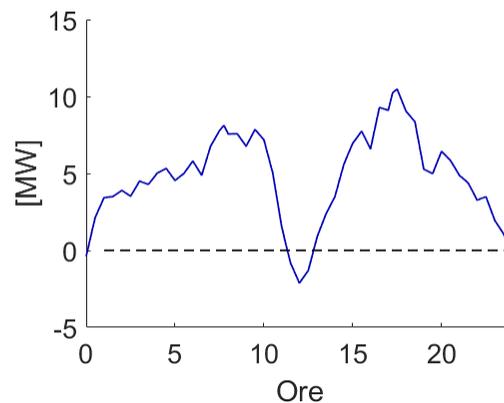


Figura 14.17: Profilo di potenza attiva nella rete elettrica - caso industriale.

Partendo da questo surplus di energia, è stato generato idrogeno in accordo con

il profilo riportato in Figura 14.18, dove si può vedere un valore massimo prodotto di circa 38 kg/h (circa 400 Sm³/h). Inoltre, si può osservare una piccola produzione di idrogeno durante la notte dovuta alla presenza di generazione eolica nella rete elettrica.

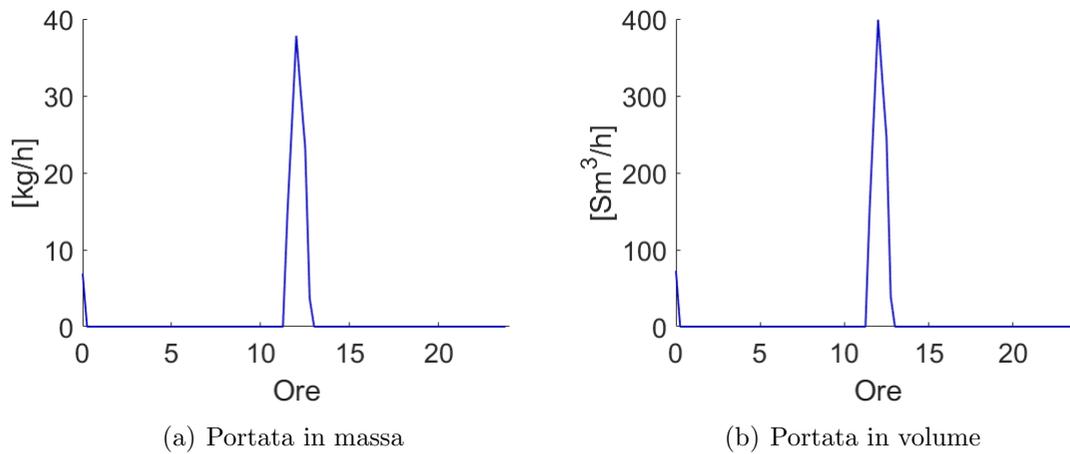


Figura 14.18: Produzione di idrogeno giornaliera - caso industriale.

Come nei casi urbano e rurale, l'idrogeno prodotto è stato iniettato nella rete gas, specificamente nel nodo 49. Il profilo di iniezione è riportato in Figura 14.19, dove si può notare come l'iniezione avvenga principalmente alle ore 13, con una portata di circa 38 kg/h.

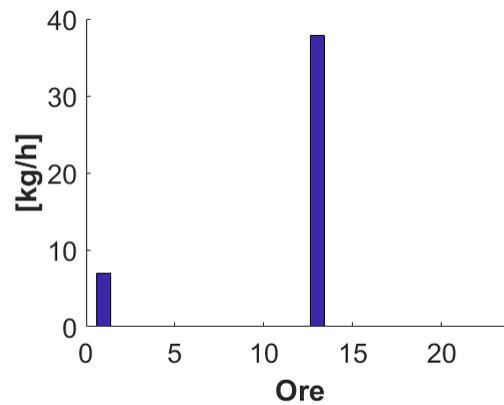


Figura 14.19: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 - caso industriale.

Nelle Figure 14.20 e 14.21 è riportata la composizione percentuale del gas nella rete durante l'iniezione di idrogeno, tanto per il caso estivo quanto per il caso invernale, dove si può osservare l'aumento della percentuale di idrogeno presente nel gas dal nodo 49 in poi, nel caso estivo fino a circa il 5 % alle ore 13 e nel caso invernale fino a circa il 3 % alla stessa ora.

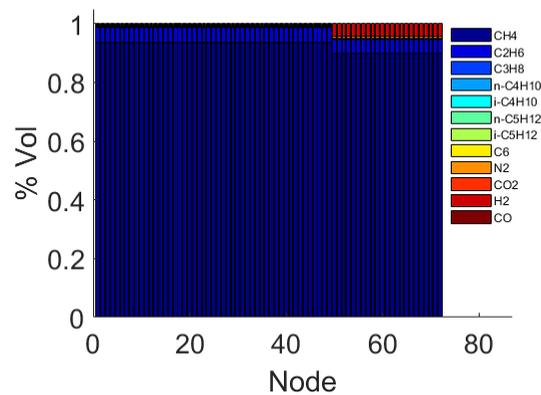


Figura 14.20: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere estive - caso industriale.

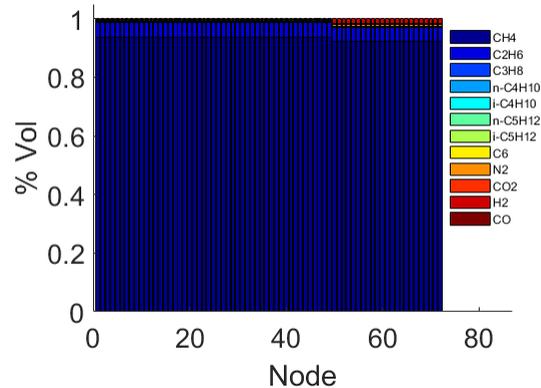


Figura 14.21: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - portate giornaliere invernali - caso industriale.

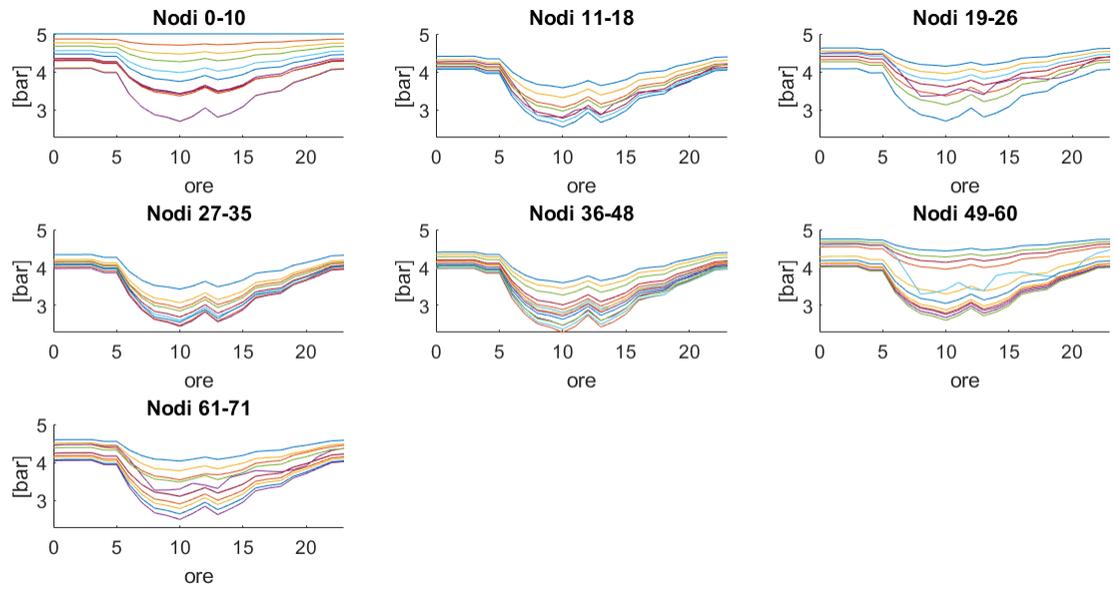
In Tabella 14.1 è riportato il riassunto dei risultati dell'iniezione di idrogeno nei casi estivo e invernale, mostrati precedentemente. Si può vedere che, sia nel il caso estivo sia nel il caso invernale, si rispettano tutti i parametri di qualità del gas, facendo diventare questi casi accettabili.

Tabella 14.1: Riassunto iniezione idrogeno rete gas industriale.

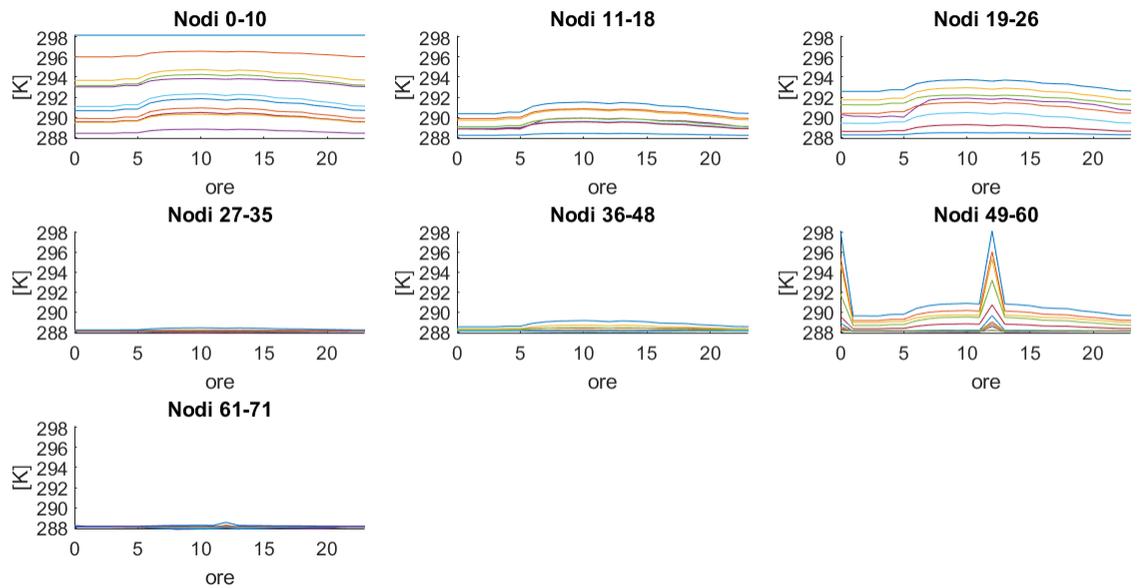
Caso	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
Estivo	5	0,5669 – 0,5895	50,58 – 51,15	38,08 – 39,27
Invernale	3	0,5803 – 0,5895	50,91 – 51,15	38,78 – 39,27

Infine, è stata effettuata la verifica termo-fluidodinamica della rete gas, considerando l'iniezione di idrogeno, nel suo caso invernale. In Figura 14.22 sono riportate le pressioni e le temperature nodali, dove si può osservare l'innalzamento dei profili di esse dovuto all'iniezione di idrogeno. Per quanto riguarda le temperature, si può vedere l'aumento di questa nel nodo di iniezione e quelli più vicini intorno a mez-

zogiorno. Per quanto concerne le pressioni, si può notare un leggero innalzamento rispetto al caso base, essendo tutte le pressioni sopra i circa 2,3 bar (nel caso base il valore minimo era circa 2 bar).



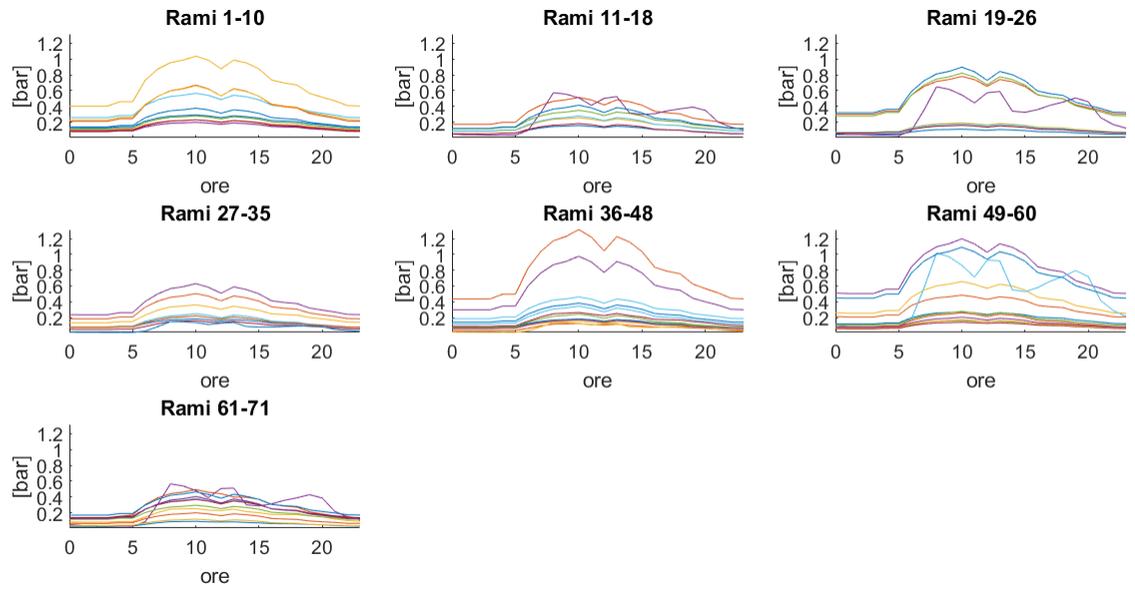
(a) Pressioni nodali



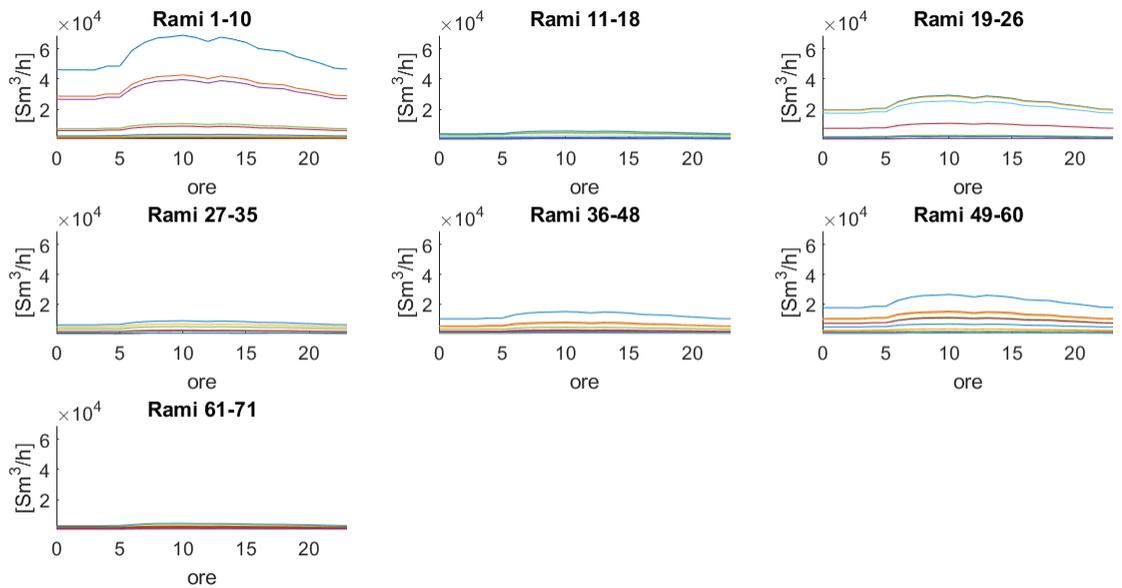
(b) Temperature nodali

Figura 14.22: Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - nodi - caso industriale.

Le cadute di pressione e le portate nei rami sono mostrate in Figura 14.23, in cui si può osservare che esse sono minori rispetto al caso base: la caduta massima è di circa 1,3 bar e la portata oraria massima è di circa $70 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$. Nel caso base si aveva una caduta di pressione massima di circa 1,5 bar ed una portata massima oraria nel ramo principale di circa $73,6 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.



(a) Cadute di pressione nei rami



(b) Portate nei rami

Figura 14.23: Simulazione rete gas con iniezione di idrogeno - rami - caso industriale.

Come nei casi precedenti, è stata aumentata la potenza fotovoltaica installata nella rete elettrica di partenza, assumendo che tutte le utenze (residenziali, commerciali e industriali) abbiano un impianto fotovoltaico. La potenza nominale di questi impianti è stata variata tra 1 kW (4 MW installati) e 20 kW (80 MW installati), analizzando la variazione di potenza immessa nella rete AT (reverse power flow) nei diversi casi e la produzione di idrogeno ottenuto dal surplus di energia. In Figura 14.24 sono riportati gli andamenti della potenza immessa nella rete, al variare della potenza fotovoltaica installata, sia di estate sia di inverno, dove si può notare la dipendenza della generazione fotovoltaica dalla stagione dell'anno, con produzione maggiore (potenza attiva negativa) in estate. Si può anche vedere che nel caso estivo (luglio), con taglia di impianto minimo 1 kW (4 MW installati), esiste reverse power flow, mentre tale surplus di energia, per il caso invernale (gennaio), sussiste solo con impianti di taglia minima 2 kW (8 MW installati).

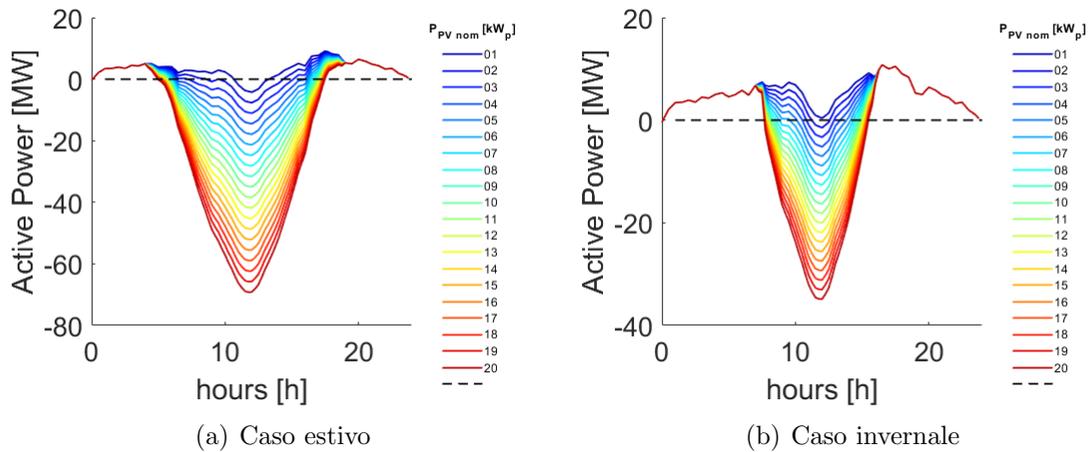


Figura 14.24: Potenza attiva immessa nella rete elettrica industriale.

Le Figure 14.25 e 14.26 mostrano gli andamenti di produzione di idrogeno al variare la potenza fotovoltaica installata, con una efficienza dell'elettrolizzatore pari a 0,7, per il caso estivo e per il caso invernale rispettivamente. poiché la produzione di idrogeno dipende dal surplus di energia presente nella rete elettrica, essa sarà maggiore nel caso estivo. Per esempio, a luglio, con impianti fotovoltaici da 10 kW (40 MW installati) ci sarà una produzione massima di idrogeno di circa 600 kg/h (circa 6500 Sm³/h), mentre a gennaio, nelle stesse condizioni, la produzione massima sarà di circa 300 kg/h (circa 3000 Sm³/h).

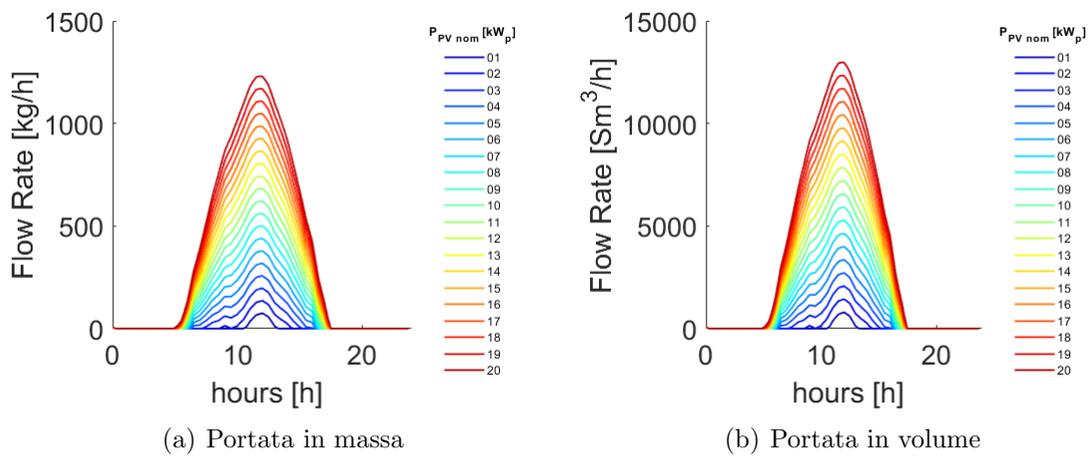


Figura 14.25: Produzione di idrogeno giornaliera - caso estivo.

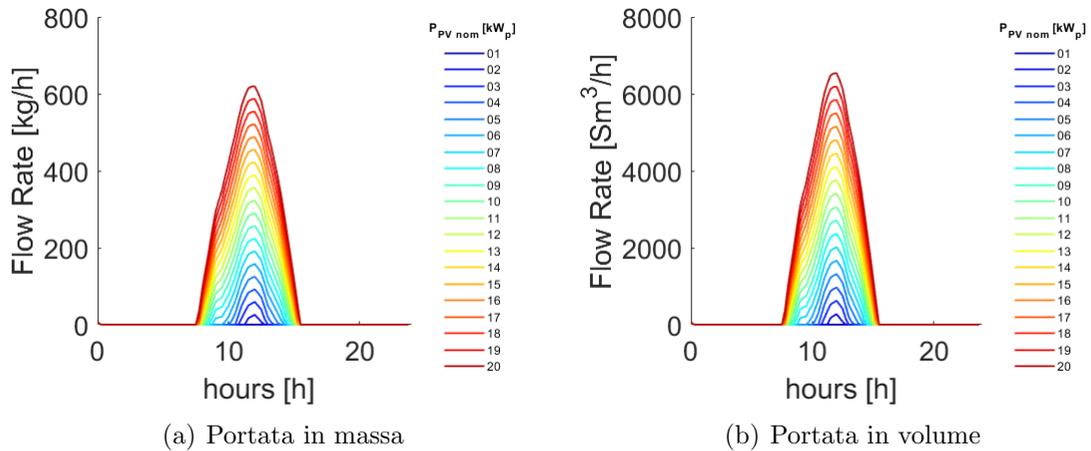


Figura 14.26: Produzione di idrogeno giornaliera - caso invernale.

Nel seguito si sceglieranno alcuni casi tra i generati precedentemente. È importante notare che tali casi sono casi teorici, poiché la rete non rispetta i vincoli operativi già nel caso base e la situazione peggiora inserendo più generazione fotovoltaica. Sarà anche iniettato nella rete gas l'idrogeno prodotto, osservando la composizione del gas durante l'iniezione e analizzando cosa succede al variare il nodo di iniezione. Sono state scelte potenze installate negli impianti fotovoltaici tali da creare reverse power flow nella rete elettrica e quindi produzione di idrogeno. In Figura 14.27 si mostra il profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 nel caso estivo, dove tutte le utenze hanno un impianto da 1 kW (4 MW installati - 19 % dell'energia consumata), in cui si può notare che l'iniezione di idrogeno nella rete gas si ha principalmente intorno a mezzogiorno, con un valore massimo immesso pari a 75 kg/h alle ore 13.

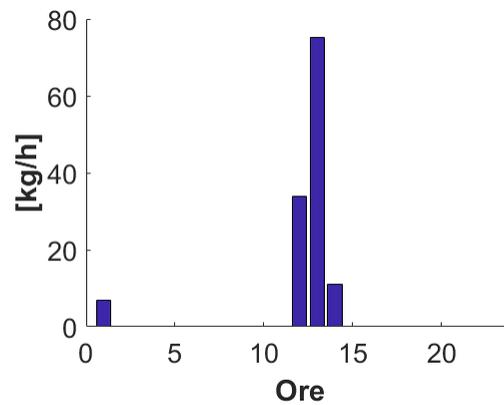


Figura 14.27: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 - caso 1 kW.

La Figura 14.28 mostra la composizione del gas durante l'iniezione del idrogeno nel caso estivo, quando tutte le utenze hanno un impianto da 1 kW, dove si può osservare che alle ore 11 (prima della iniezione) più del 90 % del gas presente in tutti nodi è metano (CH_4). Dalle ore 12 alle ore 14, la percentuale di idrogeno nella rete aumenta dal nodo 49 in poi, in accordo con il profilo di iniezione, arrivando ad un valore massimo di circa 10 % alle ore 13.

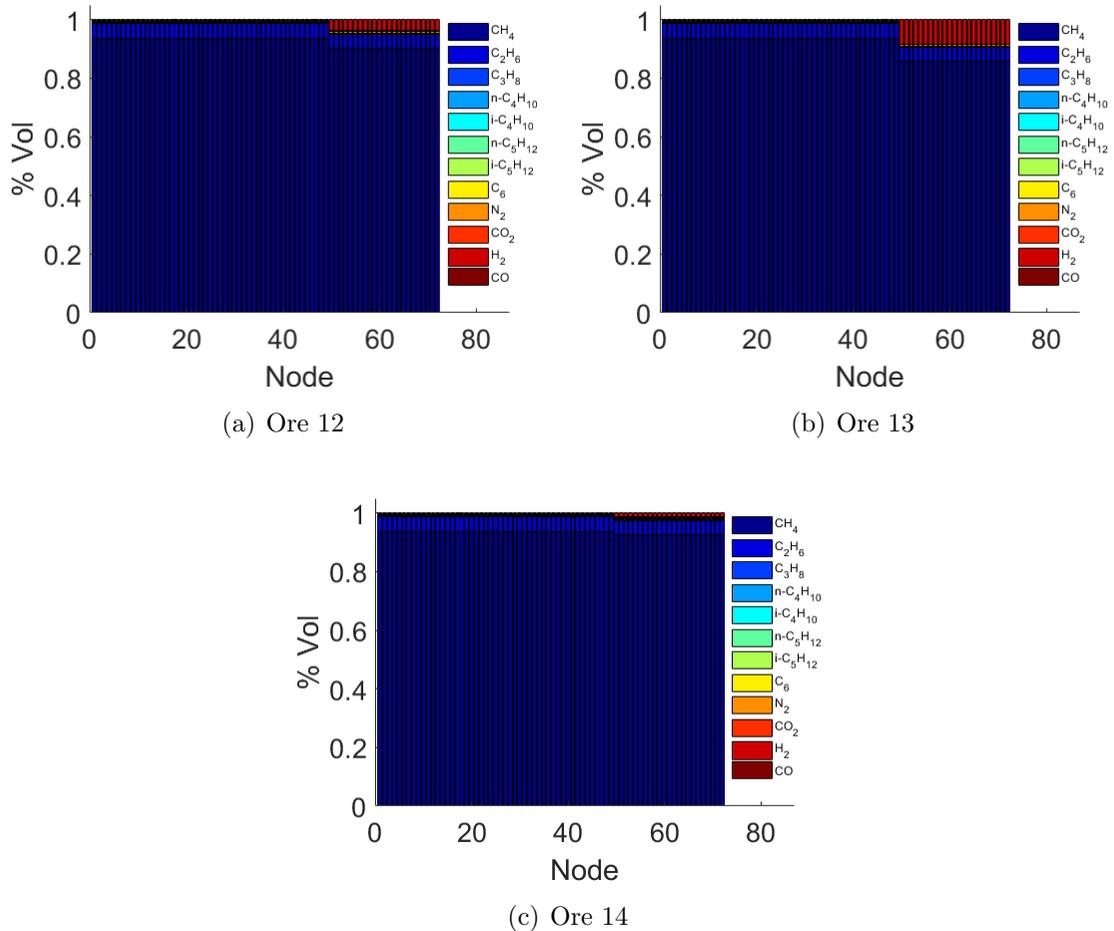


Figura 14.28: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 1 kW.

Considerando lo stesso caso ma durante il mese di gennaio, non abbiamo produzione di idrogeno (assenza di reverse power flow): per confrontare il caso estivo con il caso invernale, quindi, si deve scegliere una potenza installata negli impianti fotovoltaica tale che ci sia produzione di idrogeno (derivante dal surplus di energia elettrica) sia di estate sia di inverno. Per tale ragione, è stata scelta una potenza fotovoltaica installata in ogni utenza pari a 2 kW (8 MW installati - 38 % dell'e-

nergia consumata). Il profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49, tanto per il caso estivo quanto per il caso invernale, dove tutte le utenze hanno un impianto da 2 kW, è riportato in Figura 14.29, in cui si può notare la grande differenza dei profili di iniezione dei casi estivo e invernale con la stessa potenza fotovoltaica installata. Nel caso estivo si può osservare che viene principalmente iniettato idrogeno nella rete gas dalle ore 10 alle ore 15, con un valore massimo immesso di circa 135 kg/h alle ore 13, mentre nel caso invernale, viene principalmente iniettato idrogeno alle ore 13 con una portata massima di circa 26 kg/h.

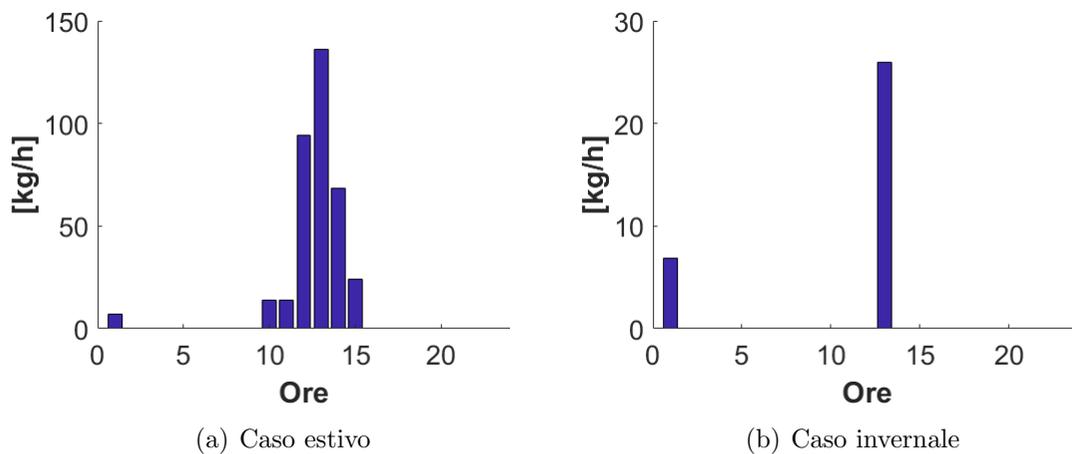


Figura 14.29: Profilo di iniezione di idrogeno nel nodo 49 - caso 2 kW.

Nelle Figure 14.30 e 14.31 è riportata la frazione molare del gas durante l'iniezione di idrogeno, sia per il caso estivo sia per il caso invernale, con tutte le utenze aventi un impianto da 2 kW. Si può vedere che nel caso estivo, la percentuale di idrogeno nel gas dal nodo 49 in poi è di circa 15 % alle ore 13, mentre nel caso invernale, è di

circa il 2 % negli stessi nodi ed alla stessa ora.

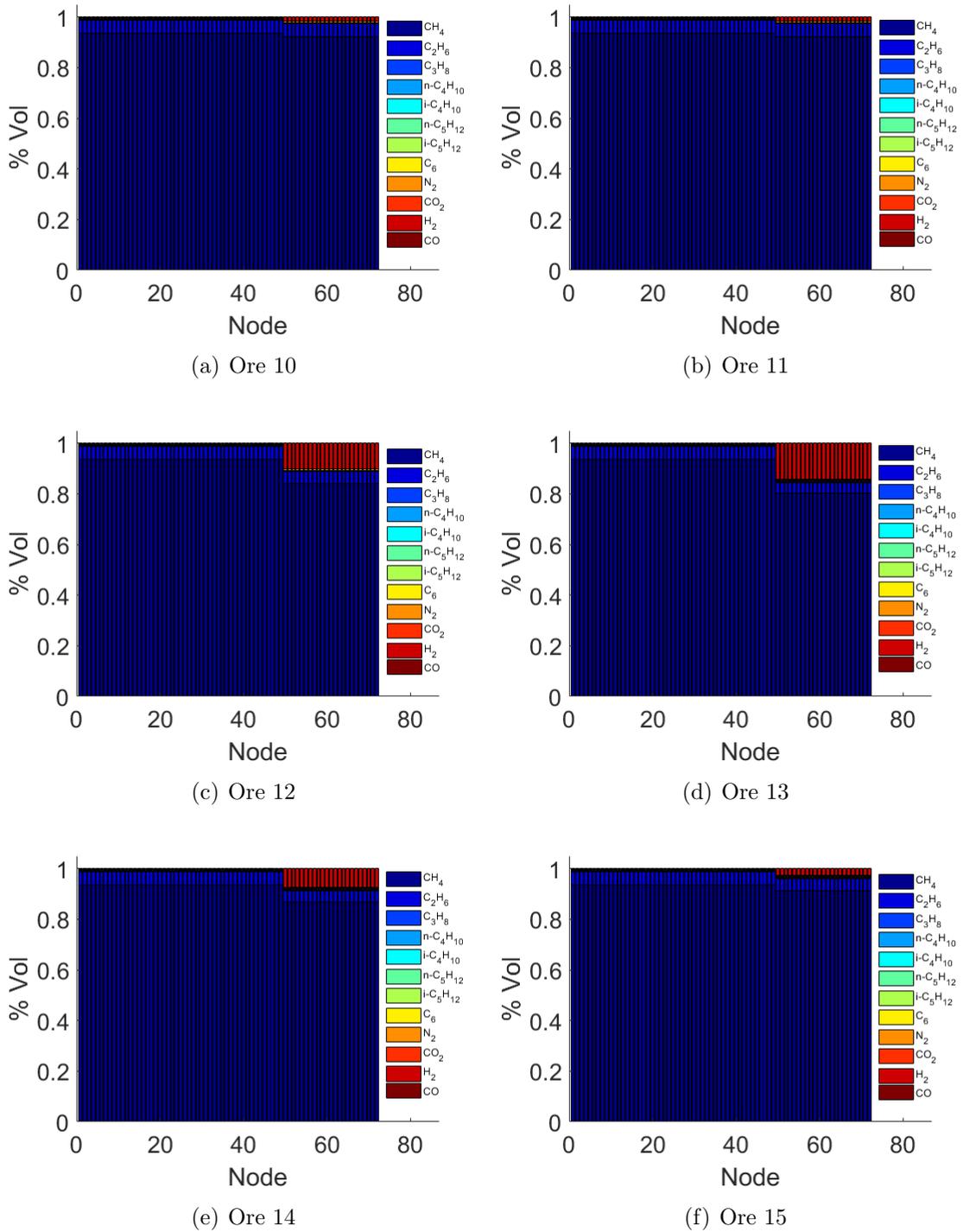


Figura 14.30: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, estivo.

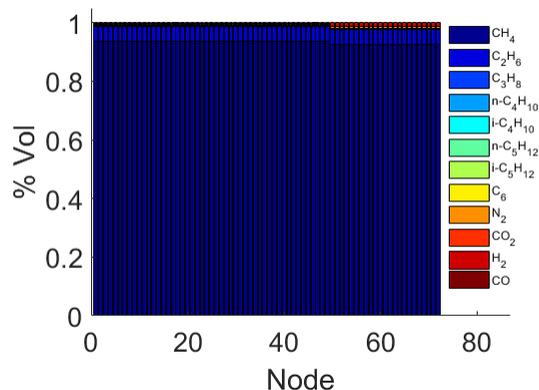


Figura 14.31: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 2 kW, invernale.

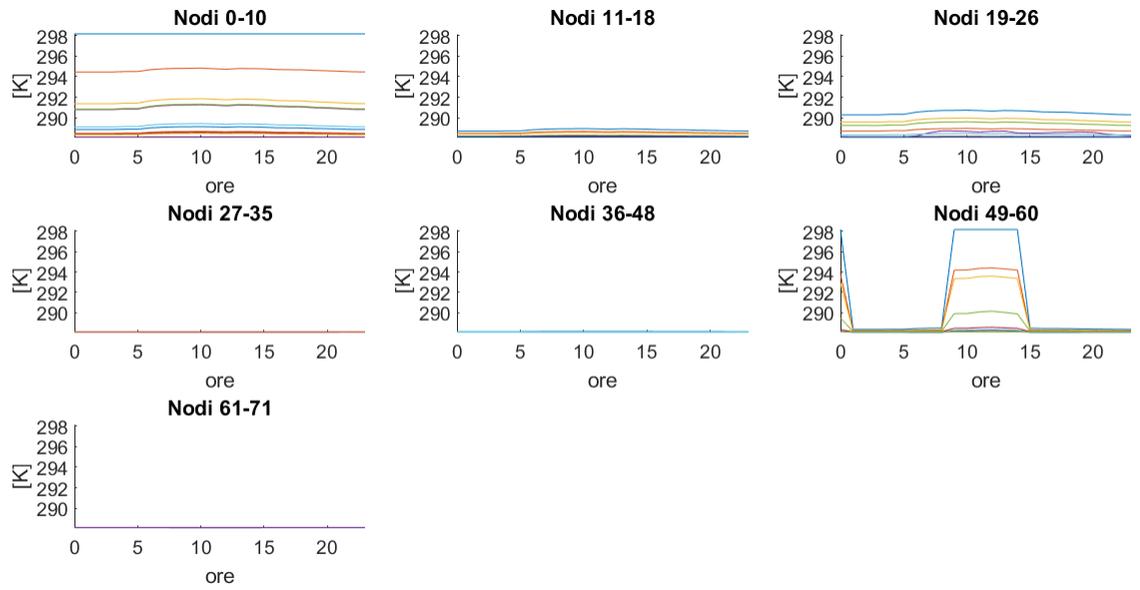
La Tabella 14.2 mostra un riassunto dei risultati dell'iniezione nei casi presentati precedentemente. Si può vedere come nei casi estivi si viola solamente la gas gravity, rendendo questi casi inaccettabili. Invece, nel caso invernale, si rispettano tutti i tre parametri di qualità del gas, facendo diventare questo caso praticabile.

Tabella 14.2: Riassunto iniezione idrogeno rete gas industriale - casi studio.

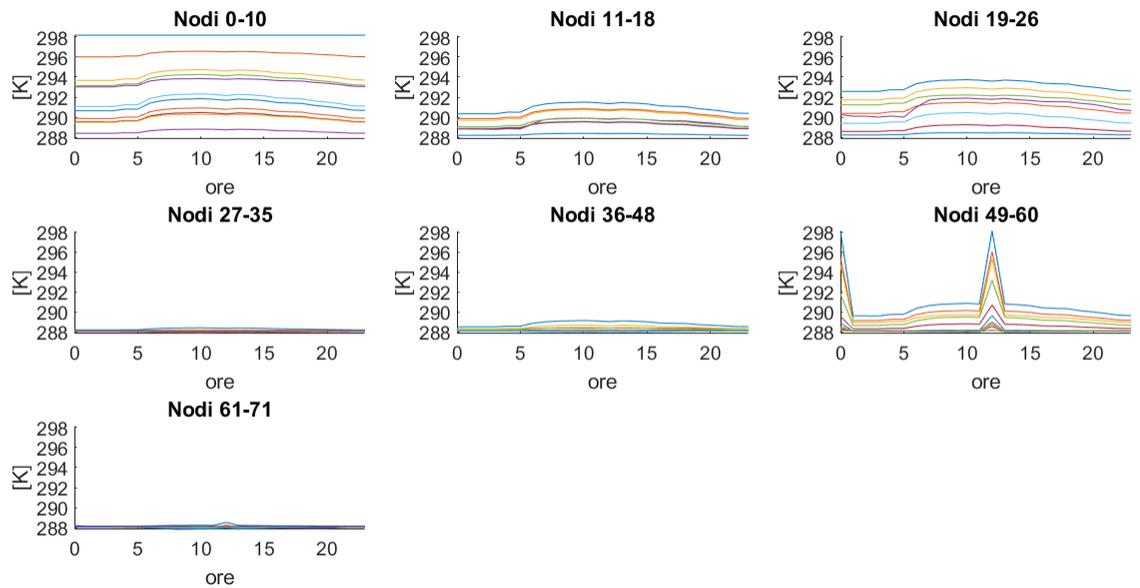
Caso	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
1 kW (estivo)	10	0,5458 – 0,5895	50,05 – 51,15	36,98 – 39,27
2 kW (estivo)	15	0,5142 – 0,5895	49,25 – 51,15	35,32 – 39,27
2 kW (invernale)	2	0,5831 – 0,5895	50,99 – 51,15	38,93 – 39,27

Nelle Figure 14.32 e 14.33 si mostrano le temperature e le pressioni nei nodi, nel caso estivo e nel caso invernale, con impianti fotovoltaici caratterizzati da potenza nominale pari a 2 kW. In Figura 14.32 si può notare, sia di estate sia di inverno, l'innalzamento del profilo di temperatura durante l'iniezione di idrogeno nel nodo di

iniezione e quelli più vicini. In Figura 14.33 si può osservare la differenza dei profili di pressione dei casi estivo e invernale. Questa differenza è dovuta alla assenza della domanda di gas per riscaldamento durante l'estate che implica portate più basse ed profili di pressione più alti. Si può inoltre vedere che, nel caso estivo, tutte le pressioni sono sopra i circa 4,6 bar, mentre nel caso invernale, sono tutte sopra i circa 2,3 bar. Confrontando il caso invernale con il caso base (portate invernali) possiamo vedere che c'è un leggero innalzamento nei profili di pressione dovuta all'iniezione di idrogeno (tutte le pressioni nel caso base sono sopra i 2 bar).

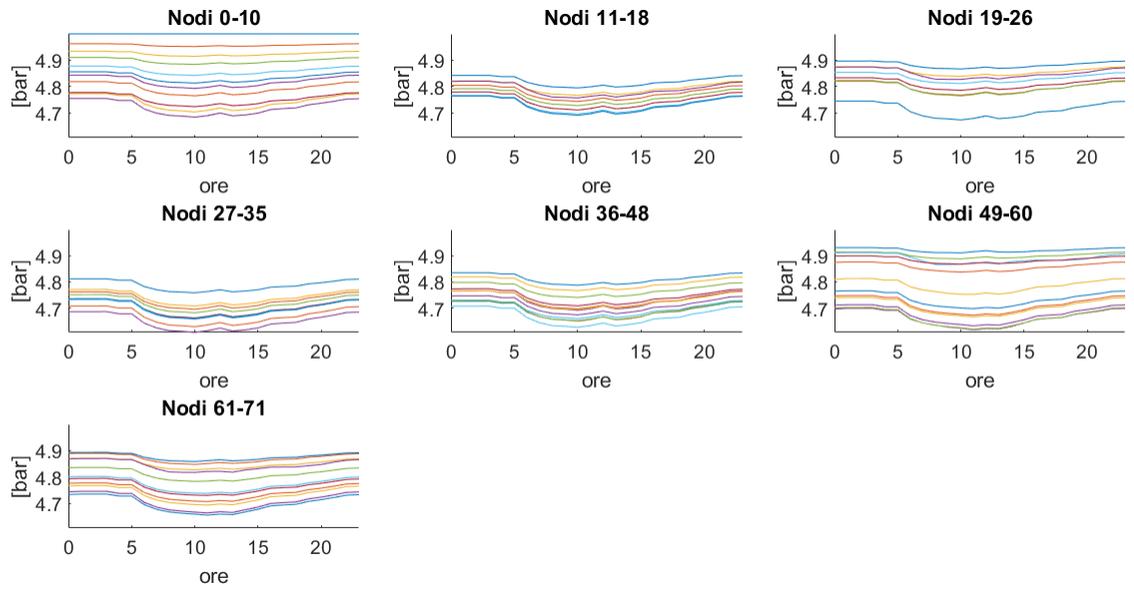


(a) Caso estivo

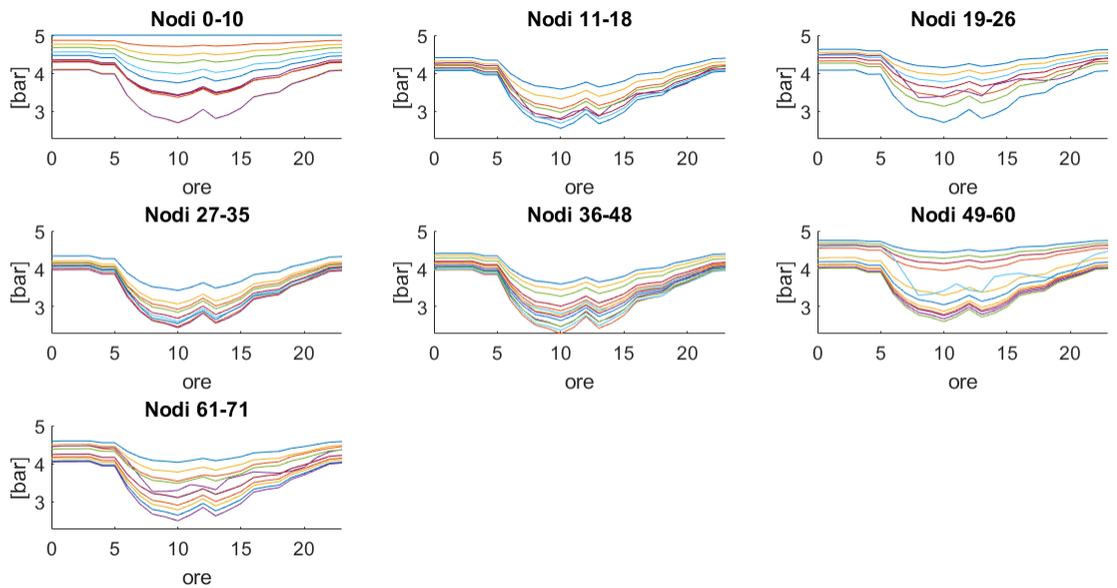


(b) Caso invernale

Figura 14.32: Profili di temperature nodali - caso 2 kW.



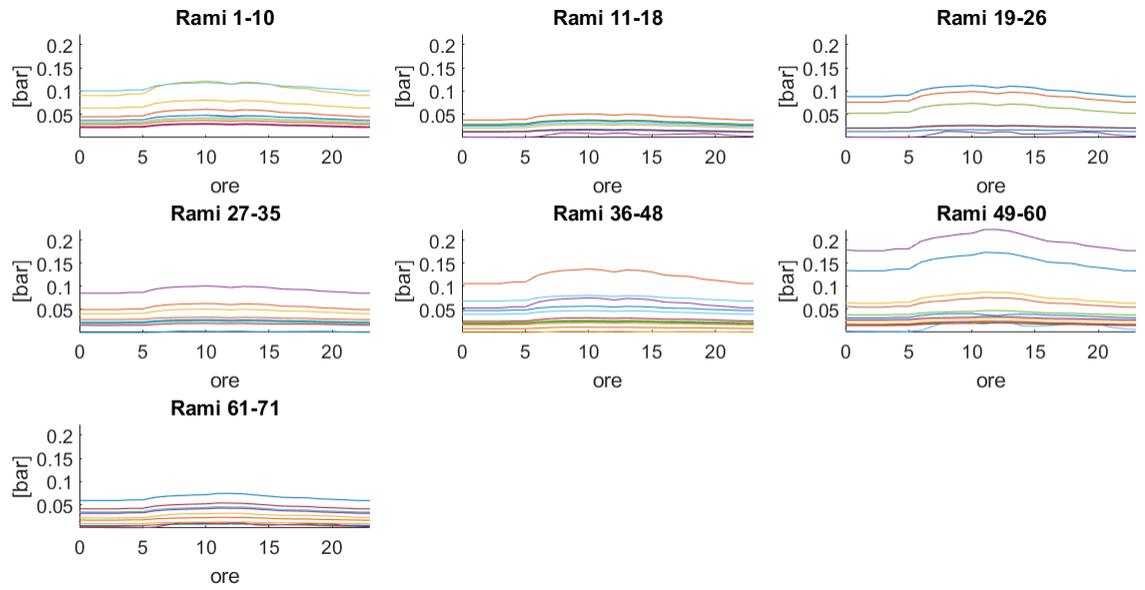
(a) Caso estivo



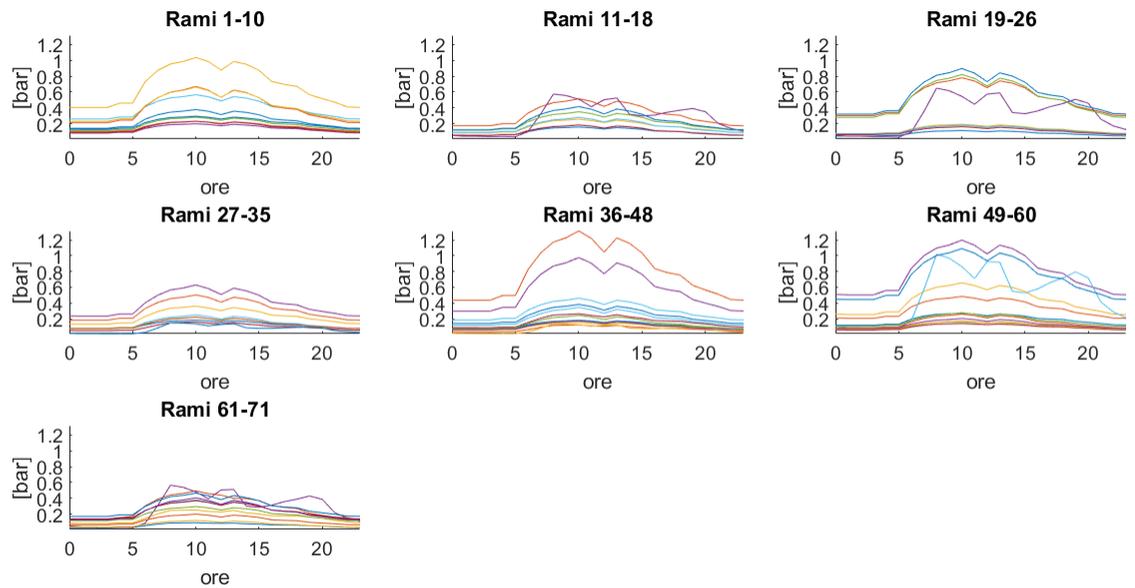
(b) Caso invernale

Figura 14.33: Profili di pressioni nodali - caso 2 kW.

Le cadute di pressione e le portate nei rami, sia di estate sia di inverno, con impianti fotovoltaici caratterizzati da potenza nominale pari a 2 kW, sono mostrate nelle Figure 14.34 e 14.35 rispettivamente. Nella Figura 14.34 si può vedere che le cadute nei rami nel caso estivo sono più piccole che nel caso invernale, dovuto al fatto che le portate sono minori d'estate. Si può osservare inoltre che, nel caso estivo, c'è una caduta di pressione massima di circa 0,2 bar contro i circa 1,3 bar nel caso invernale. Confrontando nuovamente il caso invernale con il caso base, si può notare che nel caso base c'è una caduta di pressione massima di circa 1,5 bar: la leggera diminuzione tra caso base e caso invernale è dovuta all'iniezione di idrogeno. Infine, In Figura 14.35, si può notare, che le portate estive sono molto minori rispetto alle portate invernali, essendo la portata massima oraria di circa $27 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ nel caso estivo contro una portata massima oraria di circa $70 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ nel caso invernale. Anche in questo caso si vede l'effetto dell'iniezione di idrogeno nella rete, che fa diminuire le portate invernali rispetto al caso base, dove la portata massima oraria è di circa $73,6 * 10^3 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

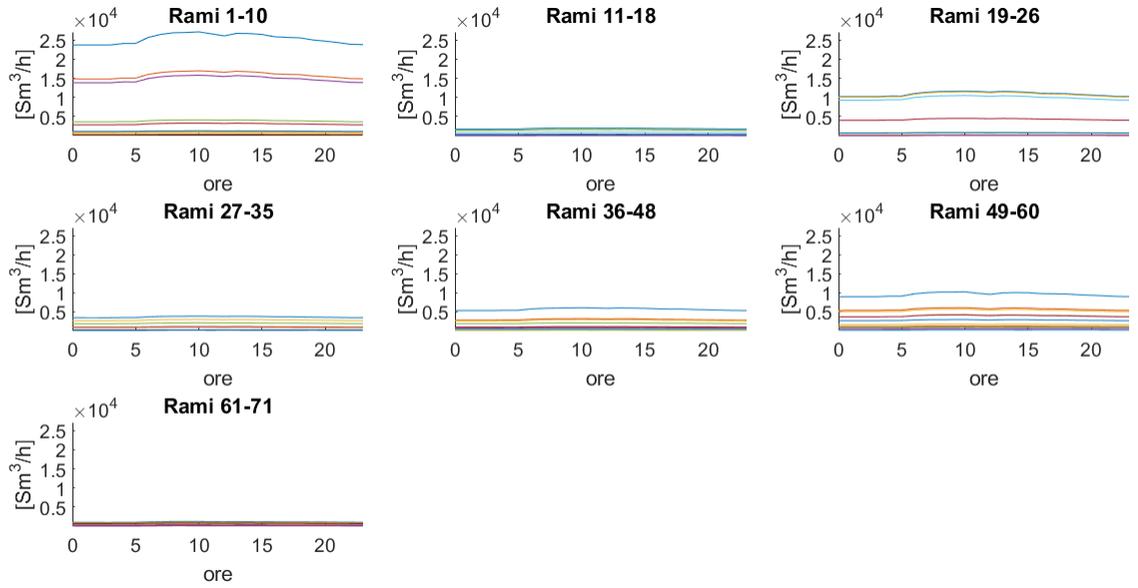


(a) Caso estivo

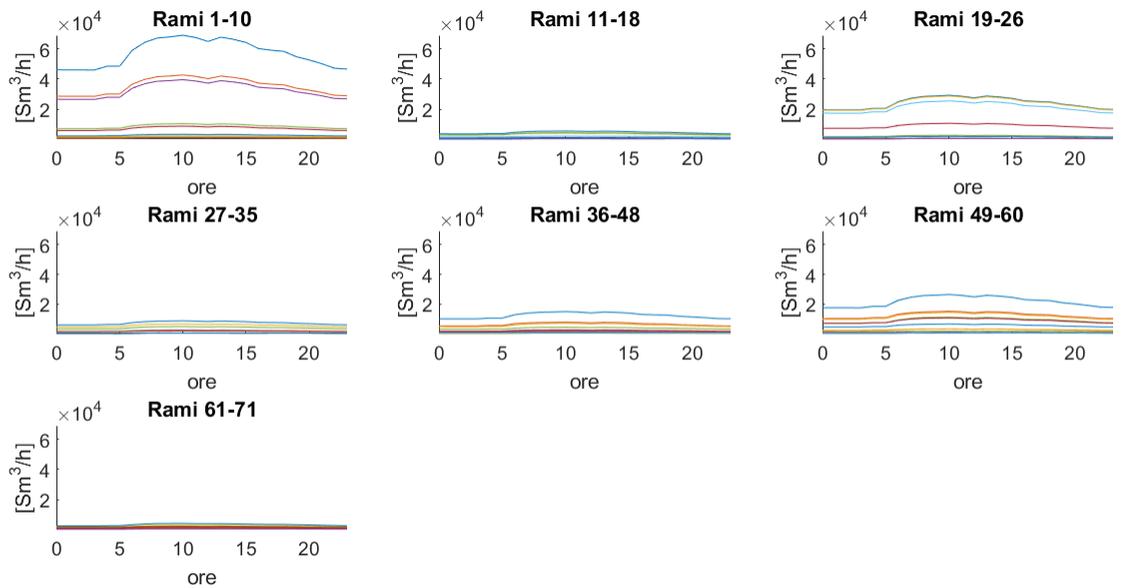


(b) Caso invernale

Figura 14.34: Cadute di pressione nei rami - caso 2 kW.



(a) Caso estivo



(b) Caso invernale

Figura 14.35: Portata nei rami - caso 2 kW.

La Tabella 14.3 riassume i risultati della verifica termo-fluidodinamica, considerando la iniezione di idrogeno, nei casi estivo e invernali, con impianti fotovoltaici di potenza pari a 2 kW.

Tabella 14.3: Riassunto effetti iniezione idrogeno sulla verifica termo-fluidodinamica - caso industriale.

Caso	P_{\min} [bar]	ΔP_{\max} [bar]	Q_{\max} [Sm^3/h]
Caso base	2	1,5	$73,6 * 10^3$
2 kW (estivo)	4,6	0,2	$27 * 10^3$
2 kW (invernale)	2,3	1,3	$70 * 10^3$

Per studiare l'effetto della variazione del nodo di iniezione nella rete gas, è stato scelto il caso estivo (luglio) con potenza nominale degli impianti fotovoltaici pari a 1 kW. Stavolta l'idrogeno non sarà più iniettato nel nodo 49, ma nei nodi 1 e 65. Il profilo di iniezione è quello riportato in Figura 14.27, poiché esso non dipende dal nodo di iniezione, ma dalla produzione di idrogeno (e quindi dalla produzione fotovoltaica, la quale è mantenuta costante). In Figura 14.36 è riportata la composizione del gas quando viene iniettato idrogeno nel nodo 1 (nodo più vicino alla cabina di primo salto) alle ore 13 (portata massima iniettata), dove si può osservare come aumenta la percentuale di idrogeno presente nel gas, dal nodo 1 in poi, avendo un valore di circa 3 %. Nel caso in cui l'idrogeno era iniettato nel nodo 49, alle ore 13 con una portata di 75 kg/h, la percentuale di idrogeno era di circa 10 % per più o meno la terza parte della rete (vedi Figura 14.28). Invece, per il nuovo caso (nodo 1), alla stessa ora e con la stessa portata, la percentuale di idrogeno è di circa 3 % per praticamente tutta la

rete.

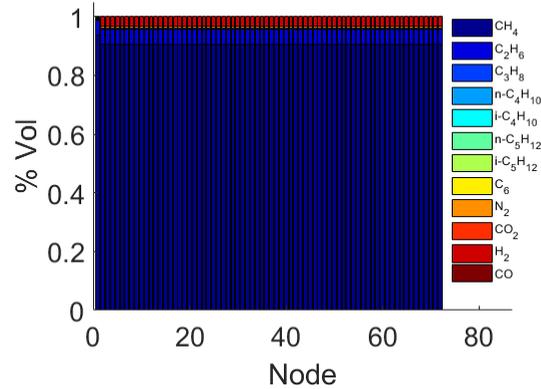


Figura 14.36: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 1 kW, nodo di iniezione 1.

La Figura 14.37 mostra la composizione del gas quando l'idrogeno è iniettato nel nodo 65 (fine della rete), nuovamente alle ore 13 (massima portata), in cui si può vedere come negli ultimi 7 nodi della rete, la percentuale di idrogeno presente nel gas è di circa 58 %. Questo valore è troppo alto e riduce la qualità del gas. É quindi importante scegliere il nodo di iniezione in maniera tale che l'idrogeno sia distribuito nella maggior parte della rete e la sua percentuale sia bassa, conservando così la qualità del gas.

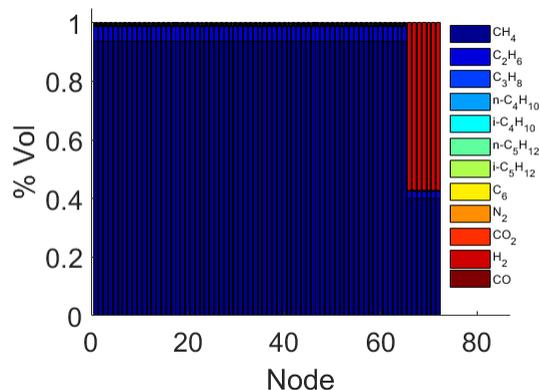


Figura 14.37: Composizione percentuale del gas presente nella rete durante l'iniezione di idrogeno - caso 1 kW, nodo di iniezione 65.

In Tabella 14.4 è riportato un riassunto dei parametri di qualità del gas, per i due casi mostrati precedentemente. Si può notare che, quando si inietta idrogeno nel nodo 1, si rispettano tutti i tre parametri, mentre quando si inietta idrogeno nel nodo 65, si violano tutti quanti, dovuto all'alta percentuale di idrogeno presente nel gas, facendo diventare questo caso non praticabile.

Tabella 14.4: Riassunto iniezione idrogeno rete gas industriale - variazione nodo di iniezione.

Nodo di Iniezione	% H ₂ massima	Gas Gravity	Wobbe Index [MJ/Sm ³]	HHV [MJ/Sm ³]
1	3	0,5724 – 0,5895	50,72 – 51,15	38,37 – 39,27
65	58	0,2916 – 0,5895	43,8 – 51,15	23,65 – 39,27

Capitolo 15.

Power to Gas

In questo capitolo sono state accoppiate le *tre* reti elettriche con le loro rispettive reti gas, tramite il modulo Power to Gas (P2G). Questo modulo è composto da un elettrolizzatore con efficienza pari a 0,57, un serbatoio di idrogeno che funziona come stoccaggio ed un metanatore caratterizzato da un'efficienza pari a 0,83. La taglia o capacità del modulo P2G è stato scelto in base al valore massimo di reverse power flow presente in ogni rete. Il modulo P2G presenta un assorbimento minimo (minimo tecnico) pari al 20 % della potenza nominale dello stesso, quindi ci sarà sempre produzione di idrogeno e metano anche negli istanti dove non esiste reverse power flow verso la rete AT. Questo modello di P2G prevede l'aggiornamento delle grandezze elettriche: a parte di produrre idrogeno e metano, esso modifica i carichi nodali con l'obiettivo di effettuare un'ulteriore load flow e aggiornare i flussi di potenza della rete elettrica. Nelle sezioni seguenti si mostreranno i risultati della simulazione implementando il modulo P2G, per tutti i *tre* casi (urbano, rurale e industriale).

15.1 Caso urbano

Poiché si vuole una rete elettrica con reverse power flow ma senza la violazione dei vincoli di esercizio, è stato scelto il caso studio 2 della rete elettrica urbana presentato nel Capitolo 6, dove si vede che esiste reverse power flow di durata pari a circa 3 ore e con valore massimo di circa 3 MW (vedi Figura 8.1). In questo caso è stato installato un modulo P2G di taglia pari a 3 MW nella cabina primaria (nodo di alimentazione della rete). In Figura 15.1 è riportato il nuovo andamento di potenza attiva nella rete elettrica dopo la produzione di metano, dove si può osservare lo smaltimento parziale del reverse power flow (surplus di energia elettrica), presentando un valore massimo di circa 1 MW ed una durata con due intervalli di circa 1 ora ognuno.

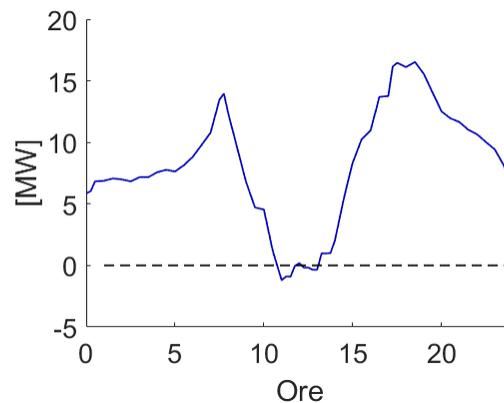


Figura 15.1: Profilo di potenza attiva nella rete elettrica con P2G.

Per quanto riguarda i profili delle tensioni nodali, i livelli di carico nei rami e le perdite allocate ai nodi, essi non presentano variazioni notevoli da quelli riportati nelle Figure 6.5, 6.6 e 6.7 appartenenti al caso studio 2 della rete urbana.

La produzione di idrogeno e metano è riportata in Figura 15.2, dove si può notare che essa segue l'andamento del reverse power flow esistente nella rete elettrica e presenta una produzione massima di circa 6 kmol di idrogeno e circa 1,5 kmol di metano alle ore 12. Si può inoltre vedere che esiste una produzione base (1,3 kmol di idrogeno e 0,3 kmol di metano) dovuta all'assorbimento minimo del modulo P2G, che in questo caso corrisponde a 600 kW (ovvero 20 % della sua potenza nominale).

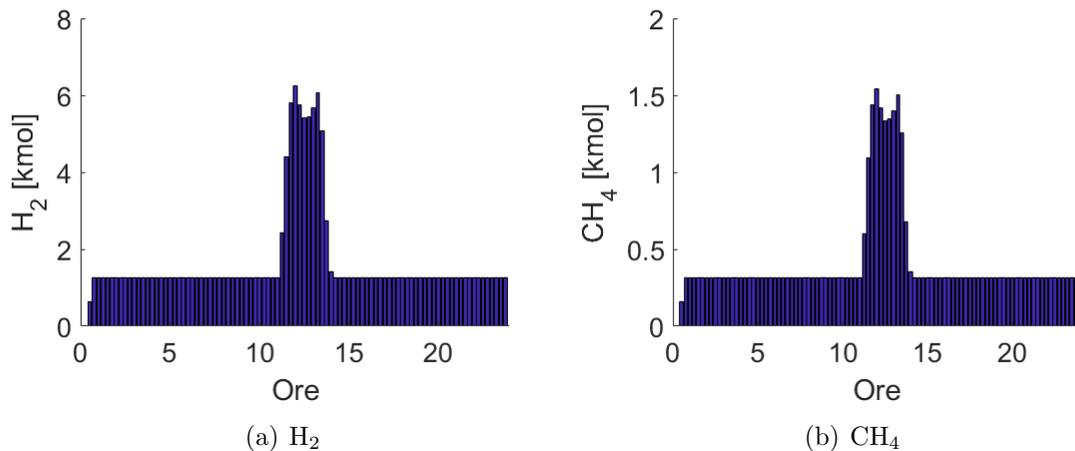


Figura 15.2: Produzione giornaliera di idrogeno e metano.

La Figura 15.3 mostra la quantità di idrogeno nel serbatoio durante tutta la giornata: si può osservare che il serbatoio parte con una quantità iniziale di circa 60 kmol, poi comincia a svuotarsi e dopo, a causa della presenza del reverse power flow (ore 11), comincia a riempirsi arrivando a una quantità di 50 kmol (ore 13); dopodiché, si svuota nuovamente stabilizzandosi in una quantità circa a 20 kmol (tra le ore 19 e mezzanotte).

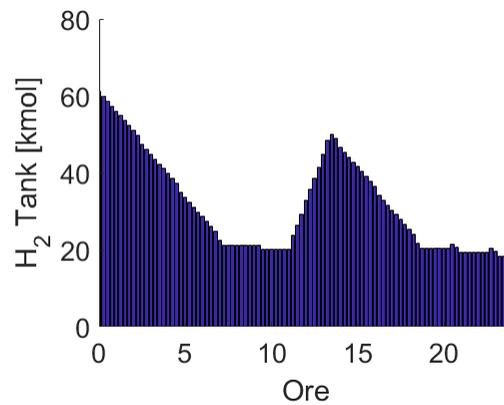


Figura 15.3: Quantità di idrogeno presente nel serbatoio.

In Figura 15.4 è mostrata la portata di metano prodotto da iniettare nella rete gas, dove si osserva che essa è pressoché costante e pari a circa 20 kg/h (circa 30 Sm³/h) ed aumenta soltanto negli istanti dove la quantità di idrogeno dentro del serbatoio rimane invariata, arrivando ad un valore di circa 34 kg/h (circa 50 Sm³/h) verso le 9 ed ad un valore massimo di circa 38 kg/h (57 Sm³/h) verso le 20.

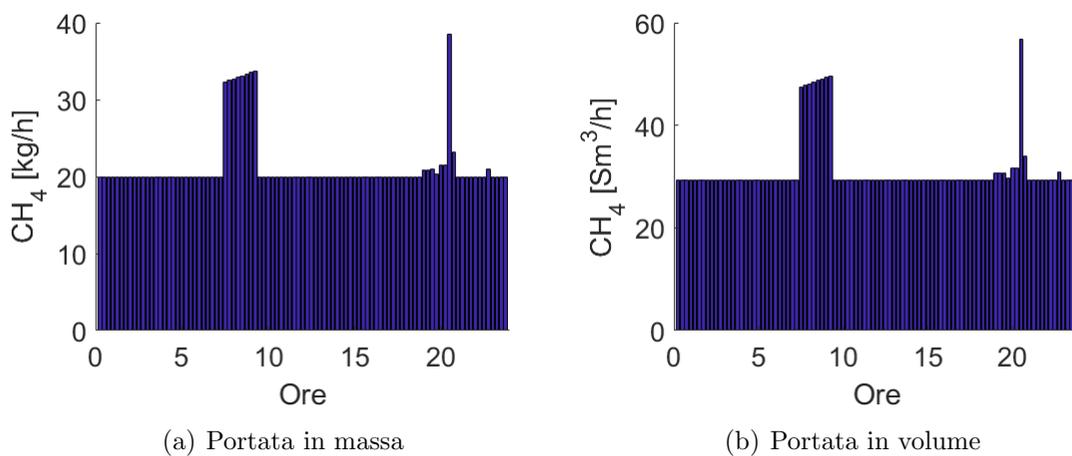


Figura 15.4: Portata giornaliera di metano prodotto.

Infine, l'iniezione del metano nella rete gas, ad esempio nel nodo 29, esso non fa variare la composizione del gas, quindi non riduce la qualità dello stesso. Per quanto concerne i profili di pressioni e temperature nodali e le cadute di pressione e portate nei rami, essi rimangono a grossomodo uguali a quelli riportati nelle Figure 10.1 e 10.2, riferiti al caso dove era iniettato solo idrogeno.

15.2 Caso Rurale

In questo caso è stato scelto come riferimento il caso studio 2 della rete elettrica rurale, spiegato nel Capitolo 13, dove si può vedere che esiste reverse power flow caratterizzato da una durata di circa 3,5 ore ed un valore massimo di circa 5 MW (vedi Figura 13.25). La taglia del modulo P2G installato nella cabina primaria è pari a 5 MW. In Figura 15.5 si mostra il nuovo andamento di potenza attiva nella rete elettrica dopo l'installazione del modulo P2G, dove si può notare la riduzione del reverse power flow, caratterizzato da un valore massimo di circa 1 MW e da una durata di circa 2 ore.

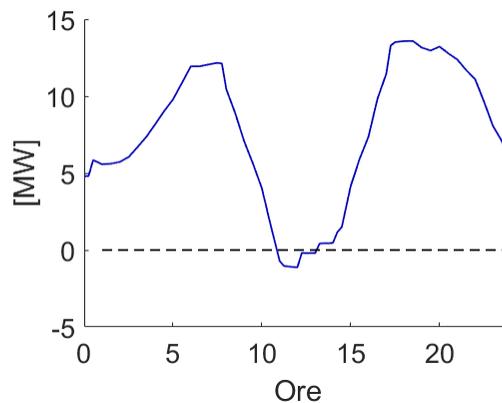


Figura 15.5: Profilo di potenza attiva nella rete elettrica con P2G - caso rurale.

Per quanto concerne i profili di tensioni nodali, i livelli di carico nei rami ed i coefficienti di allocazione delle perdite ai nodi, essi rimangono a grossomodo uguali a quelli riportati nelle Figure 13.18, 13.19 e 13.20, riferiti al caso studio 2 della rete rurale.

La Figura 15.6 mostra la produzione di idrogeno e metano durante la giornata, dove si nota che intorno a mezzogiorno, a causa del surplus di energia elettrica, viene prodotto idrogeno con un valore massimo di circa 10 kmol verso le ore 12, mentre il metano, presenta un valore massimo prodotto di circa 2,5 kmol alla stessa ora. Si può anche vedere che esiste una produzione base di circa 2 kmol di idrogeno e 0,5 kmol di metano, dovuta al minimo assorbimento del modulo P2G (20 % della sua taglia), in questo caso 1 MW.

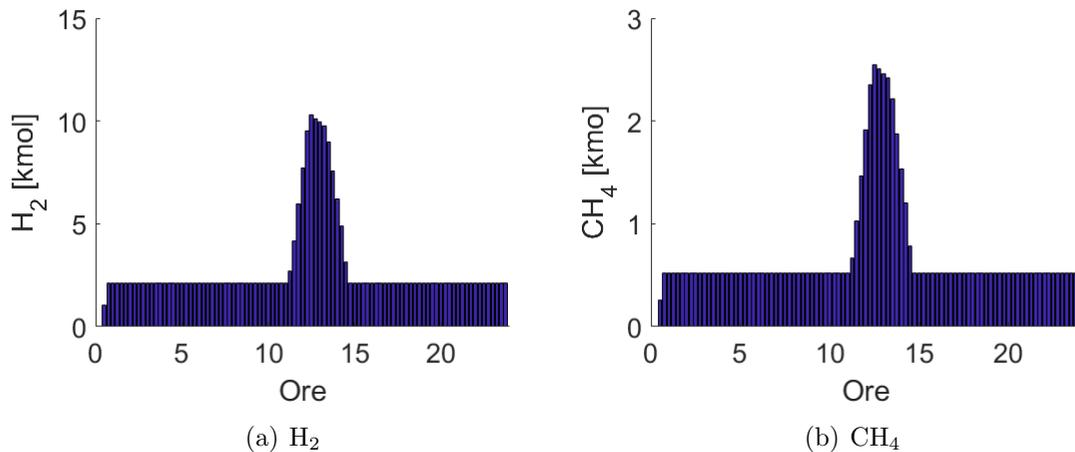


Figura 15.6: Produzione giornaliera di idrogeno e metano - caso rurale.

In Figura 15.7 è riportata la quantità di idrogeno all'interno del serbatoio durante

tutta la giornata, in cui si può osservare che la quantità iniziale è di circa 100 kmol, si svuota fino alle ore 7, e poi comincia a riempirsi (ore 11) a causa del surplus di energia elettrica arrivando ad una quantità di circa 80 kmol (ore 14), ed infine si svuota nuovamente (tra le ore 14 e le ore 19) arrivando ad una quantità di circa 35 kmol.

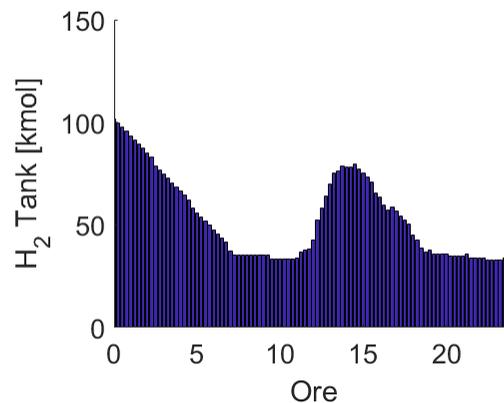


Figura 15.7: Quantità di idrogeno presente nel serbatoio - caso rurale.

La portata di metano prodotto da iniettare nella rete gas è mostrata in Figura 15.12, in cui si osserva che si ha una portata pressoché costante pari a circa 33 kg/h (50 Sm³/h) negli istanti dove si riempie o si svuota il serbatoio di idrogeno. Invece, negli istanti dove la quantità di idrogeno contenuta all'interno del serbatoio rimane a grossomodo costante, si ha un aumento della portata, arrivando ad un valore di circa 56 kg/h (83 Sm³/h) verso le 9 ed ad un valore massimo di circa 65 kg/h (96 Sm³/h) verso le 21.

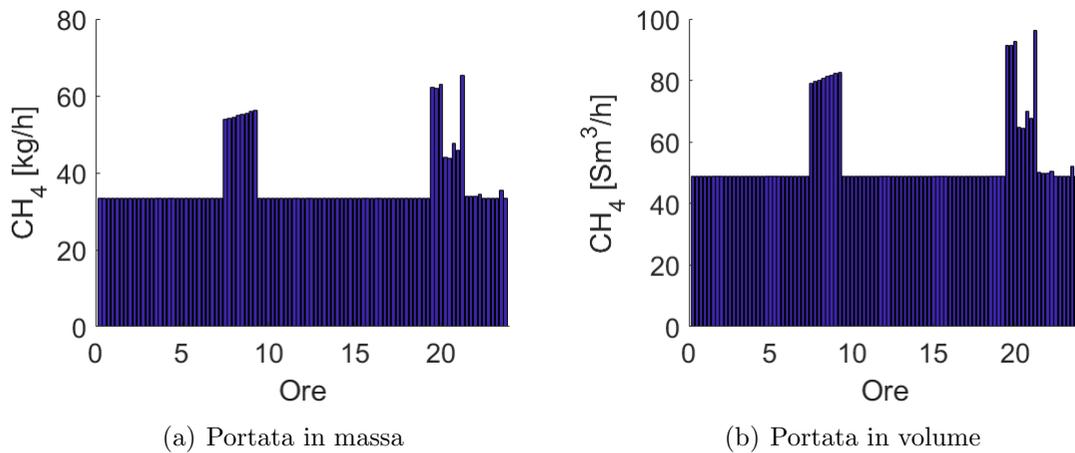


Figura 15.8: Portata giornaliera di metano prodotto - caso rurale.

Infine, il metano prodotto è stato iniettato nella rete gas nel nodo 25, osservando che la composizione del gas rimaneva uguale, senza ridurre la qualità dello stesso. Per quanto riguarda i profili di pressioni e temperature nodali e le cadute di pressione e portate nei rami, essi non presentano variazioni rilevanti da quelli riportati nelle Figure 13.30 e 13.31, i quali sono riferiti al caso dove era iniettato idrogeno.

15.3 Caso Industriale

In questa sezione è stato scelto come caso di partenza il caso base della rete elettrica industriale mostrato nel Capitolo 14, il quale è caratterizzato da un reverse power flow con durata di circa un'ora ed un valore massimo di circa 2 MW (vedi Figura 14.17). La potenza nominale del modulo P2G inserito nella cabina primaria è pari a 2 MW. La Figura 15.9 mostra il nuovo andamento di potenza attiva nella rete elettrica

dopo l'inserimento del modulo P2G, in cui si può vedere la diminuzione del reverse power flow, che presenta un valore massimo di circa 900 kW ed una durata di circa mezz'ora.

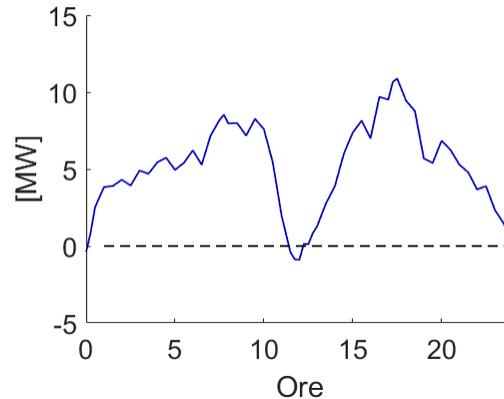


Figura 15.9: Profilo di potenza attiva nella rete elettrica con P2G - caso industriale.

Come nei casi urbano e rurale, i profili di tensioni nodali, i livelli di carico nei rami e le perdite allocate ai nodi rimangono invariati con rispetto a quelli mostrati nelle Figure 14.10, 14.11 e 14.12, riferiti al caso base industriale.

La produzione di idrogeno e metano durante l'intera giornata è riportata in Figura 15.10, in cui si può notare che si ha una produzione massima (massimo surplus di energia) di circa 3,4 kmol di idrogeno e 0,84 kmol di metano verso le ore 12. In questo caso si ha una produzione base di circa 0,85 kmol di idrogeno e 0,2 kmol di metano dovuta alla minima potenza assorbita dal modulo P2G, che corrisponde al 20 % della sua taglia (400 kW).

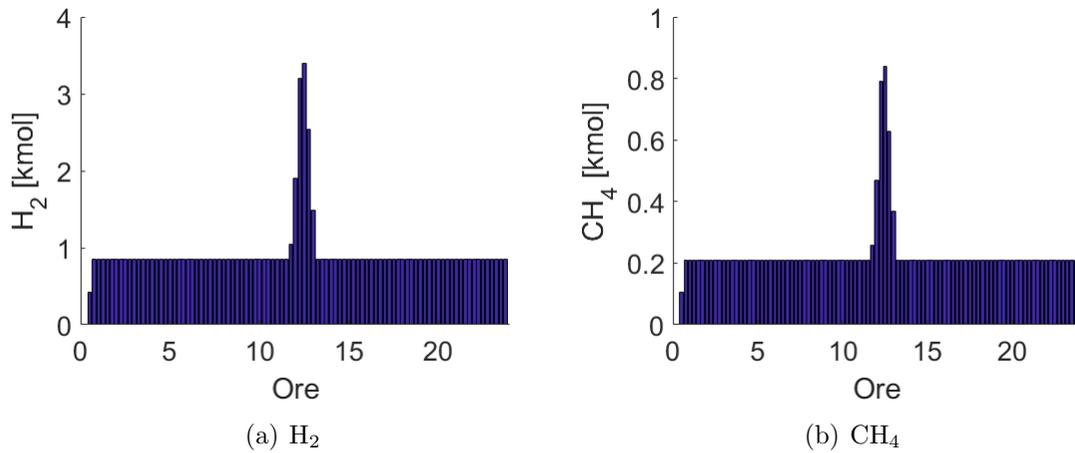


Figura 15.10: Produzione giornaliera di idrogeno e metano - caso industriale.

In Figura 15.11 si mostra la quantità di idrogeno contenuta all'interno del serbatoio durante la giornata completa, dove si può vedere che inizialmente ci sono 40 kmol, poi si svuota durante la notte e, grazie al reverse power flow, comincia a riempirsi nuovamente (ore 12) arrivando ad una quantità di circa 20 kmol alle ore 13, svuotandosi finalmente fino ad arrivare ad una quantità di circa 13 kmol (ore 14) per il resto della giornata.

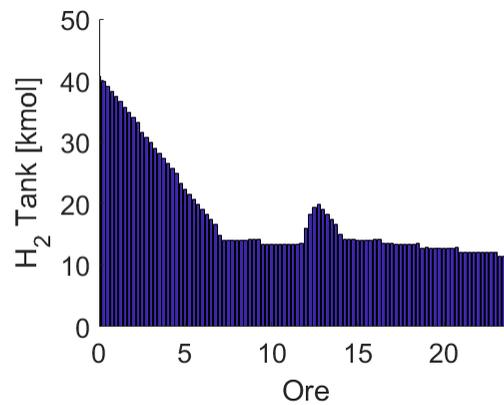


Figura 15.11: Quantità di idrogeno presente nel serbatoio - caso industriale.

La Figura 15.12 mostra la portata di metano prodotto da iniettare nella rete gas, dove si osserva, come nei casi urbano e rurale, che esiste una portata base pressoché costante pari a circa 13 kg/h (circa 20 Sm³/h), aumentando negli istanti dove la quantità di idrogeno all'interno del serbatoio non presenta grosse variazioni, arrivando ad un valore di circa 22,5 kg/h (33 Sm³/h) verso le 9 ed un valore massimo di circa 23,5 kg/h (34,6 Sm³/h) verso le 16.

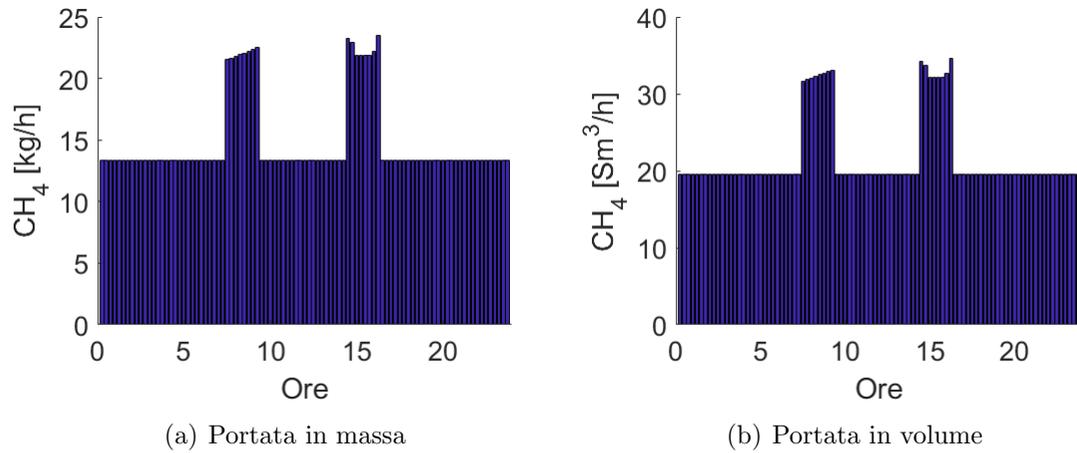


Figura 15.12: Portata giornaliera di metano prodotto - caso industriale.

Infine, iniettando il metano prodotto nella rete gas, ad esempio nel nodo 49, si osserva che la frazione molare del gas rimane invariata e non riduce la qualità dello stesso. Come nei casi precedenti (urbano e rurale), i profili di pressioni e temperature nodali e le cadute e portate nei rami non presentano notevoli variazioni rispetto a quelli riportati nelle Figure 14.22 e 14.23, riferiti al caso dove era iniettato idrogeno.

Capitolo 16.

Conclusioni

Analizzando le *tre* reti elettriche di partenza, si può affermare che esse sono comparabili per numero di nodi e di rami, ma presentano una composizione diversa di carichi e di generazione distribuita. Inoltre, le reti operano di una maniera totalmente differente: ad esempio la rete urbana, essendo una rete passiva, non presenta reverse power flow verso la rete AT e lavora in modo ottimale, mentre nella rete industriale, avendo alta penetrazione di risorse distribuite, si ha la violazione dei vincoli di esercizio ed esiste reverse power flow intorno a mezzogiorno. D'altro canto, la rete rurale, pur avendo generazione fotovoltaica installata, rispetta i limiti di esercizio e non presenta surplus di energia verso la rete AT.

Per quanto riguarda alle *tre* reti gas, si può dire che tutte rispettano i vincoli di esercizio, ma operano di forma diversa. La rete urbana si caratterizza per essere una rete piccola, ovvero presenta pochi chilometri di tubazioni, mentre la rete rurale è quella più grande (molti chilometri di tubazioni), ma presenta basse portate di gas, e quindi basse perdite di pressione. La rete industriale, invece, è caratterizzata da alte portate di gas nelle tubazioni e, di conseguenza, da alte perdite di pressione a causa dell'alta concentrazione di aziende alimentate.

Dopo la creazione dei casi di studio delle reti elettriche, si può notare che nella rete urbana non c'è il problema di violazione dei vincoli di tensione, indipendentemente di quanta potenza fotovoltaica sia inserita e dove. Al contrario, il vincolo di corrente si viola rapidamente, mettendo la rete in crisi: tale condizione di crisi può essere risolta cambiando le linee con altre che abbiano limite termico più alto. Nella rete rurale, invece, si possono violare rapidamente i vincoli di tensione installando più potenza fotovoltaica, ma si riesce a rispettare i vincoli di corrente se tale generazione è ben distribuita nella rete. Per quanto concerne la potenza immessa nella rete AT, si può osservare che il valore e la durata del reverse power flow dipendono dalla quantità di potenza fotovoltaica inserita in rete, mentre il rispetto dei vincoli, cioè se la rete funziona normalmente o è in crisi, dipende da dove la potenza fotovoltaica è installata.

La generazione distribuita, per esempio fotovoltaica, nella rete elettrica non è controllabile, nel senso che dipende da fattori ambientali e la sua produzione è conseguentemente molto variabile. Una possibile soluzione per trattare questa non controllabilità è data dalla possibilità di sfruttare questo surplus di energia per generare idrogeno oppure metano, iniettandoli poi nella rete gas di media pressione. Questa soluzione è ottima per le due reti, perché permette di immagazzinare l'energia elettrica sotto forma di gas, aiutando allo stesso tempo a ridurre le cadute di pressione nella rete gas. La generazione di idrogeno e di metano dipenderà dalla quantità di potenza elettrica immessa nella rete AT (reverse power flow), ma anche dalla tecno-

logia di elettrolisi e metanazione utilizzata (efficienze). Tale surplus di energia nella rete elettrica dipenderà dalla produzione fotovoltaica, quindi dalla stagione dell'anno, mentre gli effetti dell'idrogeno o del metano nella rete gas dipenderanno dal punto di iniezione in rete.

Dal punto di vista della qualità del gas, si può dire che l'iniezione di idrogeno nella rete gas non sempre è praticabile o accettabile, giacché, se la percentuale di idrogeno è troppo alta, si violano i parametri di qualità della rete gas. Quindi è necessario, soprattutto di estate, l'utilizzo di un serbatoio di idrogeno che immagazzini il gas evitando l'iniezione immediata di esso nella rete. In alternativa, l'idrogeno prodotto può essere utilizzato per produrre metano che viene poi iniettato in rete: in questo modo la composizione del gas in rete rimane invariata, conservandone la qualità.

Bibliografia

- [1] <http://www.progettoatlantide.it/Atlantide/jsp/index.jsp>
- [2] DM 24/11/1984 - Decreto Ministeriale del 24/11/1984 - Ministero dell'Interno
Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8.
- [3] Francesco Sabatini. Criteri di Progettazione di Reti e Impianti per la Distribuzione del Gas Naturale. Edizioni Consiag, Prato 1990.
- [4] Gianfrancesco Maria Ghelli, Gianluca Ghelli. Tecnica delle Rete e degli Impianti Acqua e Gas. Edizioni Maggioli Editore, 2006.
- [5] Pellegrino Sandro, Lanzini Andrea, Leone Pierluigi. Greening the gas network – The need for modelling the distributed injection of alternative fuels. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 70, Pages 266-286, , April 2017.
- [6] Sheng Chen, Zhinong Wei, Guoqiang Sun, Kwok W. Cheung, Yonghui Sun. Multi-Linear Probabilistic Energy Flow Analysis of Integrated Electrical and Natural-Gas Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 32, Pages 1970-1979, May 2017.

- [7] Maria Gaeta, Marco Rao, Giovanni Seri, Roberta Variale, Francesco Truglia, Salvatore Filiberti. Rilevazione sui Consumi Finali di Prodotti Energetici delle imprese. Edizioni ENEA, Roma 2016.
- [8] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>