



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Ministero dell'Istruzione,
dell'Università e della Ricerca



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Sviluppo della Nanogrid ed interfacciamento con la piattaforma

Rapporto Tecnico di Sviluppo Sperimentale D7.2



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D7.2
Tipologia	Rapporto Tecnico di Sviluppo Sperimentale
Data di rilascio	05/05/2022
Obiettivo Realizzativo	OR2
Attività Realizzativa	AR7.2
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, EVOLVERE, FBK, GES, ENEA, OCIMA, TEN
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	G. Sforza, V. Sorrentino - ENEA E.G. Macchi – FBK A. Pinnarelli – UNICAL L. Veronese – GES M. Fedeli - GES
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	G. Sforza, V. Sorrentino - ENEA E.G. Macchi – FBK A. Pinnarelli – UNICAL L. Veronese – GES M. Fedeli - GES
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

La parziale riproduzione, anche parziale, di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del Project Executive Board di progetto.

Indice

EXECUTIVE SUMMARY	10
1.IL DIMOSTRATORE COMESTO	10
1.1 Analisi energetica	11
2.NANOGRID ENEA.....	70
3.COMUNICAZIONE CON LA PIATTAFORMA	70
3.1 SCAMBIO MESSAGGI MQTT VERSO LA PIATTAFORMA	70
4.STRUTTURA E MODELLAZIONE NANOGRID	71
4.1 INTERFACCIA SCADA	76
5.TEST SPERIMENTALI.....	77
1.1.1 Test NG1	91
1.1.2 Test NG2.....	102
1.1.3 Test NG3.....	112
1.1.4 Test NG4.....	115
1.1.5 Test NG5.....	116
5.1 TEST CON PROFILI PREVISIONALI – Nanogrid ENEA.....	119
5.2 TEST CON PROFILI REALI	122
6.ANALISI DELLA NORMATIVA CEI DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DEL DIMOSTRATORE E NORMATIVA PER LA CERTIFICAZIONE DI PRODOTTO/SISTEMA... 126	
6.1 Norma Italiana CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica	127
6.1.1 Esecuzione delle prove.....	127
6.1.2 Elenco delle prove e condizioni di riferimento	129
6.1.3 Misure per la qualità della tensione.....	129
6.1.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza.....	130
6.1.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico	131
6.1.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva.....	132
6.1.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva.....	135
6.1.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)	137
6.2 Le direttive europee.....	143
6.2.1 Obblighi dei fabbricanti.....	143
6.2.2 Obblighi degli importatori	144
6.2.3 Obblighi dei distributori.....	145

6.2.4 Conformità del materiale elettrico	145
6.2.5 Vigilanza del mercato dell'unione, controllo del materiale elettrico che entra nel mercato dell'unione e procedura di salvaguardia dell'unione.....	146
6.2.6 Direttiva 2014/35/UE del parlamento europeo e del consiglio del 26 febbraio 2014.....	150
6.2.7 Direttiva 2014/30/UE del parlamento europeo e del consiglio del 26 febbraio 2014.....	151
6.2.8 Direttiva 2011/65/UE del parlamento europeo e del consiglio del 8 giugno 2011	152
6.2.9 Direttiva 2014/53/UE del parlamento europeo e del consiglio del 16 aprile 2014.....	162
6.2.10 Direttiva 2012/19/UE del parlamento europeo e del consiglio del 4 luglio 2012.....	164
6.2.11 IEC 62109-1 Sicurezza dei power converter in sistemi fotovoltaici.....	166
6.2.12 IEC 61000-6-1 Compatibilità elettromagnetica (EMC) Standard generici – Immunità per ambienti residenziali, commerciali e di industria leggera.....	168

Indice delle figure

Figura 1– Configurazione del Dimostratore COMESTO.....	11
Figura 2- Producer #1#2.....	12
Figura 3- Consumager#1.....	13
Figura 4- Consumager#2.....	13
Figura 5- Prosumager#1.....	15
Figura 6- Profilo di produzione fotovoltaico (1° Gennaio e 1° Luglio)_Prosumager#1.....	16
Figura 7- Profilo di produzione fotovoltaico per un anno intero_Prosumager#1.....	16
Figura 8- Profilo di carico (1° Gennaio e 1° Luglio)_Prosumager#1.....	17
Figura 9- Profilo di carico per un anno intero_Prosumager#1.....	17
Figura 10 - Sbilanciamento Carico Fotovoltaico (1° Gennaio) _Prosumager#1.....	18
Figura 11 - Sbilanciamento Carico Fotovoltaico (1° Luglio)_Prosumager#1.....	18
Figura 12 - Profilo carica/scarica Litio 16 kWh (1° Gennaio)_Prosumager#1.....	19
Figura 13 - Profilo carica/scarica Litio 16 kWh (1° Luglio) _Prosumager#1.....	20
Figura 14 - Ore di attivazione litio 16kWh nei vari mesi dell'anno_Prosumager#1.....	20
Figura 15 – Profilo di carica/scarica Litio da 4 kWh (1° Gennaio)_Prosumager#1.....	21
Figura 16 - Profilo di carica/scarica Litio da 4 kWh (1° Luglio)_Prosumager#1.....	22
Figura 17 - Ore di attivazione litio 4kWh nei vari mesi dell'anno_Prosumager#1.....	22
Figura 18 - Profilo di utilizzo Elettrolizzatore_FuelCell (1° Gennaio)_Prosumager#1.....	24
Figura 19 - Profilo di accumulo dell'idrogeno (1 ° Gennaio)_Prosumager#1.....	24
Figura 20 - Profilo di utilizzo Elettrolizzatore_FuelCell (1° Luglio)_Prosumager#1.....	25
Figura 21 - Profilo di accumulo dell'idrogeno (1 ° Luglio)_Prosumager#1.....	25
Figura 22 - Ore di funzionamento del sistema ad idrogeno durante l'anno_Prosumager#1.....	26
Figura 23 - Bilancio orario annuale Litio_Idrogeno (Prosumager#1).....	26
Figura 24 - Surplus fotovoltaico rimanente_Prosumager#1.....	27
Figura 25 - Profilo energetico relativo alla produzione del biodiesel_Prosumager#1.....	28
Figura 26 - Profili significativi mensile del sistema Biodiesel (gennaio)_Prosumager#1.....	28
Figura 27 – Profili significativi mensile del sistema Biodiesel (Luglio)_Prosumager#1.....	29
Figura 28 - Profilo carico/consumo Gruppo Elettrogeno_Prosumager#1.....	29
Figura 29 - Produzione di biodiesel durante tutto l'anno.....	30
Figura 30 - Bilancio orario annuale Litio_Biodiesel.....	31
Figura 31 - Profili sistemi di accumulo (1° Gennaio)_Prosumager#1.....	31
Figura 32 - Profili sistemi di accumulo (1° Luglio)_Prosumager#1.....	32
Figura 33 – Profili di carico (1° Gennaio e 1° Luglio)_Consumager#1.....	32
Figura 34 - Profilo di carica/scarica Super-capacitore (700 Wh) (1° Gennaio)_Consumager#1.....	33
Figura 35 - Profilo di carica/scarica Super-capacitore (700 Wh) (1° Luglio)_Consumager#1.....	33
Figura 36 - Profilo di carica/scarica accumulo litio (16 kWh) (1° Gennaio)_Consumager#1.....	34
Figura 37 - Profilo di carica/scarica accumulo litio (16 kWh) (1° Luglio)_Consumager#1.....	34
Figura 38 - Profili sistemi di accumulo (1° Gennaio)_Consumager#1.....	35
Figura 39 - Profili sistemi di accumulo (1° Luglio)_Consumager#1.....	35
Figura 40 - Profilo carica/scarica super-capacitore 50 Wh (1° Gennaio)_Consumager#2.....	36
Figura 41 - Profilo carica/scarica super-capacitore 50 Wh (1° Luglio)_Consumager#2.....	36
Figura 42 - Profilo carica/scarica accumulo litio 4 kWh (1° Gennaio)_Consumager#2.....	37
Figura 43 - Profilo carica/scarica accumulo litio 4 kWh (1° Luglio)_Consumager#2.....	37
Figura 44 - Profili sistemi di accumulo (1° Gennaio)_Consumager#2.....	38
Figura 45 - Profili sistemi di accumulo (1° Luglio)_Consumager#2.....	38
Figura 46 - Bilancio orario annuale Consumager#1.....	39
Figura 47 - Bilancio orario annuale Consumager#2.....	39
Figura 48 - Produzione fotovoltaica Producer#1.....	40
Figura 49 - Produzione fotovoltaica Producer#2.....	40

Figura 50 - Accumulo Litio (stato iniziale scarico) 16kWh_Prosumager#1.....	41
Figura 51 - Accumulo Litio (stato iniziale scarico) 4kWh_Prosumager#1.....	42
Figura 52 - Sistema idrogeno (stato iniziale scarico)_Prosumager#1.....	42
Figura 53 - Sistema Biodiesel (stato iniziale scarico) gennaio_Prosumager#1.....	43
Figura 54 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale scarico) 1° gennaio_Consumager#1.....	43
Figura 55 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale scarico) 1° gennaio_Consumager#2.....	44
Figura 56 - Accumulo Litio (stato iniziale carico 50%) 16kWh_Prosumager#1.....	45
Figura 57 - Accumulo Litio (stato iniziale carico 50%) 4kWh_Prosumager#1.....	45
Figura 58 - Sistema idrogeno (stato iniziale carico al 50%)_Prosumager#1.....	46
Figura 59 - Sistema Biodiesel (stato iniziale carico al 50%) gennaio_Prosumager#1.....	46
Figura 60 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico al 50%) 1° gennaio_Consumager#1.....	47
Figura 61 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico al 50%) 1° gennaio_Consumager#2.....	47
Figura 62 - Accumulo Litio (stato iniziale carico) 16kWh_Prosumager#1.....	48
Figura 63 - Accumulo Litio (stato iniziale carico) 4kWh_Prosumager#1.....	48
Figura 64 - Sistema idrogeno (stato iniziale carico)_Prosumager#1.....	49
Figura 65 - Sistema Biodiesel (stato iniziale carico) gennaio_Prosumager#1.....	49
Figura 66 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico) 1° gennaio_Consumager#1.....	50
Figura 67 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico) 1° gennaio_Consumager#2.....	50
Figura 68 - Accumulo Litio (stato iniziale 31 Dicembre) 16kWh_Prosumager#1.....	51
Figura 69 - Accumulo Litio (stato iniziale 31 Dicembre) 4kWh_Prosumager#1.....	51
Figura 70 - Sistema idrogeno (stato iniziale 31 dicembre)_Prosumager#1.....	52
Figura 71 - Sistema Biodiesel (stato iniziale 31 dicembre) gennaio_Prosumager#1.....	52
Figura 72 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale 31 dicembre) 1° gennaio_Consumager#1.....	53
Figura 73 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale 31 dicembre) 1° gennaio_Consumager#2.....	53
Figura 74 - Accumulo da 16kWh in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.....	54
Figura 75 - Accumulo da 4kWh in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.....	54
Figura 76 - Accumulo ad idrogeno in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.....	55
Figura 77 - Accumulo biodiesel in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.....	55
Figura 78 - Accumulo 700Wh in riferimento ai 4 scenari, consumager#1.....	56
Figura 79 - Accumulo 16kWh in riferimento ai 4 scenari, consumager#1.....	57
Figura 80 - Accumulo 50Wh in riferimento ai 4 scenari, consumager#2.....	57
Figura 81 - Accumulo 4kWh in riferimento ai 4 scenari, consumager#2.....	58
Figura 82 - Consumo di carburante al variare del grado di purezza.....	59
Figura 83 - Andamento accumulo e consumi variando il grado di purezza del biodiesel.....	60
Figura 84 - Consumo di carburante annuale al variare del grado di purezza.....	60
Figura 85 - Costo carburante annuale in funzione delle varianti.....	61
Figura 86 - Produzione fotovoltaica aggregato.....	62
Figura 87 - Produzione fotovoltaica aggregato annuale.....	62
Figura 88 - Carico complessivo dell'aggregato.....	63
Figura 89 - Carico complessivo annuale dell'aggregato.....	63
Figura 90 - Sbilanciamento carico_fotovoltaico (1° gennaio).....	64
Figura 91 - Sbilanciamento carico-fotovoltaico (1° luglio).....	64
Figura 92 - Accumuli complessivi dell'aggregato (1° gennaio).....	65
Figura 93 - Accumuli complessivi dell'aggregato (1° luglio).....	65
Figura 94 - Trend di attivazione dei sistemi di accumulo.....	66
Figura 95 - Bilancio orario annuale accumuli.....	67
Figura 96 - Trend attivazione del processo di produzione per l'intero anno.....	68
Figura 97 - Trend attivazione del gruppo elettrogeno annuale.....	68
Figura 98- Bilancio orario accumuli + biodiesel.....	69
Figura 99 Sistema Hardware In the Loop (HIL).....	71

Figura 101 Schematic Editor.....	72
Figura 102 Apparat di accumulo e carico utilizzati per la validazione sperimentale	73
Figura 103a Sottosistema di acquisizione dei profili su rete Ethernet.....	74
Figura 104 Diagramma SCADA della rete di interesse.....	77
Figura 105. Configurazione nanogrid NG1	78
Figura 106 Configurazione dimostratore NG1.....	79
Figura 107. Configurazione nanogrid NG2.....	80
Figura 108 Configurazione dimostratore NG2.....	81
Figura 109 Configurazione nanogrid NG3.....	82
Figura 110 Configurazione dimostratore NG3.....	83
Figura 111 Configurazione nanogrid NG4.....	84
Figura 112 Configurazione nanogrid NG5.....	85
Figura 113 Configurazione dimostratore NG4 e NG5.....	87
Figura 114 Avvio NG1 da sistema di accumulo a Litio.....	92
Figura 115 Avvio NG1 da rete.....	93
Figura 116 Avvio NG1 da fotovoltaico.....	94
Figura 117 NG1: test disconnessione rete.....	95
Figura 118 NG1: test riconnessione rete.....	96
Figura 119 NG1: test connessione impianto fotovoltaico.....	97
Figura 120 NG1: test immissione in rete surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico.....	98
Figura 121 NG1: test di disconnessione rete in presenza di surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico.....	99
Figura 122 NG1: incremento del carico critico durante il funzionamento in isola della NG.....	100
Figura 123 NG1: disconnessione dei carichi durante il funzionamento in isola della NG.....	101
Figura 124 NG2: Test erogazione/assorbimento su richiesta set-point (DC bus 200V).....	102
Figura 125 NG2: connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 400V).....	103
Figura 126 NG2: connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 200V).....	104
Figura 127 NG2: incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 400V).....	105
Figura 128 NG2: incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 200V).....	106
Figura 129 NG2: regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 400V).....	107
Figura 130 NG2: regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 200V).....	108
Figura 131 NG2: passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 400V).....	109
Figura 132 NG2: passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 200V).....	110
Figura 133 NG2: disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 400V).....	111
Figura 134 NG2: disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 200V).....	112
Figura 135 NG3: Test di funzionamento della NG3 con impianto fotovoltaico, sistema di accumulo a supercapacitori, carichi critici ed interfaccia con la rete.....	113
Figura 136 NG3: Particolare della tensione sui carichi critici.....	114
Figura 137 NG3: Test di funzionamento della NG3 con impianto fotovoltaico, sistema di accumulo a supercapacitori, carichi critici ed interfaccia con la rete, in presenza di set-point dell'aggregatore.....	114
Figura 138 NG4: Test di funzionamento della NG4 con accumulo a Litio e Fuel-Cell.....	115
Figura 139 NG4: Test di funzionamento della NG4 i due sistemi di accumulo, a Litio e ad idrogeno, i carichi critici ed interfaccia con la rete.....	116
Figura 140 Configurazione nanogrid NG5 testata.....	116
Figura 141 "Test 1 Avvio": tensione del DC bus (blu), tensione di rete (rosso), tensione carichi critici (viola).....	117
Figura 142 "Test 2 disconnessione rete": tensione del DC bus (blu), tensione sul condensatore del raddrizzatore gruppo elettrogeno (verde), tensione di rete (rosso) e tensione sui carichi critici (viola).....	118
Figura 143 "Test 3 disconnessione gruppo elettrogeno": tensione del DC bus (blu), tensione sul condensatore del raddrizzatore gruppo elettrogeno (verde) e tensione sui carichi critici (viola).....	118
Figura 144 "Test 4 Set-point": tensione del DC bus (blu), tensione sul condensatore del raddrizzatore gruppo elettrogeno (verde), tensione sui carichi critici (viola) e tensione di rete (rosso).....	119

Figura 145 Visualizzazione grandezze elettriche del carico domestico	120
Figura 146 Visualizzazione grandezze elettriche del sistema di accumulo.....	120
Figura 147a Misure e timestamp del carico domestico	121
Figura 148 Andamento temporale delle potenze attive al POD e del sistema di accumulo rispetto ai profili previsionali	122
Figura 149 Visualizzazione grandezze elettriche del carico domestico	123
Figura 150 Visualizzazione grandezze elettriche del sistema di accumulo.....	123
Figura 151a Misure e timestamp del carico domestico	124
Figura 152 Andamento temporale delle potenze attive al POD e del sistema di accumulo rispetto ai profili acquisiti..	125
Figura 153 Schematizzazione per famiglie per gruppi di generazione rotanti.....	128
Figura 154 Prove aggiuntive in caso di variante.....	128
Figura 155 Condizioni di riferimento in laboratorio	129
Figura 156 Capability del Generatore con indicata la caratteristica delle protezioni.....	132
Figura 157 Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo.....	134
Figura 158 Variazione del fattore di potenza in funzione della Potenza Attiva.....	135
Figura 159 Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti generatori asincroni	137
Figura 160 Punti di test	137
Figura 161 Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti con un valore di droop 5%.....	138
Figura 162 Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti con un valore di droop 2,6%.....	138
Figura 163 Profilo di fault-ride-through generatori sincroni.....	139
Figura 164 Profilo di fault-ride-through generatori asincroni.....	139
Figura 165 Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione	140
Figura 166 Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione	140

Abbreviazioni ed acronimi

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ComESTo, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività 7.2 ("Sperimentazione dei sistemi di accumulo distribuiti gestiti da NG") dell'Obiettivo Realizzativo 7 (OR7).

Obiettivo della attività A7.2 è sperimentare in campo almeno 3 NG ognuna della quali integrante una o più tipologie di accumulo tra quelle oggetto di RI negli specifici OR. In particolare, la sperimentazione prevede tre Nano-Grid (nGfHA) di cui due destinate a dei Consumer ed una ad un Prosumer. Le NG saranno connesse alla rete pubblica e gestite in modo tale da poter accumulare energia sotto il controllo dell'aggregatore, utilizzando l'energia prodotta da alcuni Producer del tipo eolico e fotovoltaico e interagendo con l'impianto dell'utente. Presso i consumer si prevedono due tipologie di sistemi di accumulo di tipo convenzionale Litio e Supercapacitori; invece, presso il Prosumer si prevede anche l'uso dell'accumulo termico e si sperimenterà anche lo stoccaggio dell'idrogeno.

Pertanto, è possibile individuare quattro punti su cui si è focalizzata l'attività:

- 1) Definizione della configurazione ottimale del dimostratore.
- 2) Definizione dell'architettura e delle specifiche tecniche della soluzione ottimizzata.
- 3) Individuazione dei pre-requisiti hardware e software del sistema di controllo.
- 4) Analisi della normativa di connessione alla rete elettrica e per la certificazione di prodotto.
- 5) Realizzazione ed integrazione nel dimostratore delle nanogrids.
- 6) Test sperimentali.

1. IL DIMOSTRATORE COMESTO

Partendo da quanto fatto in OR2, OR3 e OR4 in termini di definizione delle configurazioni di NG, di logica DBS, di sistemi di acquisizione misure locali e di interfaccia di comunicazione con la piattaforma ComESTo definita in OR5 e con l'operatore di rete, il DSO, si è proceduto alla definizione della configurazione ottimale del sito dimostratore come illustrata nella figura 1.

Il "Producer" praticamente rappresenta un utente che ha solo lo scopo di produrre energia elettrica mediante l'installazione sul proprio suolo di un impianto a fonte rinnovabile. Nel caso particolare del dimostratore, sono stati considerati due producer di cui: 1) impianto fotovoltaico installato sul tetto del centro residenziale "chiodo 2"; 2) impianto fotovoltaico installato sul tetto del cubo 6b dell'Università della Calabria. In una prospettiva di una comunità energetica efficiente, i consumers devono dotarsi di appositi sistemi di accumulo, prendendo il nome di "Consumagers". Il "Prosumer" è l'utente che non si limita al ruolo passivo di consumatore (Consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (Producer). Quando questa figura si dota anche di sistema di accumulo prende il nome di "Prosumager". Per individuare la configurazione ottimale del dimostratore

si è avviata un'analisi della sostenibilità energetica del dimostratore in termini di autosufficienza in funzione di profili di carico, dei profili di produzione e apporto in carica e scarica dei sistemi di accumulo tenendo conto della loro capacità e della specifica tecnologia. A tal fine si è avviata l'implementazione di un tool di calcolo che partendo da profili di previsione di carico e di produzione valuti sull'arco temporale di un anno, mese,

giorno l'attivazione in carica/scarica dei singoli sistemi di accumulo presenti nella configurazione del dimostratore con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo dell'aggregato di dimostratore.

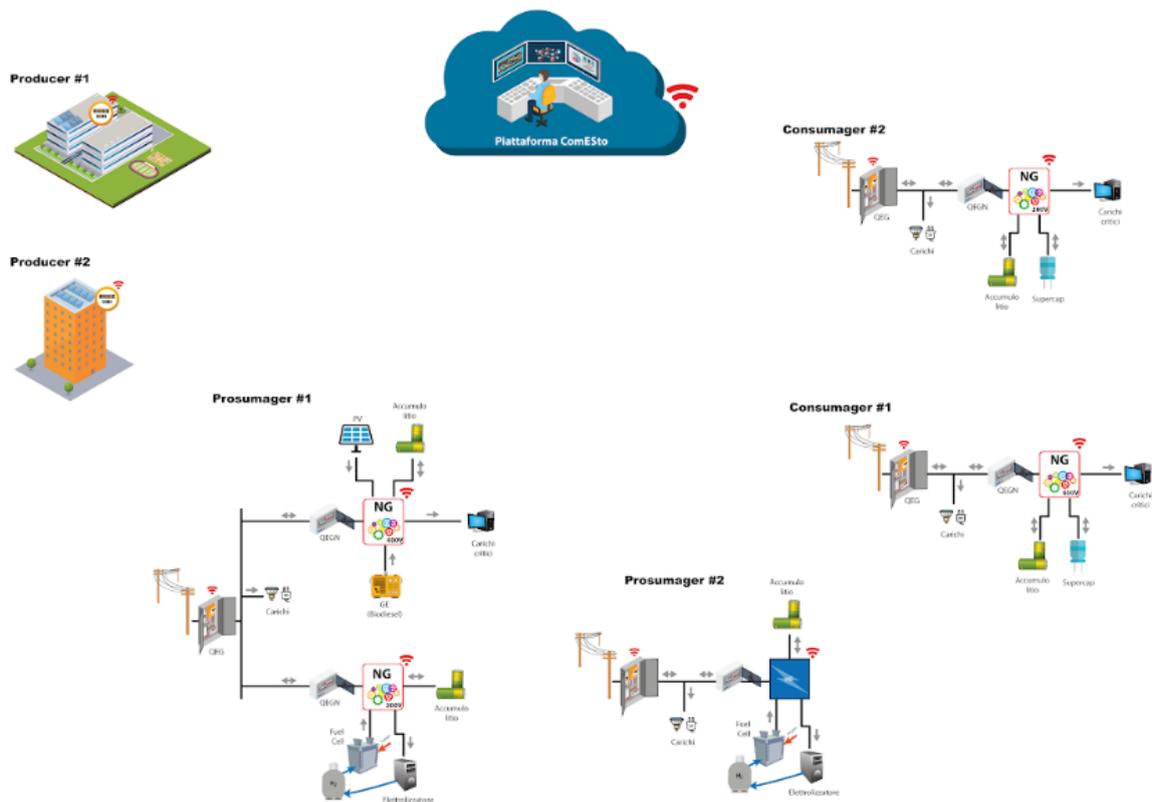


Figura 1– Configurazione del Dimostratore COMESTO

1.1 Analisi energetica

Il “Producer” praticamente rappresenta un utente che ha solo lo scopo di produrre energia elettrica mediante l'installazione sul proprio suolo di in un impianto a fonte rinnovabile (fotovoltaico, eolico....ecc): Nel caso particolare del dimostratore, sono stati considerati due producer di cui: 1) impianto fotovoltaico installato sul tetto del centro residenziale “chiodo 2”; 2) impianto fotovoltaico installato sul tetto del cubo 6b dell'Università della Calabria. In una prospettiva di una comunità energetica efficiente, i consumers devono dotarsi di appositi sistemi di accumulo, prendendo il nome di “Consumagers”. Il “Prosumer” è l'utente che non si limita al ruolo passivo di consumatore (Consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (Producer). Quando questa figura si dota anche di sistema di accumulo prende il nome di “Prosumager”.

Su tale configurazione si è proceduto prima della realizzazione della stessa con un'analisi della sostenibilità energetica in termini di autosufficienza in funzione di profili di carico, dei profili di produzione e apporto in carica e scarica dei sistemi di accumulo tenendo conto della loro capacità e della specifica tecnologia. A tal fine si è avviata l'implementazione di un tool di calcolo che partendo da profili di previsione di carico e di produzione valuti sull'arco temporale di un anno, mese, giorno l'attivazione in carica/scarica dei singoli sistemi di accumulo

presenti nella configurazione del dimostratore con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo dell'aggregato di dimostratore.

E' stato finalizzato un tool di calcolo di analisi di bilancio energetico al fine di individuare i profili di carica e scarica dei sistemi di accumulo con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo dell'aggregato di dimostratore avendo come input profili di produzione e carico (dati storici). Inoltre, sono state fatte analisi di diversi scenari in base allo stato di carica iniziale dei sistemi di storage e nell'ipotesi di una gestione controllata.

la trasformazione del sistema energetico sta iniziando ad assegnare nuovi ruoli e responsabilità nelle comunità locali, tra cui la formazione di figure che assumono le seguenti funzioni:

- PROSUMER (Produttore+ Consumatore)
- PROSUMAGER (Produttore+ Consumatore+ Accumulatore)
- CONSUMER (Consumatore)
- CONSUMAGER (Consumatore + Accumulatore)
- PRODUCER (Produttore)

PRODUCER #1 #2

Il "Producer" praticamente rappresenta un utente che ha solo lo scopo di produrre energia elettrica mediante l'istallazione sul proprio suolo di in un impianto a fonte rinnovabile (fotovoltaico, eolico....ecc).

Nel caso particolare del dimostratore, sono stati considerati due producer di cui:

- 1) impianto fotovoltaico installato sul tetto del centro residenziale "chiodo 2";
- 2) impianto fotovoltaico installato sul tetto del cubo 6b dell'Università della Calabria.

Le taglie di questi impianti ovvero le potenze di picco installate sono riportate. Inoltre, è presente un sistema di monitoraggio della produzione chiamato Power Meter, capace di fornire informazioni ogni 5 secondi.

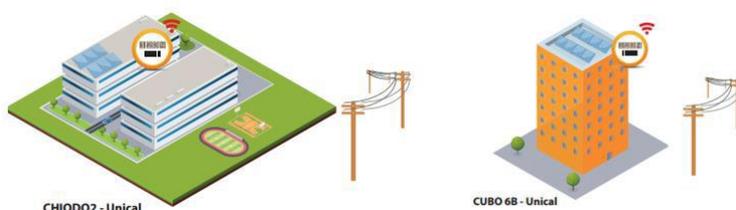


Figura 2- Producer #1#2

PRODUCER #1	
Descrizione	Partner
Sistema di monitoraggio Power Meter (5s)	TEN Project
Impianto fotovoltaico da 9 [kW]	-
PRODUCER #2	

Descrizione	Partner
Sistema di monitoraggio Power Meter (5s)	TEN Project
Impianto fotovoltaico da 60 [kW]	

CONSUMAGER #1

Il “Consumer” in pratica rappresenta, come dice la parola stessa, un utente che ha soltanto un ruolo passivo nella rete ovvero quello di consumare energia per poter soddisfare soltanto le proprie esigenze energetiche.

Tra gli obiettivi perseguiti dal progetto, c’è sicuramente quello di far coinvolgere nelle operazioni di sistema consumers ubicati in una determinata città, la quale per come sono definiti, sono utenti passivi, che in genere privi di loro autonomi impianti a fonte rinnovabile (tipo fotovoltaico).

In una prospettiva di una comunità energetica efficiente, i consumers devono dotarsi di appositi sistemi di accumulo, prendendo il nome di “Consumagers”, in modo tale che quando un altro utente della comunità, che invece ha un impianto di produzione, presenta un surplus di energia, invece di riversarlo in rete la spedisce ai consumagers che la accumula. Quindi questi nuovi utenti possono divenire grazie all’uso di una NG parte integrante della comunità energetica. Per cui possono essere coordinati con i sistemi di generazione da fonte rinnovabile dei producers e prosumagers, la quale gestiti in maniera “smart” dall’aggregatore della comunità energetica.

Nel dimostratore di progetto OR7, si considerano due consumagers di natura residenziale che presentano caratteristiche riportate.

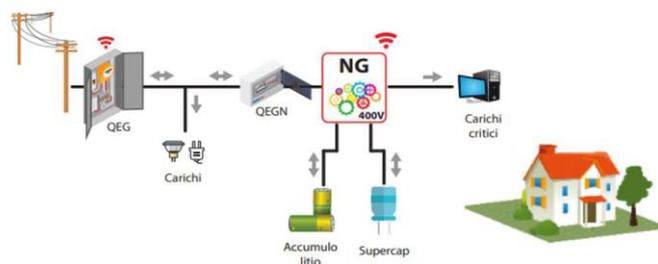


Figura 3- Consumager#1

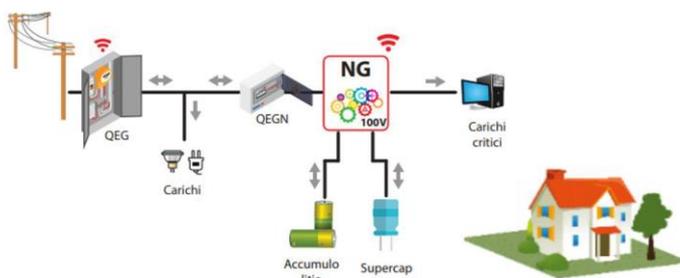


Figura 4- Consumager#2.

CONSUMAGER #1	
Descrizione	Partner
Nanogrid (Vdc bus 400V)	EVOLVERE
Quadro Elettrico Generale (QEG)	EVOLVERE
Quadro Elettrico Generale Nanogrid (QEGN)	EVOLVERE
Batteria Litio (16 kWh, 200 Vdc)	UNICAL
Supercapacitore (700 Wh)	OCIMA
Carichi (critici e non) (3 kW)	-
CONSUMAGER #2	
Descrizione	Partner
Nanogrid (Vdc bus 100V)	EVOLVERE
Quadro Elettrico Generale (QEG)	EVOLVERE
Quadro Elettrico Generale Nanogrid (QEGN)	EVOLVERE
Batteria Litio (4 kWh, 48 Vdc)	UNICAL
Supercapacitore (50 Wh)	UNICAL
Carichi (critici e non) (3 kW)	-

PROSUMAGER #1

Il “Prosumer” è l’utente che non si limita al ruolo passivo di consumatore (Consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (Producer). In pratica il prosumer è colui che possiede un proprio impianto di produzione di energia, della quale ne consuma soltanto una parte. Mentre la rimanente aliquota di energia può essere immessa in rete e scambiata con i consumatori, fisicamente vicini al prosumer. Ma può anche accumulare energia in un apposito sistema di accumulo e dunque restituirla alle unità di consumo nel momento più opportuno. Quando questa figura assume anche il ruolo di accumulatore prende il nome di “Prosumager”. Pertanto, il prosumer/prosumager è un protagonista attivo nella gestione dei flussi energetici e può godere non solo di una relativa autonomia ma anche di benefici economici.

La figura del prosumager, nel dimostratore, viene realizzata all’interno di due stanze del cubo 44D all’Università della Calabria, evidenziando le seguenti caratteristiche in Tab. 5.6.

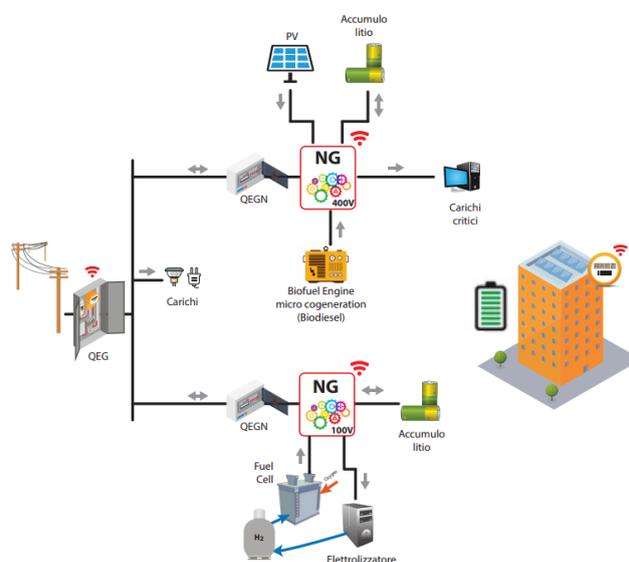


Figura 5- Prosumer#1.

PROSUMAGER #1	
Descrizione	Partner
Nanogrid (Vdc bus 400V)	EVOLVERE
Quadro Elettrico Generale (QEG)	EVOLVERE
Impianto PV (3 kWp)	EVOLVERE
Batteria Litio (16 kWh, 200 Vdc)	EVOLVERE
Quadro Elettrico Generale Nanogrid (QEGN)	EVOLVERE
Elettrolizzatore, Fuel Cell (PEM) e accumulo H2	UNICAL
Gruppo elettrogeno a biodiesel (12 kW)	UNICAL
Batteria Litio (4 kWh, 48 Vdc)	UNICAL
Supercapacitore (50 Wh)	UNICAL
Nanogrid (Vdc bus 100V)	UNICAL
Carichi (critici e non) (6 kW)	

✓ Profili di produzione fotovoltaica

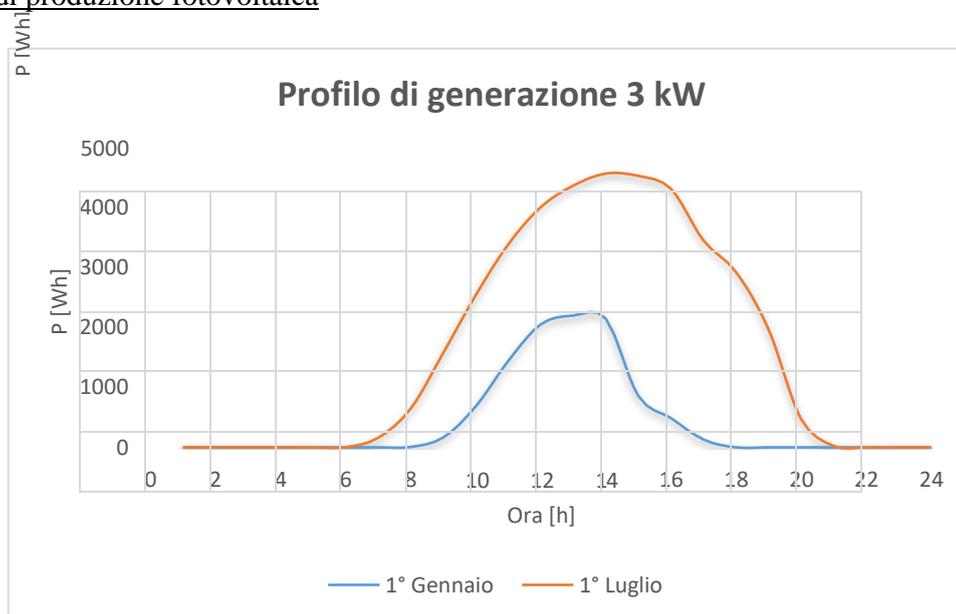


Figura 6- Profilo di produzione fotovoltaico (1° Gennaio e 1° Luglio)_Prosumager#1.

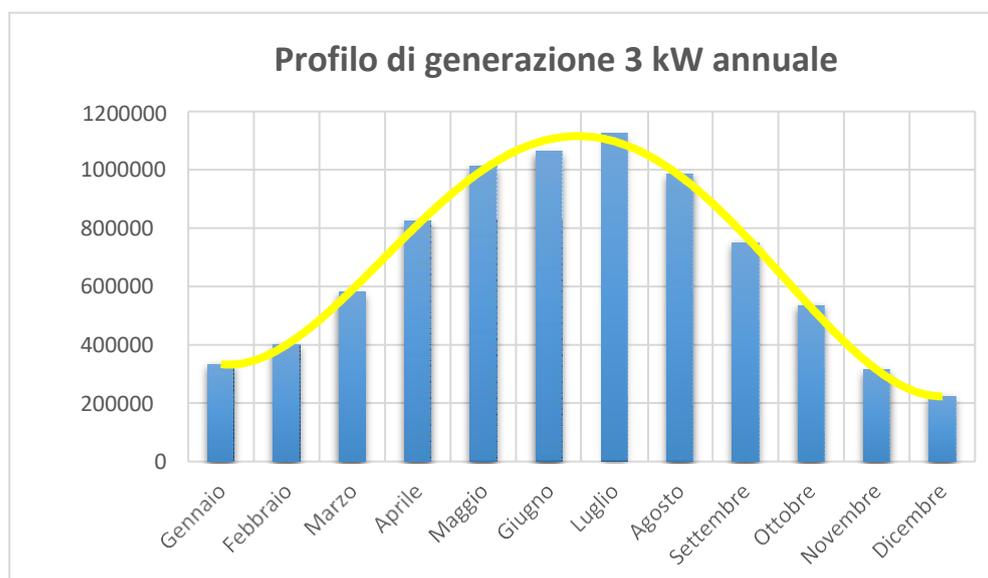


Figura 7- Profilo di produzione fotovoltaico per un anno intero_Prosumager#1.

Analizzando questi profili si evince che si ha una maggiore produzione di energia elettrica nei mesi estivi rispetto a quelli invernali. In quanto nella stagione estiva il sole illumina i pannelli fotovoltaici per un maggior numero di ore rispetto alla stagione invernale.

✓ Profili di carico

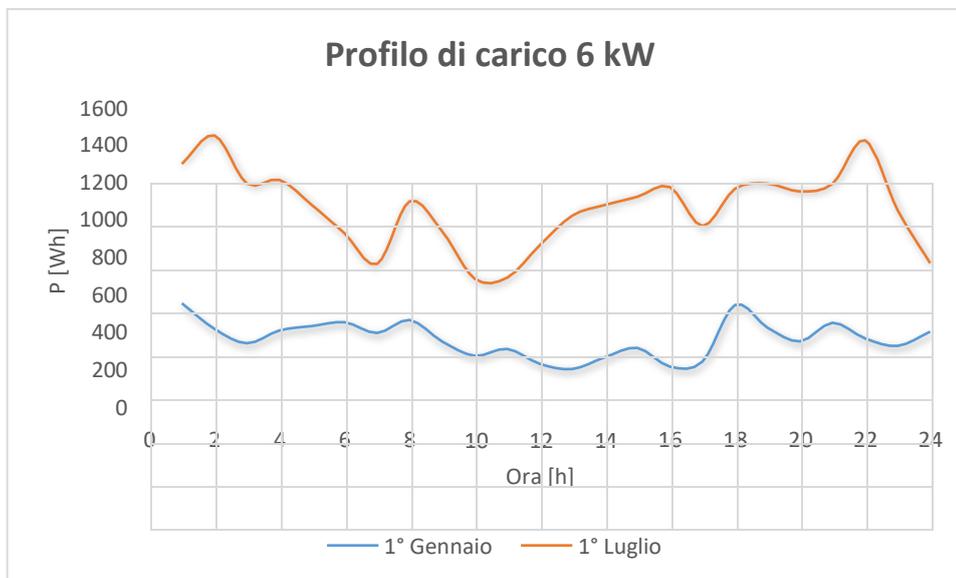


Figura 8- Profilo di carico (1° Gennaio e 1° Luglio)_Prosumager#1.

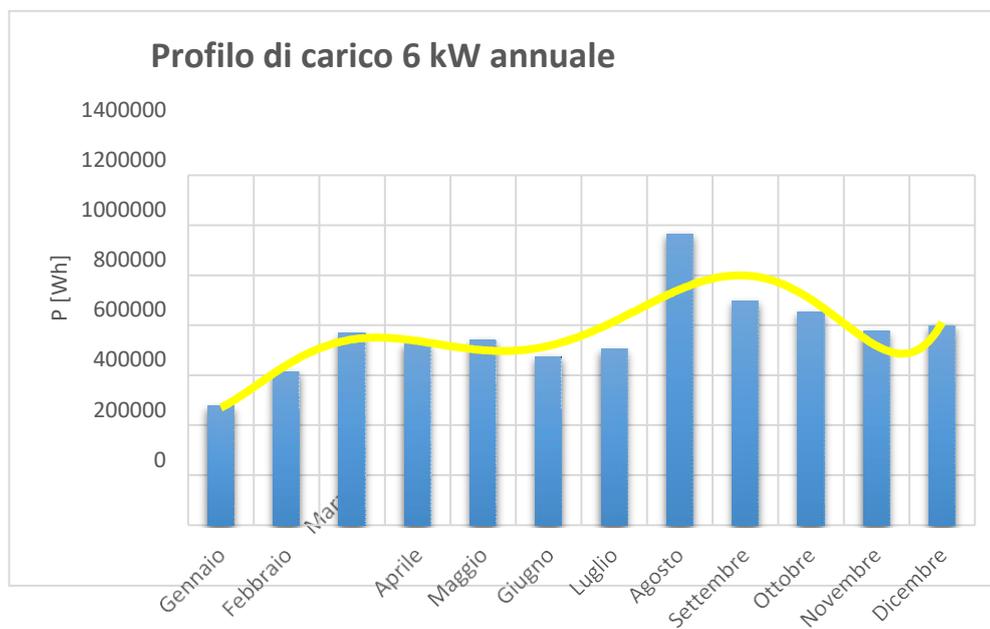


Figura 9- Profilo di carico per un anno intero_Prosumager#1.

Dall'analisi dei consumi energetici reperiti da un'utenza tipicamente residenziale, mediante un particolare strumento che è lo smart meter, si osserva che l'andamento del carico è rappresentabile mediante una polinomiale del sesto ordine. In pratica i consumi risultano paragonabili in quasi tutti i mesi dell'anno tranne che nel mese di agosto dove si evidenzia un picco di carico, spiegabile probabilmente per un elevato uso di un possibile impianto di climatizzazione.

✓ Sbilanciamento Carico/Produzione

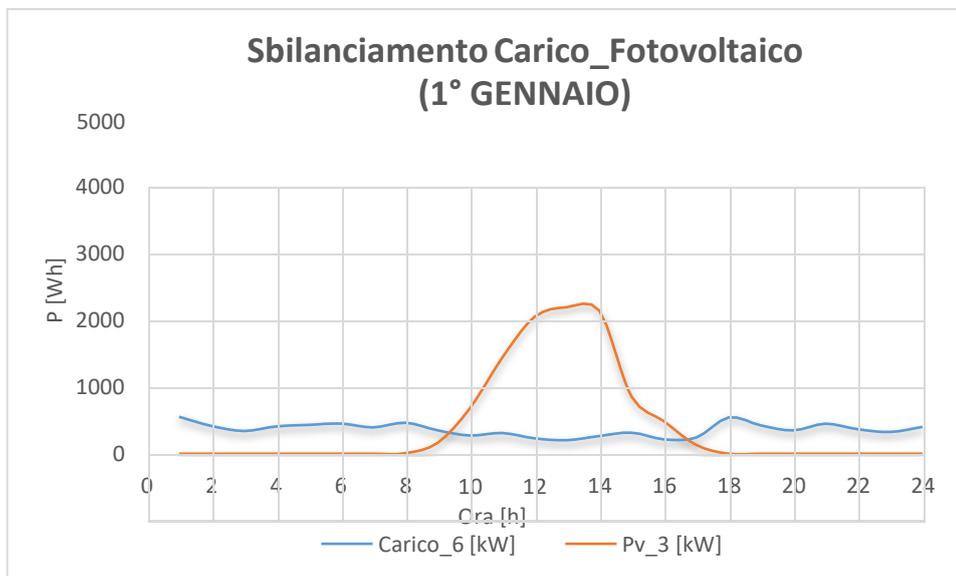


Figura 10 - Sbilanciamento Carico Fotovoltaico (1° Gennaio)_Prosumager#1.

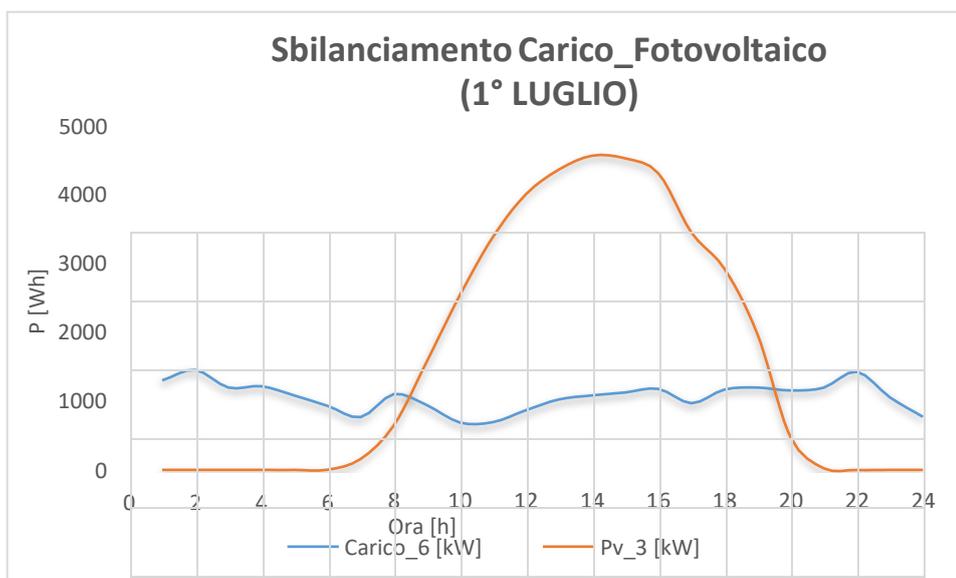


Figura 11 - Sbilanciamento Carico Fotovoltaico (1° Luglio)_Prosumager#1.

In Fig. 10 e 11 sono messe in evidenza le ore in cui il carico è compensato dalla produzione di energia fotovoltaica, il surplus di energia e il carico rimanente. In pratica nel mese di gennaio l'intervallo di ore in cui l'impianto produce abbastanza da sopperire il carico è di 8 ore mentre a luglio l'intervallo si estende a fino a 10 ore. Inoltre, nel mese estivo si ha un surplus di energia maggiore rispetto a gennaio. Tutto questo grazie sempre alla maggiore producibilità che effettivamente si manifesta nei mesi estivi.

✓ Profilo accumulo Litio da 16 kWh

Inizialmente per soddisfare il carico rimanente, tra gli accumuli presenti nell'utente, si predilige la tecnologia più convenzionale ovvero la batteria grande a litio da (16 kWh). Di seguito in Fig. 5.2.1.7 e 8 viene riportato per due giorni rappresentativi di due mesi dell'anno, il profilo di carica e scarica di questa tipologia di accumulo. Questo modellino che definisce tale profilo è stato realizzato tenendo conto di alcuni vincoli progettuali, in cui sono riportati in Tab. 5.2.1.1.

Capacità nominale	16000 [Wh]
Capacità minima (fase di scarica)	4800 [Wh] minimo 30%
Capacità massima (fase di carica)	15200 [Wh] massimo 95%
Capacità effettivamente disponibile	10400 [Wh]

Tab. 1 - Vincoli progettuali per la fase di modellazione Litio 16kWh.

Ovvero la batteria per limiti tecnologici, ovvero in termini di vita utile della stessa, non si deve scaricare oltre il 30% della sua capacità e in fase di carica non deve superare il 95% della sua capacità massima.

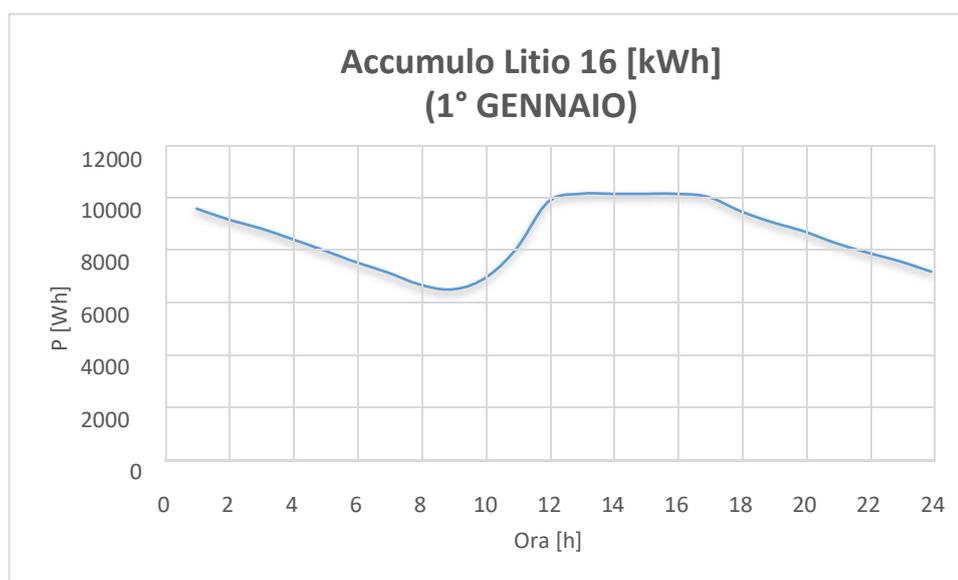


Figura 12 - Profilo carica/scarica Litio 16 kWh (1° Gennaio)_Prosumager#1.

Ipotizzando che il sistema di accumulo alle 00:00 è completamente carico, si attiva lo storage nelle prime ore della giornata, visto che il sistema fotovoltaico non è attivo (buio o con poca luce). Per cui il litio si scarica parzialmente fino alle ore 8:00, per poi ricaricarsi completamente nelle ore di surplus e infine fornire energia ai carichi nelle ore serali.

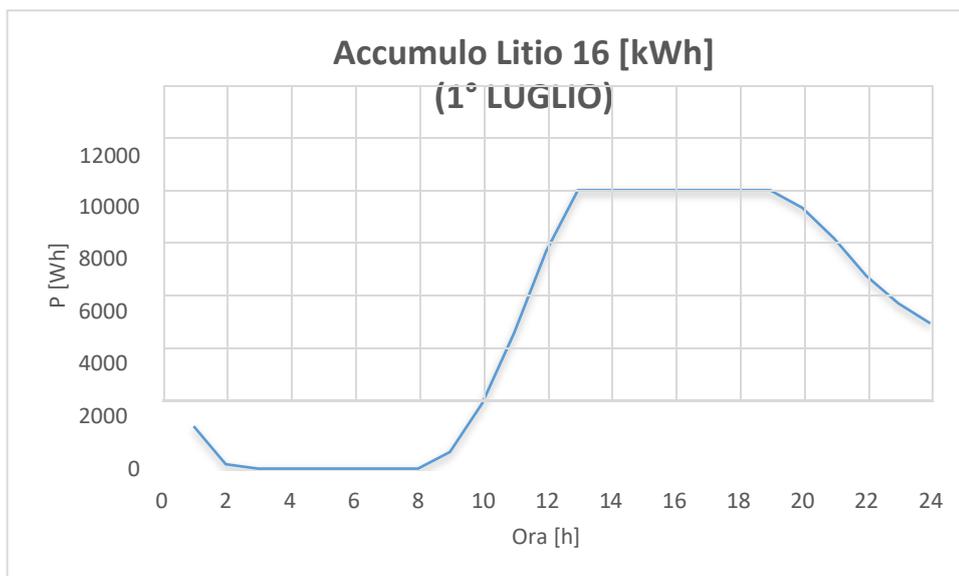


Figura 13 - Profilo carica/scarica Litio 16 kWh (1° Luglio) _Prosumager#1.

Però questa volta a differenza del primo mese dell'anno, la situazione iniziale dell'accumulo del primo luglio tiene conto dello stato di carica dei giorni precedenti. Per cui in questo caso alle 00:00, l'accumulo si trova praticamente scarico e rimane tale fino alle 8:00 del mattino, per poi nuovamente ricaricarsi e cedere l'energia nelle ore serali.

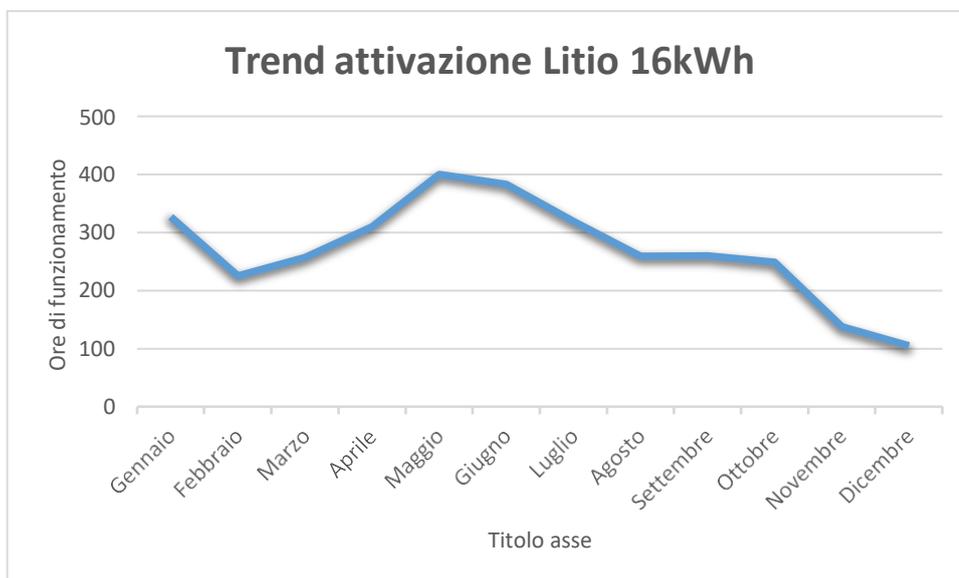


Figura 14 - Ore di attivazione litio 16kWh nei vari mesi dell'anno _Prosumager#1.

Tranne il primo mese dell'anno in cui il profilo di Fig. 14 è influenzato dallo stato iniziale dello storage, in generale si nota un andamento pressoché parabolico con un picco che ricade tra i mesi di maggio e giugno. Evidentemente tra i mesi peggiori rientrano quelli autunnali.

✓ Profilo dell'accumulo da 4 kWh

Successivamente in aiuto alla batteria grande interviene la batteria a litio piccola appartenente alla NG2. Con la stessa logica della precedente è stata modellata anche questa, considerando le seguenti caratteristiche riportate in Tab.5.2.1.2.

Capacità nominale	4000 [Wh]
Capacità minima (fase di scarica)	1200 [Wh] minimo 30%
Capacità massima (fase di carica)	3800 [Wh] massimo 95%
Capacità effettivamente disponibile	2600 [Wh]

Tab. 2 - Vincoli progettuali per la fase di modellazione Litio 4kWh.

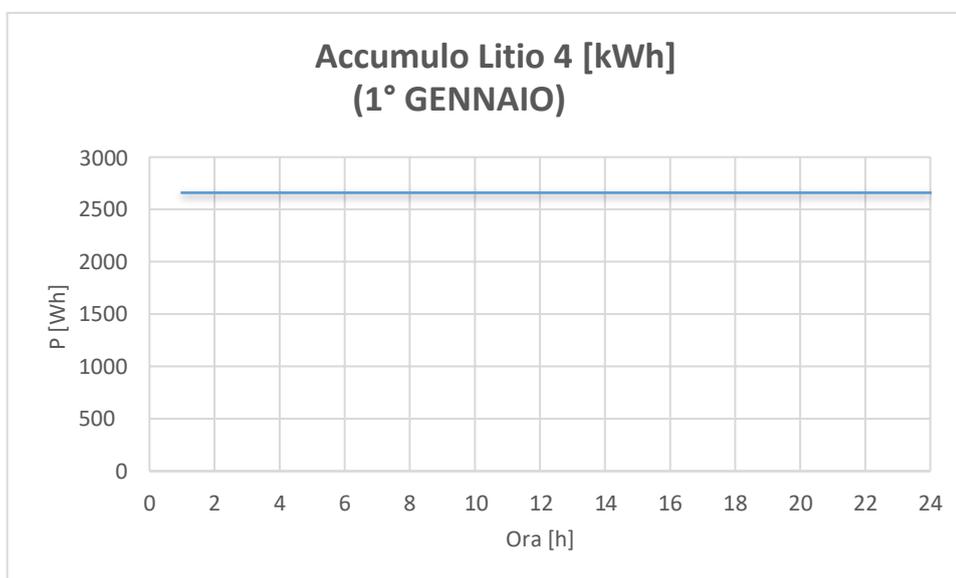


Figura 15 – Profilo di carica/scarica Litio da 4 kWh (1° Gennaio)_Prosumager#1.

Analizzando la Fig. 14 e 15, si evidenzia che nel primo gennaio l'accumulo piccolo non interviene in quanto è già sufficiente quello grande per soddisfare i carichi. Mentre il 1° luglio il litio piccolo interviene per un periodo limitato di soltanto 3 ore nella notte, in quanto la capacità è limitata e i carichi sono di una certa entità.

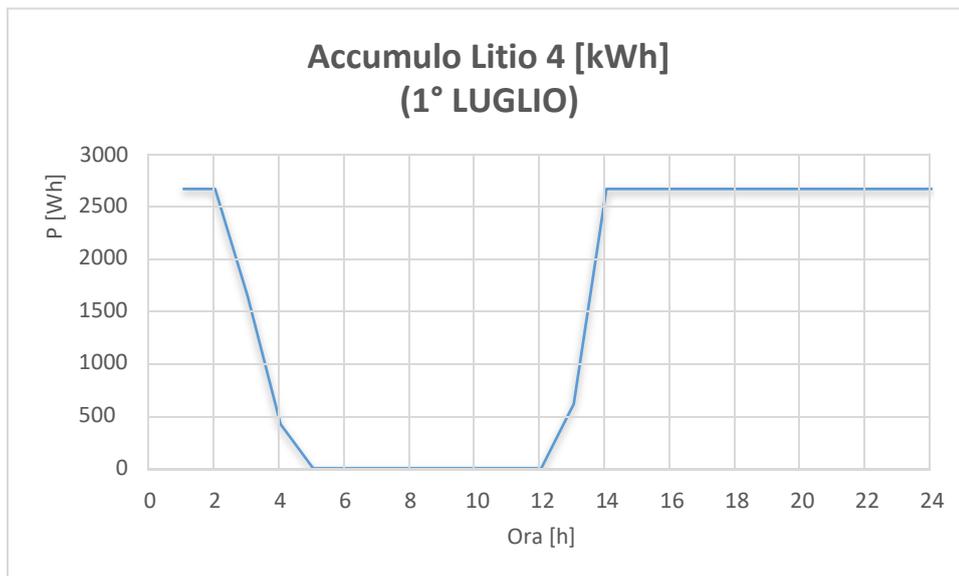


Figura 16 - Profilo di carica/scarica Litio da 4 kWh (1° Luglio)_Prosumager#1.

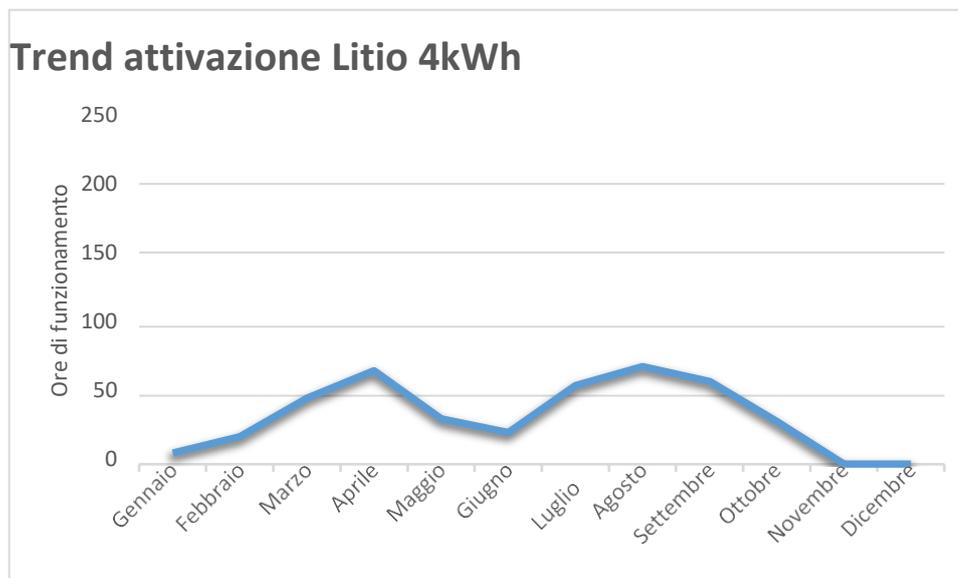


Figura 17 - Ore di attivazione litio 4kWh nei vari mesi dell'anno_Prosumager#1.

Anche in questo caso il primo mese è influenzato dalle condizioni iniziali dell'accumulo, ma in generale l'andamento è quasi opposto a quello del litio grande in quanto nei mesi dove lo storage grande ha maggiore attività il piccolo essendo che è in aiuto viene usato poco e viceversa.

✓ Profilo del sistema ad idrogeno

Per avviare la produzione di idrogeno si sfrutta il surplus di energia proveniente dal fotovoltaico dell'impianto di produzione stesso. Il sistema ad idrogeno come definito è costituito da un elettrolizzatore necessario per produrre H₂ che viene accumulato negli appositi serbatoi per poi il combustibile essere utilizzato dalla fuel cell al momento del bisogno.

I profili sotto riportati sono stati realizzati considerando i vincoli tecnologici di questo sistema, la quale sono riassunti in Tab. 5.2.1.3.

Elettrolizzatore		Fuel Cell		Serbatoio
P _{min} [W]	300	P _{min} [W]	850	2000 NI
P _{max} [W]	400	P _{max} [W]	3500	
C _{min} [NI/h]	57	C _{min} [NI/h]	180	
C _{max} [NI/h]	76	C _{max} [NI/h]	840	

Tab. 3 - Vincoli tecnologici.

Quindi riassumendo lo stato di azionamento sia dell'elettrolizzatore che della fuel cell dipende:

- stato di accumulo dell'idrogeno;
- potenza minima;
- potenza massima.

Per esempio, se il serbatoio è pieno il sistema non si attiva anche in presenza di un surplus come anche non si avvia la fuel cell se non c'è combustibile a sufficienza. Inoltre, non possono funzionare contemporaneamente i due sistemi, per cui se sta producendo l'elettrolizzatore la fuel cell è spenta e viceversa. Nelle figure sottostanti per distinguere il funzionamento di entrambi i sistemi si fa riferimento alla seguente legenda:

- “valori negati attivo elettrolizzatore”;
- + “valori positivi attiva la fuel cell”;

Inoltre, viene riportato anche l'andamento dell'accumulo dell'idrogeno nel serbatoio, in modo da visualizzare ugualmente quando il sistema produce e quando consuma.

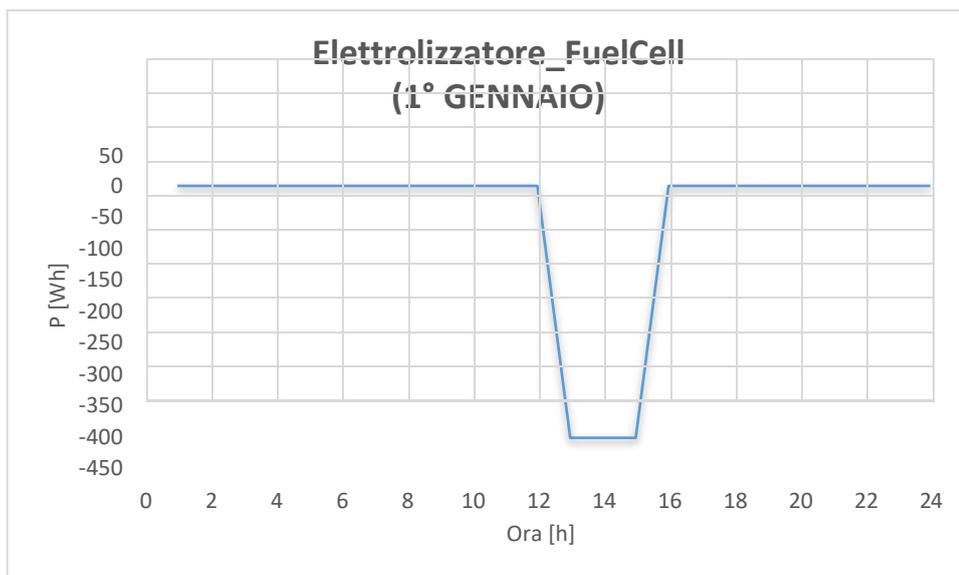


Figura 18 - Profilo di utilizzo Elettrolizzatore_FuelCell (1° Gennaio)_Prosumager#1.

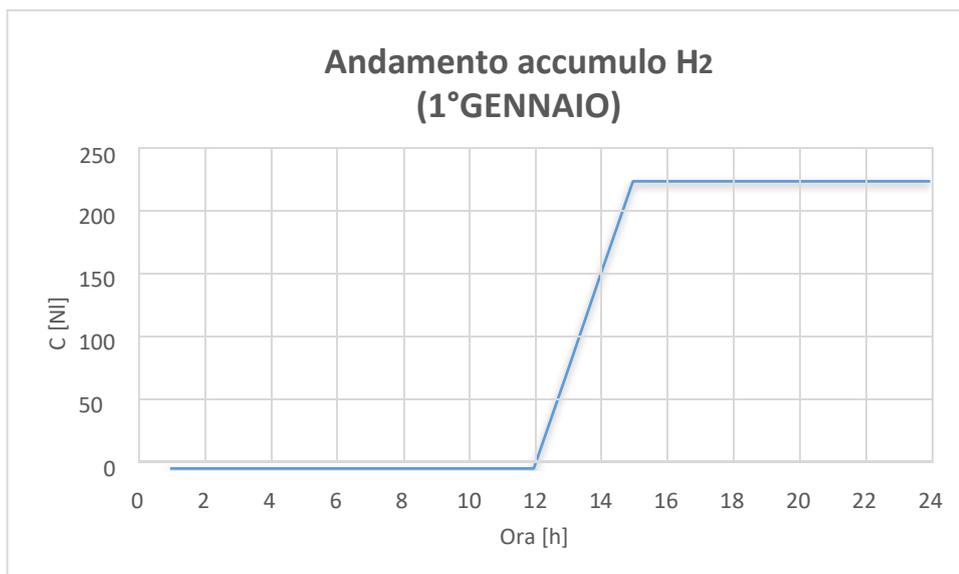


Figura 19 - Profilo di accumulo dell'idrogeno (1 ° Gennaio)_Prosumager#1.

Durante l'arco della giornata del 1° Gennaio c'è soltanto l'intervento dell'elettrolizzatore che avvia la produzione di idrogeno per circa 3 ore accumulandolo nel serbatoio.

La fuel cell non interviene in quanto si è supposto inizialmente che lo stato di accumulo del serbatoio a 00:00 del primo gennaio fosse vuoto e comunque i carichi erano stati soddisfatti dagli accumuli precedentemente attivati.

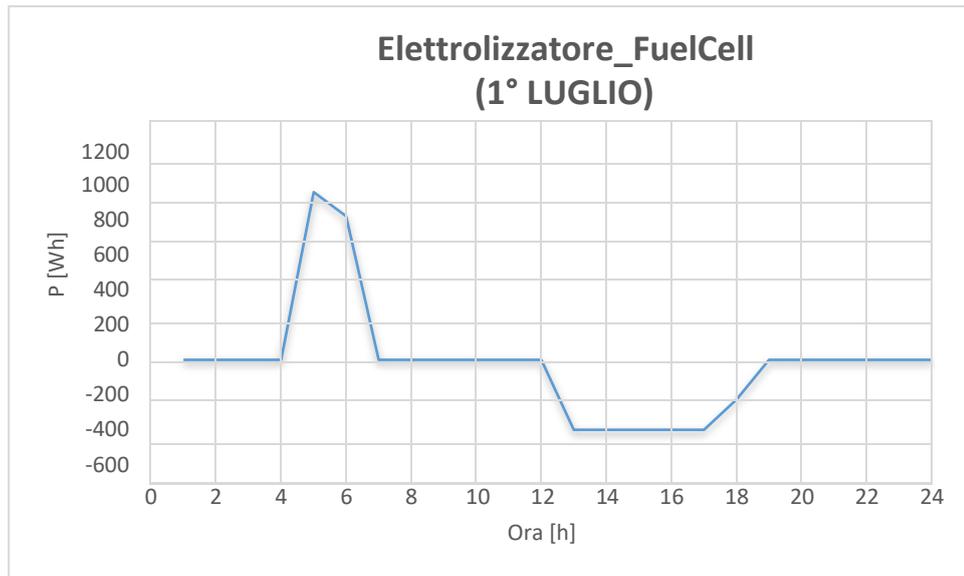


Figura 20 - Profilo di utilizzo Elettrolizzatore_FuelCell (1° Luglio)_Prosumager#1.

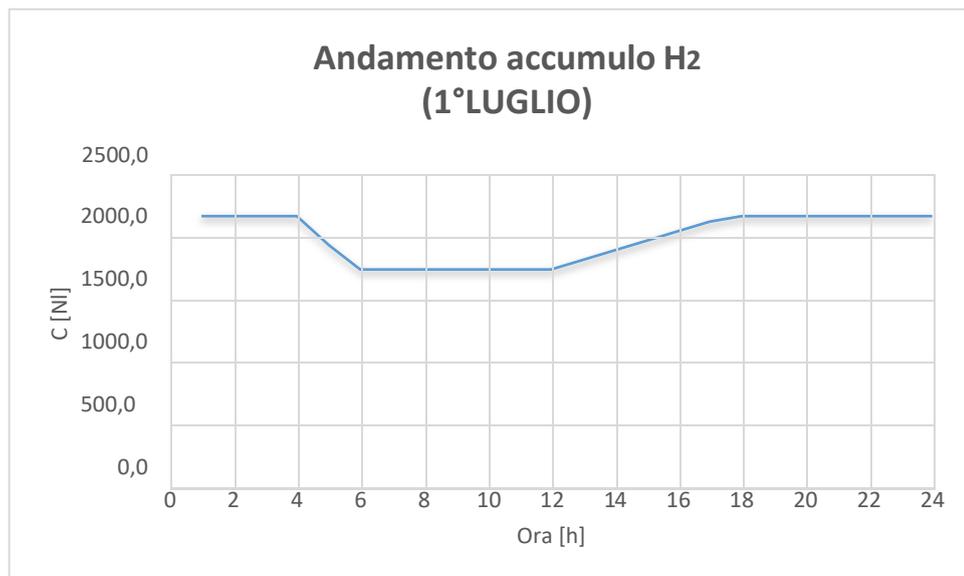


Figura 21 - Profilo di accumulo dell'idrogeno (1 ° Luglio)_Prosumager#1.

Invece il 1° luglio, vista la disponibilità dell'idrogeno, la fuel cell può intervenire per dare un contributo al soddisfacimento dei carichi rimanenti nelle ore notturne.

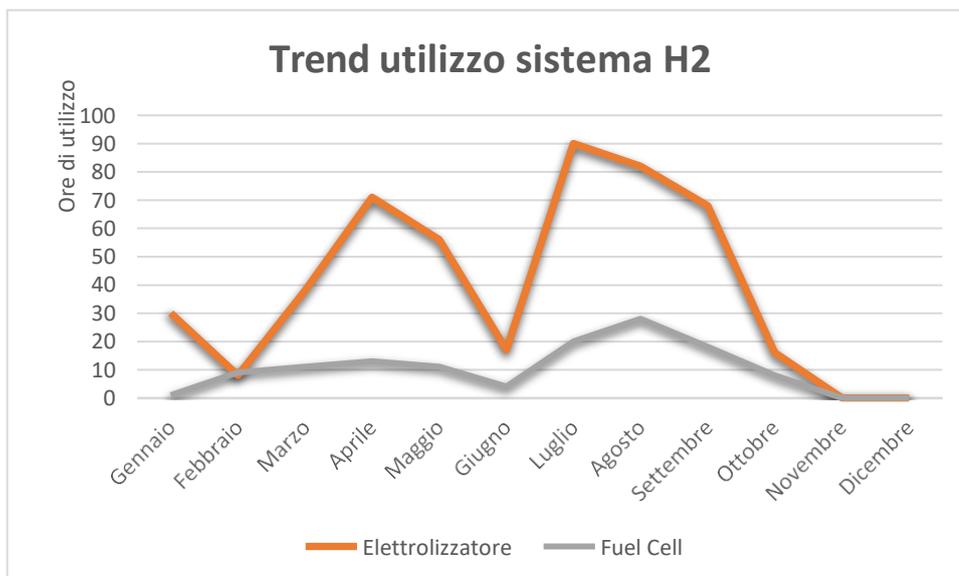


Figura 22 - Ore di funzionamento del sistema ad idrogeno durante l'anno_Prosumager#1.

Vista l'entità dei carichi e le piccole dimensioni del sistema idrogeno usato, le ore di funzionamento durante l'anno, come è possibile osservare in Fig. 22, sono pochissime. In particolare, si osserva un disservizio completo proprio nei mesi peggiori dell'anno ovvero novembre e dicembre in quanto c'è pochissimo surplus fotovoltaico e i carichi sono elevati. Mentre per gli altri mesi si osserva un andamento variabile in funzioni delle condizioni di carico e produzione.

In conclusione, è un sistema efficiente ma sottodimensionato per i carichi esistenti.

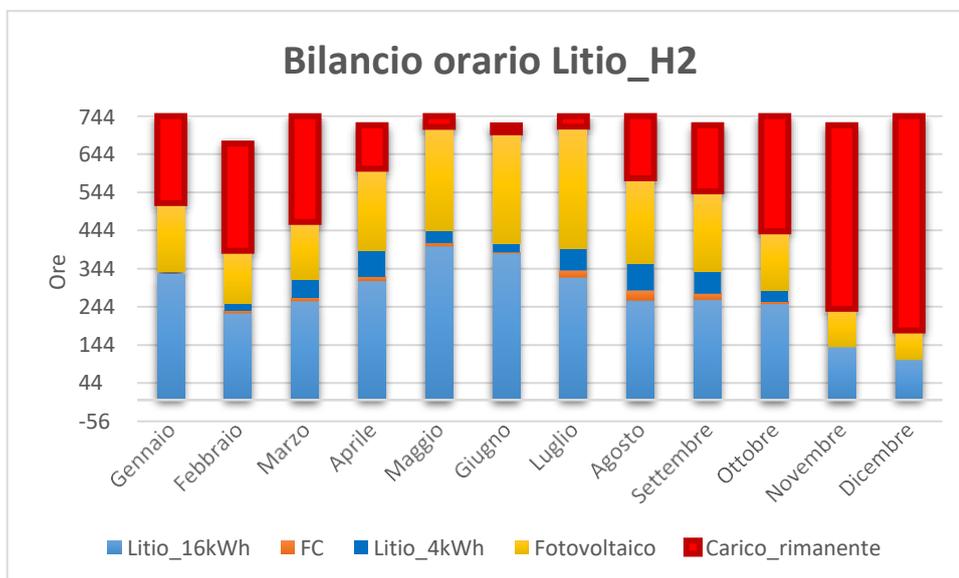


Figura 23 - Bilancio orario annuale Lito_Idrogeno (Prosumager#1).

In Fig. 23 è stato riportato un bilancio in cui per ogni mese sono evidenziate le ore di funzionamento degli accumuli in questione. Per cui nel caso si utilizzi in aiuto al Litio grande soltanto il sistema ad idrogeno e il Litio piccolo ne esce che per un certo numero di ore l'utente dovrà chiedere energia alla rete oppure pensare di attivare il gruppo elettrogeno per poter soddisfare i propri carichi. Evidentemente il maggior numero di ore scoperte dagli accumuli ricadono nei mesi invernali, mentre in quelli estivi il carico rimanente è veramente irrisorio.

✓ Profilo del sistema Biodiesel Generatore

Infine, l'ultima tecnologia da considerare nell'utenza prosumager#1, è il sistema "biodiesel". Il biodiesel viene prodotto utilizzando il surplus fotovoltaico di tutti gli utenti produttori presenti nel dimostratore in quanto non appartenente all'utente preso in considerazione. Una volta prodotto questo biocarburante viene accumulato in una tanica di 60 l, che serve ad alimentare il gruppo elettrogeno presente in questa utenza.

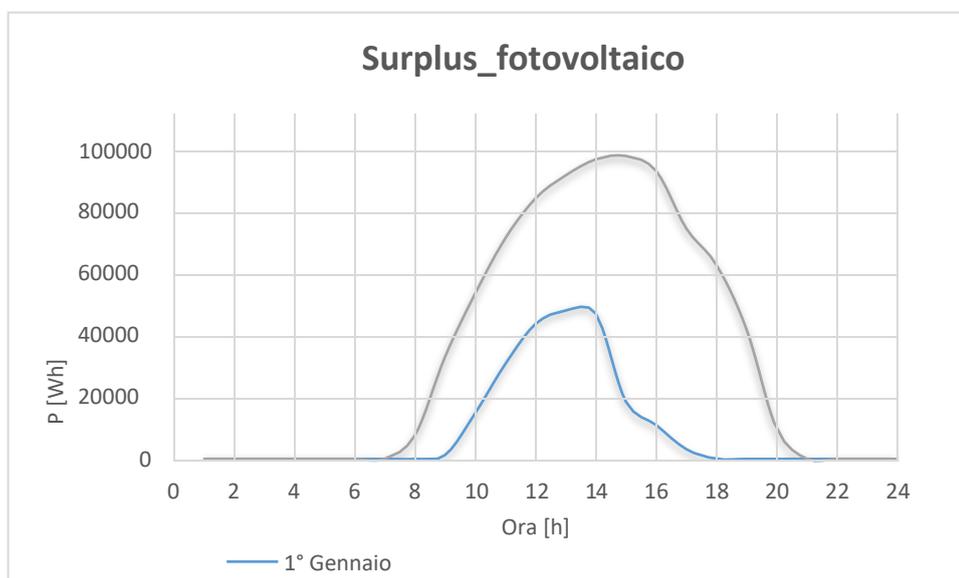


Figura 24 - Surplus fotovoltaico rimanente_Prosumager#1.

In Fig. 24 è riportato il surplus fotovoltaico dei vari produttori, la quale una parte di questo sarà impiegato per la produzione di biodiesel.

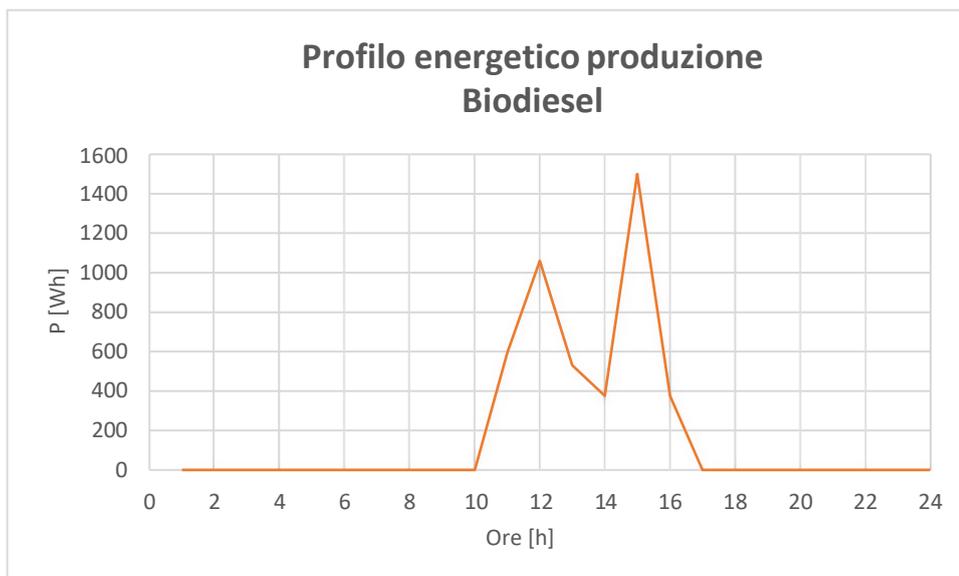


Figura 25 - Profilo energetico relativo alla produzione del biodiesel_Prosumager#1.

Come si evidenzia in Fig. 25, l'assorbimento elettrico che si ha durante la fase di produzione del biodiesel la si fa avvenire nella fascia oraria in cui si ha la maggiore produzione fotovoltaica.

Il surplus solare è abbastanza elevato tutto l'anno, viste le potenze in gioco, per cui il sistema di produzione, si avvierà per tutto il periodo, anche nei mesi peggiori, a patto che non ci siano giornate particolarmente nuvolose.

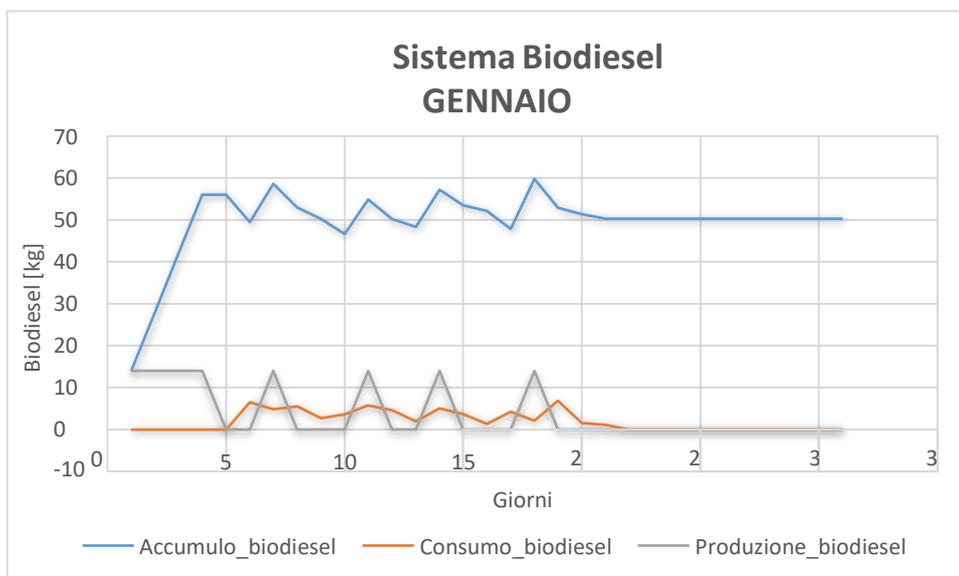


Figura 26 - Profili significativi mensile del sistema Biodiesel (gennaio)_Prosumager#1.

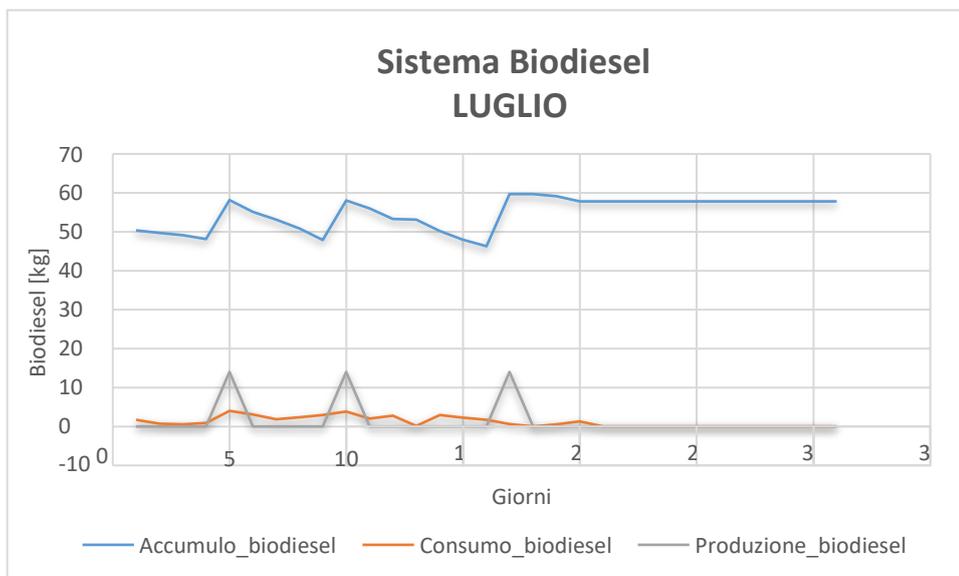


Figura 27 – Profili significativi mensile del sistema Biodiesel (Luglio)_Prosumager#1.

Visto che per produrre il biodiesel è necessario impiegare quasi un giorno intero, in Fig. 26 e 27 sono stati riportati andamenti mensili sia per il mese di gennaio che per quello di luglio. Ipotizzando che inizialmente la tanica di gasolio fosse vuota, il primo giorno si assiste soltanto alla produzione del gasolio stesso, in quanto presente surplus fotovoltaico per poi avviare il gruppo elettrogeno soltanto al momento del bisogno.

Per poter capire rapidamente se il sistema sta producendo oppure sta consumando basta guardare la pendenza dell'accumulo, se è crescente il sistema sta producendo, se decresce è in azione il gruppo elettrogeno se invece è costante il sistema non interviene.

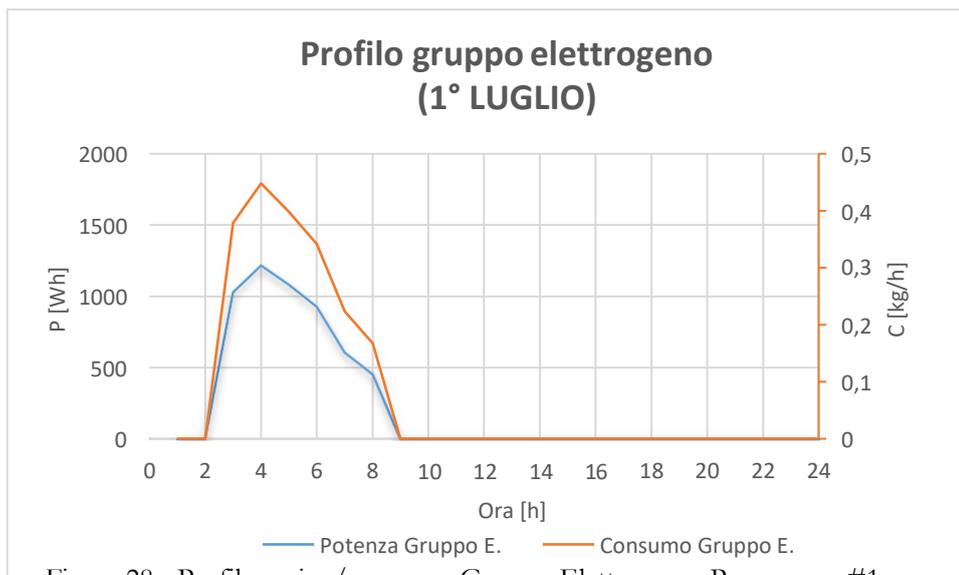


Figura 28 – Profilo carico/consumo Gruppo Elettrogeno_Prosumager#1.

In Fig. 28 è riportato l'andamento del carico e del consumo del gruppo elettrogeno, nel caso in cui esso è alimentato da biodiesel puro. Il consumo di combustibile è stato calcolato applicando una ipotesi semplificativa, ovvero che il consumo varia proporzionalmente in funzione della potenza effettiva, per mancanza delle curve iso-consumo del motore stesso. È stato riportato questo profilo soltanto per il primo luglio, escludendo il primo gennaio in quanto il gruppo non viene azionato.

Pertanto, quest'ultimo sistema di accumulo interviene per compensare le ore buche in cui gli altri storage non riescono ad operare.

In Fig. 29 viene riportato la quantità di gasolio prodotto mese per mese per tutto l'anno. Si evidenzia un andamento a parabola, in particolare si trova un minimo nei mesi estivi, dove i carichi sono bassi e quindi i consumi, per cui il sistema di produzione si avvierà meno spesso. Invece nei mesi invernali la produzione di gasolio sale in quanto i consumi del gruppo salgono a causa dei maggiori carichi da soddisfare.

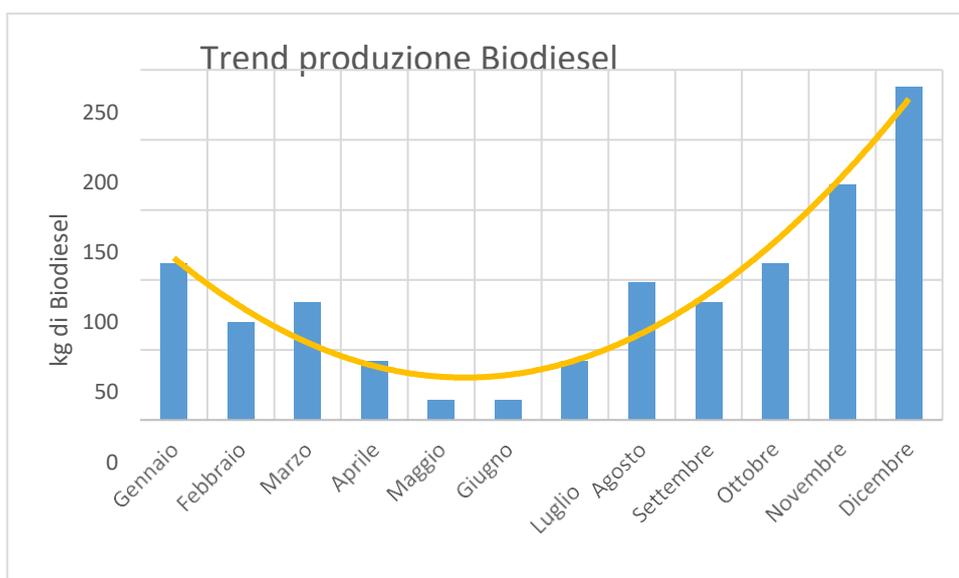


Figura 29 - Produzione di biodiesel durante tutto l'anno.

Nel caso in cui si decidesse di azionare invece il gruppo elettrogeno, per soddisfare i carichi, supposta la presenza di oli di scarto e di fotovoltaico, questa tecnologia come si evidenzia in Fig. 30 è in grado di coprire completamente i carichi rimanenti.

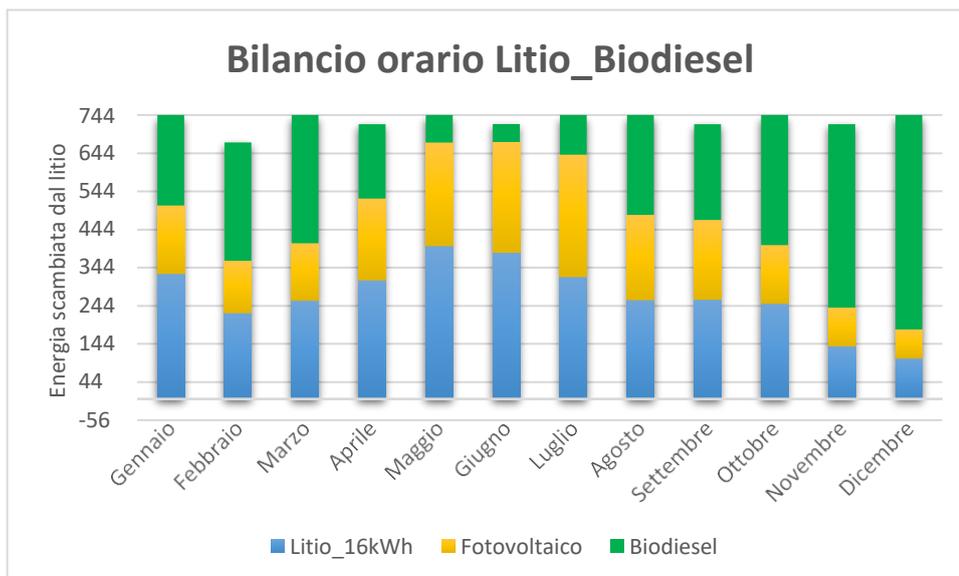


Figura 30 - Bilancio orario annuale Litio_Biodiesel.

✓ Profilo energetico complessivo Prosumager

Viene riportato per entrambi i giorni di riferimento l'attivazione durante l'intera giornata di ogni sistema di accumulo.

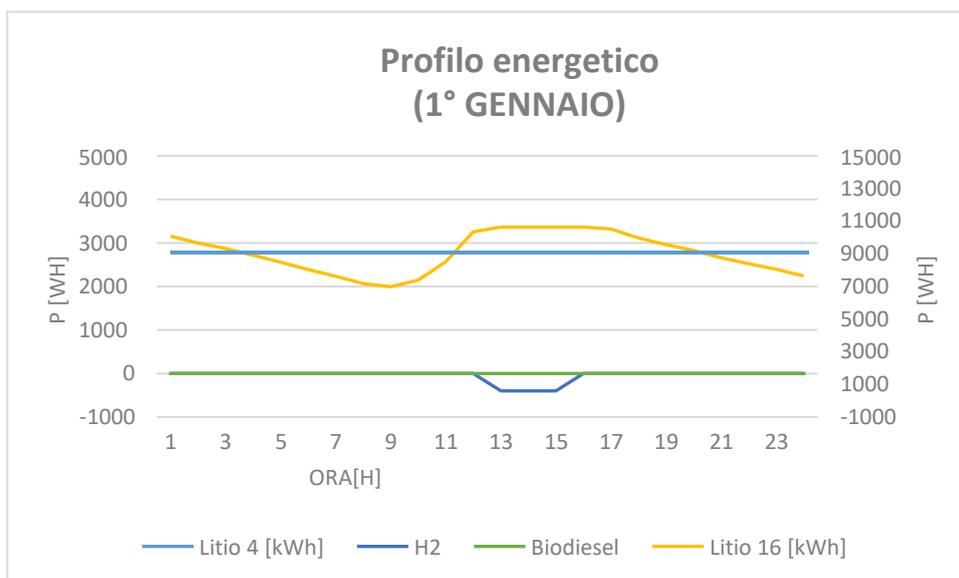


Figura 31 - Profili sistemi di accumulo (1° Gennaio)_Prosumager#1.

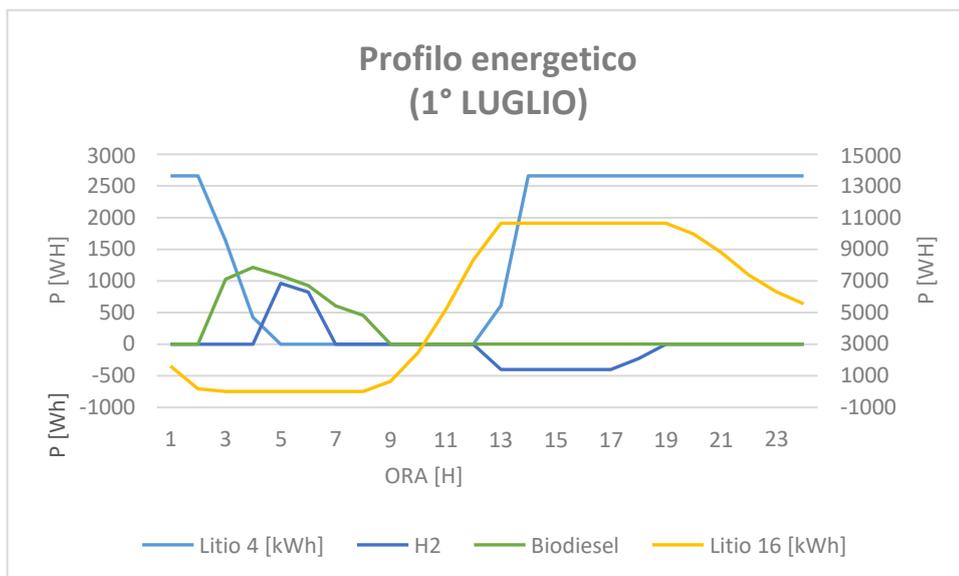


Figura 32 - Profili sistemi di accumulo (1° Luglio)_Prosumager#1.

Per poter riassumere in un unico grafico tutti i vari profili dei sistemi di accumulo è stato necessario optare l'uso di due assi. Per cui nell'asse principale fanno riferimento (Biodiesel, H2 e Litio 4kWh) mentre in quello secondario (Litio 16 kWh).

Consumager#1

- ✓ Profili di carico

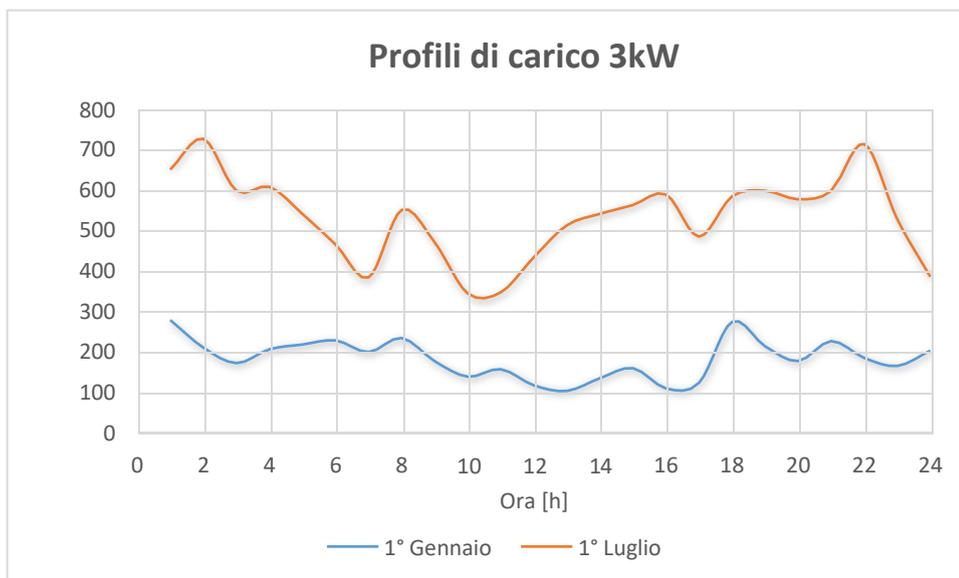


Figura 33 – Profili di carico (1° Gennaio e 1° Luglio)_Consumager#1.

In questo caso sono stati considerati dei carichi (da 3 kW max) sempre di un'utenza residenziale. Questi dati sono stati forniti come al solito dallo Smart Meter per un anno intero. Analizzando i due profili, si nota che il primo gennaio i consumi si mantengono bassi e con pochissime oscillazioni mentre a luglio

i consumi salgono e si evidenziano dei picchi nelle ore serali e notturne.

Il consumager#1 essendo una tipica utenza passiva ovvero che non possiede un impianto di produzione, l'energia necessaria per alimentarsi arriva dai due producer e da quel pochissimo surplus rimanente dell'impianto fotovoltaico presente nel prosumager#1. Per cui è stato effettuato anche qui un bilancio energetico, che ha lo scopo di evidenziare l'attivazione delle due tipologie di sistemi di accumulo presenti. Si procede con l'analizzare i due profili di carica/scarica dei sistemi di accumulo, partendo dallo storage (super-capacitore) che per sua natura interviene prima anche possedendo una capacità inferiore.

✓ Profilo dell'accumulo Super-Capacitore da 700 Wh

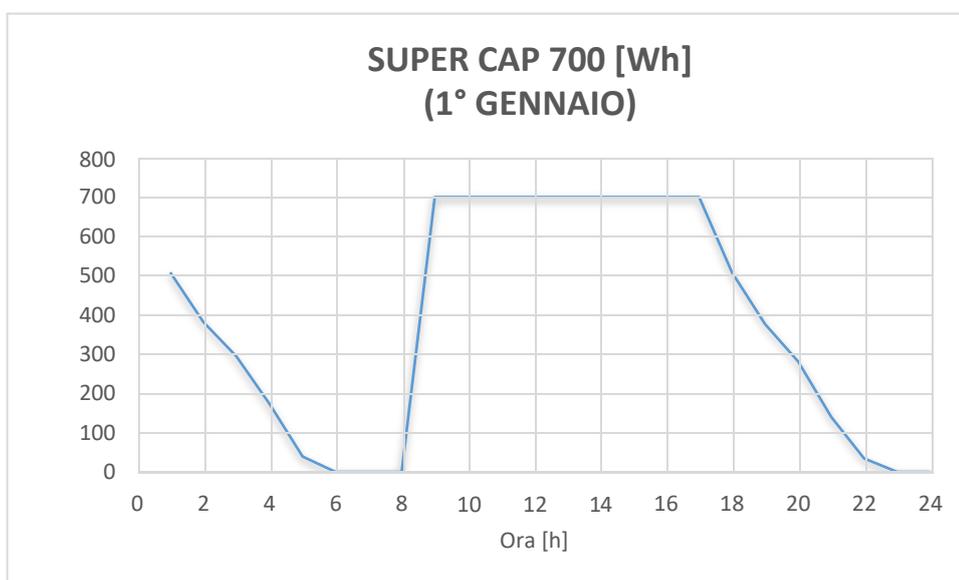


Figura 34 - Profilo di carica/scarica Super-capacitore (700 Wh) (1° Gennaio)_Consumager#1.

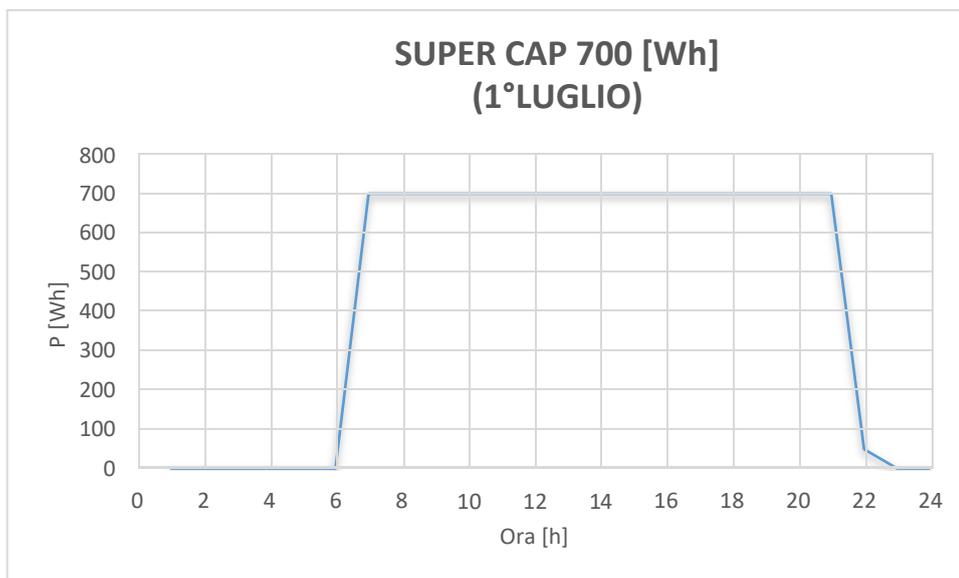


Figura 35 - Profilo di carica/scarica Super-capacitore (700 Wh) (1° Luglio)_Consumager#1.

Durante le ore della giornata, salvo giorni particolarmente bui, l'energia prodotta dai producer è sufficientemente grande a coprire i carichi, per cui l'intervento del Super-capacitore come ci si aspetta interviene nelle ore serali, ma con autonomia limitata vista la capacità.

✓ Profilo dell'accumulo litio da 16 kWh

In seguito all'intervento del super-capacitore a soddisfare i carichi rimanenti interviene l'accumulo a litio che presenta i seguenti profili.

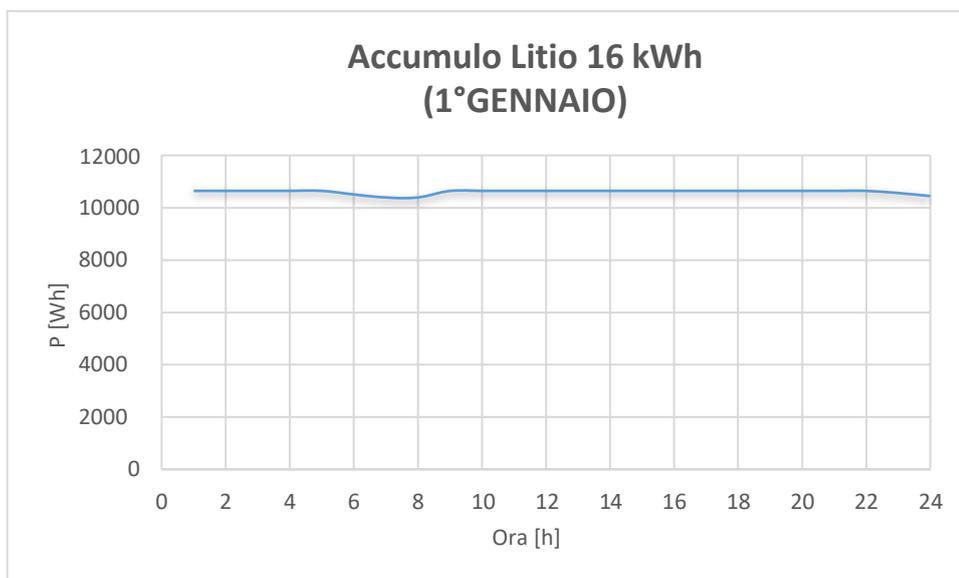


Figura 36 - Profilo di carica/scarica accumulo litio (16 kWh) (1° Gennaio)_Consumager#1.

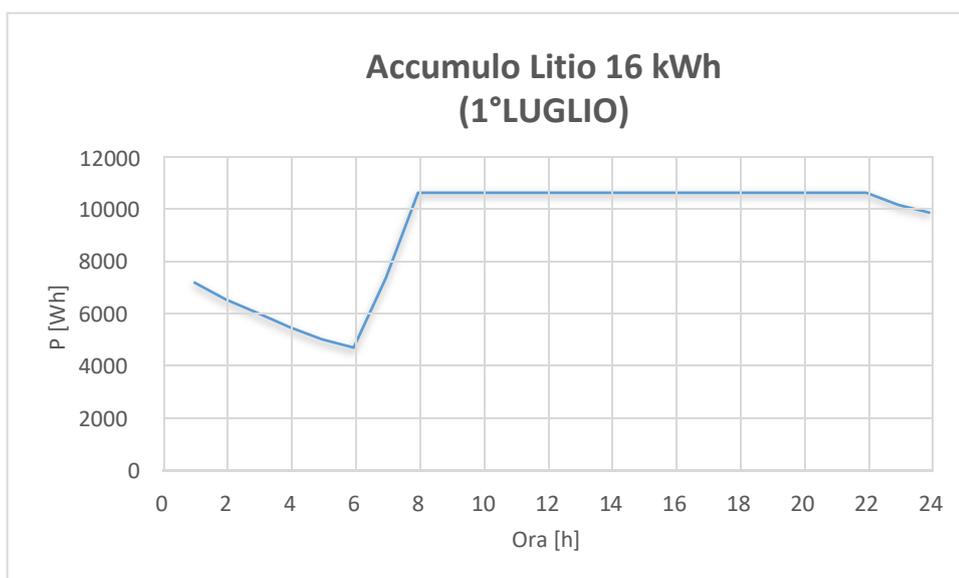


Figura 37 - Profilo di carica/scarica accumulo litio (16 kWh) (1° Luglio)_Consumager#1.

Si evidenzia che il primo gennaio la batteria a litio è poco sollecitata in quanto i carichi sono bassi. Mentre a luglio i carichi sono più alti e si nota un maggiore consumo di energia dall'accumulo stesso.

✓ Profilo energetico complessivo Consumager#1

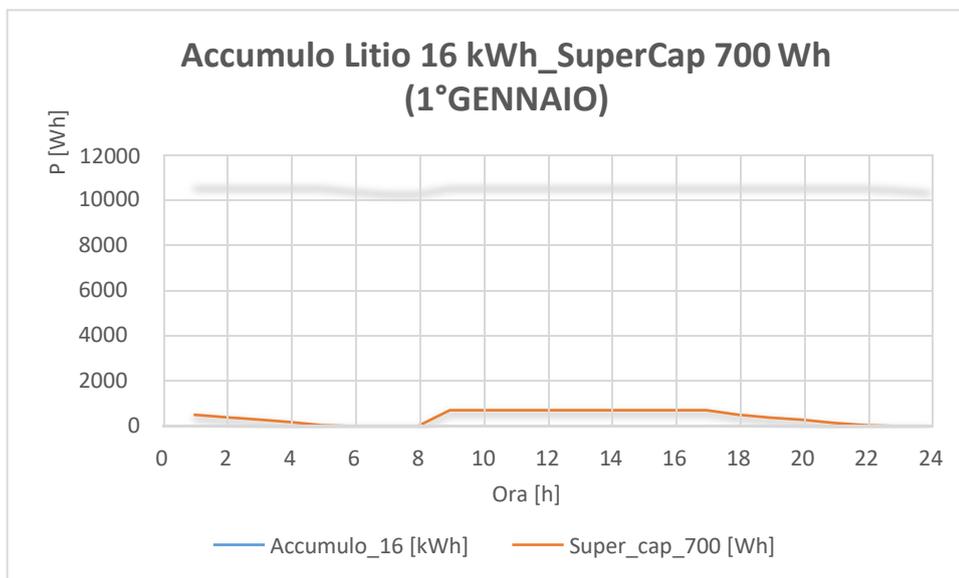


Figura 38 - Profili sistemi di accumulo (1° Gennaio)_Consumager#1.

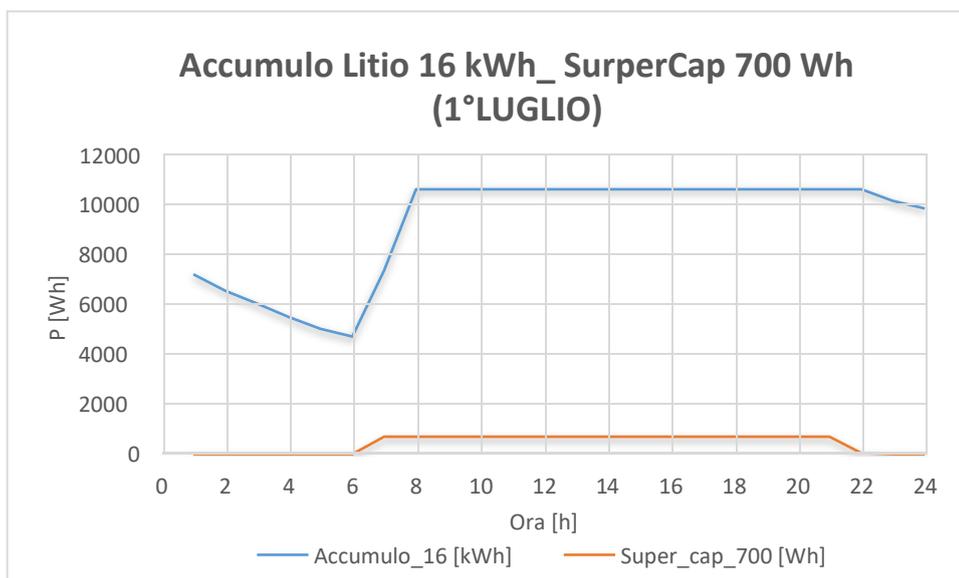


Figura 39 - Profili sistemi di accumulo (1° Luglio)_Consumager#1.

In Fig. 38 e 39 sono riportati tutti i profili dei sistemi di accumulo per i due giorni di riferimento, in modo da capire meglio quando si attiva un sistema rispetto all'altro. Per esempio, il 1° gennaio interviene prima il super capacitore e poi il litio, per poi successivamente avviare una fase di ricarica nelle ore di surplus.

Consumager#2

Si tratta sempre di un'utenza di tipo residenziale, che presenta lo stesso profilo di carico dell'utente precedente, per questo motivo non viene esplicitato il profilo di carico.

✓ Profilo dell'accumulo Super-Capacitore da 50 Wh

Vista la piccola dimensione di questo super-capacitore, essendo un dispositivo adatto per offrire potenza in intervalli di tempo ridotti, si è pensato di concentrare la sua piccola capacità di 50 Wh in un intervallo di 5 minuti in modo da offrire una potenza superiore, pari a 600 Wh.

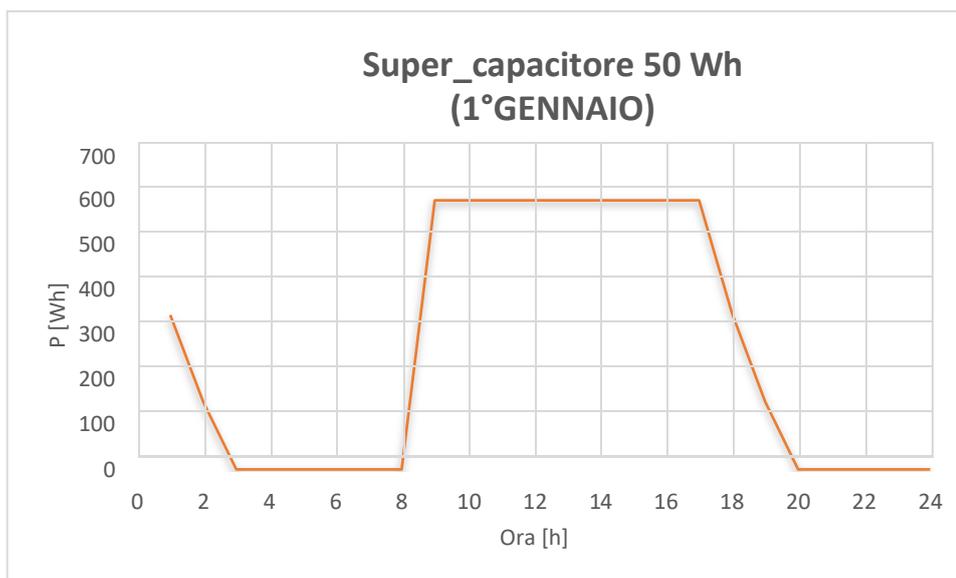


Figura 40 - Profilo carica/scarica super-capacitore 50 Wh (1° Gennaio)_Consumager#2.

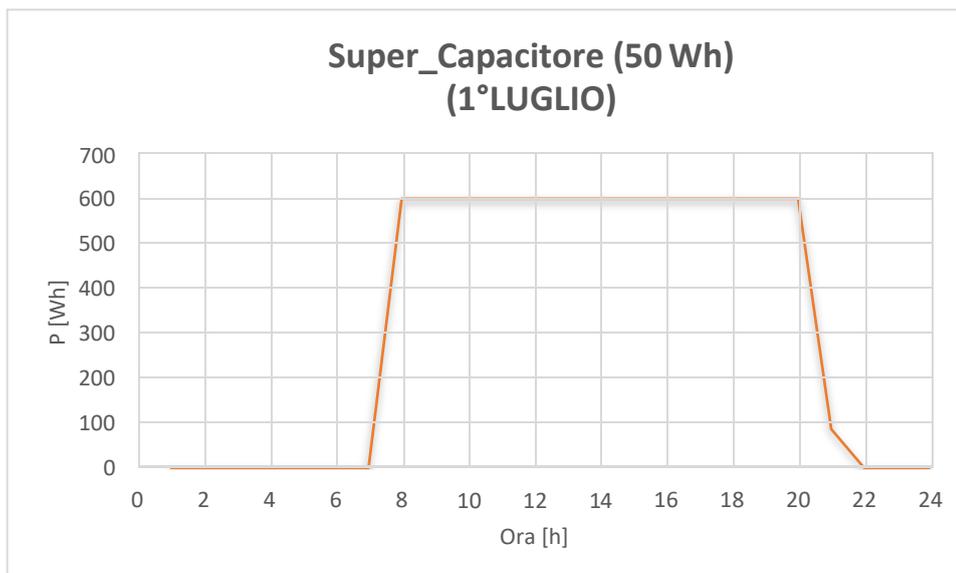


Figura 41 - Profilo carica/scarica super-capacitore 50 Wh (1° Luglio)_Consumager#2.

✓ Profilo dell'accumulo litio da 4 kWh

La restante parte dell'energia da soddisfare per un'ora completa è affidata al litio da 4kWh.

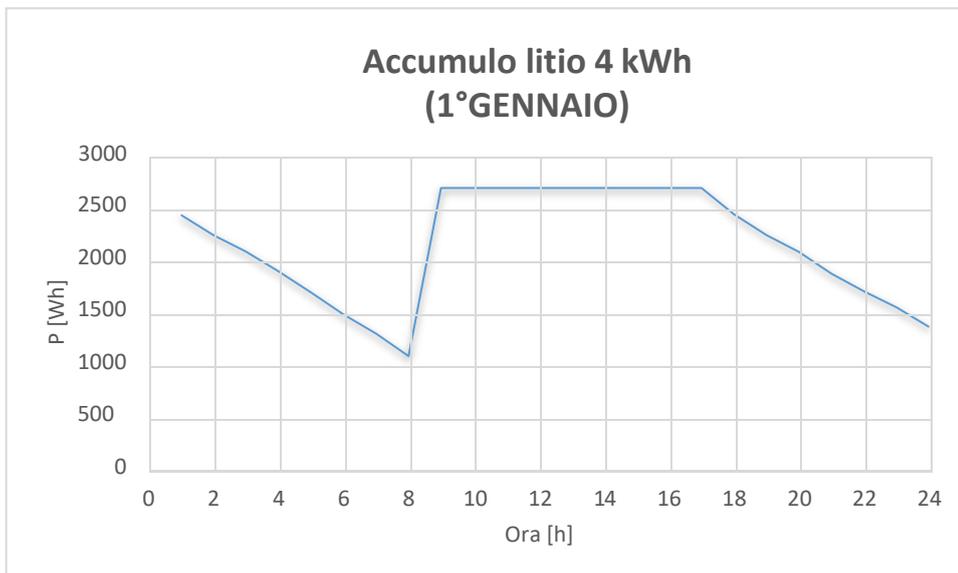


Figura 42 - Profilo carica/scarica accumulo litio 4 kWh (1° Gennaio)_Consumager#2.

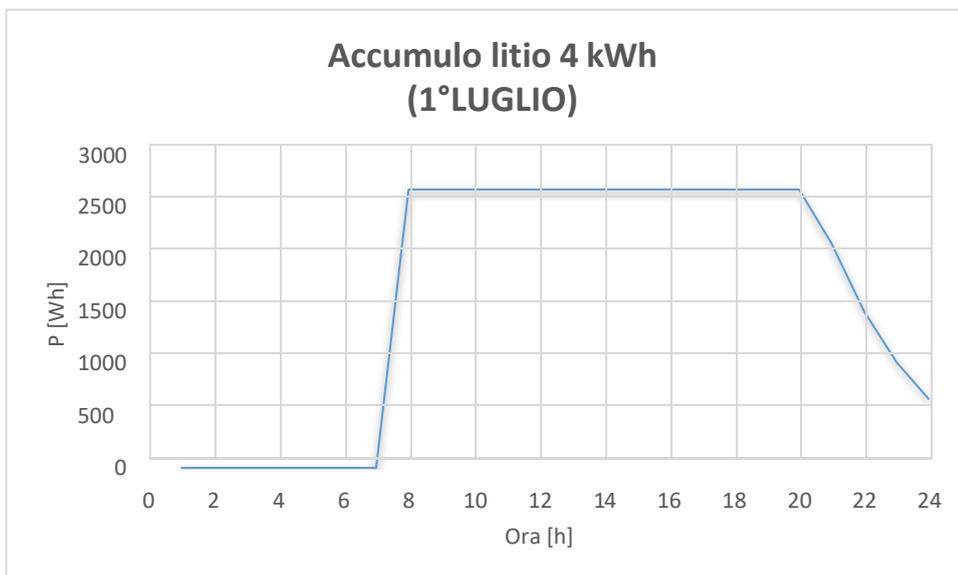


Figura 43 - Profilo carica/scarica accumulo litio 4 kWh (1° Luglio)_Consumager#2.

✓ Profilo energetico complessivo Consumager#2

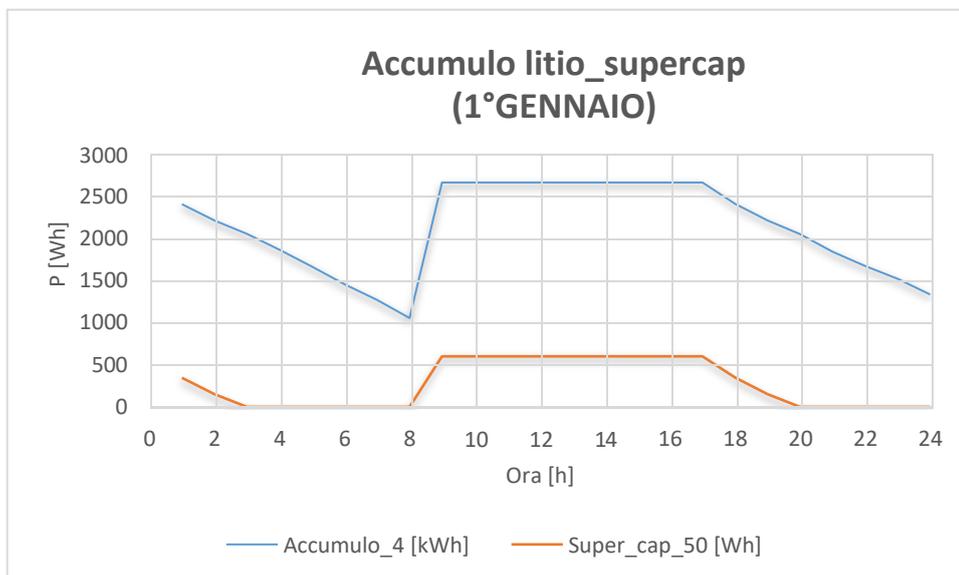


Figura 44 - Profili sistemi di accumulo (1° Gennaio)_Consumager#2.

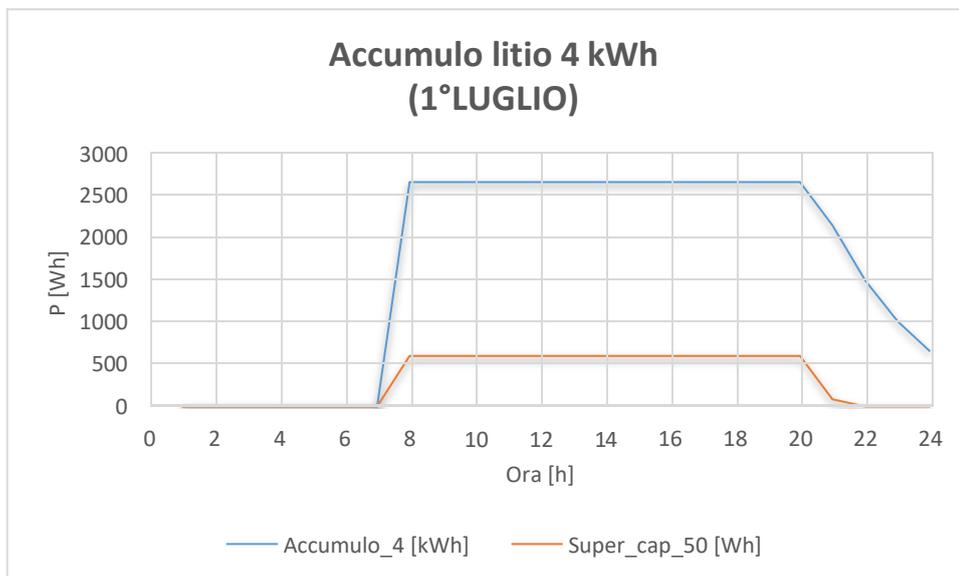


Figura 45 - Profili sistemi di accumulo (1° Luglio)_Consumager#2.

In questo caso si nota che in un ora c'è l'intervento di entrambi i sistemi di accumulo, in quanto il super-capacitore interviene soltanto per 5 minuti e poi continua il litio. Anche se questo super-capacitore può sembrare sottodimensionato, contribuisce nel suo piccolo ad aiutare il litio, il che fa aumentare la vita utile della batteria stessa.

In Fig. 46 e 47 sono riportati i bilanci orari rispettivamente di queste due utenti. Si evidenzia che gli storage appartenenti al consumager#1 sono bene dimensionati, in quanto ci sono soltanto pochissime ore di carico rimanente ed indubbiamente ricadono nei mesi meno illuminati. Mentre gli storage del consumager#2 sono più piccoli, ma a parità di carichi si nota che le ore in cui gli storage sono assenti sono maggiori.

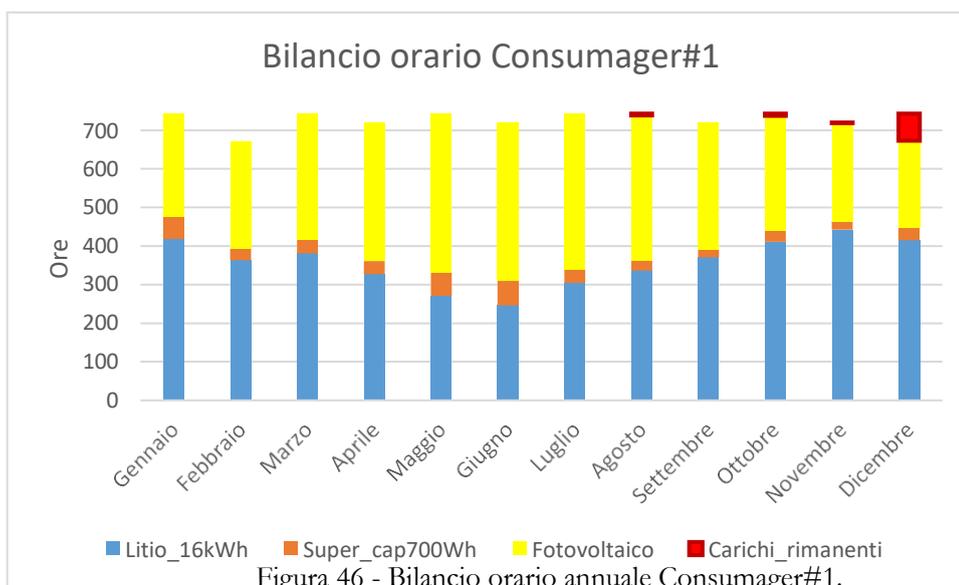


Figura 46 - Bilancio orario annuale Consumager#1.

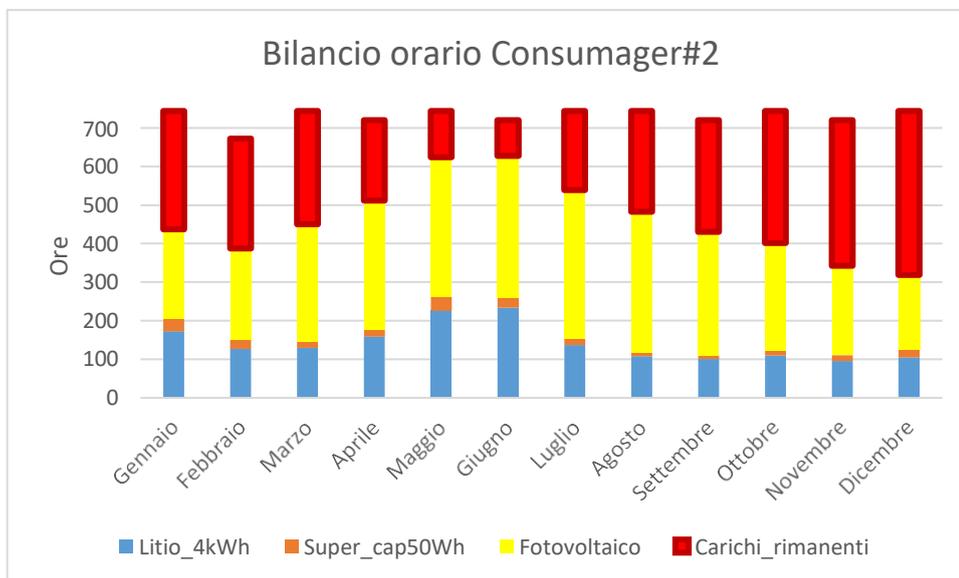


Figura 47 - Bilancio orario annuale Consumager#2.

PRODUCER#1#2

Sono riportati i due profili di produzione per due giorni presi in considerazione.

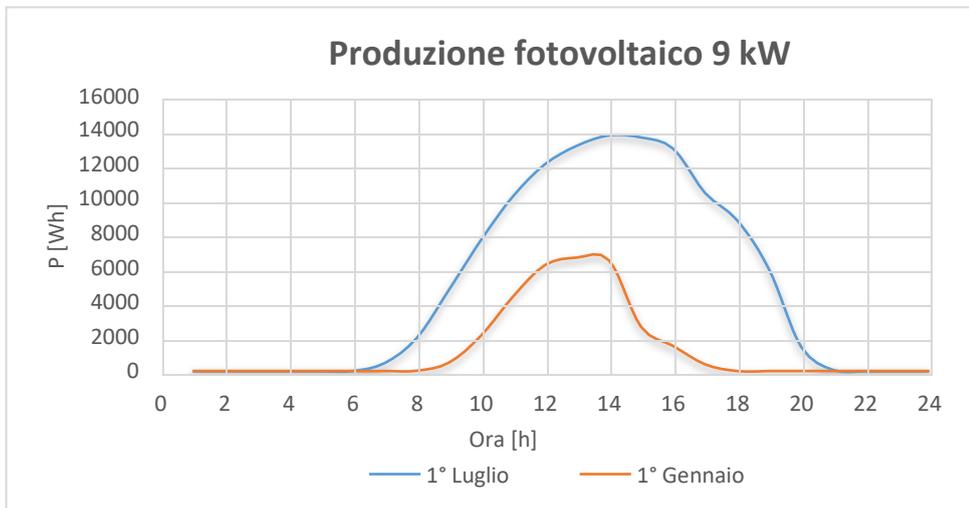


Figura 48 - Produzione fotovoltaica Producer#1.

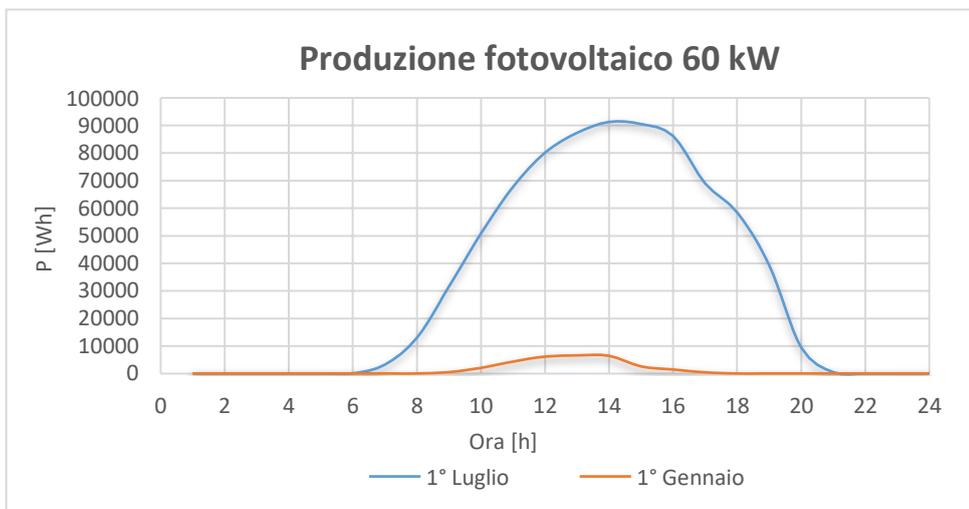


Figura 49 - Produzione fotovoltaica Producer#2.

1. Storage completamente scarichi

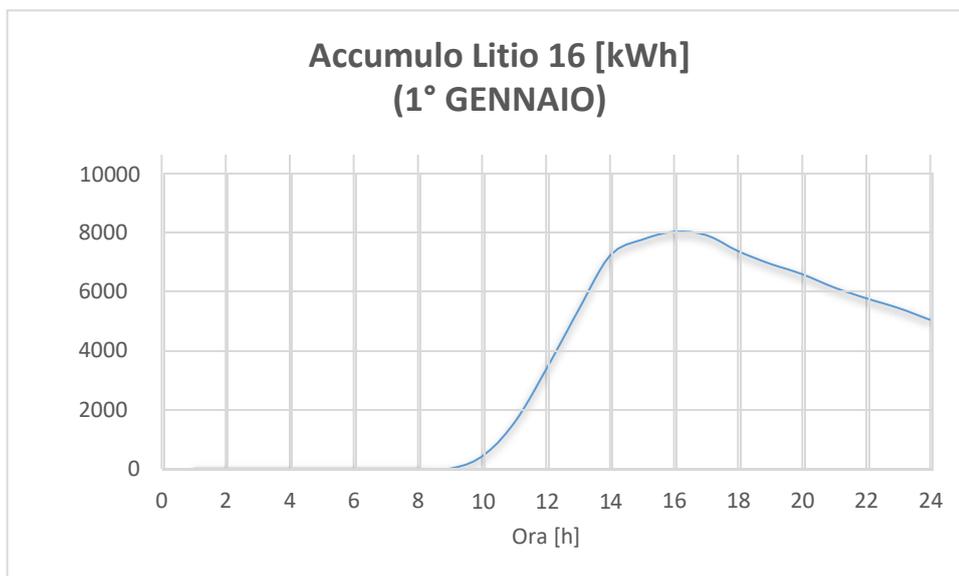


Figura 50 - Accumulo Litio (stato iniziale scarico) 16kWh_Prosumager#1.

Ipotizzando che lo stato iniziale dell'accumulo sia scarico, si evidenzia che nelle prime della giornata il sistema è inattivo, per poi ricaricarsi durante le ore di picco. La ricarica non avviene completamente vista che la batteria presenta un elevata capacità e lo stato scarico dell'accumulo al tempo t_0 . Per poi cedere l'energia accumulata ai carichi nelle ore serali.

Invece il Litio piccolo da 4kWh essendo completamente inattivo durante tutto il primo giorno di gennaio. Inoltre, non è in grado neanche di ricaricarsi per mancanza di surplus energetico. Per questo motivo non è stato necessario riportare il grafico relativo al primo giorno, in quanto sarebbe solamente una retta.

Per capire quindi l'influenza dello stato iniziale si è pensato di riportare il grafico in Fig. 51 relativo all'intero mese preso in considerazione. Evidenziando quindi soltanto la ricarica della batteria verso gli ultimi giorni del mese.

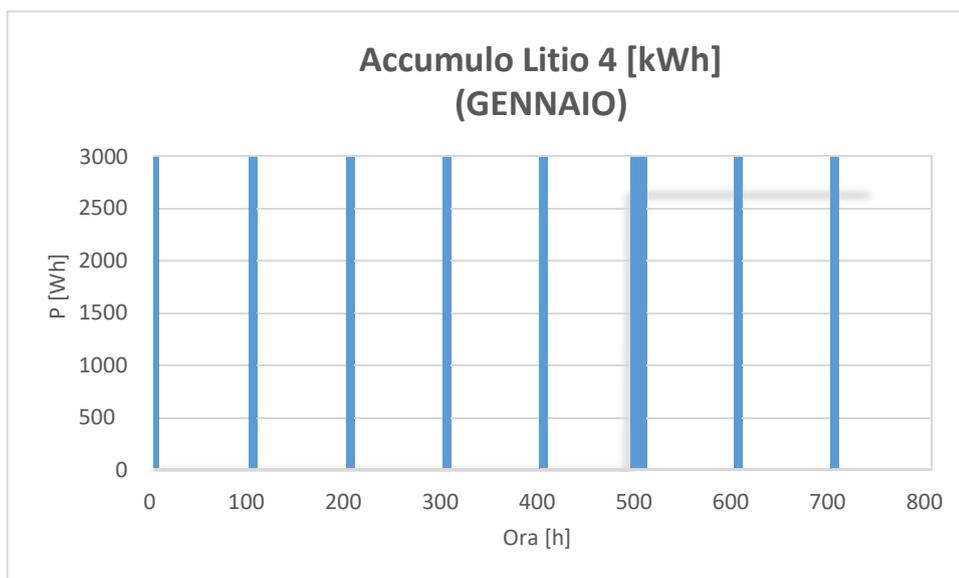


Figura 51 - Accumulo Litio (stato iniziale scarico) 4kWh_Prosumager#1.

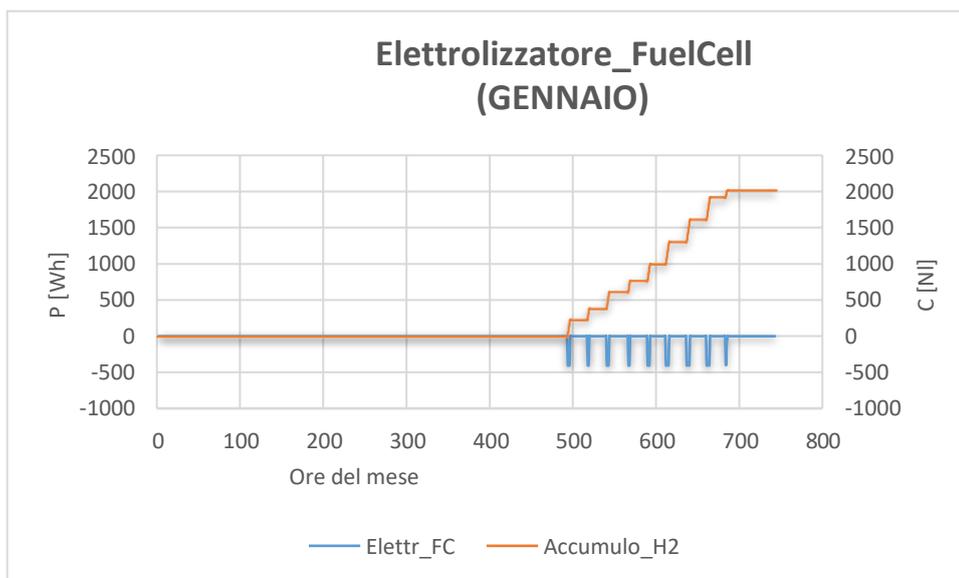


Figura 52 - Sistema idrogeno (stato iniziale scarico)_Prosumager#1.

Anche il sistema di idrogeno ne risente dello stato iniziale, in quanto avendo l'accumulo scarico il primo giorno non interviene. Ma si nota solamente l'intervento dell'elettrolizzatore verso la fine del mese, dove prevale il surplus fotovoltaico.

Per quanto riguarda il sistema a biodiesel in Fig. 53 si rileva che nei primi giorni del mese si ha soltanto produzione del carburante stesso, visto lo stato iniziale dell'accumulo e la mancanza di carichi da soddisfare. Per poi usarlo nei giorni seguenti per alimentare il gruppo elettrogeno.

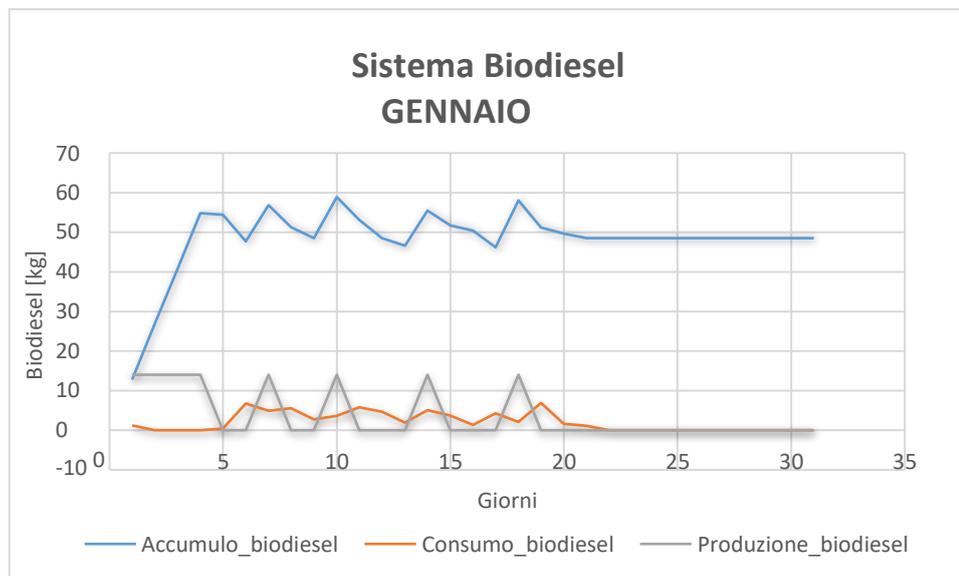


Figura 53 - Sistema Biodiesel (stato iniziale scarico) gennaio_Prosumager#1.

Si prosegue con l'analisi in riferimento allo scenario 1, anche per gli altri due utenti (Consumager#1#2). Per ragioni di spazio, verranno riportati l'accumulo a litio e il super- capacitore in un unico grafico.

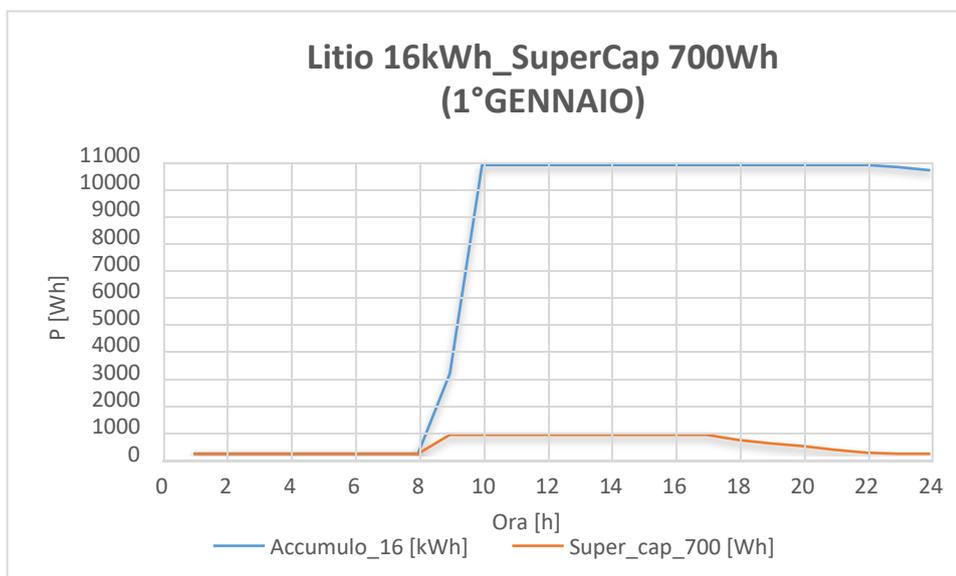


Figura 54 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale scarico) 1° gennaio_Consumager#1.



Figura 55 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale scarico) 1° gennaio_Consumager#2.

In Fig. 54 e 55 sono riportati gli andamenti giornalieri del litio e super capacitore rispettivamente per il consumager#1 e #2 in cui lo stato iniziale di carica è zero. Allo stesso modo rispetto agli altri storage, lo stato di accumulo iniziale nullo fa sì che ne risentono sempre i carichi nelle ore notturne.

2. Storage carichi al 50%

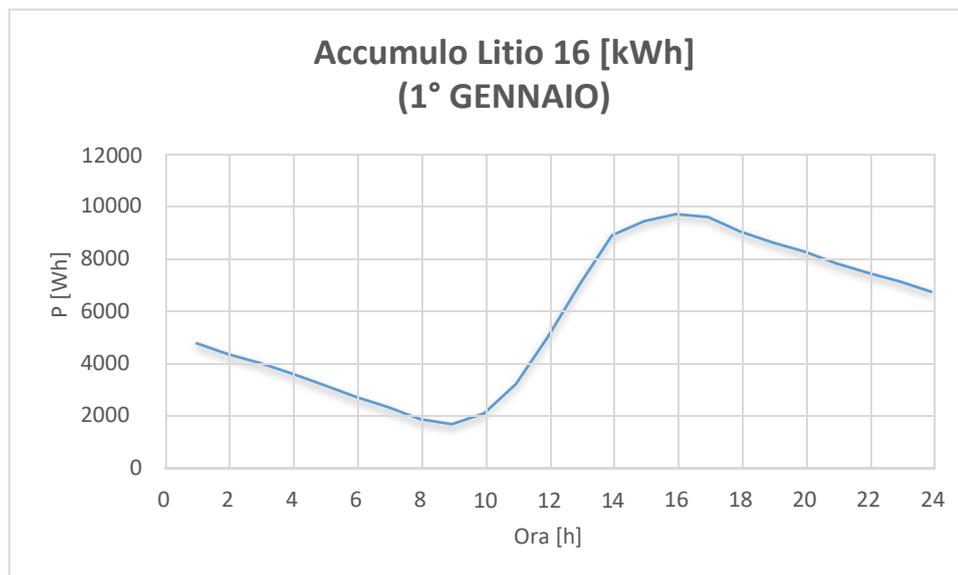


Figura 56 - Accumulo Litio (stato iniziale carico 50%) 16kWh_Prosumager#1.

Ipotizzando questa volta uno stato della carica iniziale pari al 50% della sua capacità effettiva (5320 Wh). Per cui ora lo storage è in grado di soddisfare a pieno i carichi nelle ore notturne e di ricaricarsi quasi completamente nelle ore di picco.

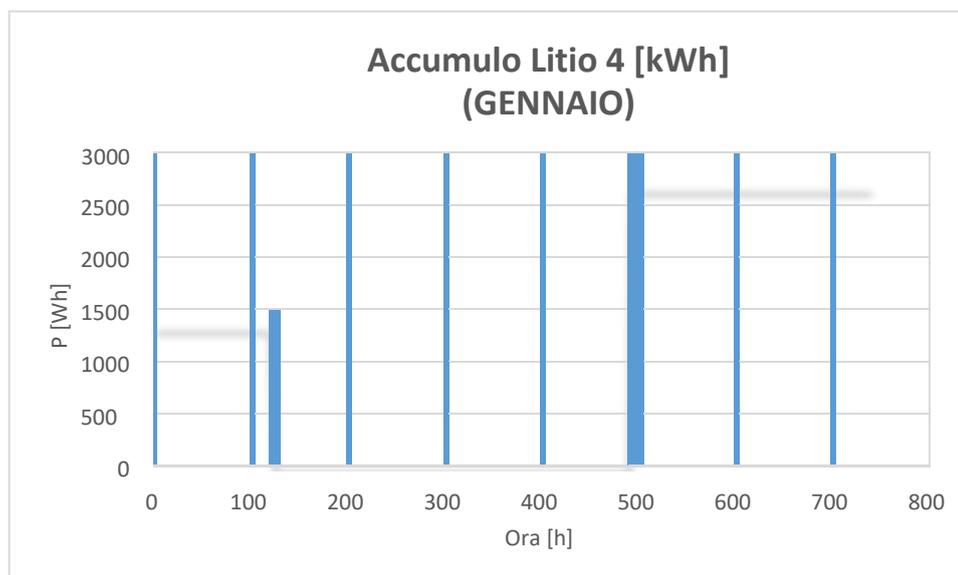


Figura 57 - Accumulo Litio (stato iniziale carico 50%) 4kWh_Prosumager#1.

Allo stesso modo, anche il litio piccolo ha una capacità iniziale pari al 50% (2330 Wh). Questo aiuta a soddisfare per qualche ora i carichi rimanenti rispetto allo scenario precedente.

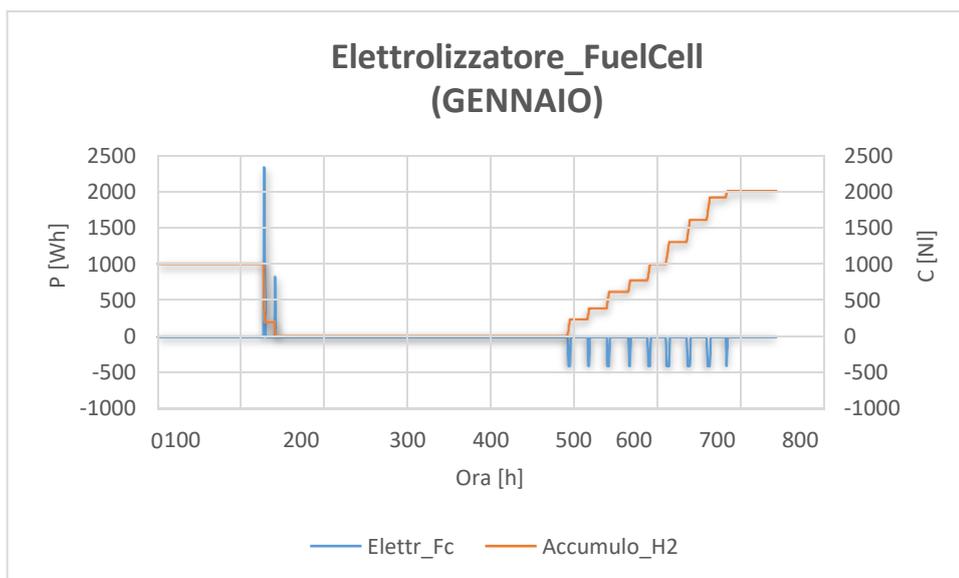


Figura 58 - Sistema idrogeno (stato iniziale carico al 50%)_Prosumager#1.

Partendo da una condizione in cui il serbatoio contenente l'idrogeno si trova al 50% della sua capacità (1000 NI), per pochissime ore nei primi giorni di gennaio interviene la Fuel Cell che consuma completamente l'idrogeno presente. Per poi riprendere l'andamento che avrebbe indipendentemente dallo stato iniziale come visualizzabile in Fig. 58.

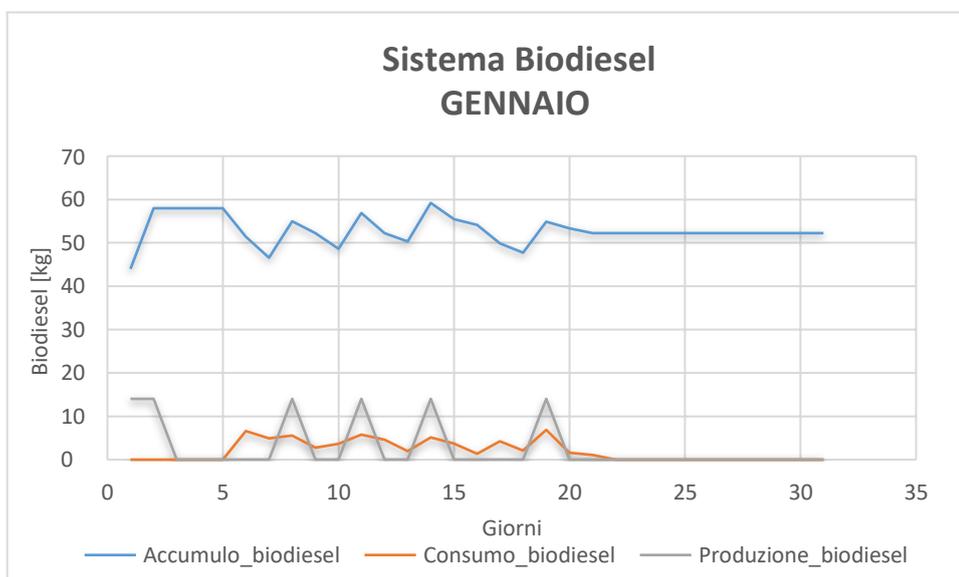


Figura 59 - Sistema Biodiesel (stato iniziale carico al 50%) gennaio_Prosumager#1.

L'andamento del sistema biodiesel è poco influenzabile dalla condizione iniziale. Essendo che il serbatoio inizialmente è al 50%, il sistema di produzione si arresterà prima anche avendo a disposizione le materie prime necessarie.

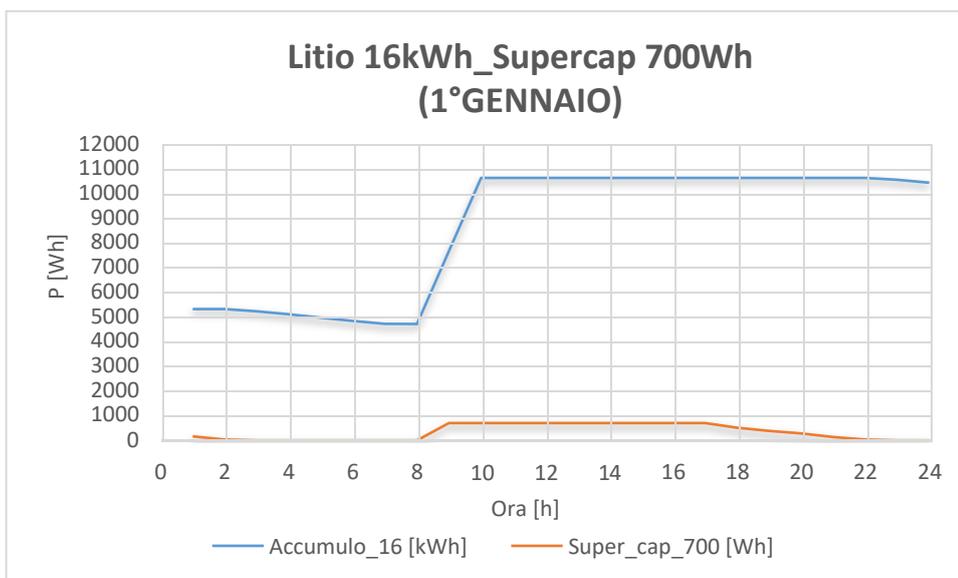


Figura 60 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico al 50%) 1° gennaio_Consumager#1.

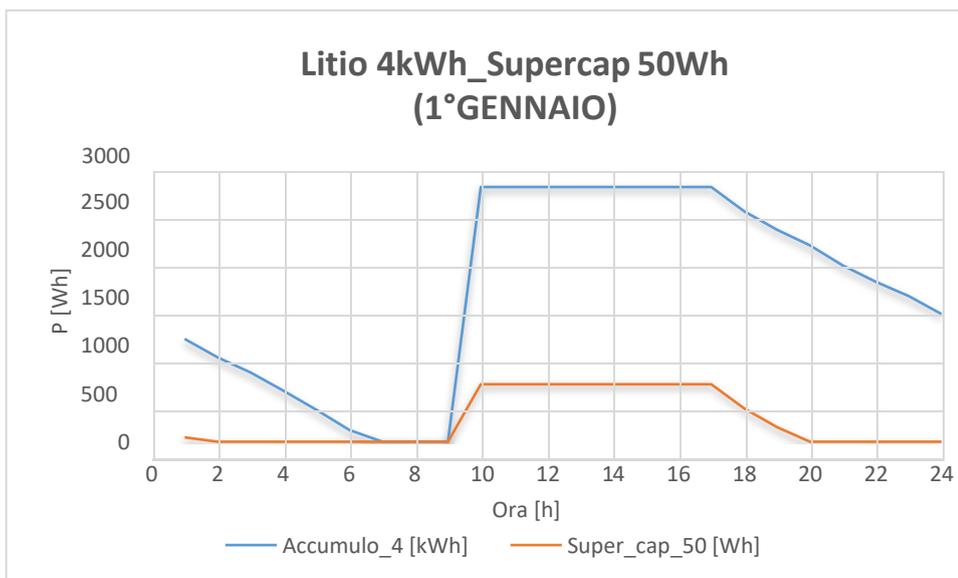


Figura 61 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico al 50%) 1° gennaio_Consumager#2.

Come è stato possibile osservare nell'utenza precedente, anche nei due consumager#1#2, avere inizialmente lo storage con almeno metà della carica contribuisce al soddisfacimento dei carichi nelle ore notturne.

3. Storage carichi

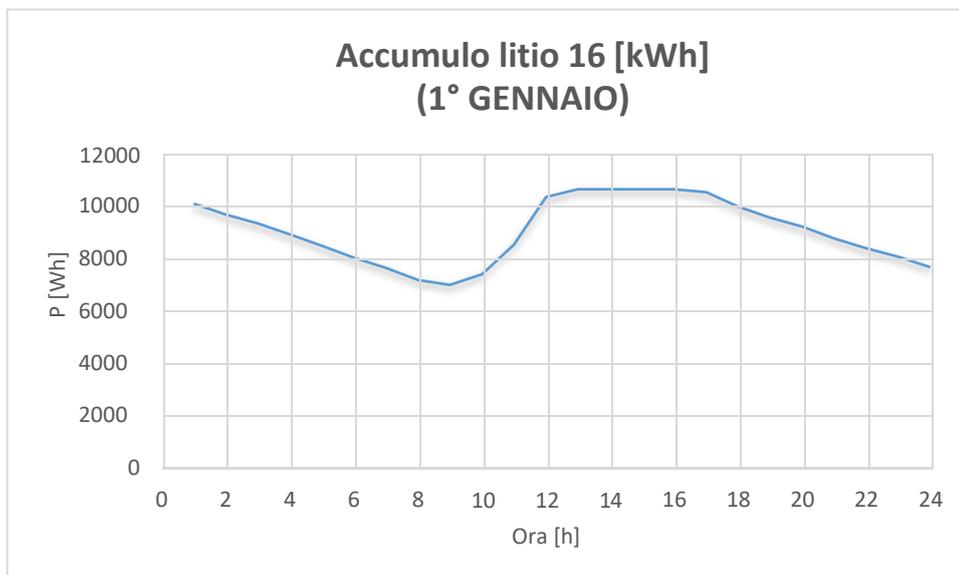


Figura 62 - Accumulo Litio (stato iniziale carico) 16kWh_Prosumager#1.

Passando dal 50% alla carica completa al tempo zero dell'accumulo, l'unico beneficio che si evidenzia è che durante le ore di punta della giornata lo storage è in grado di ricaricarsi completamente.

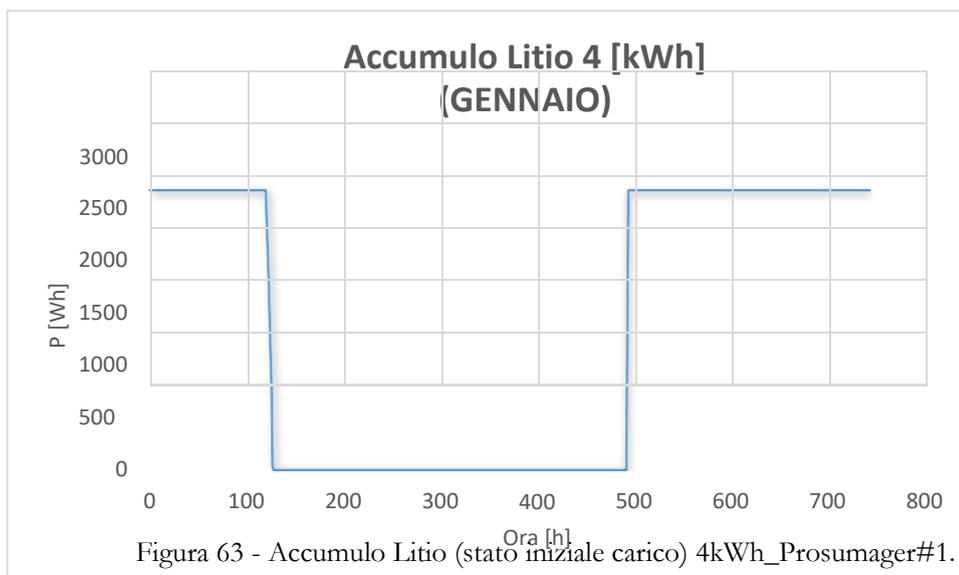


Figura 63 - Accumulo Litio (stato iniziale carico) 4kWh_Prosumager#1.

Invece per quanto riguarda lo storage a litio piccolo, essendo che ha una carica iniziale maggiore, contribuisce al soddisfacimento dei carichi per qualche ora in più rispetto allo scenario precedente.

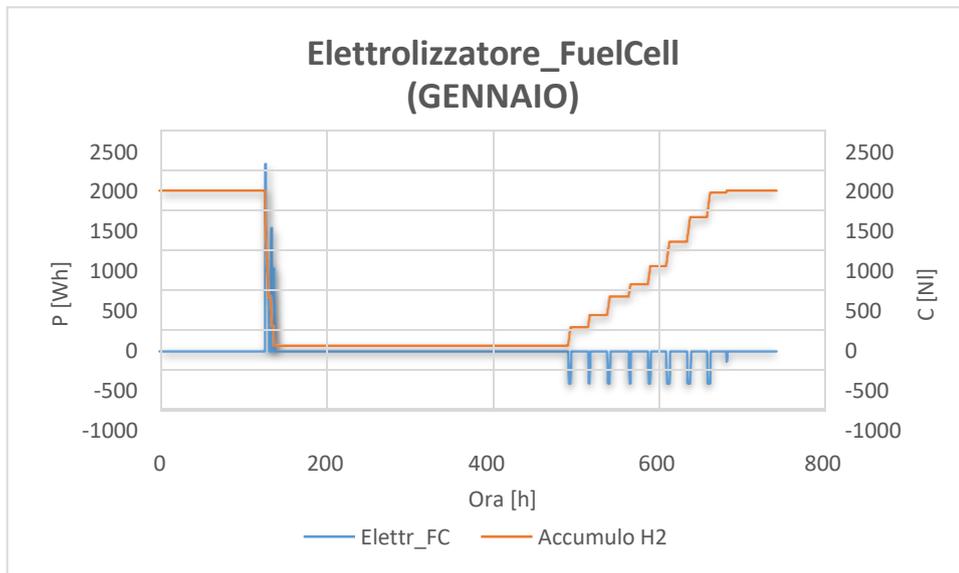


Figura 64 - Sistema idrogeno (stato iniziale carico)_Prosumager#1.

Anche per il sistema ad idrogeno il beneficio che si registra è l'aumento delle ore di funzionamento della fuel cell. Tutto questo sempre nei primi giorni del mese in quanto poi il sistema evolve in un'unica direzione.

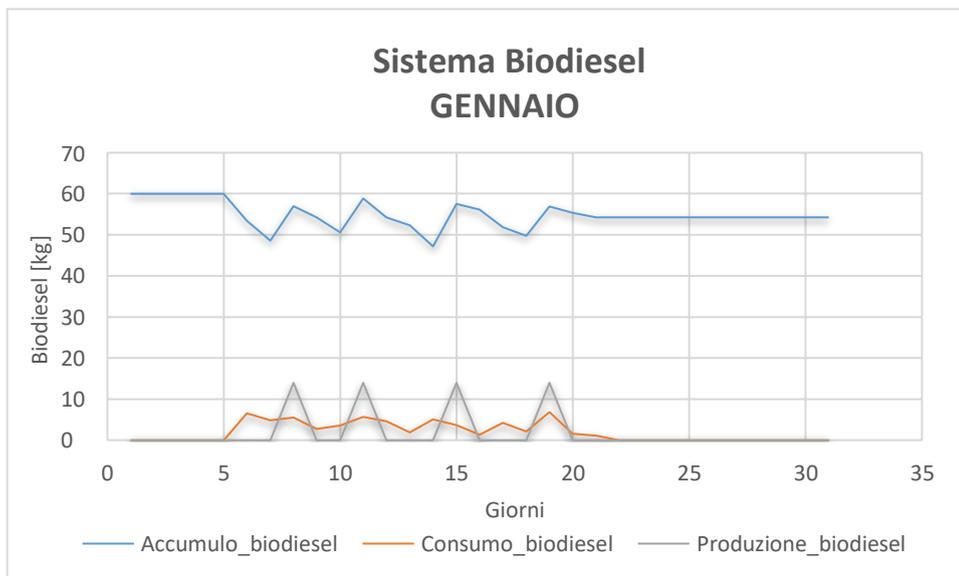


Figura 65 - Sistema Biodiesel (stato iniziale carico) gennaio_Prosumager#1.

In questo caso la situazione iniziale dell'accumulo, pregiudica che nei primi giorni del mese, non si avvia la produzione di biocarburante in quanto la tanica di accumulo è piena.

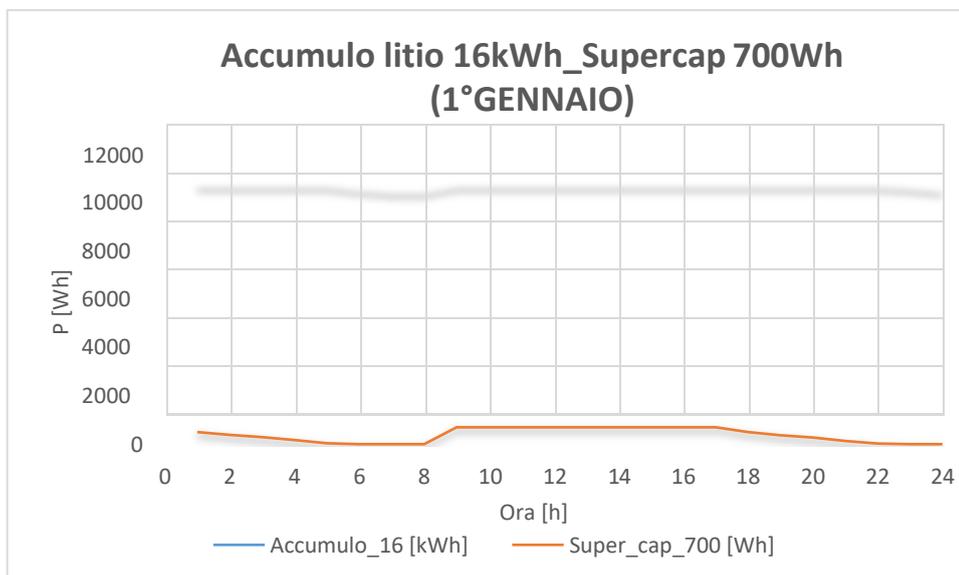


Figura 66 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico) 1° gennaio_Consumager#1.

L'entità dei carichi e lo stato di accumulo iniziale dello storage fanno sì che le due curve sono quasi piatte. Ovvero nelle prime ore della giornata i due sistemi riescono tranquillamente a gestire la situazione di carico.

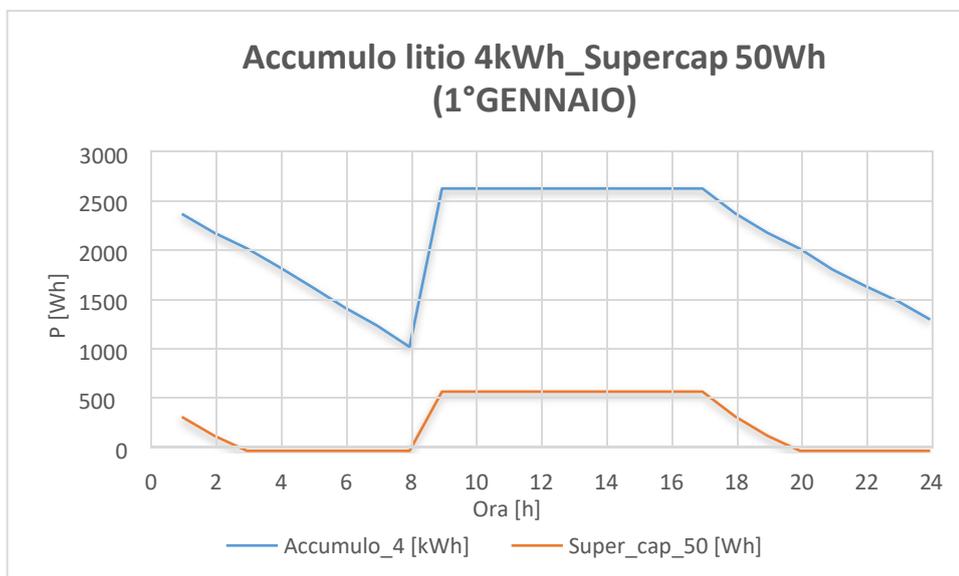


Figura 67 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale carico) 1° gennaio_Consumager#2.

In quest'altra utenza, essendo che gli storage sono di entità più piccola, avere gli accumuli inizialmente carichi è un grande beneficio.

4. Storage stato 31 Dicembre

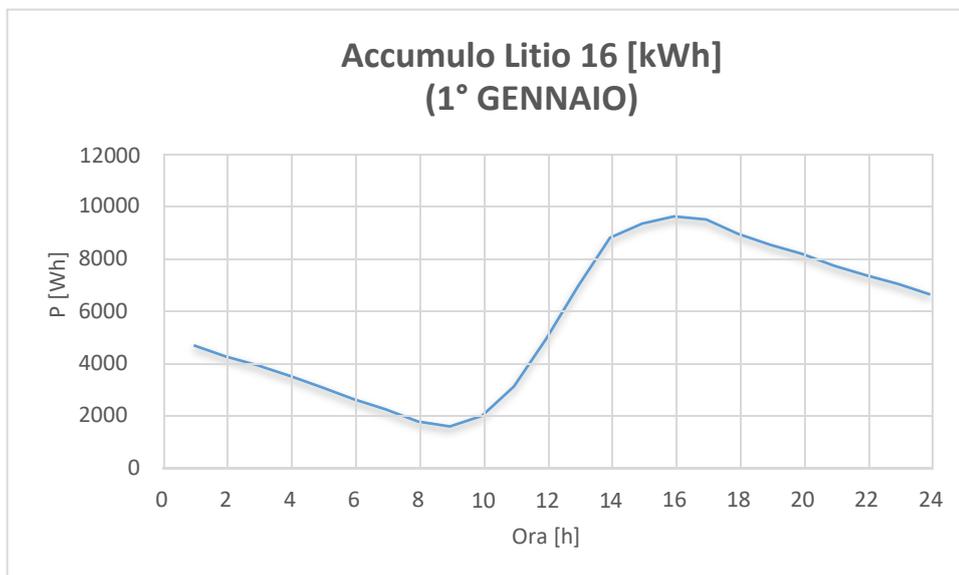


Figura 68 - Accumulo Litio (stato iniziale 31 Dicembre) 16kWh_Prosumager#1.

Lo stato iniziale in questo scenario dipende dalla situazione dello storage che si ha al 31 dicembre. In questo caso la batteria grande si trova inizialmente ad uno stato di carica pressoché al 50%. Per cui l'andamento è sostanzialmente identico a quello dello scenario 2.

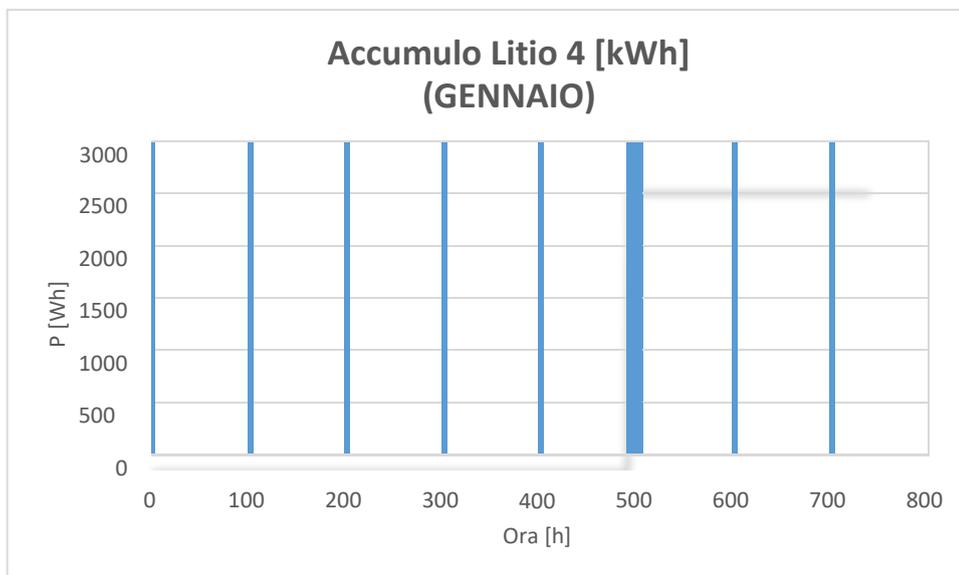


Figura 69 - Accumulo Litio (stato iniziale 31 Dicembre) 4kWh_Prosumager#1.

Il litio piccolo si trova in una situazione scarica per cui segue l'andamento dello scenario 1.

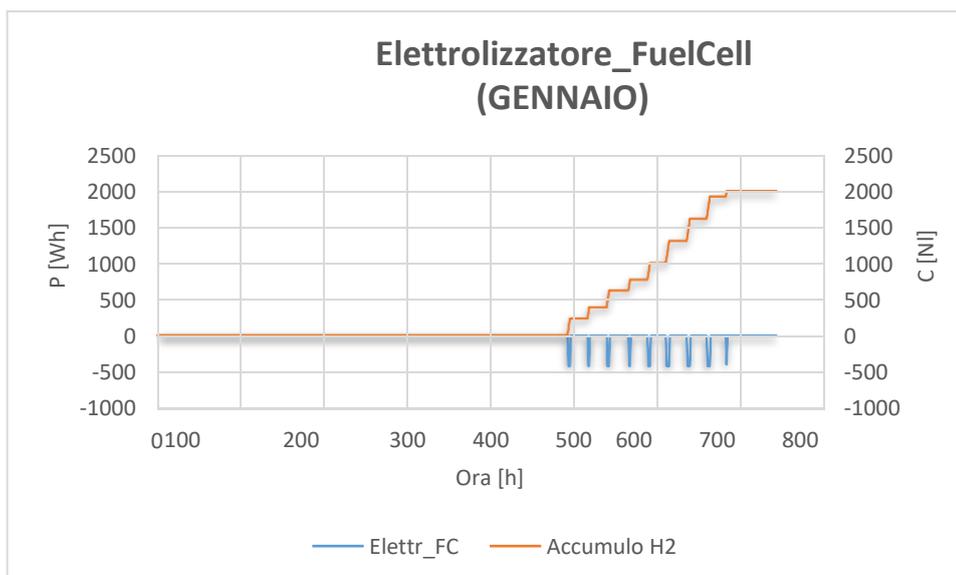


Figura 70 - Sistema idrogeno (stato iniziale 31 dicembre)_Prosumager#1.

Il sistema ad idrogeno, come è visualizzabile in Fig. 70 fa riferimento allo scenario 1, in quanto il valore iniziale dell'accumulo non è effettivamente nullo, ma è come se lo fosse in quanto l'idrogeno presente inizialmente è di una quantità veramente irrisoria, tale da non riuscire ad avviare la Fuel Cell.

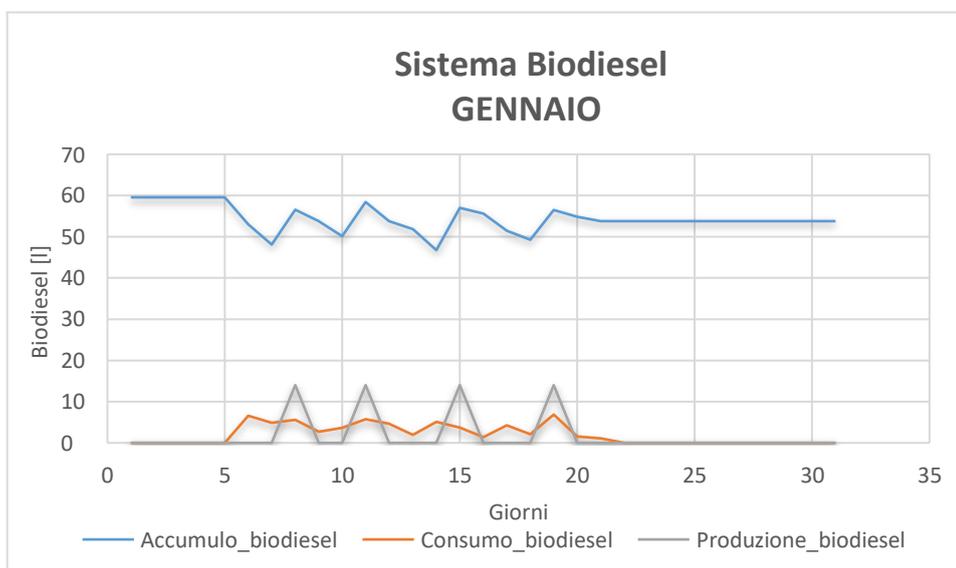


Figura 71 - Sistema Biodiesel (stato iniziale 31 dicembre) gennaio_Prosumager#1.

L'accumulo di biodiesel risulta completamente pieno, per cui l'andamento fa riferimento allo scenario 3.

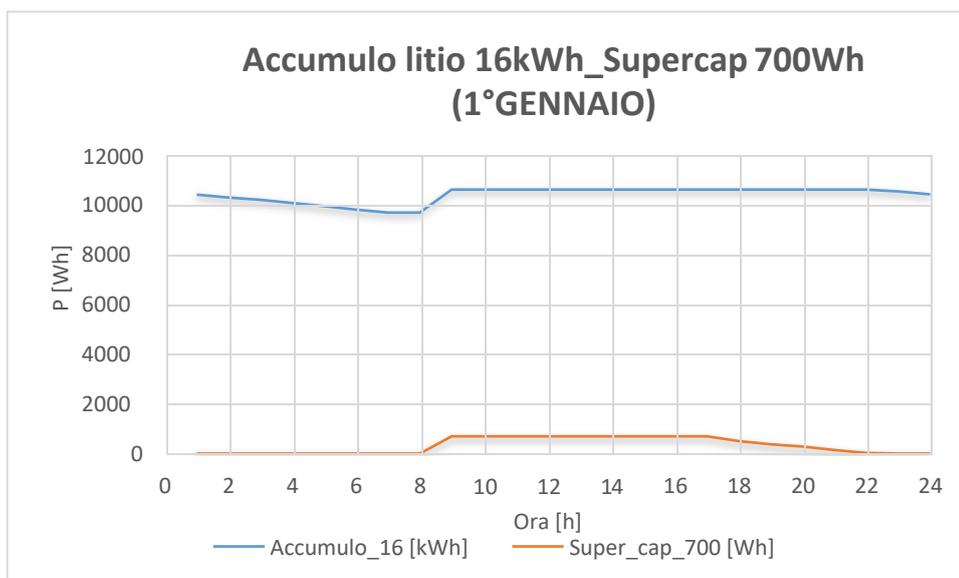


Figura 72 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale 31 dicembre) 1° gennaio_Consumager#1.

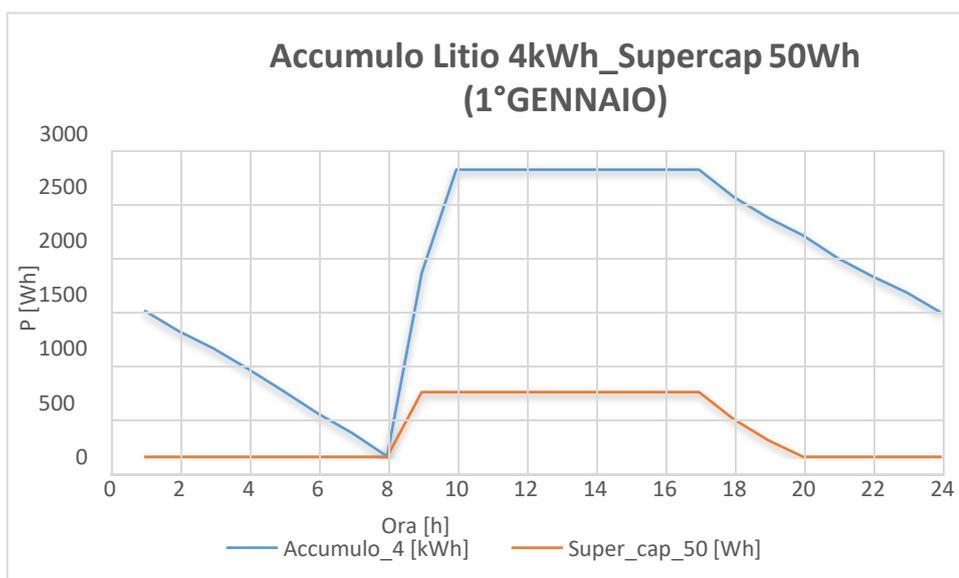


Figura 73 - Accumulo litio_supercap (stato iniziale 31 dicembre) 1° gennaio_Consumager#2.

In questo scenario si può notare che soltanto il litio parte carico al 50% circa mentre i super capacitori risultano scarichi. Per cui nelle prime ore della giornata tutto il carico lo devono gestire gli accumulatori convenzionali a litio.

Per visualizzare meglio gli effetti dello stato iniziale dei vari storage, di seguito verranno riportati, i grafici per ogni storage, in funzione di tutti e 4 gli scenari analizzati.

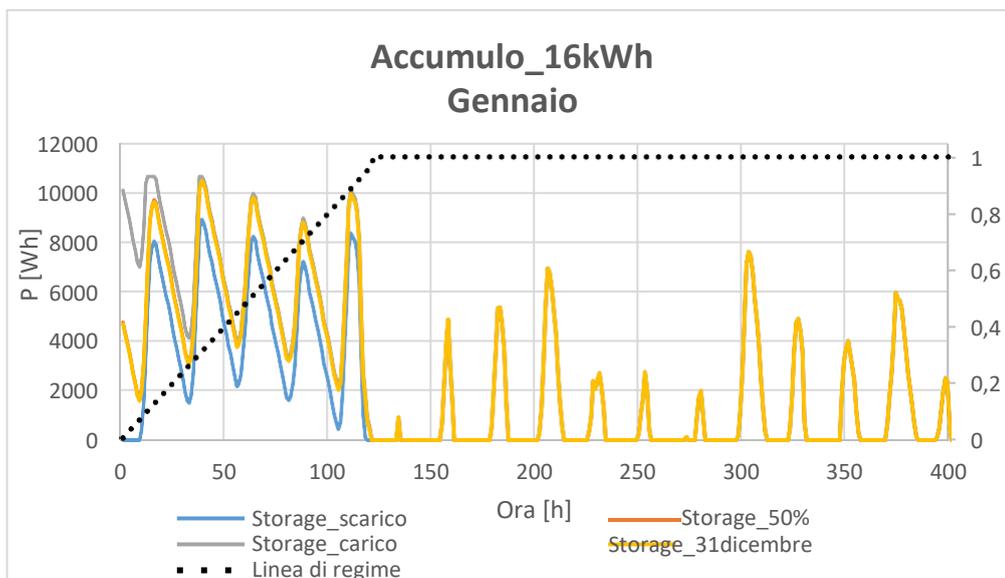


Figura 74 - Accumulo da 16kWh in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.

Nel grafico di Fig. 74 si può vedere l'effetto dello stato iniziale al tempo t_0 del litio grande. Per visualizzare meglio le ore in cui si evidenzia una variazione tra i diversi scenari è stato fatto uno zoom per circa la metà delle ore del mese.

In pratica attraverso la linea nera, si può scrutare per quanto tempo persiste l'effetto dello stato di carica al tempo t_0 dello storage. Quindi in questo caso per 121 ore le diverse situazioni non coincidono tra di loro, per poi arrivare ad una situazione di regime in cui l'influenza dello stato iniziale non persiste più, per cui il profilo di carica/scarica rimane unico

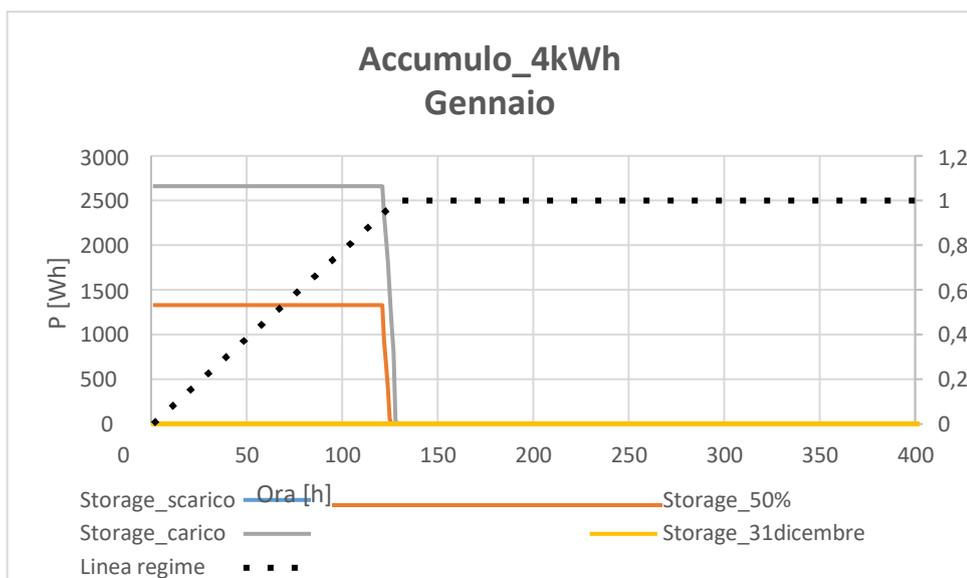


Figura 75 - Accumulo da 4kWh in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.

Anche nel caso del litio piccolo, le variazioni iniziali sono molto simili a quelle del litio grande, per cui per 128 ore le tre modalità non coincidono tra di loro.

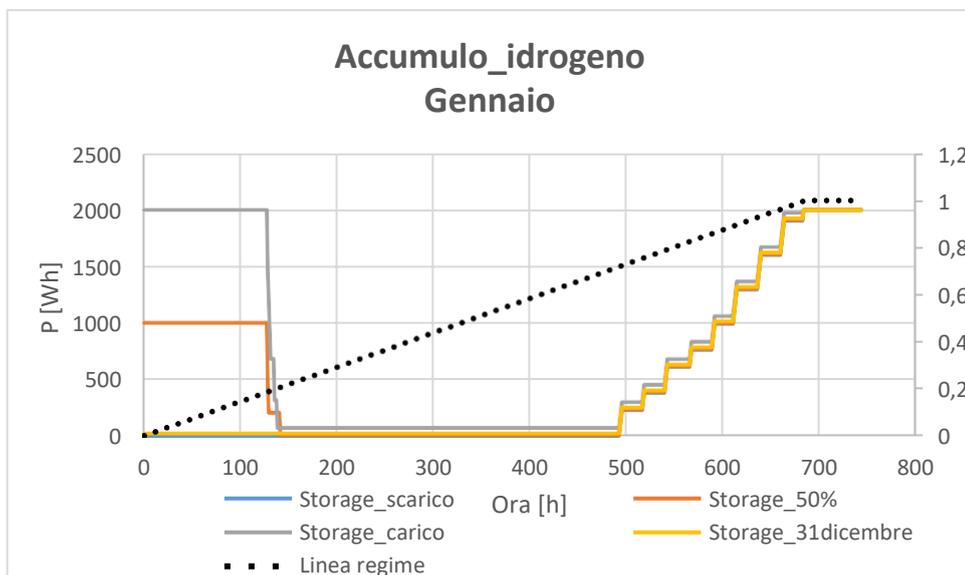


Figura 76 - Accumulo ad idrogeno in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.

Invece per quanto riguarda l'accumulo dell'idrogeno, visto il pochissimo utilizzo di questo sistema, per arrivare in una condizione di regime, ovvero in cui i quattro scenari si uguagliano, ci vuole un tempo notevolmente maggiore rispetto agli storage convenzionali, circa quasi l'intero mese.

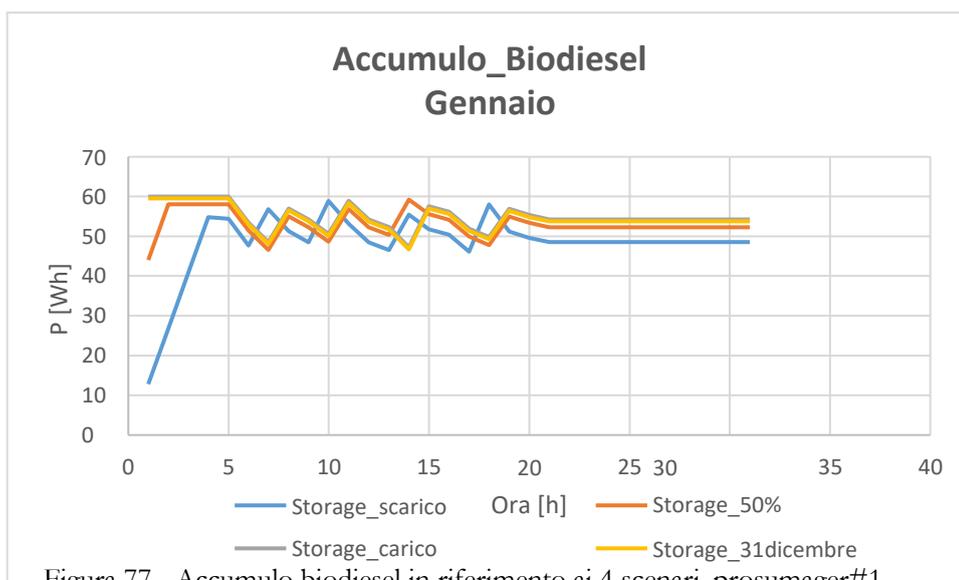


Figura 77 - Accumulo biodiesel in riferimento ai 4 scenari, prosumager#1.

Infine, valutando l'ultimo storage presente in questa utenza, ovvero l'accumulo di biodiesel, si evidenzia che i 4 scenari presentano una maggiore variazione nei primissimi giorni del mese per poi assumere un andamento qualitativamente uguale ma non coincidente. Questo perché essendo che il biocarburante è prodotto su taglie di 14kg, è molto difficile che a partire da condizioni iniziali diverse si può arrivare alla condizione di uguaglianza di tutti e quattro gli scenari.

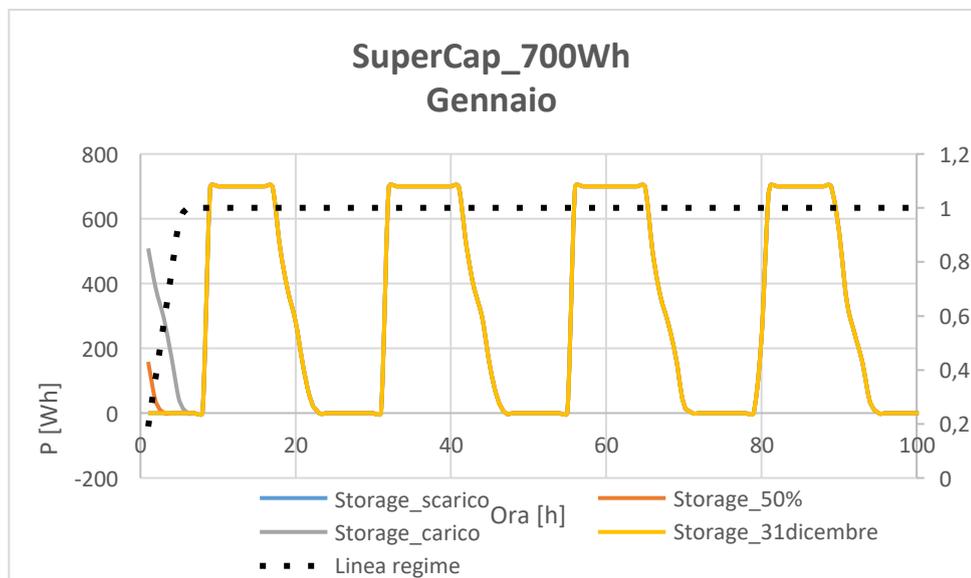


Figura 78 - Accumulo 700Wh in riferimento ai 4 scenari, consumager#1.

Passando alla successiva utenza, il super capacitore in brevissimo tempo (qualche ora) si adegua ad un'unica situazione, per cui l'influenza dello stato iniziale è veramente millesimale. Per questo motivo sono state valutate soltanto 100 ore del mese per raffigurare meglio l'effetto iniziale.

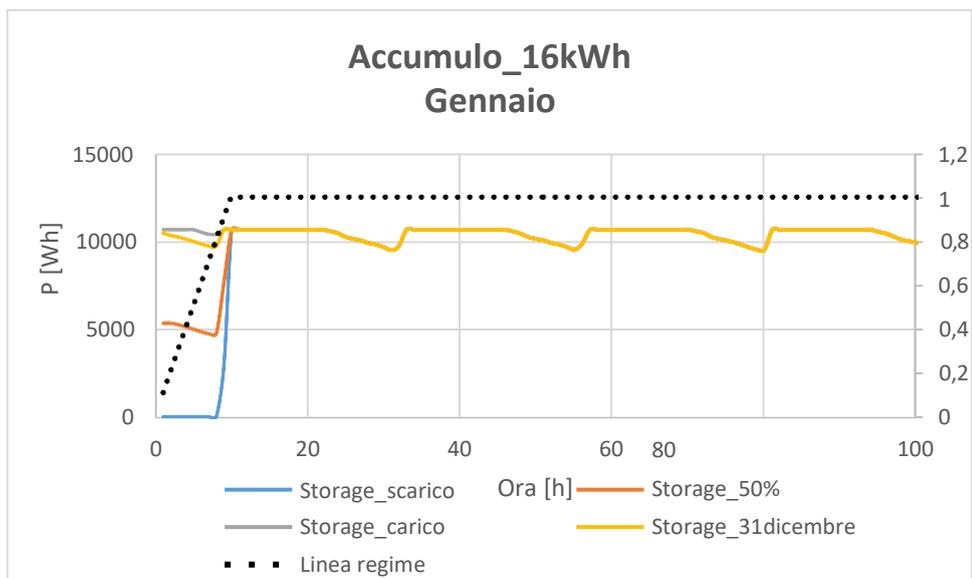


Figura 79 - Accumulo 16kWh in riferimento ai 4 scenari, consumager#1.

Anche il litio da 16kWh riesce nelle diverse configurazioni ad arrivare a regime rapidamente, circa 10 ore.

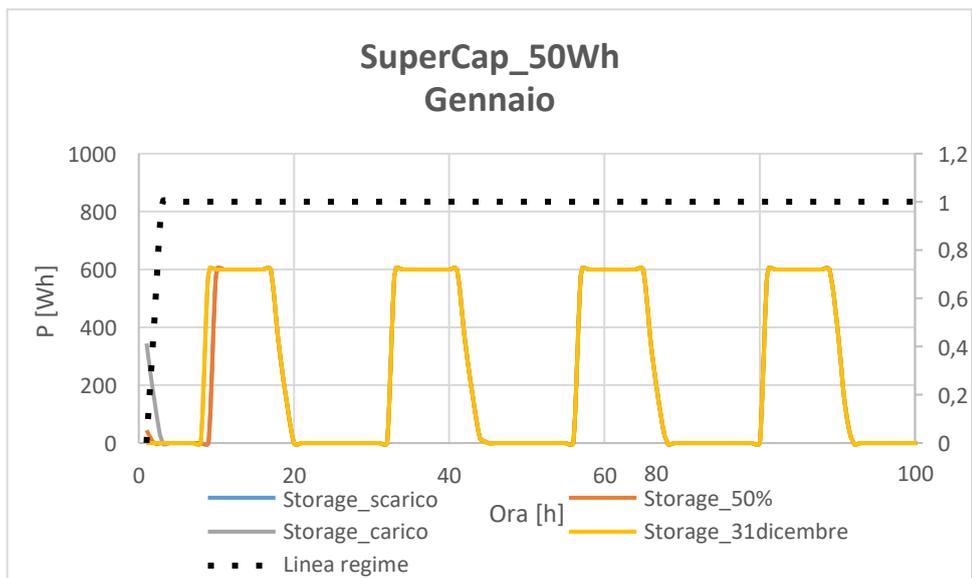


Figura 80 - Accumulo 50Wh in riferimento ai 4 scenari, consumager#2.

Essendo che il super-capacitore è più piccolo rispetto a quello precedente, si nota un raggiungimento molto veloce alla condizione di regime.

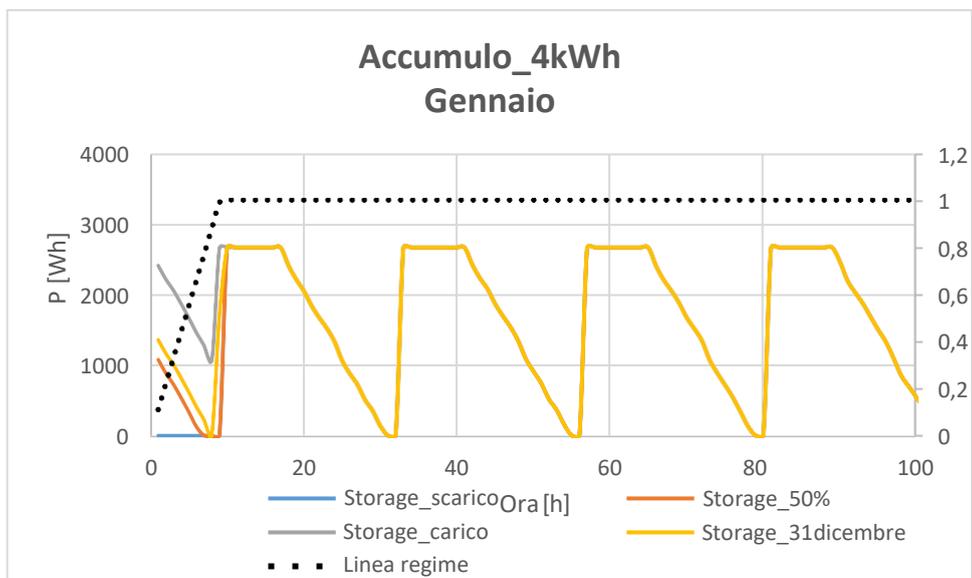


Figura 81 - Accumulo 4kWh in riferimento ai 4 scenari, consumager#2.

Infine, anche per l'accumulo a litio, essendo più piccolo a parità di carico, si nota una maggiore rapidità nel raggiungere la condizione di uguaglianza degli scenari.

In conclusione, quest'ultimo confronto, ha fatto riscuotere che oltre all'influenza dei carichi come anche della produzione, tutti e quattro gli scenari raggiungono più rapidamente una condizione di equilibrio, più la capacità dello storage si riduce e l'inerzia di accumulo diminuisce. Infatti, i sistemi non convenzionali come il sistema ad idrogeno o meglio il biodiesel, che comunque presentano un maggiore "inerzia" nell'accumulare, sono quegli storage che sono maggiormente influenzate dalle condizioni iniziali.

5. Varianti biodiesel

Proseguendo, è stato valutato come varia l'andamento dell'accumulo del biodiesel, a partire da una condizione iniziale carica, cambiando questa volta il grado di purezza del carburante.

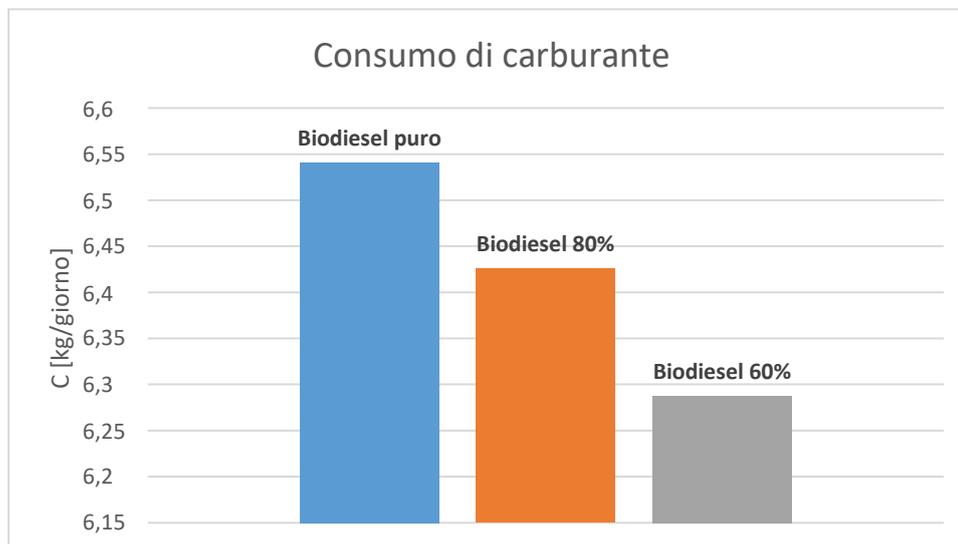


Figura 82 - Consumo di carburante al variare del grado di purezza.

Prima di valutare l'andamento mensile dell'accumulo e del consumo, è stato preso un giorno in considerazione in modo da evidenziare come varia il consumo di carburante in funzione del grado di purezza dello stesso. Si evidenzia quindi una diminuzione del consumo man mano che diminuisce la percentuale di biocarburante presente nella miscela. Probabilmente questo fatto è dovuto alla maggiore efficienza di combustione nel caso in cui si aumenta la percentuale di gasolio prodotto da fonte fossile. In particolare, questo fenomeno è possibile spiegarlo, facendo riferimento alla seguente formula termodinamica.

$$\frac{P_u}{\dot{m}_c} = \eta \cdot H_i \quad \left[\frac{kg}{h} \right] \quad (5.2.2.1)$$

P_u potenza utile;

η rendimento;

H_i potere calorifico inferiore.

Mantenendo costante la potenza, essendo che il biodiesel presenta un potere calorifico più piccolo rispetto al gasolio tradizionale, per cui al diminuire di quest'ultimo il consumo di carburante aumenta.²⁰¹

²⁰¹ www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaArticolo?art.progressivo=0&art.idArticolo=1&art.versione=1&art.codiceRedazionale=14A0821;

In Fig. 83 viene illustrato l'andamento dell'accumulo in funzione delle varianti di biocarburante, questo andamento è funzione a sua volta del consumo per cui, anche per poco, con la variante al 60% il serbatoio conserva un livello superiore rispetto agli altri casi.

È stato riportato anche l'andamento dei consumi giorno per giorno per l'intero mese, ma essendo che le variazioni di consumo sono piccole è difficile valutarne la differenza.

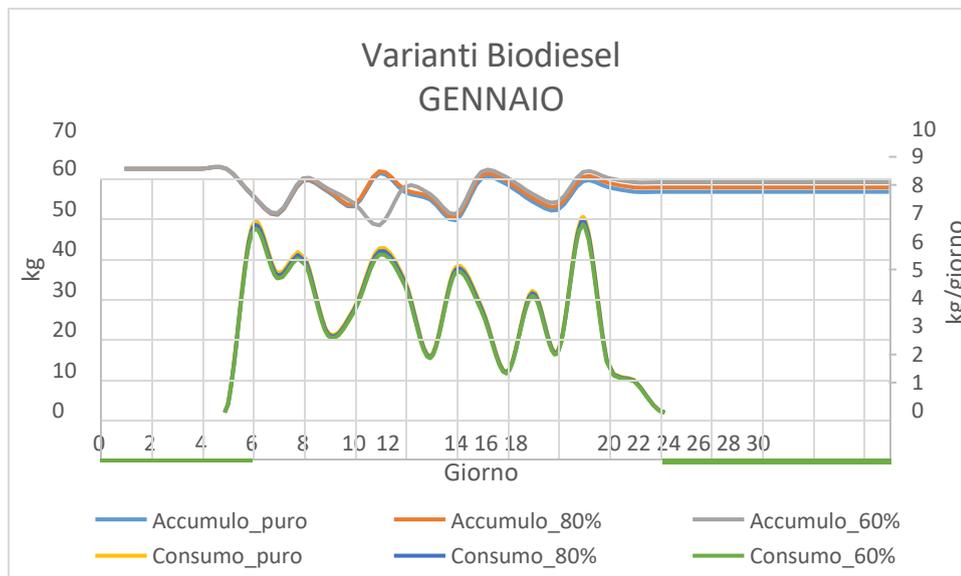


Figura 83 - Andamento accumulo e consumi variando il grado di purezza del biodiesel.

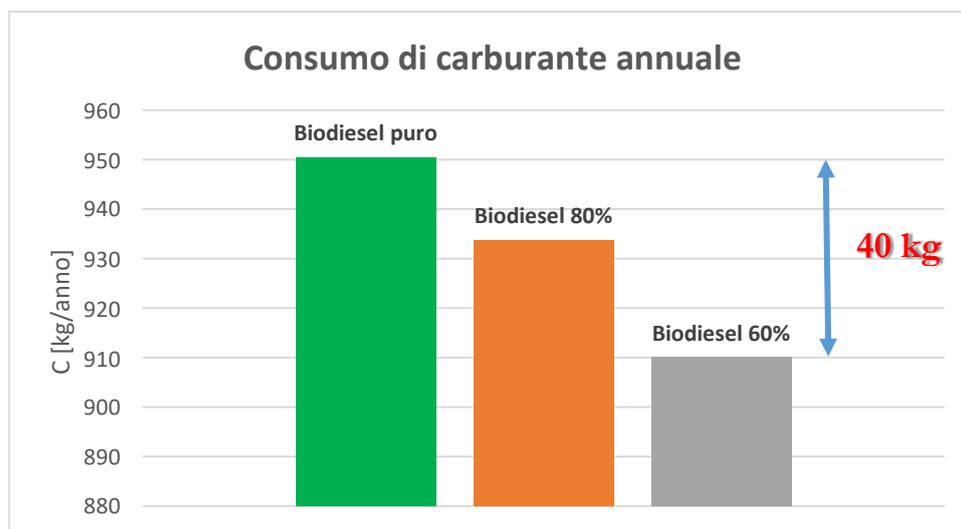


Figura 84 - Consumo di carburante annuale al variare del grado di purezza.

In Fig. 84 è stata effettuata una valutazione sul consumo in base annuale, in funzione delle diverse varianti del biocarburante.

Ne esce fuori che se si utilizza il biodiesel con grado di purezza pari al 60% (40% gasolio +60% biodiesel) rispetto al biodiesel puro il risparmio sul consumo è di circa 40 kg.

In conclusione, ne esce fuori che se c'è disponibilità fotovoltaica e di rifiuti da scarto, il bio carburante viene prodotto "gratuitamente" per cui avere un maggior consumo non comporta problemi economici. Ma in ambito motoristico i consumi sono "parenti stretti" delle emissioni, il bio-carburante presenta una quantità di Nox leggermente maggiori (circa il 5%) rispetto al gasolio derivante da fonte fossile mentre le altre sostanze nocive (particolato, CO, idrocarburi incombusti...ecc) risultano essere in percentuale più basse rispetto ai prodotti di combustione del biodiesel. Per cui se ci dovessero essere delle restrizioni dal punto di vista delle emissioni, con particolare riferimento alle NOx, si deve optare all'uso al 60% del biodiesel, in modo da ridurre le emissioni e di conseguenza i consumi. Ma tutto questo non esce più a costo zero, in quanto ci sarà un'aliquota di gasolio fossile che dovrà essere acquistata.

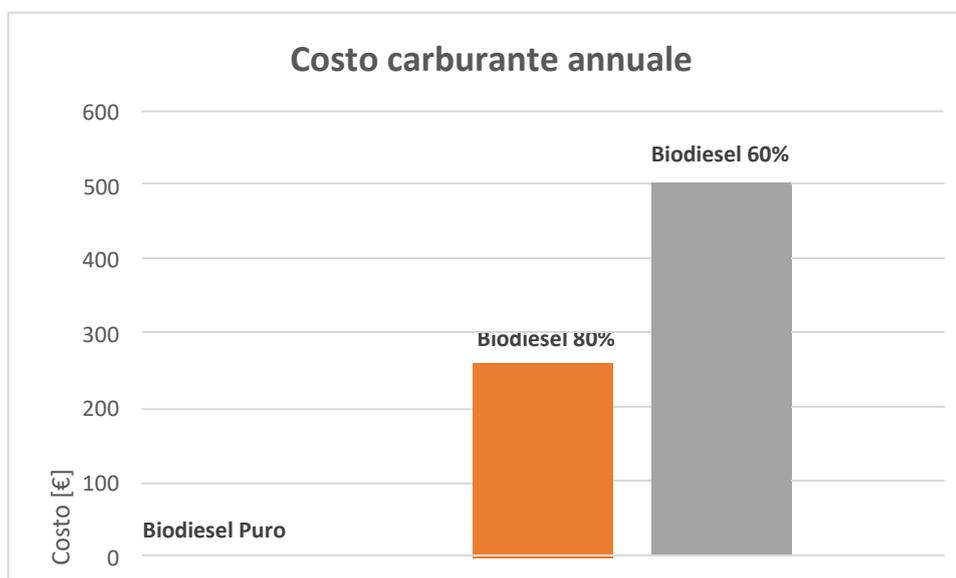


Figura 85 - Costo carburante annuale in funzione delle varianti

Per cui in Fig. 85 si evidenzia la tendenza del costo crescente al diminuire della percentuale di biodiesel presente nel carburante, immaginando un prezzo alla pompa di circa 1.4 €/l;

Dopo aver valutato dettagliatamente i profili energetici per ogni singolo utente e aver stabilito gli scenari in funzione dello stato di carica e della natura del carburante di alimentazione del gruppo elettrogeno, quest'ultimo sotto paragrafo mira all'analisi energetica complessiva dell'intero aggregato. Per poter effettuare quest'analisi complessiva, sono stati agglomerati insieme tutti i sistemi di produzione presenti nei vari utenti del dimostratore in modo da ottenere un unico profilo.

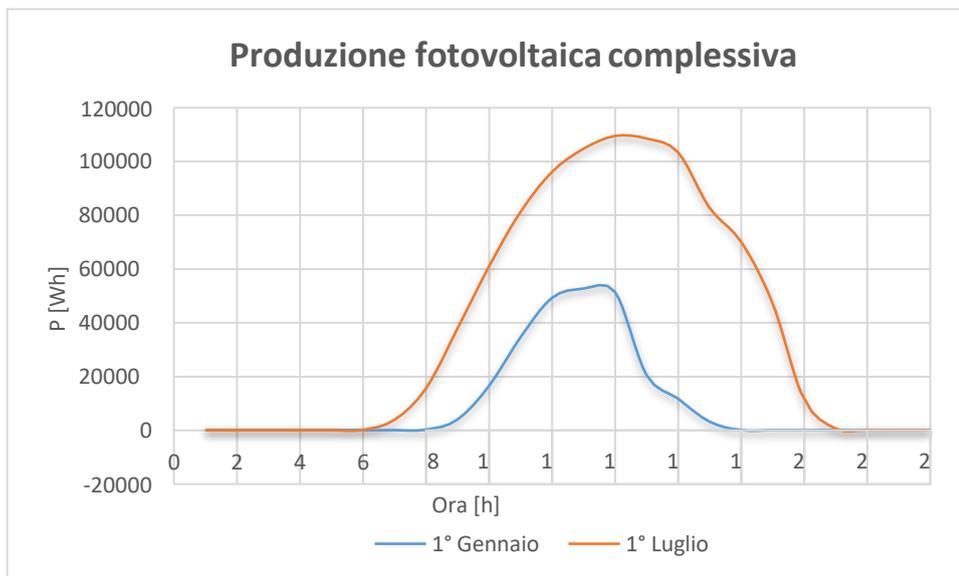


Figura 86 - Produzione fotovoltaica aggregato.

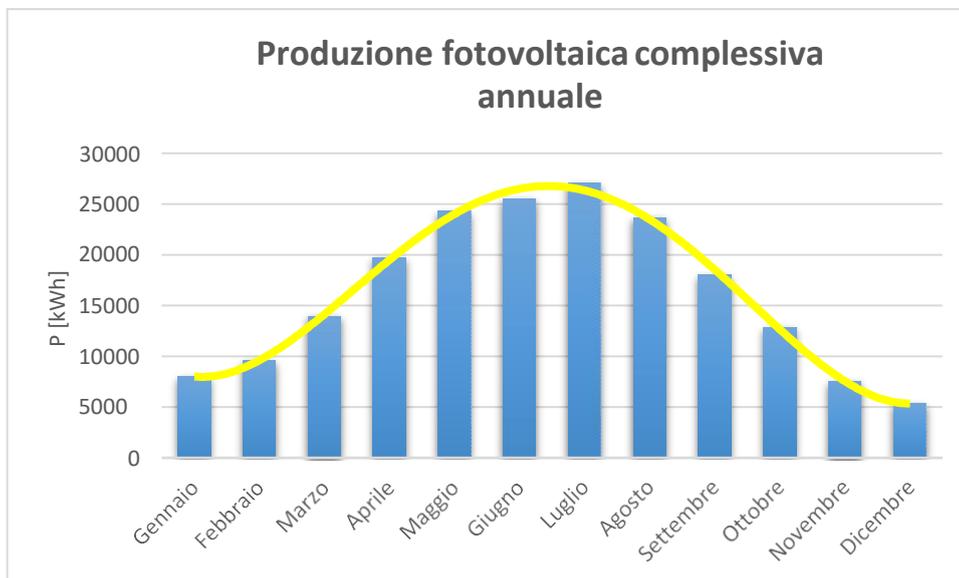


Figura 87 - Produzione fotovoltaica aggregato annuale.

Similmente alla produzione anche per il carico è stato riportato un profilo complessivo di tutto l'agglomerato, sommando i carichi presenti per ogni utenza.

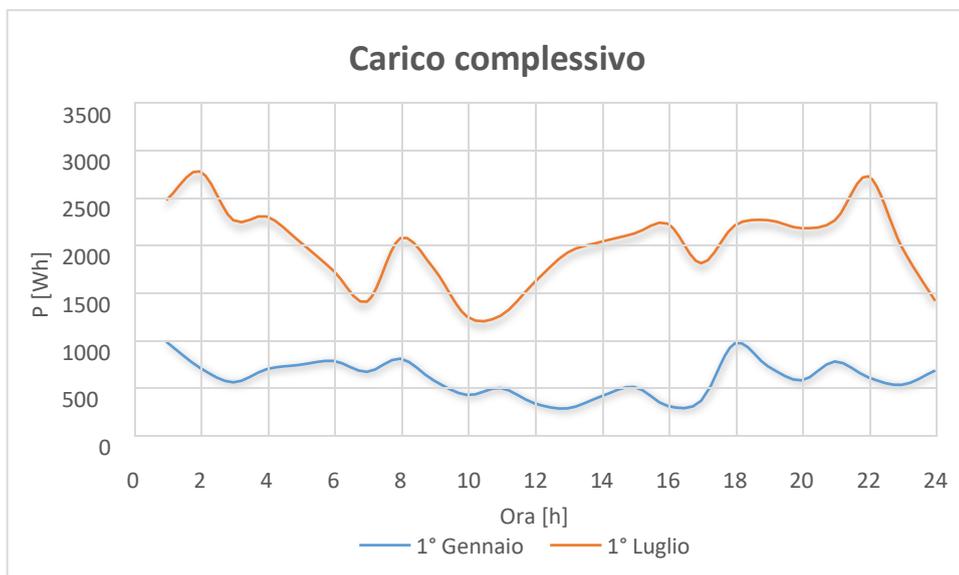


Figura 88 - Carico complessivo dell'aggregato.

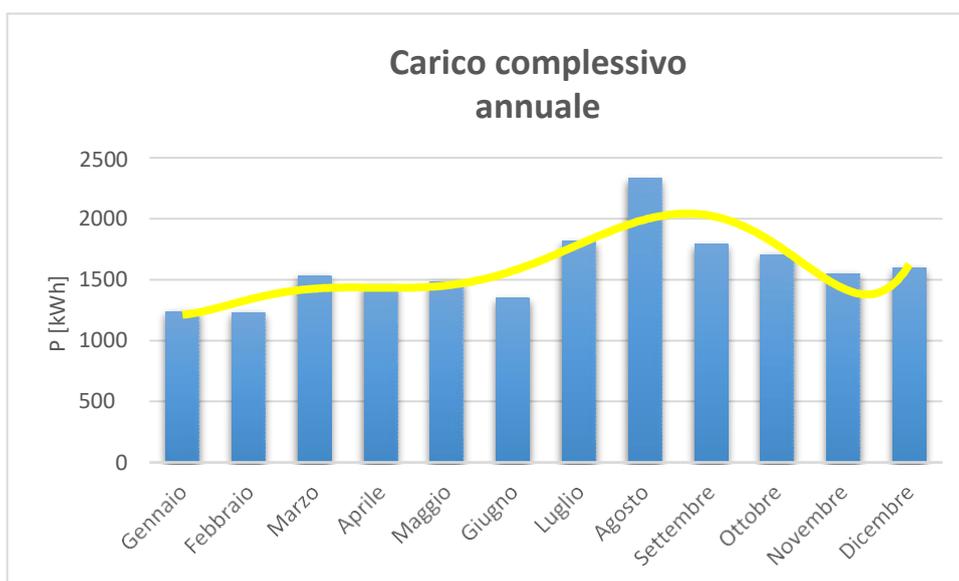


Figura 89 – Carico complessivo annuale dell'aggregato.

Come è possibile notare nelle figure sovrastanti, l'andamento sia della produzione che del carico rispecchia quello visto per ogni singolo utente con la sola differenza che nel complessivo si evidenziano energie in gioco maggiori.

Come di consueto sono riportati gli sbilanciamenti produzione-carico per evidenziare le ore in cui il carico è completamente compensato dalla sola produzione fotovoltaica e le ore in cui bisogna intervenire con i vari sistemi di accumulo.

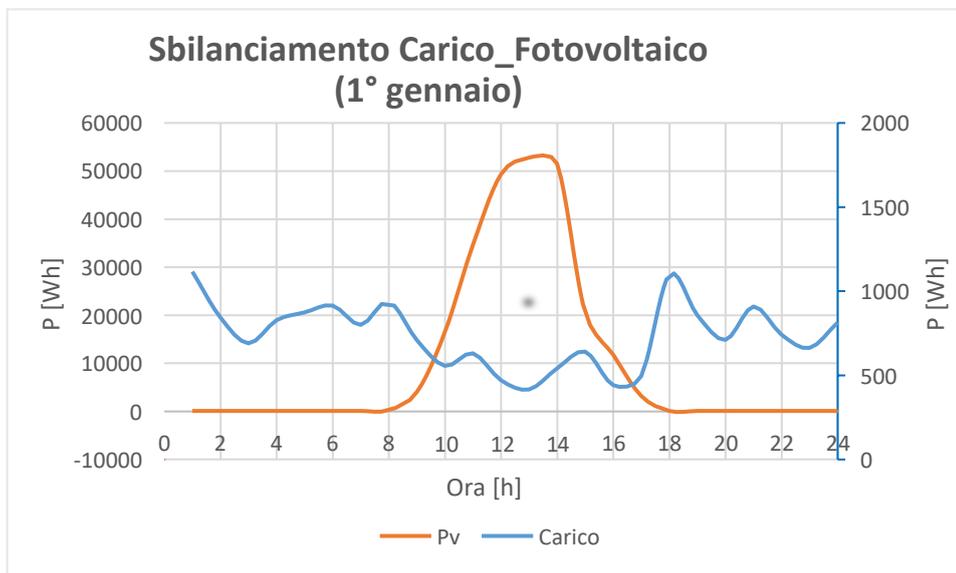


Figura 90 – Sbilanciamento carico_fotovoltaico (1° gennaio).

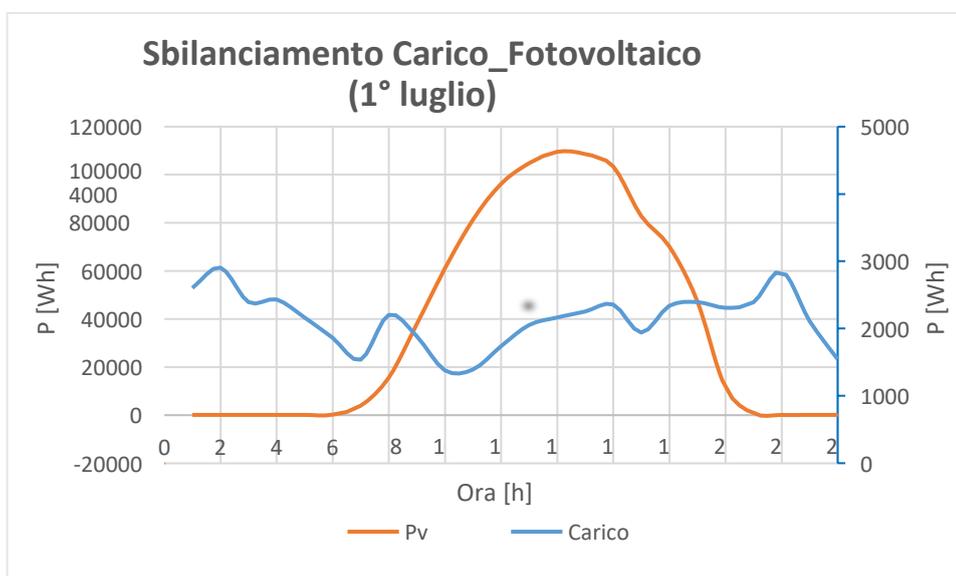


Figura 91 – Sbilanciamento carico-fotovoltaico (1° luglio).

In Fig. 90 e 91 gli assi per il carico e la produzione sono separati, individuabili attraverso i colori degli assi, per una questione che il carico è nettamente inferiore alle potenze di picco raggiunti dagli impianti di produzione e quindi per avere una maggiore chiarezza del grafico stesso.

Per evitare di riportare grafici analoghi ai paragrafi precedenti, in Fig. 5.2.3.7 e 8 sono riportati soltanto i profili complessivi di ogni accumulo rispettivamente per il 1° gennaio e 1° luglio. In modo da evidenziare l'ordine in cui intervengono per compensare i carichi rimanenti. Inoltre, in queste figure non sono stati riportati gli andamenti dei super-capacitori, in quanto essendo molto piccoli il loro contributo non è molto visibile.

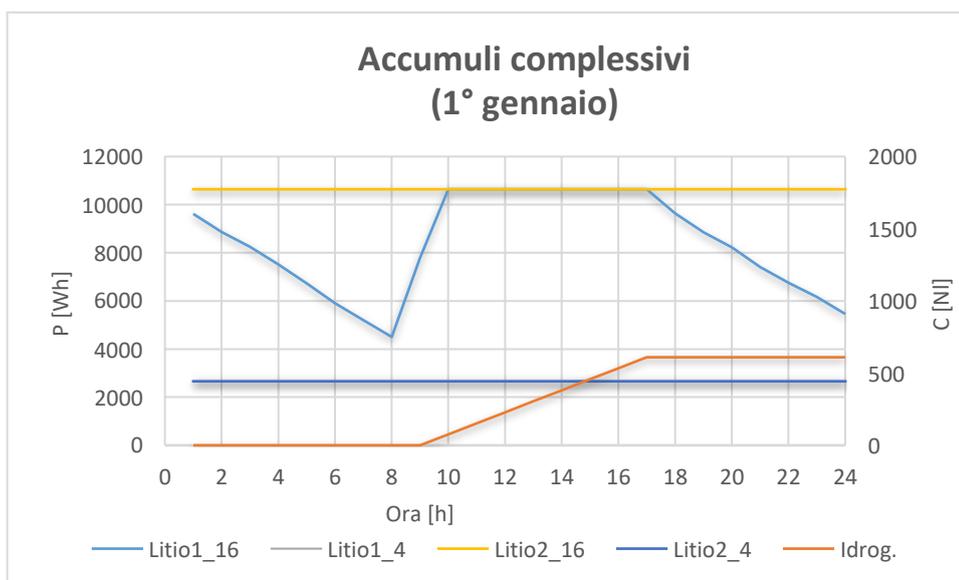


Figura 92 - Accumuli complessivi dell'aggregato (1° gennaio).

In riferimento al 1° gennaio, si evidenzia soltanto l'intervento di un sistema a litio da 16kWh, il quale è capace di compensare completamente i carichi rimanenti.

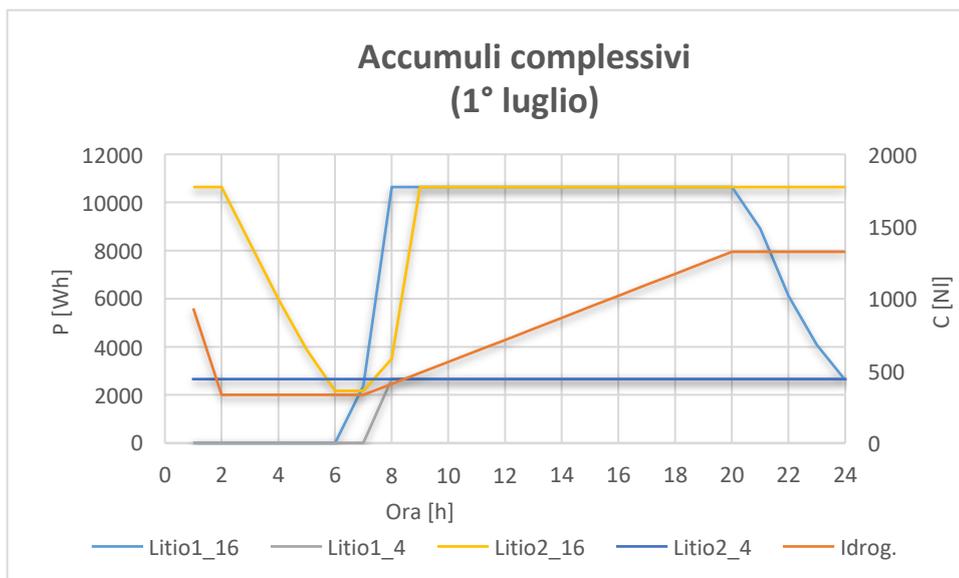


Figura 93 - Accumuli complessivi dell'aggregato (1° luglio).

Mentre il 1° luglio in funzione dello stato di carica in cui si trovano alle 23:00 del 30 giugno, si attiva per qualche ora il sistema ad idrogeno e sussegue il lavoro il litio da 16kWh.

Mentre gli altri storage che magari sono scarichi dal giorno precedente si ricaricano durante le ore di picco solari.

Per avere una visione complessiva dell'azionamento dei vari sistemi di accumulo in Fig. 94 viene riportato un trend che evidenzia le ore di funzionamento di questi storage.

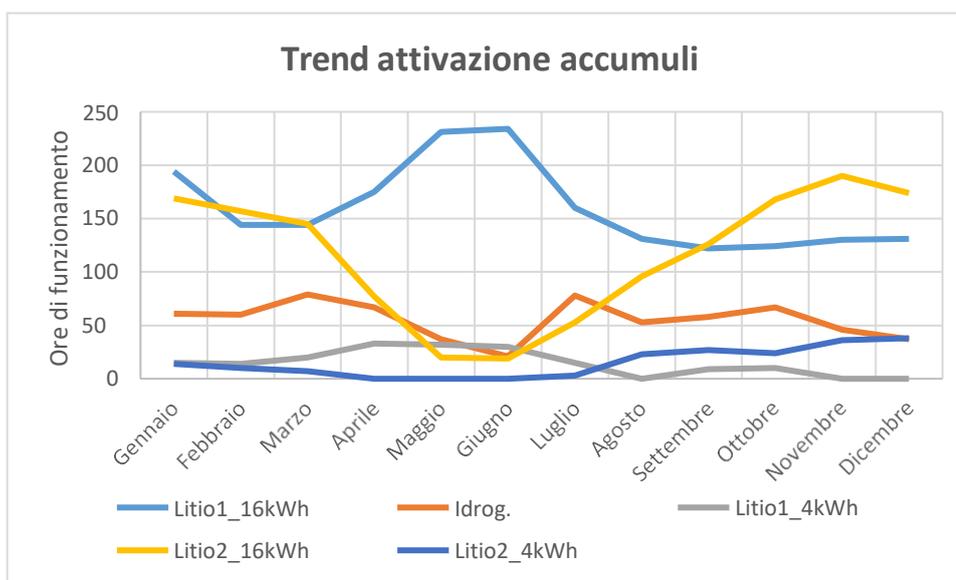


Figura 94 - Trend di attivazione dei sistemi di accumulo.

Si evidenzia che i sistemi della stessa taglia hanno sostanzialmente profili uguali ed opposti, in quanto per esempio se il litio 1 da 16kWh lavora maggiormente nei mesi estivi, l'intervento dell'altro storage di parità potenza è riservato invece nei mesi in cui quello da di meno. Ugualmente ma con ore di funzionamento inferiori lo si nota anche per il litio piccolo. Infine, anche il sistema ad idrogeno, nel suo piccolo contribuisce a fornire ore utili di funzionamento per soddisfare i carichi nei mesi critici. Per avere quindi un'idea complessiva sull'intero sistema e poter capire se nel complesso di questa piccola comunità energetica, trascurando inizialmente il sistema di accumulo con minore efficienza ovvero (sistema biodiesel), attraverso questi storage analizzati questo agglomerato riesce ad essere auto-sufficiente al livello energetico.

A riguardo di ciò in Fig. 95 è riportato un bilancio orario mese per mese per tutto l'anno.

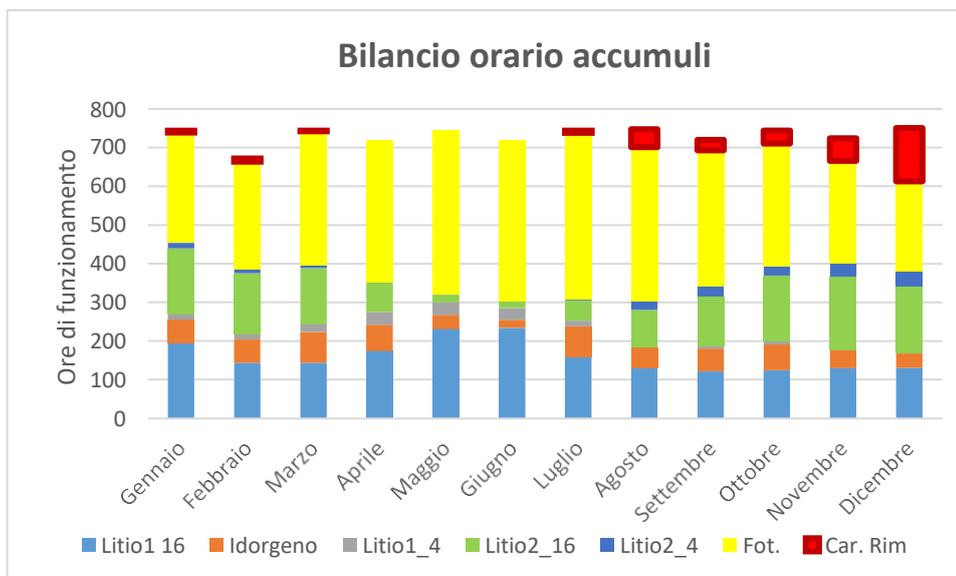


Figura 95 - Bilancio orario annuale accumulati.

Per cui dall'analisi di questo bilancio emerge che complessivamente l'aggregato di tutti gli utenti presenti nel dimostratore ovvero (prosumager#1, consumager#1#2 e i producer#1#2) si può affermare già con buona approssimazione che è autosufficiente dal punto di vista energetico.

Infine, per compensare queste poche ore rimanenti, si può pensare di far attivare il gruppo elettrogeno. Ma per alimentare tale gruppo si deve far avviare la produzione di biodiesel, vista la ancora persistente rimanenza di surplus fotovoltaico e ipotizzando anche la presenza di rifiuti di scarto. In Fig. 96 è messo in evidenza il trend di produzione ovvero per quanti giorni viene attivato il processo di generazione del biodiesel. Il trend con buona approssimazione la si può vedere come una parabola, che presenta il suo valore minimo proprio nei mesi estivi dove la produzione di biodiesel non viene attivata in quanto il serbatoio di accumulo risulta pieno a causa dei bassi consumi che si hanno. Mentre aumenta la produzione del sistema quando ci sono più carichi da soddisfare.

Questa considerazione viene confermata in Fig. 97 dove appunto sono messe in risalto le ore di funzionamento del gruppo elettrogeno durante tutto l'anno, a parte i mesi iniziali che sono influenzati dallo stato di accumulo del biodiesel che si è supposto di avere al tempo zero.

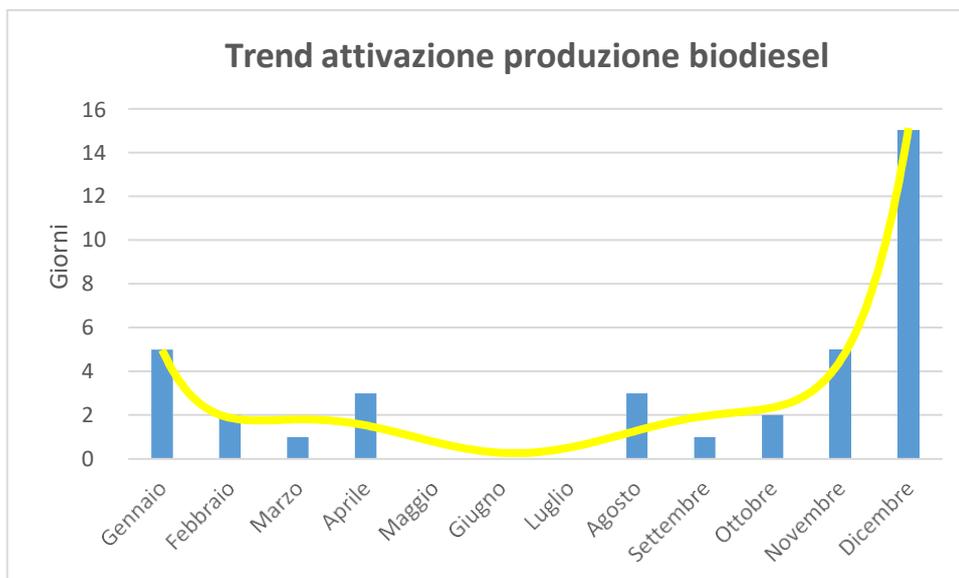


Figura 96 - Trend attivazione del processo di produzione per l'intero anno.

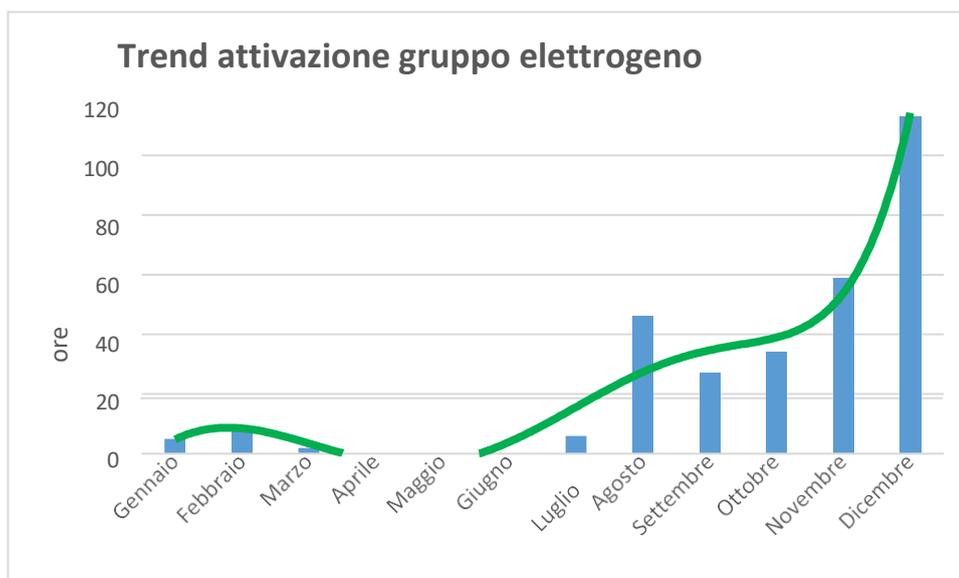


Figura 97 - Trend attivazione del gruppo elettrogeno annuale.

Per cui infine, in Fig. 98 è possibile visualizzare il solito bilancio orario per ogni mese e per tutto l'anno. In modo da poter verificare questa volta se il sistema complessivo è bilanciato energeticamente.

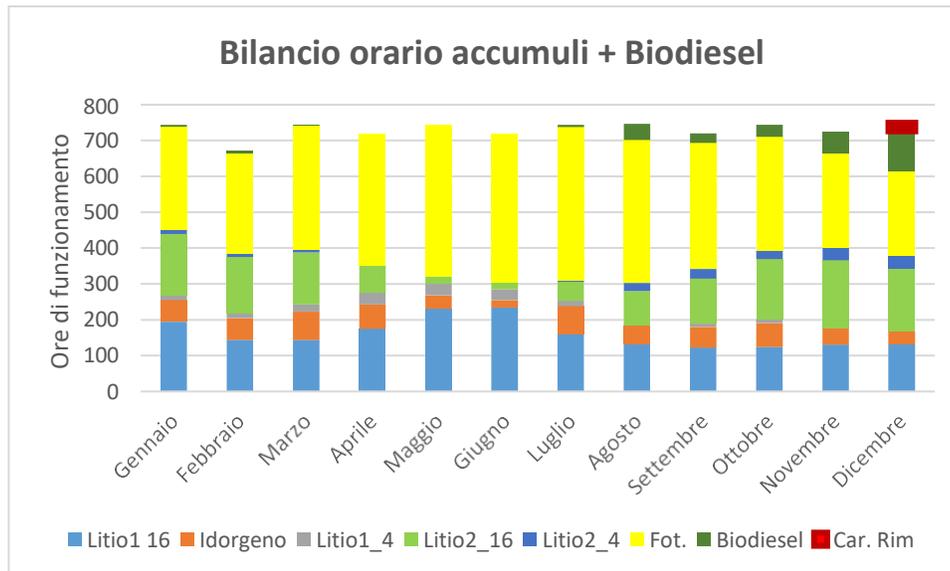


Figura 98- Bilancio orario accumulati + biodiesel.

Questa volta i carichi rimanenti, vengono quasi tutti soddisfatti dal gruppo elettrogeno, tranne pochissime ore nel mese di dicembre, la quale i consumi risultano elevati ma manca anche completamente la produzione fotovoltaica e quindi il sistema di accumulo si scarica e non riesce a ricaricarsi.

Immaginando quindi una gestione controllata da un supervisore dell'energia all'interno di questa piccola comunità, attraverso questi sistemi di accumulo presenti per ogni utente dell'aggregato è possibile creare un bilanciamento interno in modo da gestire in maniera intelligente i flussi di energia ai vari utenti.

In conclusione, in quest'ultimo bilancio effettuato, si può trarre che l'aggregato complessivo si può ritenere che sia energeticamente sufficiente.

2. NANOGRID ENEA

Nell'ambito delle attività del progetto ComESTo, ENEA ha implementato una nanogrid composta da un carico domestico e da un sistema di accumulo. Le attività condotte, in particolare, hanno riguardato: 1) la realizzazione della nanogrid, nel setting scelto come caso studio; l'implementazione del controllo della nanogrid; 3) lo sviluppo del protocollo di comunicazione P-NG in AR per abilitare la comunicazione tra la nanogrid e la piattaforma Comesto, tramite Eugenio; 4) il testing condotto per verificare l'efficacia della nanogrid in diverse condizioni di potenza al POD e di carico, con profili previsionali e reali.

La configurazione di nanogrid prescelta è composta da due sottosistemi: un carico domestico (house load) da 3kW ed un sistema di accumulo (battery) da 4.5 kWh. Il sottosistema house load segue il profilo di carico – previsto o reale – di uno smart meter gestito dalla piattaforma: in base al profilo al POD ricevuto in input dalla piattaforma, la ng fa in modo di soddisfare la richiesta di potenza attiva del carico, caricando o scaricando la batteria all'occorrenza.

3. COMUNICAZIONE CON LA PIATTAFORMA

MQTT (Message Queue Telemetry Transport) è il protocollo publish/subscribe utilizzato da Eugenio per la comunicazione con la piattaforma. In ottica MQTT, il servizio realizzato in questa attività si propone di essere publisher della piattaforma garantendo l'accesso agli eventi sottoscritti (operations).

La comunicazione della nanogrid con la piattaforma avviene tramite broker MQTT, che gestisce due tipologie di eventi: eventi one-time (es. get_sub, get_state) che si esauriscono in un singolo scambio di messaggi, ed eventi standard, che attivano un flusso continuo di messaggi fino alla disiscrizione da parte della piattaforma. Il broker espone il canale "ng" al quale Eugenio si sottoscrive per richiedere info alla nanogrid. A loro volta, i messaggi MQTT vengono veicolati verso la nanogrid tramite protocollo Modbus, convertendo i messaggi di richiesta della piattaforma in forma comprensibile ai componenti della nanogrid.

3.1 SCAMBIO MESSAGGI MQTT VERSO LA PIATTAFORMA

Di seguito sono riportati gli eventi implementati sui due canali, con indicazione della operation corrispondente nel protocollo P-NG:

- sul canale "#ng/state"
- report continuo di misure (operation "set" per impostare parametro reporting, operation "state" per inviare i pacchetti con le misure);
- sul canale "#ng/operations"
- lista i sottosistemi gestiti dalla nanogrid con alcuni dettagli, come il tipo di sistema (operation "get_subs");
- report stato sottosistema, in termini di connessione e disponibilità (operation "check");
- report singolo di misure (operation "get_state");

- impostazione profilo al POD, di tipo real-time e day-ahead (operation "set_profile").

L'operazione di impostazione profilo al POD prevede in parallelo l'impostazione di un profilo di carico proveniente da uno smart meter predefinito. Anche questo profilo può essere di tipo reale o previsionale.

I dati reali vengono prelevati da una base dati accessibile tramite servizio REST all'indirizzo <https://apicomesto.evolvere.io/omoi/v1/measures>, o in assenza di questi, da template calcolato in precedenza.

Le previsioni di carico invece sono richieste al servizio sviluppato in D5.3, disponibile all'indirizzo <https://forecast.portici.enea.it/api/v1/evolvere/predictor-load/predict>.

4. STRUTTURA E MODELLAZIONE NANOGRID

Nel laboratorio TERIN-STSN-SGRE la validazione sperimentale è stata realizzata mediante l'uso di tecnologia HIL (Hardware In-the-Loop) che si basa sull'integrazione di apparecchiature hardware, fisicamente presenti nei laboratori, con sistemi, reti e dispositivi sviluppati in specifici ambienti software. La strumentazione HIL è dotata di ingressi/uscite analogici e digitali, ed è equipaggiata con tutti i supporti firmware e software (Fig. 99).

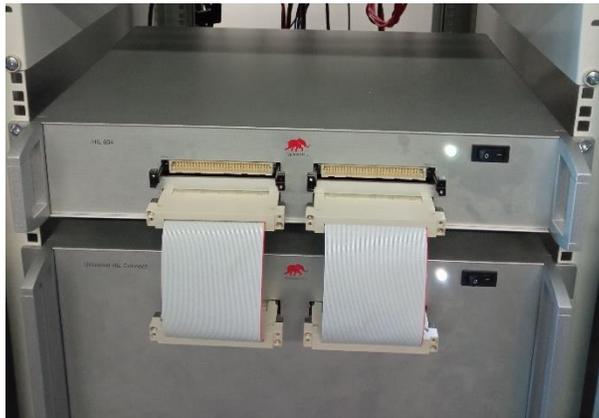


Figura 99 Sistema Hardware In the Loop (HIL)

In particolare, è presente un sistema di connessione, denominato HIL Connect, che consente l'interconnessione elettrica dei segnali di controllo e di misura, sia analogici sia digitali, con i diversi strumenti elettronici inseriti all'interno della rete di laboratorio (Fig. 100), garantendo una separazione galvanica tra i segnali di controllo ed i segnali analogici di potenza in tensione e corrente.

La nanogrid di laboratorio oggetto dei test di validazione è stata modellata nell'ambiente operativo Schematic Editor della piattaforma Typhoon HIL1, software model-based fornito in dotazione alla strumentazione HIL. In particolare, essa consiste di un carico domestico (house load) da 3kW ed un sistema di accumulo (battery) da 4.5 kWh in grado di soddisfare la richiesta di potenza attiva del carico concordemente con quanto richiesto dal profilo al POD.I diversi apparati coinvolti nella rete di test sono equipaggiati per la ricezione di comandi e l'invio di dati ad unità di controllo che garantiscono la gestione e l'interoperabilità di sistemi diversi. Nella successiva figura vengono mostrati gli strumenti utilizzati per emulare il carico domestico e l'accumulo di energia elettrica costituenti la nanogrid oggetto di validazione sperimentale.

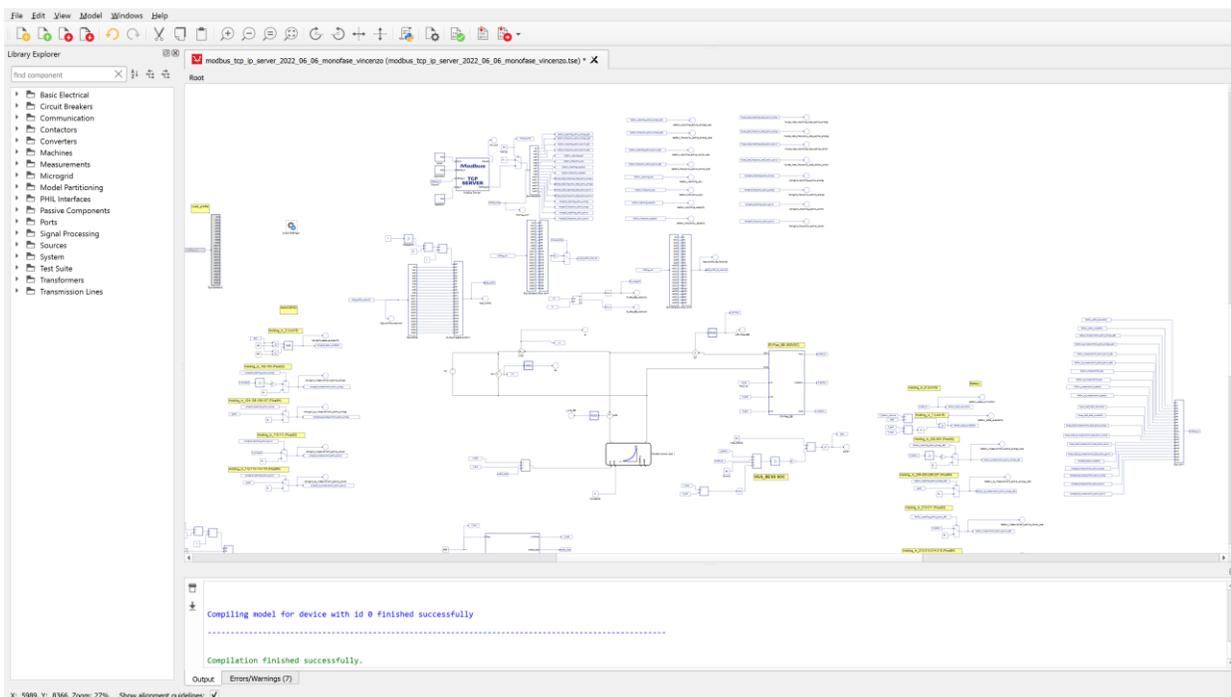


Figura 100 Schematic Editor

¹ <https://www.typhoon-hil.com>



Figura 101 Apparatı di accumulo e carico utilizzati per la validazione sperimentale

La nanogrid di laboratorio  stata modellata mediante il tool Schematic Editor, come mostrato nelle seguenti figure:

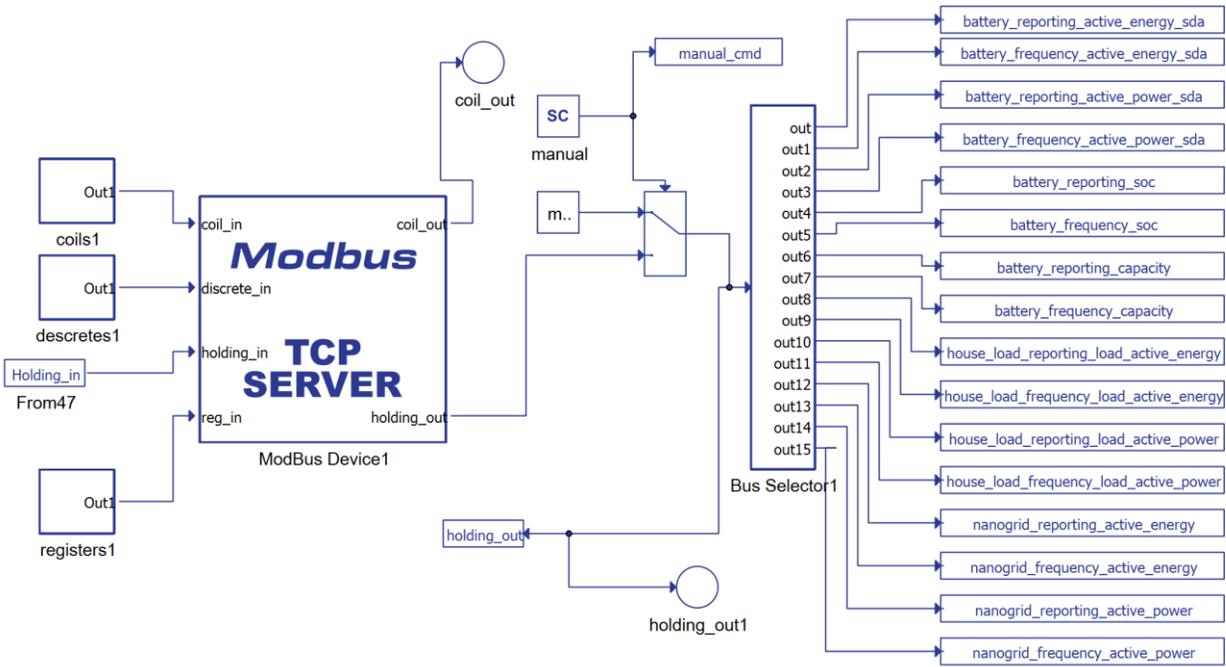


Figura 102a Sottosistema di acquisizione dei profili su rete Ethernet

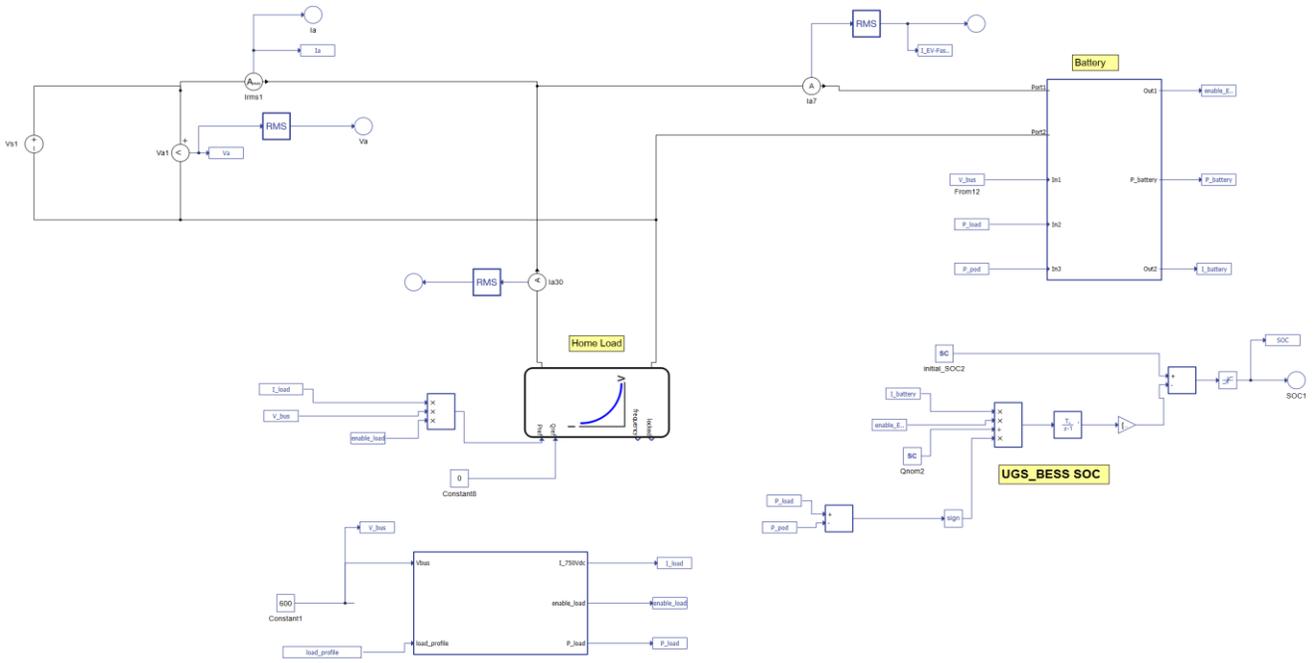


Figura 102b Sottosistema di potenza

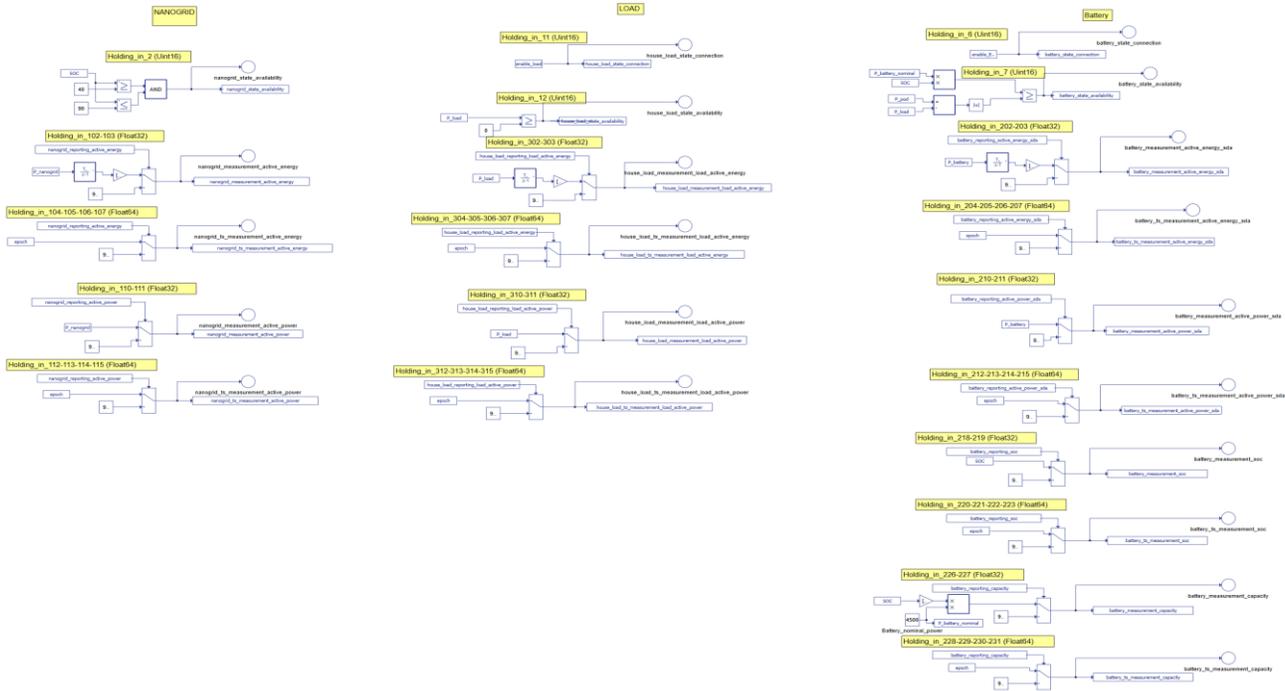


Figura 102c Sottosistema di misura

Il modello consiste in un sottosistema di acquisizione dei profili POD e di carico mediante rete Ethernet con protocollo Modbus (Fig. 100a), un sottosistema di potenza che schematizza la nanogrid di laboratorio oggetto di validazione, modellato mediante l'uso di componenti di librerie Typhoon (Fig. 100b), un sottosistema di misure per il calcolo e la trasmissione delle grandezze elettriche di interesse (tensioni, correnti e potenze) su rete Ethernet (Fig. 100c). L'acquisizione dei suddetti profili e la trasmissione delle grandezze elettriche di interesse della nanogrid avvengono mediante trascrizione di registri Modbus. Questi registri forniscono infatti un'interfaccia tra servizio MQTT e nanogrid, per il passaggio delle operation e l'acquisizione dei risultati.

4.1 INTERFACCIA SCADA

Il sistema HIL utilizzato è dotato di interfaccia SCADA, per il monitoraggio e la supervisione dei sistemi elettrici testati. Tramite l'interfaccia SCADA è possibile, infatti, interagire con i suddetti componenti emulati in real-time regolandone il set point di funzionamento e garantendo, al tempo stesso, l'integrazione con l'ambiente di controllo simulato.

Per ciascun apparato di carico o accumulo utilizzato sono stati considerati ingressi e uscite di tipo analogico e digitale al fine di predisporre adeguatamente i cablaggi di potenza e dei segnali necessari al relativo controllo.

Identificate le modalità di comunicazione e controllo di ciascun sistema, si è proceduto con lo sviluppo del diagramma SCADA dei singoli apparati come riportato nella seguente figura.

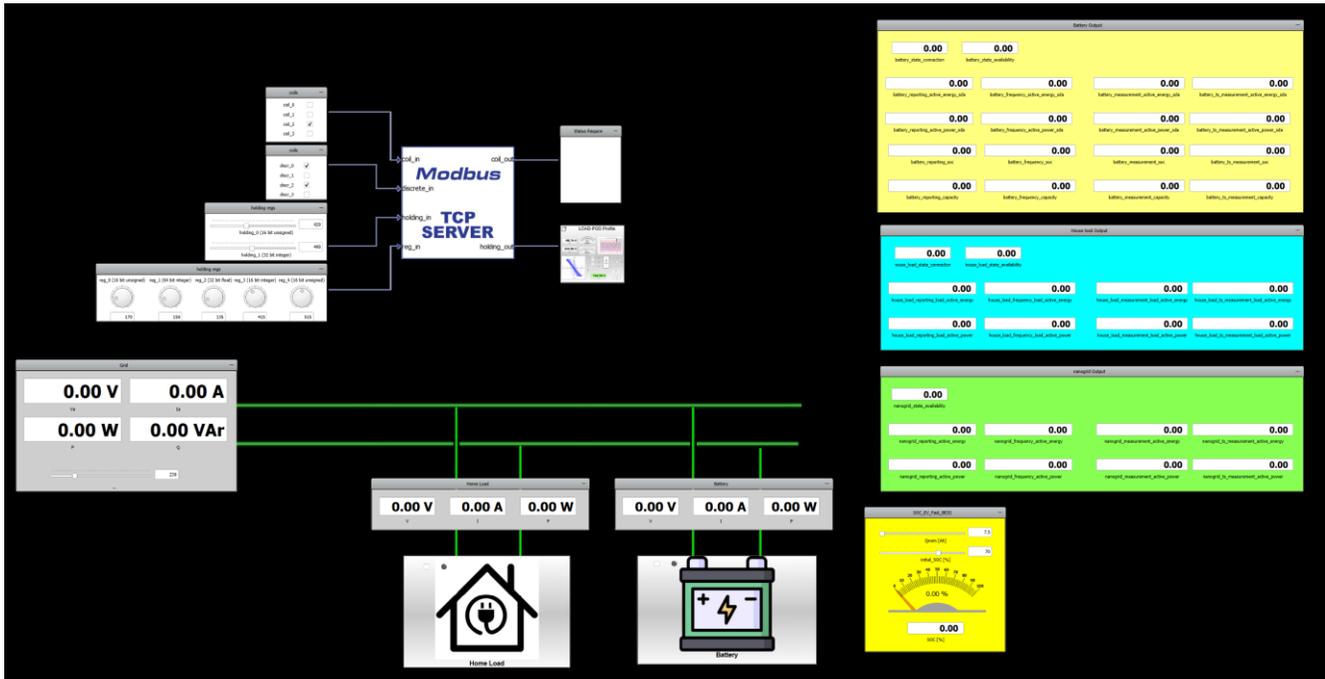


Figura 103 Diagramma SCADA della rete di interesse

I display presenti in corrispondenza dei sistemi di carico e accumulo riportano le grandezze istantanee, le potenze ed energie acquisite dal sistema HIL mediante segnali analogici e/o digitali a seconda della specifica attrezzatura. I selection box e i gauge presenti nell'interfaccia SCADA permettendo all'utente di accendere/spegnere i sistemi e, per gli apparati di accumulo, di impostare lo State of Charge (SoC) delle batterie.

5. TEST SPERIMENTALI

Le configurazioni di nanogrids testate sono riportate nelle Figg. 105-109, rispettivamente le NG1, NG2, NG3, NG4 e NG5.

La NG1 in Fig. I è dotata di un impianto fotovoltaico da 3kW, un sistema di accumulo a Litio a tensione di 200V e capacità di 16kWh, carichi critici per una potenza complessiva di 3kW e interfaccia con la rete di potenza 3kW. Il DC bus ha una tensione nominale di 400V.

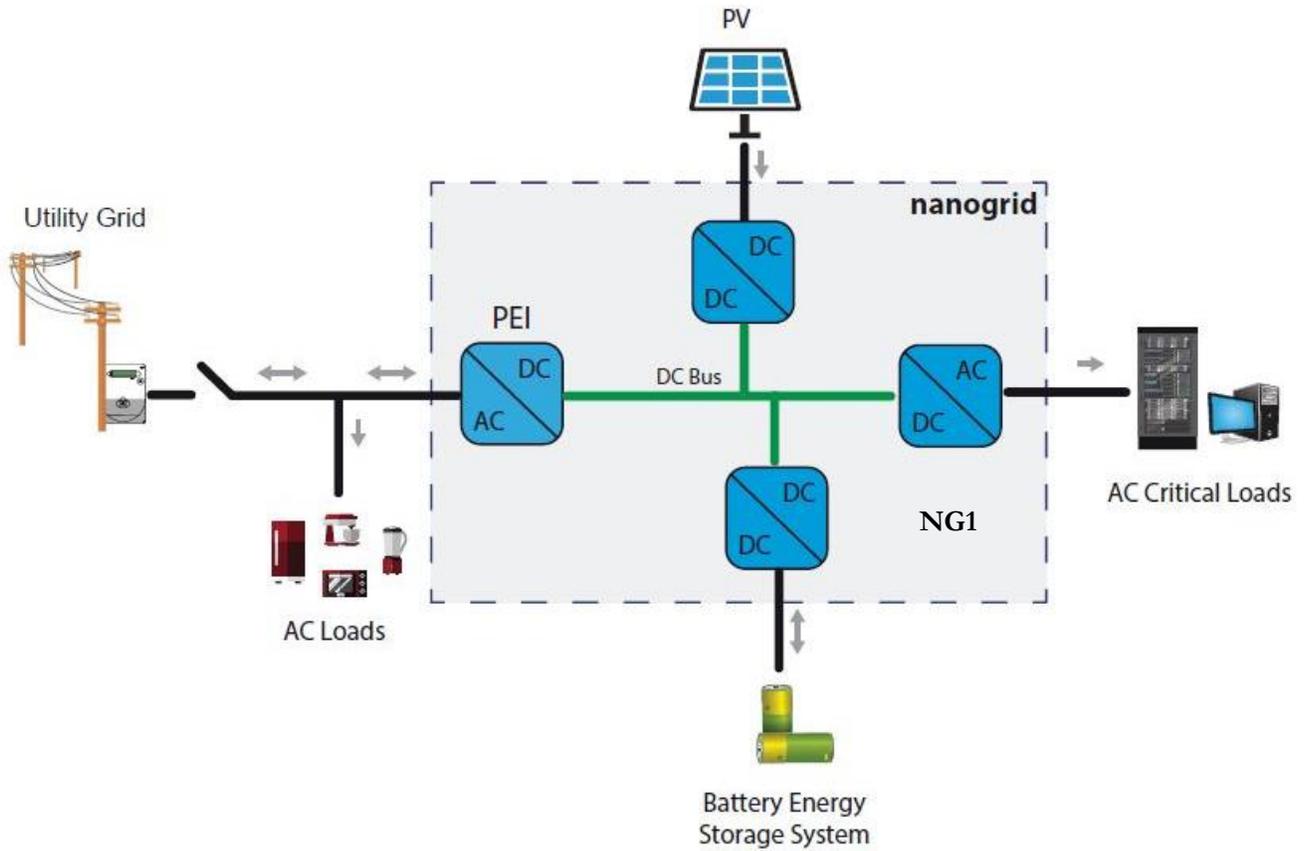


Figura 104. Configurazione nanogrid NG1

Nella Fig. 106 è riportata la NG1 così come installata nell'ambito del dimostratore del progetto, presso il cubo 42C dell'UNICAL. L'impianto fotovoltaico sul tetto del cubo 42C dell'UNICAL, il sistema di accumulo a Litio, i carichi critici e una interfaccia per visualizzare i flussi di potenza tra la NG e i diversi sistemi ad essa connessi.



Impianto fotovoltaico NG1 cubo 42C UNICAL



Figura 105 Configurazione dimostratore NG1.

La NG2 in Fig. II è dotata di un sistema di accumulo a Litio a tensione di 50V e capacità di 4kWh, un sistema di accumulo a supercapacitori a tensione di 108V e capacità di 100Wh, carichi critici per una potenza complessiva di 1,5kW e interfaccia con la rete di potenza 1,5kW. Il DC bus ha una tensione nominale di 200V.

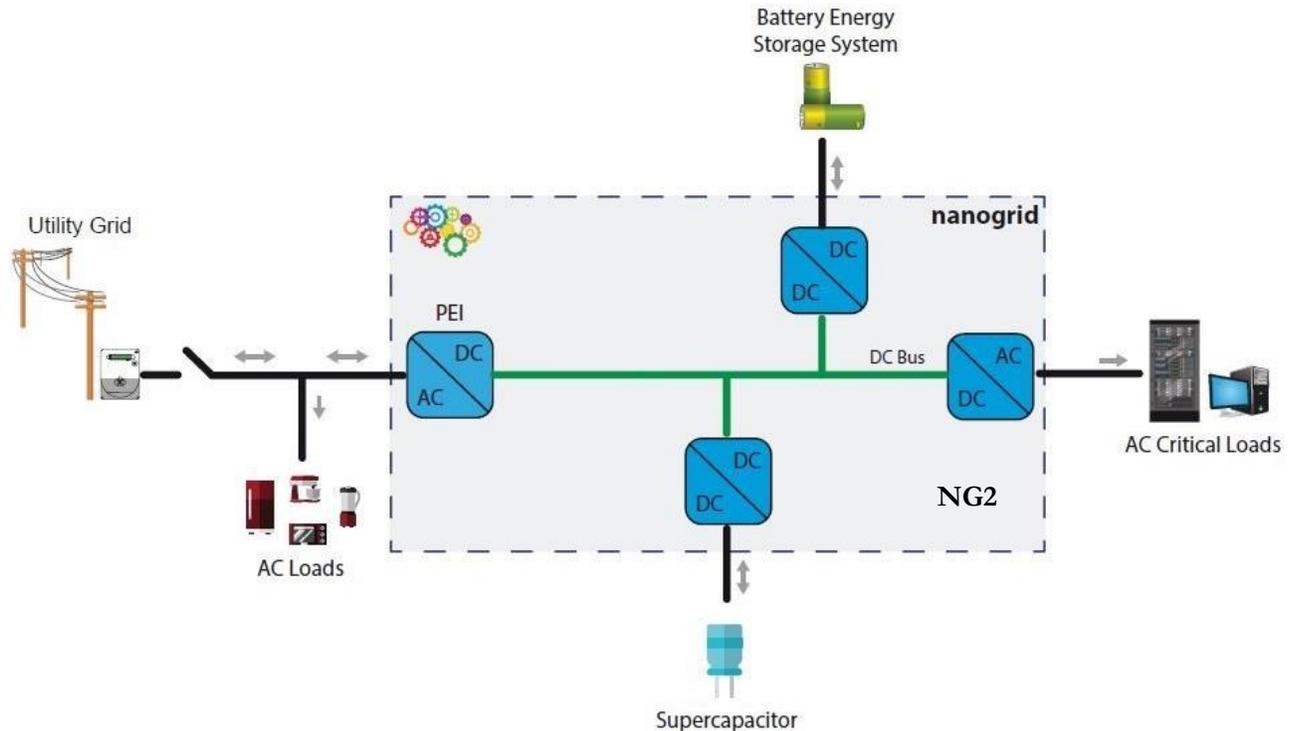


Figura 106. Configurazione nanogrid NG2

Nella Fig. 107 è riportata la NG2 così come installata nell'ambito del dimostratore del progetto, presso il cubo 42C dell'UNICAL. La NG (sulla sinistra) interfaccia alla rete elettrica il sistema di accumulo a supercapacitori (nell'armadio di destra). Nella Fig. 107 a destra un particolare dei supercapacitori presenti dentro l'armadio.



Figura 107 Configurazione dimostratore NG2.

La NG3 in Fig. III è dotata di un sistema di accumulo a supercapacitori con tensione fino a 630V e capacità di 700Wh, carichi critici per una potenza complessiva di 3kW, interfaccia per un impianto fotovoltaico con potenza di 3kW (se disponibile) e interfaccia con la rete di potenza 3kW. Il DC bus ha una tensione nominale di 400V.

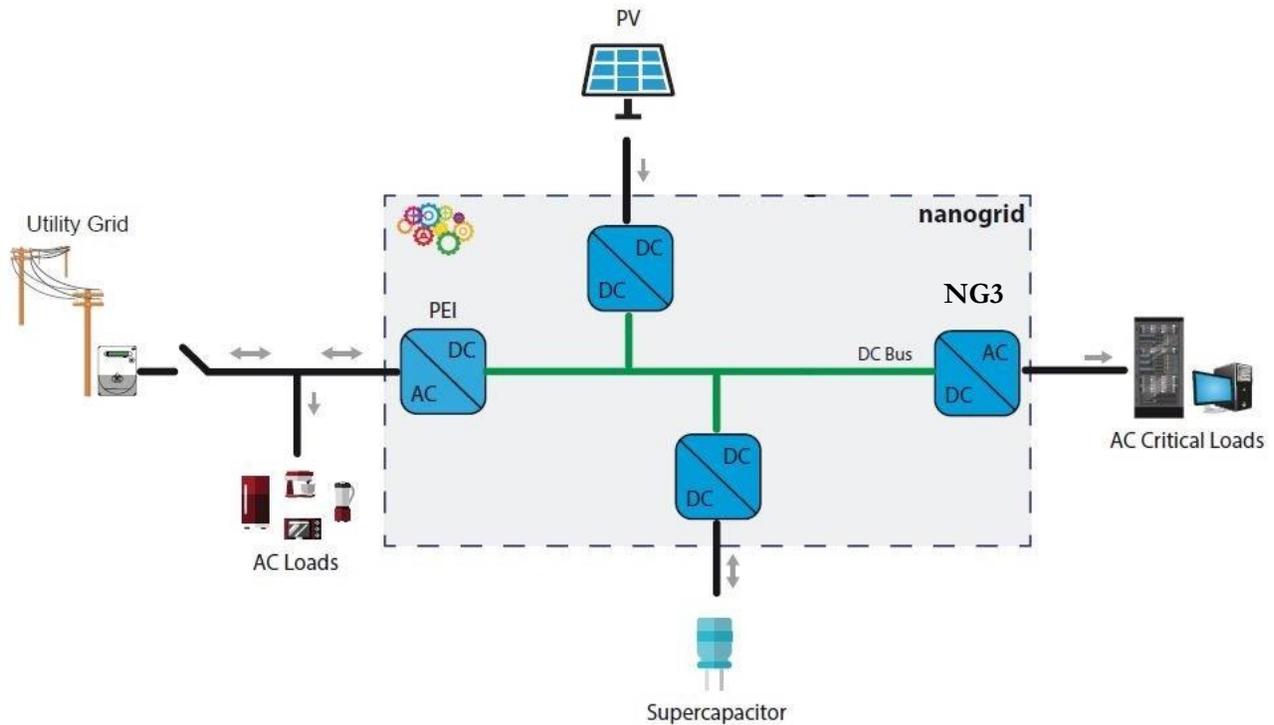


Figura 108 Configurazione nanogrid NG3

Nella Fig. 110 è riportata la NG3 così come installata nell'ambito del dimostratore del progetto, presso il cubo 42C dell'UNICAL. La NG interfaccia alla rete elettrica il sistema di accumulo a supercapacitore (sulla destra), un sistema di accumulo a Litio (in basso) e l'interfaccia per visualizzare i flussi di potenza tra la NG e i diversi sistemi ad essa connessi (in alto).



Figura 109 Configurazione dimostratore NG3.

La NG4 in Fig. 111 è dotata di un sistema di accumulo a Litio a tensione di 50V e capacità di 4kWh, un sistema di accumulo ad idrogeno e Fuel-Cell da 1kW, carichi critici per una potenza complessiva di 1,5kW e interfaccia con la rete di potenza 1,5kW. Il DC bus ha una tensione nominale di 200V. L'elettrolizzatore è dotato di un ingresso in AC, quindi è alimentato mediante il convertitore DC/AC dedicato ai carichi critici, mentre la Fuel-Cell genera una tensione DC di 56V, quindi è interfacciata alla NG mediante un convertitore DC/DC dedicato, questo garantisce la possibilità di operare indipendentemente con la Fuel-Cell o con l'elettrolizzatore, con due convertitori separati.

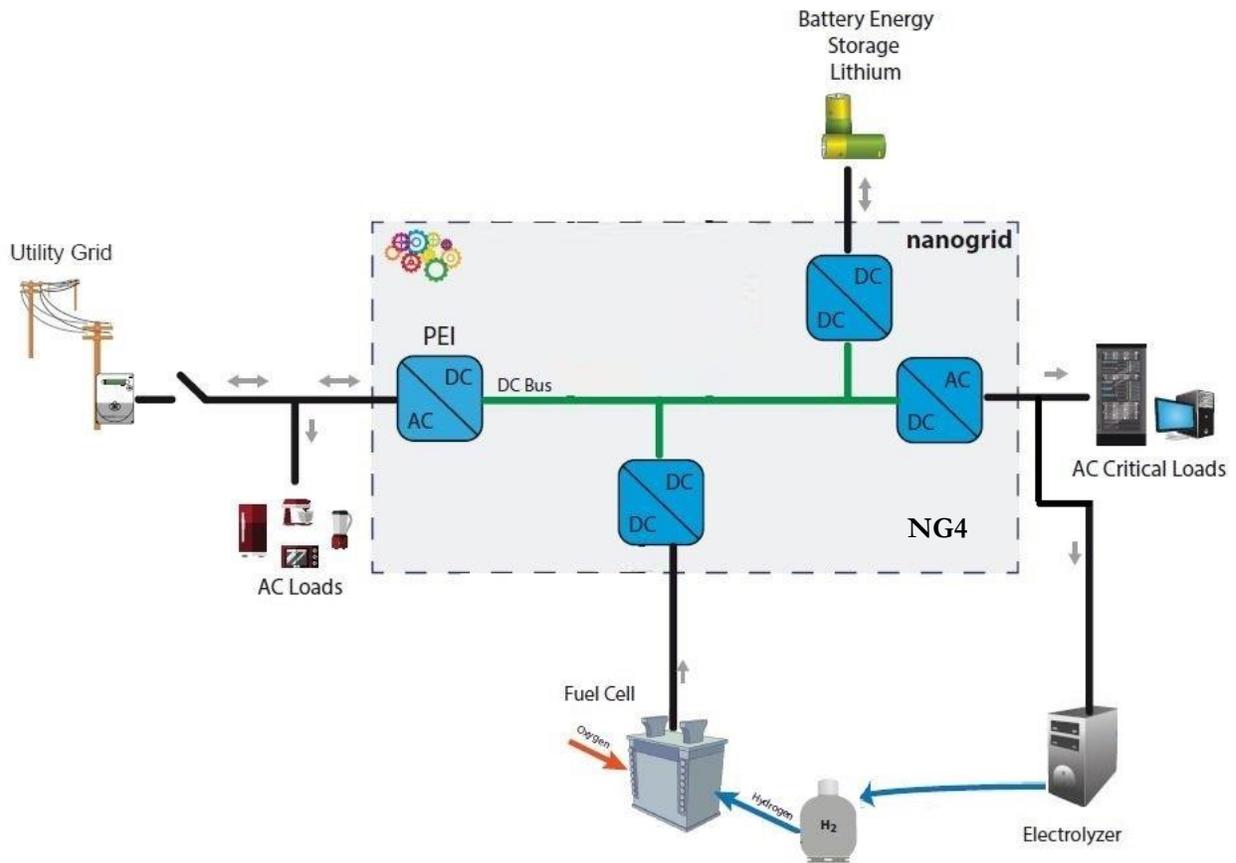


Figura 110 Configurazione nanogrid NG4

La NG5 in Fig. 112 è dotata di un impianto fotovoltaico da 3kW, un sistema di accumulo a Litio a tensione di 200V e capacità di 16kWh, un gruppo elettrogeno trifase alimentato a biodiesel da 15kW, carichi critici per una potenza complessiva di 3kW e interfaccia con la rete di potenza 3kW. Il DC bus è a tensione nominale di 400V.

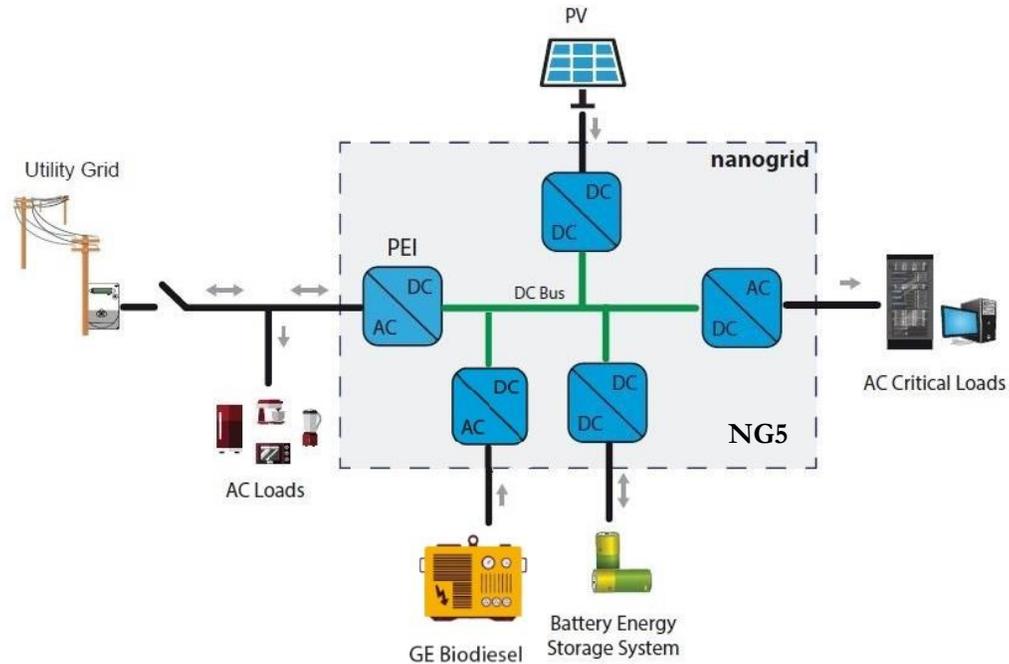


Figura 111 Configurazione nanogrid NG5

Nella Fig. 113 sono riportate le NG4 e NG5 così come installate nell'ambito del dimostratore del progetto, presso il cubo 44D dell'UNICAL. La NG a sinistra interfaccia alla rete elettrica un impianto fotovoltaico (installato sul tetto del cubo 44D) ed il gruppo elettrogeno alimentato a biodiesel (riportati in basso a sinistra in figura); la NG a destra interfaccia alla rete elettrica un sistema di accumulo a Litio e un sistema elettrolizzatore/Fuel-cell con relativo accumulo di H₂ (in basso a destra nella figura).



NG5 con impianto fotovoltaico e generatore a biodiesel a sinistra, NG4 con sistema di accumulo a Litio e interfaccia con Elettrolizzatore e Fuel-cell a destra.



Gruppo elettrogeno a biodiesel



Elettrolizzatore e fuel-cell



Figura 112 Configurazione dimostratore NG4 e NG5.

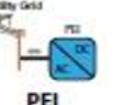
In tutte le nanogrids, ciascun dispositivo è interfacciato al DC bus con opportuno convertitore DC/DC o DC/AC.

Nelle Tab. I, II, III, IV e V, sono riportate le modalità di funzionamento per ciascun convertitore delle 5 nanogrids, in funzione della tensione del DC bus, definite dalla logica DBS implementata. Inoltre è indicato, per ciascuna modalità di funzionamento, il convertitore master che impone la tensione sul DC bus.

Dalla Tab. I si può osservare che l'impianto fotovoltaico della NG1 opera sempre in MPPT tranne che nella modalità di funzionamento in cui risulta essere il master e regola la tensione del DC bus a 425V. In questa modalità di funzionamento, il sistema di accumulo a Litio assorbe la massima potenza, oppure regola la carica oppure è già carico, la NG1 può essere disconnessa da rete oppure c'è una richiesta di assorbimento o immissione in rete. Il sistema di accumulo a Litio: regola la tensione del DC bus in erogazione a 365V (quando la rete è disconnessa oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore, in assorbimento o immissione); non opera né in erogazione, né in assorbimento, quando il DC bus è regolato dal PEI in assorbimento dalla rete (380V); regola la tensione del DC bus a 395V, caricando il sistema di accumulo (in questo caso possiamo essere disconnessi da rete, oppure abbiamo una richiesta da parte dell'aggregatore, in assorbimento o immissione); assorbe la massima potenza o è già carica o in regolazione di carica, quando il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico è immesso in rete (410V) o quando siamo disconnessi da rete e non è possibile sfruttare tutto il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico (425V), oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore in assorbimento o immissione (425V).

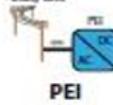
Tabella I. Modalità di funzionamento della NG1 (logica DC Bus Signaling).

	Lithium battery	PEI	Lithium battery	PEI	PV
---	-----------------	-----	-----------------	-----	----

 V _{DC_REF}	365V	380V	395V	410V	425V
 PEI	-	Assorbe da rete	-	Immette in rete	-
	Assorbe		Assorbe		Assorbe
 PV	Immette		Immette		Immette
	MPP	MPP	MPP	MPP	V _{costante}
 LITHIUM BATTERY	Eroga	-	Assorbe	Assorbe P _{max}	Assorbe P _{max}
				Regola la carica	Regola la carica
				Accumulo carico	Accumulo carico

Dalla Tab. II, è possibile osservare che la NG2 non avendo una sorgente come il fotovoltaico, normalmente, non immette in rete, se non vi è una richiesta da parte dell'aggregatore. Quindi il PEI non opera da master converter in immissione in rete. La NG2 opera con PEI da master converter in assorbimento da rete (365/182,5V), quando è necessario alimentare i carichi critici, il supercapacitore e il sistema di accumulo a Litio erogano la massima potenza, regolano la scarica oppure sono scarichi. Il sistema di accumulo a Litio opera: da master converter in erogazione (380/190V), quando si è disconnessi da rete per alimentare i carichi critici oppure se è presente una richiesta dell'aggregatore in assorbimento o immissione, il supercapacitore eroga la massima potenza, regola la scarica oppure è scarico; da master converter in assorbimento (410/205V) quando è presente una richiesta dell'aggregatore in assorbimento da rete, il supercapacitore assorbe la massima potenza, regola la carica oppure è carico. Il supercapacitore è master converter (395/197,5V) regolando il DC bus in assorbimento o erogazione, quando non siamo connessi alla rete e dobbiamo alimentare i carichi critici, oppure è presente una richiesta dell'aggregatore in assorbimento o immissione. In questa modalità il sistema di accumulo a Litio non opera né in erogazione, né in assorbimento. Questa NG può operare con tensione nominale del DC bus sia a 400V che a 200V.

Tabella II. Modalità di funzionamento della NG2 (logica DC Bus Signaling).

 MASTER CONVERTER	PEI	Lithium battery	Supercapacitor	Lithium battery
 V _{DC_REF}	365V/182,5V	380V/190V	395V/197,5V	410V/205V
 PEI	Assorbe da rete	-	-	Assorbe da rete
		Assorbe	Assorbe	
	Eroga P _{max} Regola la scarica	Immette	Immette	Assorbe P _{max} Regola la carica
		Eroga P _{max} Regola la scarica	Eroga/assorbe	

 Supercapacitor	SC scarico	SC scarico		SC carico
 LITHIUM BATTERY	Eroga Pmax	Eroga	-	Assorbe
	Regola la scarica			
	Accumulo scarico			

Dalla Tab. III, è possibile osservare che la NG3 è dotata del solo sistema di accumulo a supercapacitore da 700Wh, quindi normalmente non immette in rete, se non vi è una richiesta da parte dell'aggregatore. Pertanto, il master converter è in generale il supercapacitore in erogazione per alimentare i carichi critici a 395V. Nel caso in cui vi è una richiesta di immissione o prelievo da parte dell'aggregatore, allora il supercapacitore regolerà, in erogazione o assorbimento, il DC bus a 395V ed il PEI inseguirà il profilo di potenza richiesto. Nel caso in cui il supercapacitore sia scarico, allora i carichi critici verranno alimentati dal PEI che assorbe energia da rete regolando la tensione del DC bus a 380V.

Inoltre, la NG3 è in grado di interfacciare anche un impianto fotovoltaico, mediante un convertitore DC/DC dedicato, questo permette alla NG di caricare il supercapacitore dall'impianto fotovoltaico e immettere in rete il surplus di produzione, in questo caso il master converter è il PEI che regola la tensione del DC bus a 410V in immissione. L'impianto fotovoltaico regola la tensione del DC bus a 425V, non operando in MPPT, quando siamo disconnessi da rete e non è possibile sfruttare tutto il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore in assorbimento o immissione. Questa NG opera con una tensione del DC bus nominale di 400V.

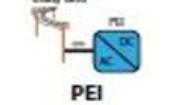
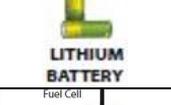
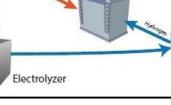
Tabella III. Modalità di funzionamento della NG3 (logica DC Bus Signaling).

 MASTER CONVERTER	PEI	Supercapacitor	PEI	PV
 V _{DC_REF}	380V	395V	410V	425V
 PEI	Assorbe da rete	-	Immette in rete	-
		Assorbe		Assorbe
 Supercapacitor	Eroga Pmax	Eroga/assorbe	Assorbe Pmax	Assorbe Pmax
	Regola la scarica		Regola la carica	Regola la carica
	SC scarico		SC carico	SC carico
 PV	MPP	MPP	MPP	Vcostante

Dalla Tab. IV, è possibile osservare che la NG4 non è dotata di una sorgente, ma di due tipologie di sistemi di accumulo: uno a Litio 50V/4kWh e uno ad idrogeno, costituito da un elettrolizzatore da 600W ed una Fuel-Cell da 1kW. Pertanto, la NG4 potrà immettere energia in rete solo nel caso di richieste da parte dell'aggregatore. Nel normale funzionamento della NG4 il sistema di accumulo a Litio regola la tensione del

DC bus in erogazione/assorbimento a 197,5V, in modo tale da alimentare i carichi critici. Se i sistemi di accumulo sono scarichi o non in grado di soddisfare la domanda dei carichi critici, allora il PEI garantirà l'alimentazione di tali carichi da rete, regolando la tensione del DC bus a 190V. La tensione del DC bus è regolata a 205V dal PEI in assorbimento da rete solo quando vi è una richiesta da parte dell'aggregatore in assorbimento, ma questa non può essere soddisfatta totalmente in quanto l'elettrolizzatore e il sistema di accumulo a Litio non sono in grado di assorbire la potenza richiesta (ad es. sono già carichi), quindi in questo caso il PEI limita la potenza prelevata da rete. In questa NG il sistema di accumulo a idrogeno (elettrolizzatore e Fuel-Cell) non opera mai da master converter in quanto non sarebbe in grado di rispondere velocemente alle variazioni di potenza (eventualmente anche bidirezionali) per la regolazione della tensione del DC bus. Inoltre, il passaggio da elettrolizzatore a fuel-cell e vice versa non può essere veloce, ma richiede del tempo. Quindi il sistema di accumulo a Litio è quello che risponde velocemente alle richieste dell'aggregatore, mentre il sistema idrogeno viene attivato per garantire il soddisfacimento delle richieste nel tempo. Questa NG opera con tensione nominale del DC bus di 200V.

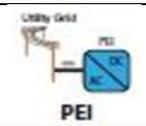
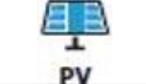
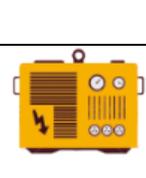
Tabella IV. Modalità di funzionamento della NG4 (logica DC Bus Signaling).

	PEI	Lithium battery	PEI
	190V	197,5V	205V
	Assorbe da rete	-	Assorbe da rete
		Assorbe	
	Eroga Pmax	Eroga/Assorbe	Assorbe Pmax
	Regola la scarica		Regola la carica
	Accumulo scarico		Accumulo carico
	Eroga/Assorbe	Eroga/Assorbe	Eroga/Assorbe

Dalla Tab. V si può osservare che l'impianto fotovoltaico della NG5 opera sempre in MPPT tranne che nella modalità di funzionamento in cui risulta essere il master e regola la tensione del DC bus a 425V. In questa modalità di funzionamento, il sistema di accumulo a Litio assorbe la massima potenza, oppure regola la carica oppure è già carico, è presente una richiesta dell'aggregatore in assorbimento o immissione oppure la NG5 è disconnessa da rete. Il sistema di accumulo a Litio: regola la tensione del DC bus in erogazione a 365V quando la rete è disconnessa oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore, in assorbimento o immissione; non opera né in erogazione, né in assorbimento, quando il DC bus è regolato dal PEI in assorbimento dalla rete (380V); regola la tensione del DC bus a 395V, caricando il sistema di accumulo quando siamo disconnessi da rete, oppure abbiamo una richiesta da parte dell'aggregatore, in assorbimento o immissione; assorbe la massima potenza o è già carico o in regolazione di carica, quando il surplus di produzione

dell'impianto fotovoltaico è immesso in rete (410V) o quando siamo disconnessi da rete e non è possibile sfruttare tutto il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico (425V), oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore in assorbimento o immissione (425V). Inoltre, se necessario, nel caso in cui il sistema di accumulo sia scarico è possibile sfruttare il gruppo elettrogeno alimentato a biodiesel per fornire alimentazione ai carichi critici e/o rispondere alla richiesta dell'aggregatore, in questo caso la tensione del DC bus è regolata a 370V dal DC/DC che interfaccia il gruppo elettrogeno alla NG. Questa NG opera con tensione nominale del DC bus di 400V.

Tabella V. Modalità di funzionamento della NG5 (logica DC Bus Signaling).

	Lithium battery	GE Biodiesel	PEI	Lithium battery	PEI	PV
	365V	370V	380V	395V	410V	425V
	-	Assorbe/Immette	Assorbe da rete	-	Immette in rete	- Assorbe Immette
	MPP	MPP	MPP	MPP	MPP	Vcostante
	Eroga	-	-	Assorbe	Assorbe Pmax Regola la carica Accumulo carico	Assorbe Pmax Regola la carica Accumulo carico
	-	Eroga	-	-	-	-

1.1.1 Test NG1

La NG1 è stata testata in diverse condizioni operative. Quindi sono stati condotti diversi test di funzionamento in cui l'impianto fotovoltaico ed il sistema di accumulo a Litio, intervengono sulla base delle disponibilità delle sorgenti e dei sistemi di accumulo (presenza di sole, giorno/notte, diverse condizioni ambientali per l'impianto fotovoltaico e SOC per il sistema di accumulo), per soddisfare le esigenze dei carichi critici e dei carichi locali della nanogrid.

Sono riportati di seguito i test eseguiti sulla NG1, nelle varie figure riportate e descritte, sono presenti le grandezze elettriche tensione del DC bus (in rosso), tensione AC istantanea di rete (in verde) e tensione AC istantanea dei carichi critici (in blu). Inoltre, sono riportati anche i valori efficaci delle grandezze sinusoidali per ciascun test eseguito. La configurazione di NG1 è riportata in Fig. I.

In Fig. 114 è riportata la fase di avvio della NG1 mediante il sistema di accumulo a Litio. Il DC bus è precaricato ad un valore di tensione (180V) prossimo a quello del sistema di accumulo (200V) mediante un resistore di precarica, che viene cortocircuitato al raggiungimento di tale tensione, quindi la tensione del DC bus raggiunge quella del BES (questa varia a seconda del SOC del sistema di accumulo, nel caso specifico del test, circa 230V, SOC 95%). Successivamente, si attiva il controllo della tensione del DC bus per essere portata al valore di riferimento di 365V (tensione di riferimento per il convertitore DC/DC del sistema di accumulo quando è lui a imporre la tensione del DC bus, in erogazione). Raggiunto tale livello di tensione, il convertitore DC/AC dei carichi critici viene avviato gradualmente fino a raggiungere il valore di tensione nominale di 230V/50Hz.

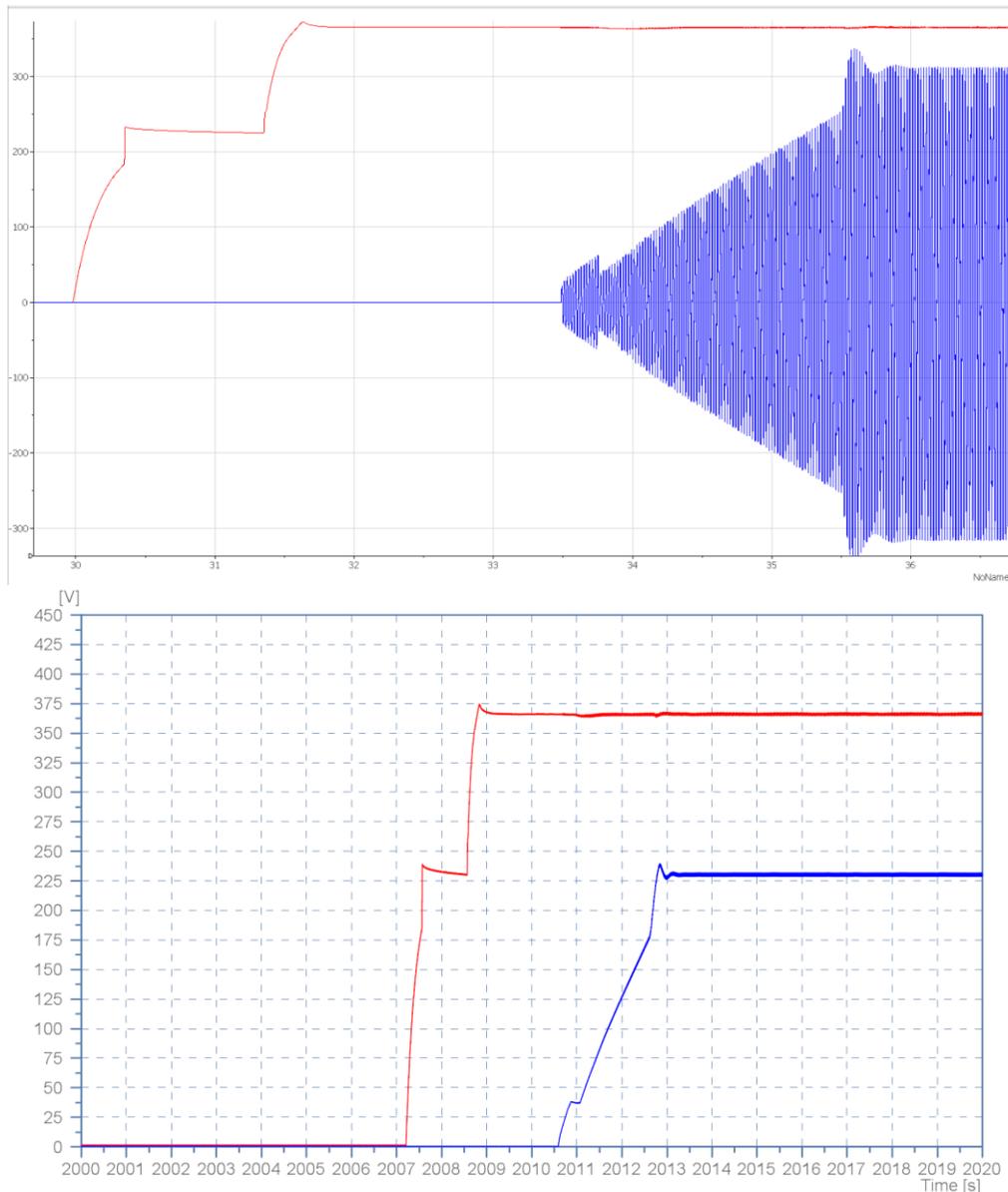


Figura 113 Avvio NG1 da sistema di accumulo a Litio.

In Fig. 115 è riportata la fase di avvio della NG1 da rete. Il DC bus è precaricato ad un valore di tensione di 180V mediante un resistore di precarica, che viene cortocircuitato al raggiungimento di tale tensione. La tensione del DC bus incrementa sino al raggiungimento di una tensione prossima al picco della tensione di rete (circa 300-325V, tensione di rete che passa attraverso un ponte di diodi e filtrata dai condensatori del DC bus). Successivamente si attiva il controllo della tensione del DC bus per essere portata al valore di riferimento di 380V (tensione di riferimento per il convertitore DC/AC di rete quando è lui a imporre la tensione del DC bus, in assorbimento dalla rete). Raggiunto tale livello di tensione, il convertitore DC/AC dei carichi critici viene avviato gradualmente fino a raggiungere il valore di tensione nominale di 230V/50Hz.

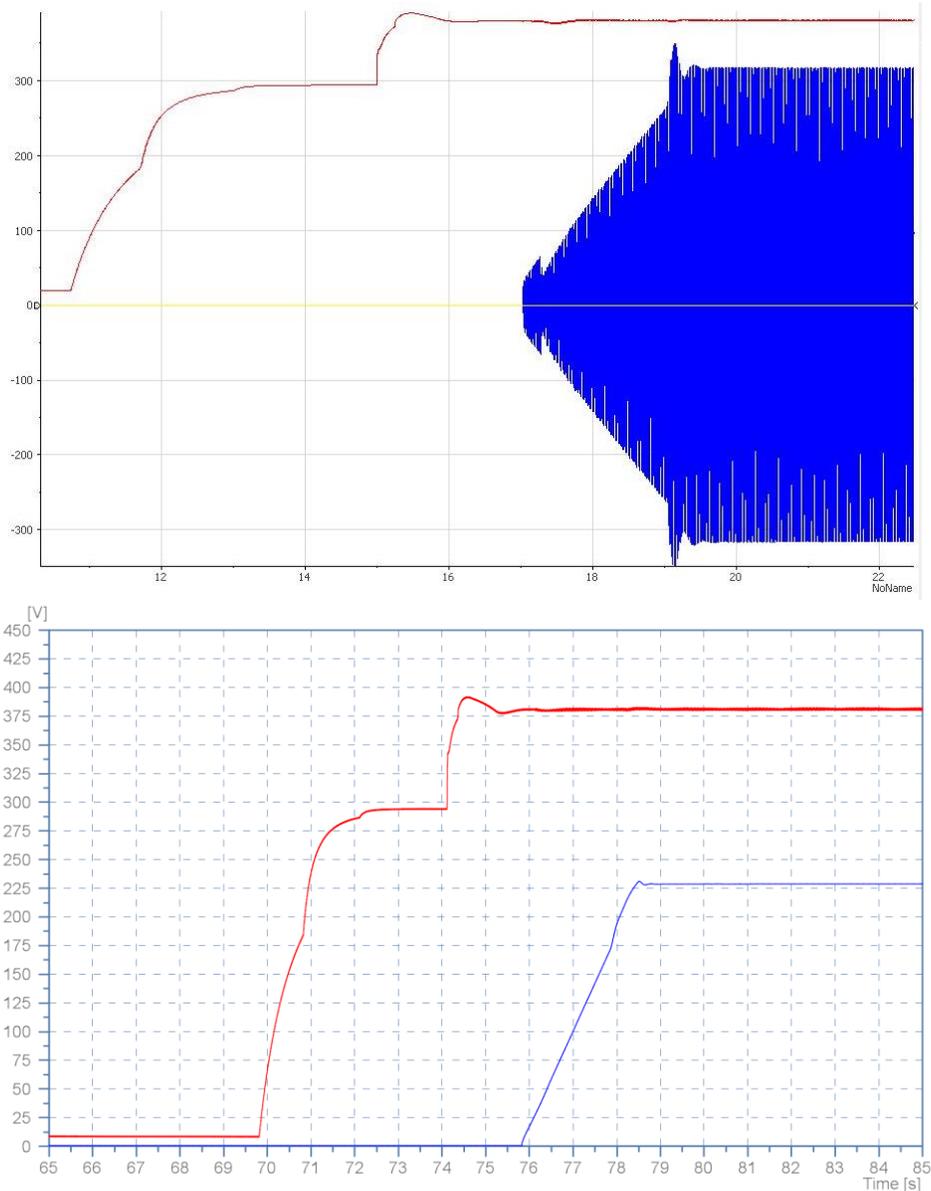


Figura 114 Avvio NG1 da rete.

In Fig. 116 è riportata la fase di avvio della NG1 mediante l'utilizzo dell'impianto fotovoltaico. Il DC bus è precaricato ad un valore di tensione prossimo alla V_{oc} dell'impianto fotovoltaico (nel caso specifico dei test, questa tensione è di 180V, ma può variare in base alla configurazione dell'impianto fotovoltaico) mediante un resistore di precarica, che viene cortocircuitato al raggiungimento di tale tensione, quindi si attiva il controllo della tensione del DC bus per essere portata al valore di riferimento di 425V (tensione di riferimento per il convertitore DC/DC dell'impianto fotovoltaico quando è lui a imporre la tensione del DC bus e non deve operare in MPPT). Tale valore di riferimento viene raggiunto nel caso in cui il fotovoltaico abbia una capacità di produzione maggiore del carico da alimentare. Se tale valore di tensione (425V) non dovesse essere raggiunto allora il fotovoltaico opera in MPPT e la tensione del DC bus sarà data dal bilanciamento tra la produzione e carico da alimentare. Raggiunto tale livello di tensione, il convertitore DC/AC dei carichi critici viene avviato gradualmente fino a raggiungere il valore di tensione nominale di 230V/50Hz.

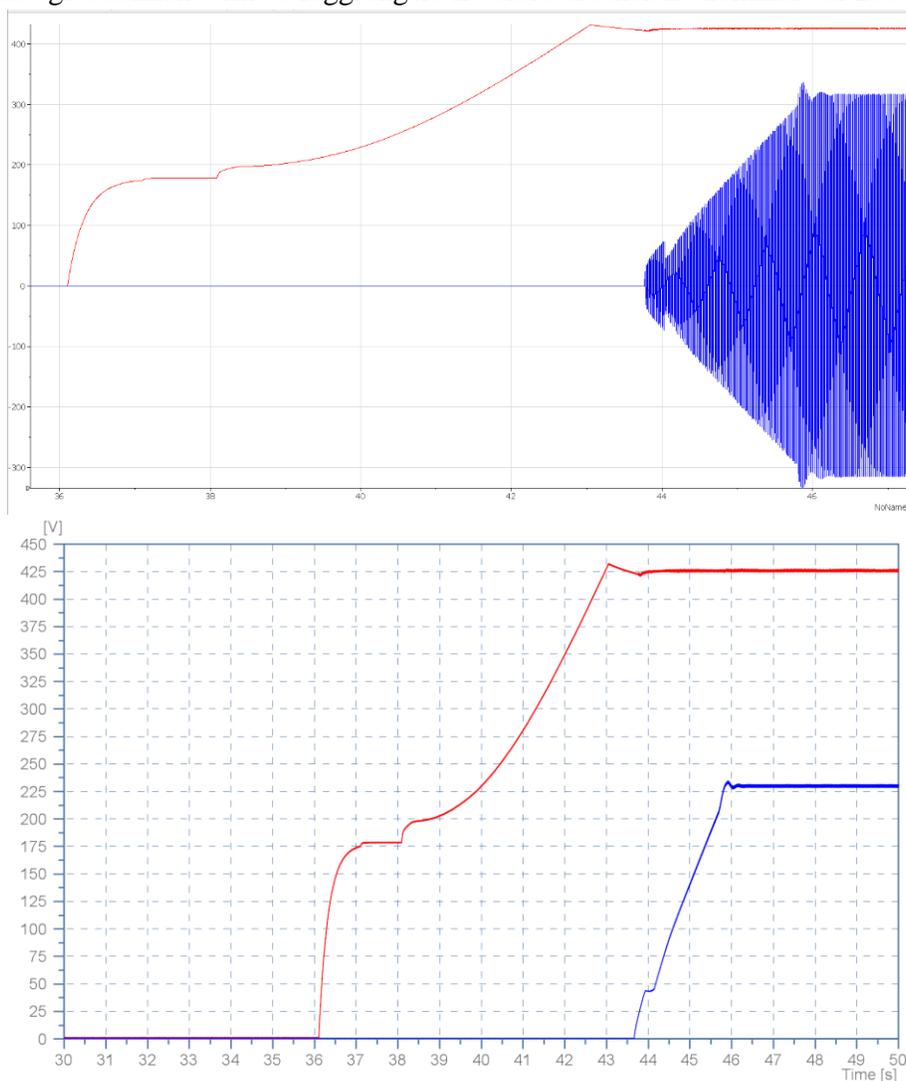


Figura 115 Avvio NG1 da fotovoltaico.

Sono di seguito riportati i test di funzionamento della NG1, in particolare sono evidenziate le transizioni da una modalità di funzionamento ad un'altra in particolari condizioni.

In Fig. 117 è mostrato l'andamento della tensione di rete (in verde) che viene a mancare, mentre alla NG1 è connesso il sistema di accumulo. In questa condizione, la NG1 si disconnette dalla rete elettrica e la tensione del DC bus diminuisce (in rosso), passando dai 380V (riferimento di tensione quando a regolare la tensione del DC bus è il convertitore DC/AC che collega la NG1 alla rete in assorbimento da rete) ai 365V (riferimento di tensione per la regolazione del DC bus da parte del convertitore DC/DC che interfaccia il sistema di accumulo alla NG1 in erogazione). La tensione AC sui carichi critici viene mantenuta inalterata (in blu) per garantire continuità nell'alimentazione, grazie al convertitore DC/AC dedicato.

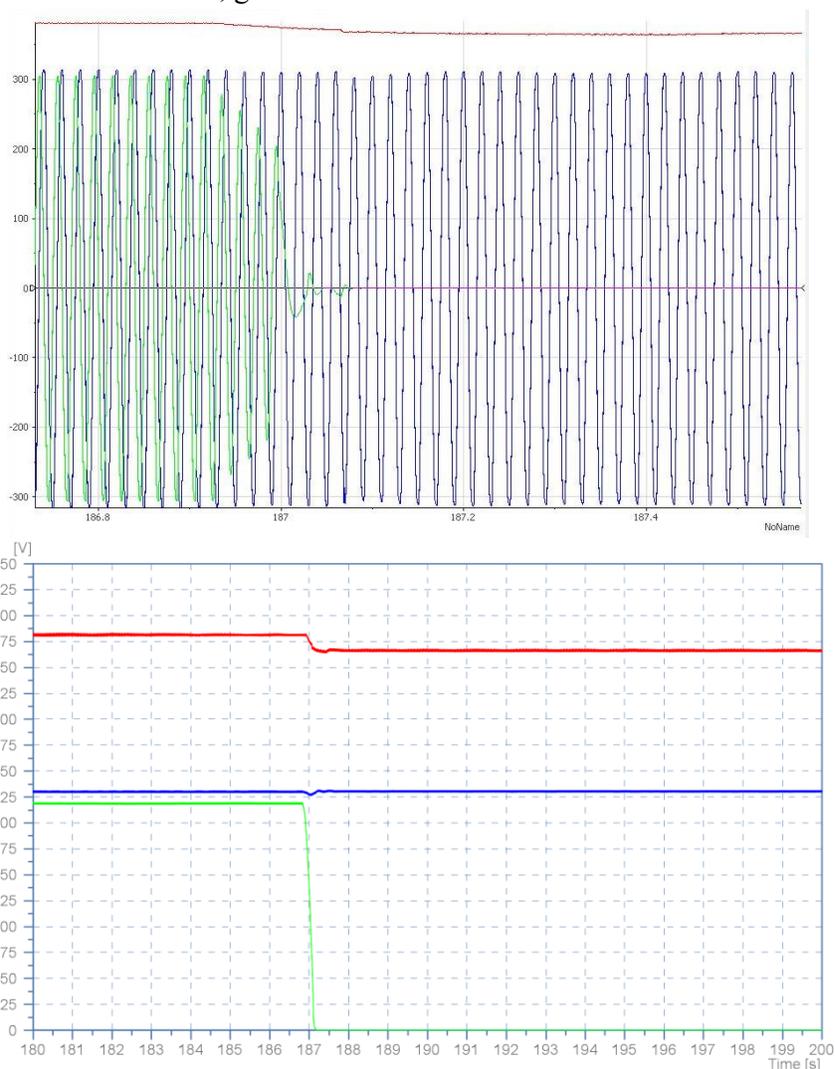


Figura 116 NG1: test disconnessione rete.

In Fig. 118 è illustrato il caso in cui la rete viene ripristinata. La tensione del DC bus (in rosso) della NG1 è inizialmente regolata dal convertitore DC/DC del sistema di accumulo al valore di riferimento di 365V,

quando la di rete viene ripristinata (in verde), quindi dopo il controllo dei parametri di rete (tensione e frequenza), la NG1 si ricollega alla rete elettrica e riporta la tensione del DC bus al valore di riferimento di 380V. Anche in questa fase, la tensione AC sui carichi critici viene mantenuta inalterata (in blu) per garantire continuità nell'alimentazione, grazie al convertitore DC/AC dedicato.

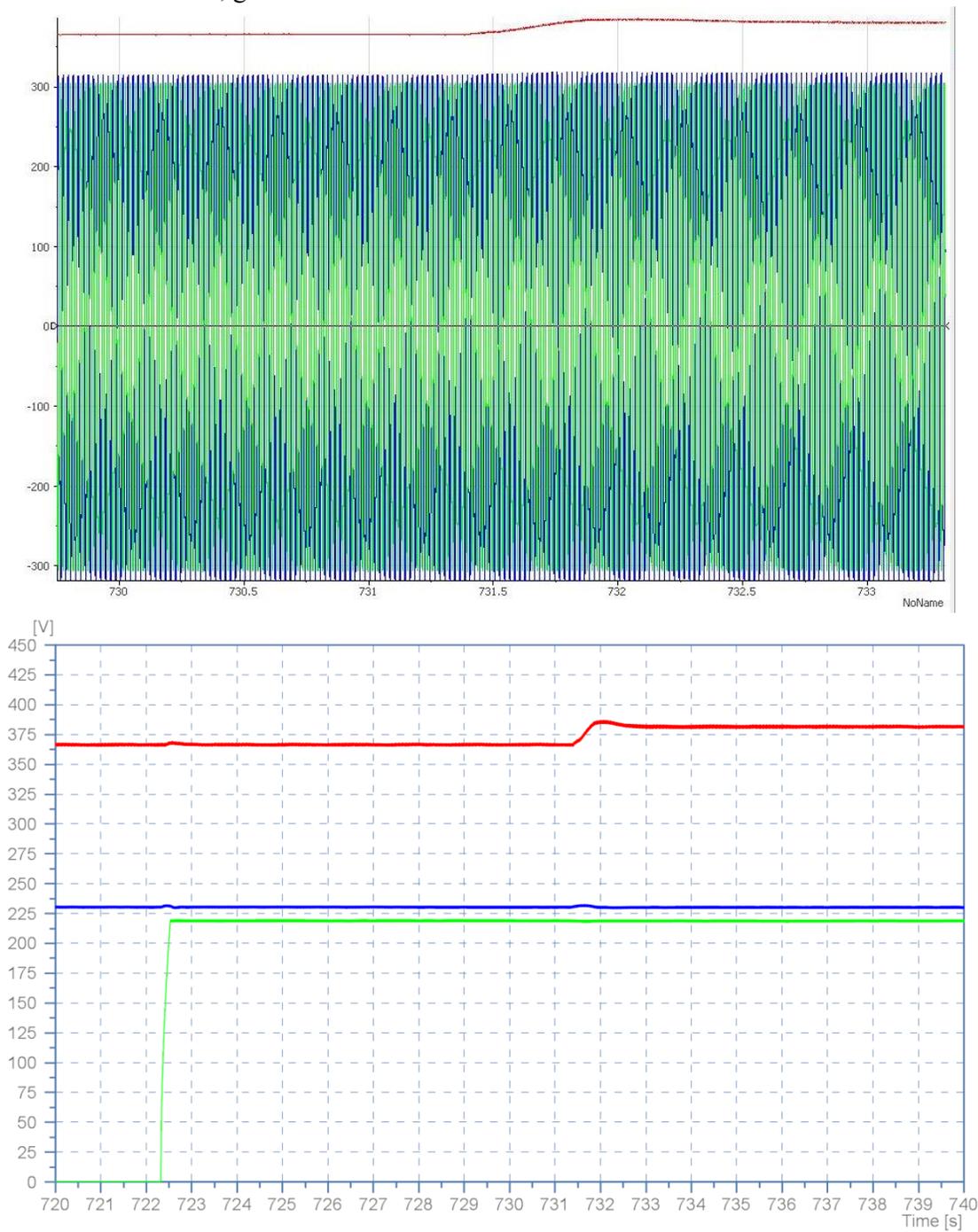


Figura 117 NG1: test riconnessione rete.

In Fig. 119 è mostrata la connessione alla NG1 dell'impianto fotovoltaico quando sono già presenti il sistema di accumulo e la rete, quindi i carichi critici sono alimentati. Il DC bus (in rosso) è regolato a 380V dal convertitore DC/AC di rete in assorbimento per alimentare i carichi critici (tensione di alimentazione in blu). Il sistema di accumulo è connesso, ma non eroga ne assorbe. In queste condizioni, l'impianto fotovoltaico è connesso alla NG1 e inizia a produrre energia (si avvia la regolazione in MPPT), quindi la tensione del DC bus inizia a crescere. L'impianto fotovoltaico raggiunge gradualmente l'MPPT, sino a stabilizzarsi, il DC bus si stabilisce al valore di riferimento di 395V, modalità di funzionamento in cui il convertitore DC/DC del sistema di accumulo mantiene il controllo del DC bus in carica, sfruttando la produzione dell'impianto fotovoltaico. In questa fase, non abbiamo scambio con la rete elettrica in quanto la produzione del fotovoltaico è tutta sfruttata per caricare il sistema di accumulo e alimentare i carichi critici con continuità mediante il convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu).

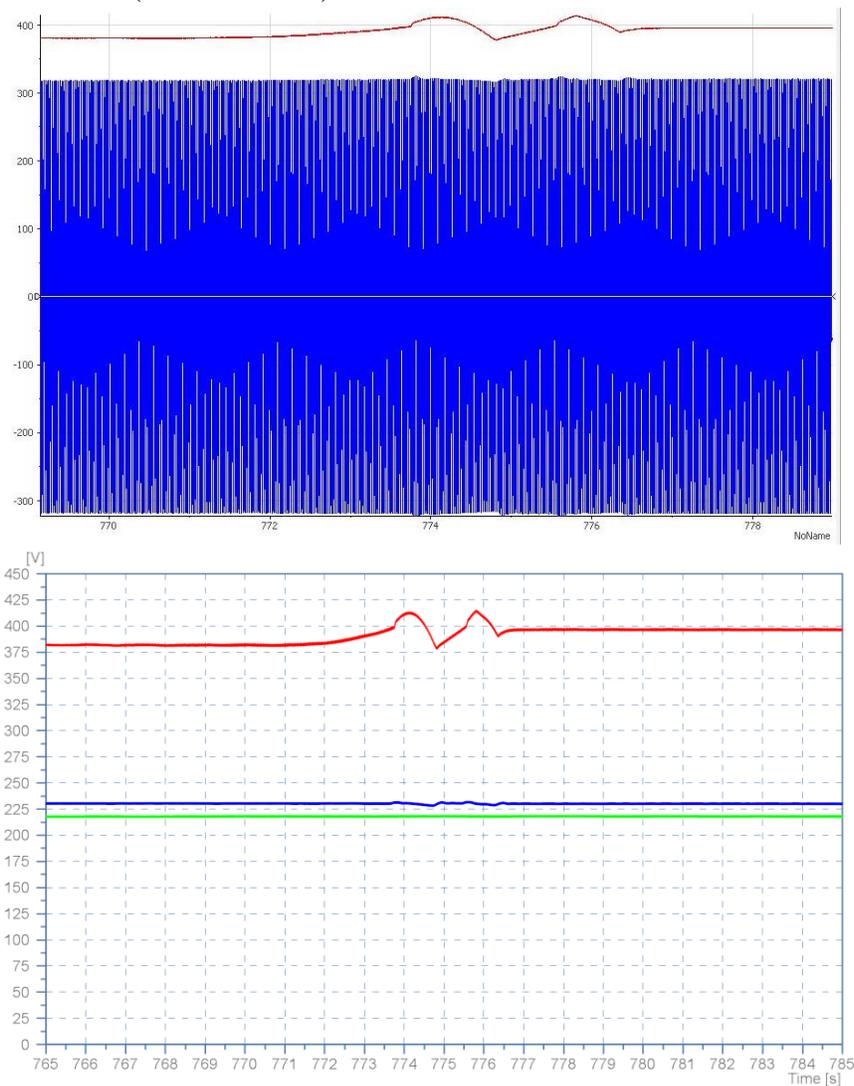


Figura 118 NG1: test connessione impianto fotovoltaico.

In Fig. 120 la NG1 opera con sistema di accumulo, rete elettrica (con cui non scambiamo nulla - curva verde), impianto fotovoltaico e carichi critici alimentati (tensione in blu), il DC bus è regolato dal DC/DC del sistema di accumulo al valore di riferimento di 395V (sistema di accumulo in carica). In queste condizioni, il sistema di accumulo non riesce ad assorbire tutto il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico (il sistema di accumulo entra nella fase di regolazione della carica) quindi la tensione del DC bus inizia a crescere (in rosso). La tensione del DC bus si stabilisce al valore di riferimento di 410V, modalità di funzionamento in cui il convertitore DC/AC di rete immette in rete il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico. In questa fase, i carichi critici sono alimentati con continuità mediante il convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu).

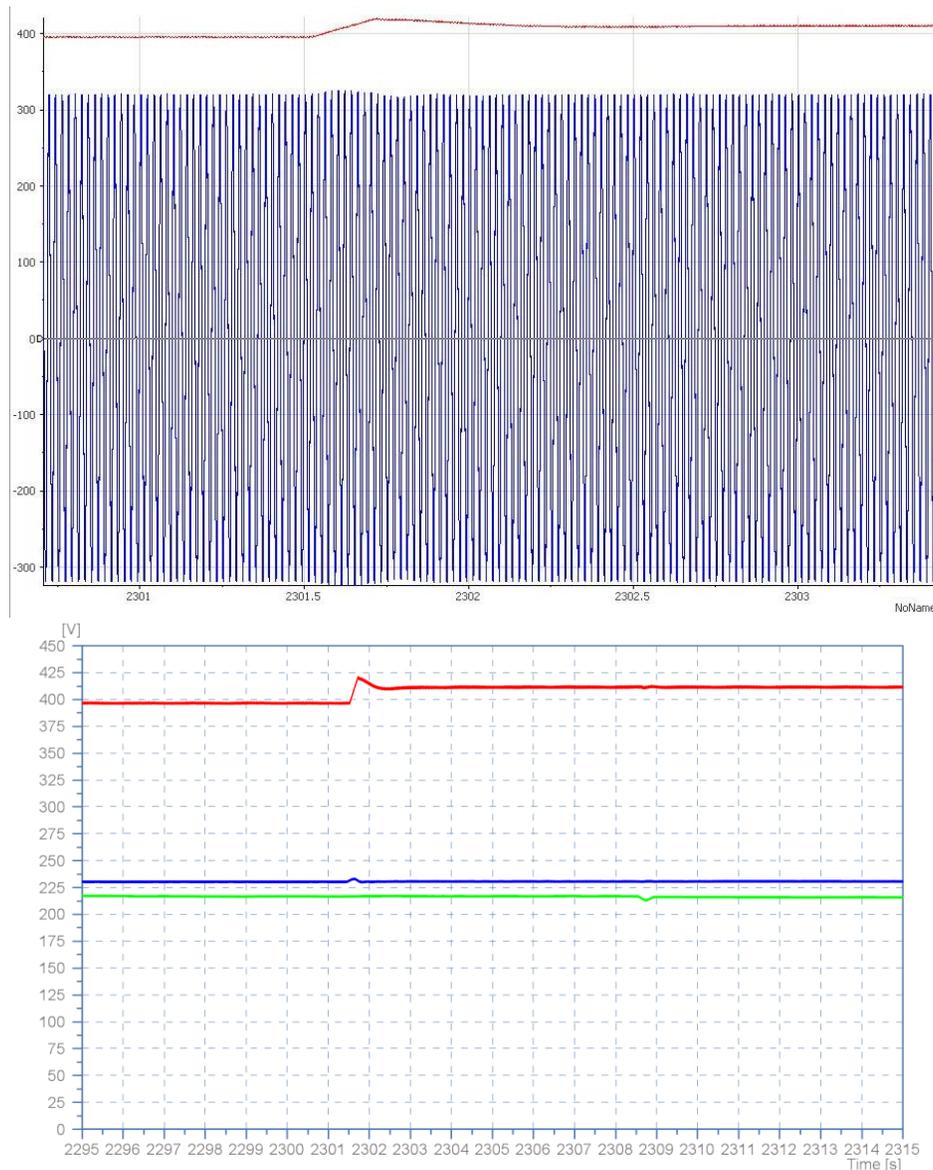


Figura 119 NG1: test immissione in rete surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico.

La Fig. 121 mostra la NG1 che opera con sistema di accumulo carico ed immette in rete il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, i carichi critici sono alimentati (tensione in blu), la tensione del DC bus (in rosso) è regolata al valore di riferimento di 410V dal convertitore DC/AC di rete (tensione AC in verde). In queste condizioni la rete elettrica viene disconnessa, quindi il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico che opera in MPPT, determina l'incremento della tensione del DC bus, fino al raggiungimento del livello per il quale viene disattivato il controllo in MPPT, passando al controllo a tensione costante del DC bus da parte del convertitore DC/DC del fotovoltaico, che regola il DC bus al valore di riferimento di 425V, in modo da erogare la sola potenza necessaria ad alimentare i carichi elettrici (il sistema di accumulo è già carico). I carichi critici sono alimentati mediante il convertitore DC/AC dedicato.

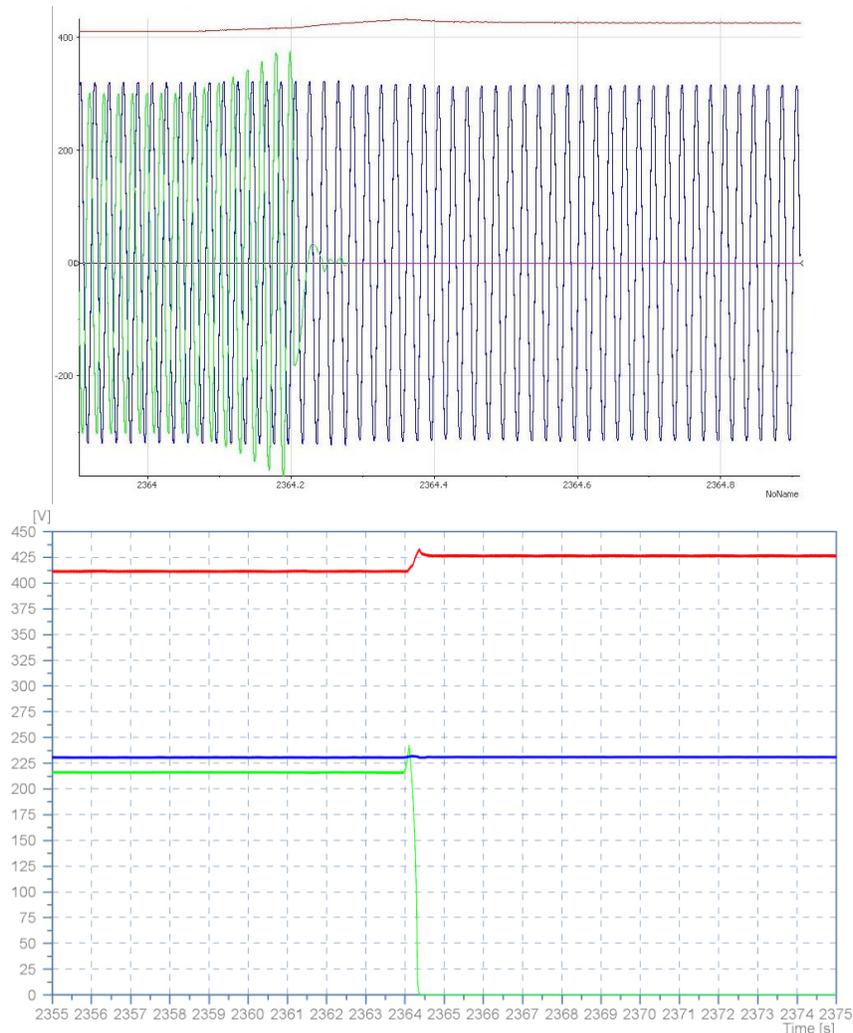


Figura 120 NG1: test di disconnessione rete in presenza di surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico.

La Fig. 122 mostra il comportamento della NG1 che opera in isola, con sistema di accumulo carico, carichi critici alimentati (tensione in blu), convertitore DC/DC dell'impianto fotovoltaico che opera a tensione costante e regola la tensione del DC bus a 425V (in rosso) al fine di limitare la potenza prodotta dall'impianto PV a quella richiesta dai carichi critici, che continuano ad essere alimentati (tensione in blu). In queste

condizioni, il carico elettrico viene aumentato, fino a superare la massima potenza che può produrre l'impianto fotovoltaico, quindi la tensione del DC bus decresce, fino a far intervenire il sistema di accumulo, quindi è il convertitore DC/DC del sistema di accumulo ad erogare il deficit di produzione e regolare la tensione del DC bus a 365V (modalità in cui il sistema di accumulo, in scarica, regola il DC bus). Da notare che in questo test le modalità di funzionamento intermedie (410V, 395V e 380V) non sono intervenute nel regolare la tensione del DC bus. In particolare, le modalità 410V e 380V (modalità di regolazione del DC/AC di rete) non sono intervenute perché in questo test la rete elettrica è disconnessa, mentre la 395V è la modalità di regolazione del DC/DC del sistema di accumulo in carica, in questo test non è intervenuta poiché il sistema di accumulo è già carico.

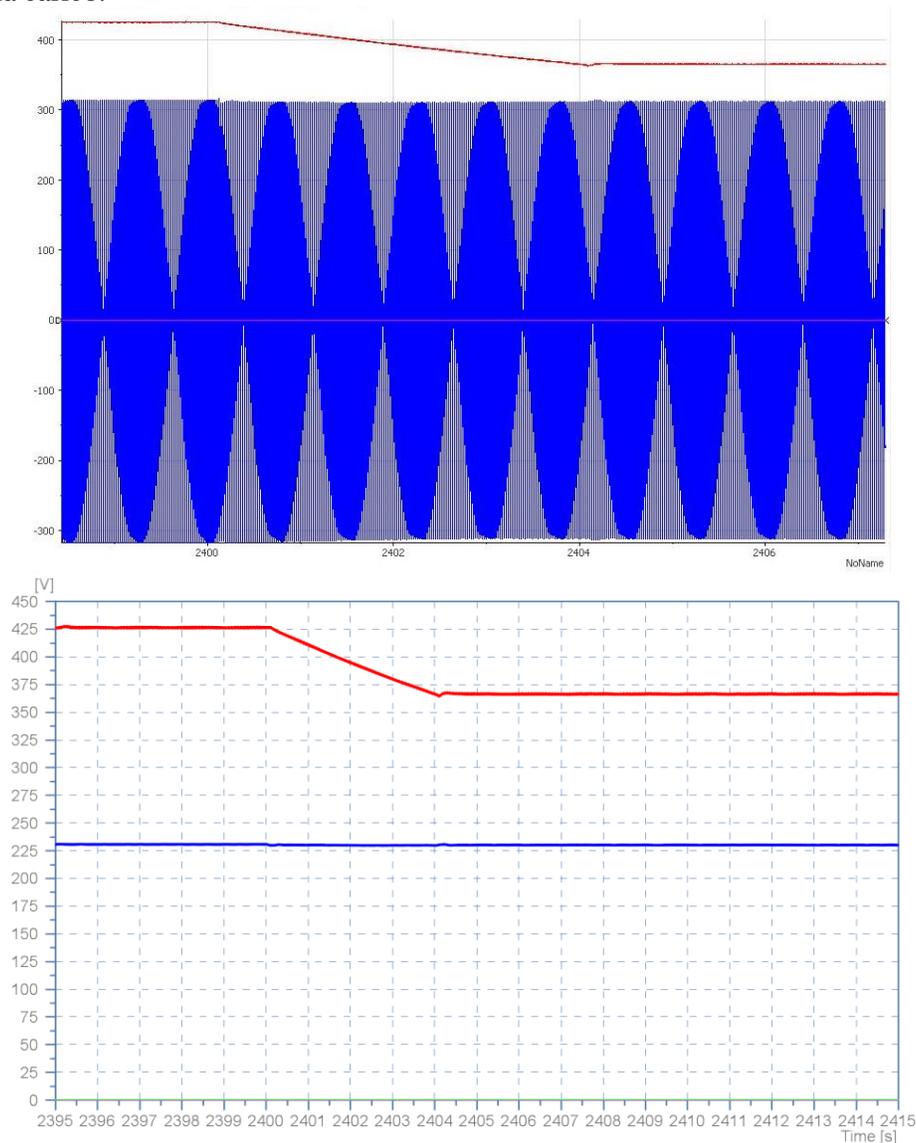


Figura 121 NG1: incremento del carico critico durante il funzionamento in isola della NG.

La Fig. 123 illustra il funzionamento in isola della NG1, l'impianto fotovoltaico opera in MPPT, i carichi critici sono alimentati (tensione in blu) e il deficit di produzione è coperto dal sistema di accumulo in

erogazione, quindi il DC/DC del sistema di accumulo regola la tensione del DC bus al valore di riferimento di 365V (in rosso). In queste condizioni, vengono disconnessi alcuni carichi, la tensione del DC bus incrementa fino a raggiungere il livello di 395V, riferimento per il DC/DC del sistema di accumulo che interviene a regolare il DC bus con sistema di accumulo in carica utilizzando il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, il quale continua ad operare in MPPT. Da notare che in questo test la modalità di funzionamento di 380V non è intervenuta nel regolare la tensione del DC bus, poiché in questo test la rete elettrica è disconnessa. I carichi critici sono alimentati mediante il DC/AC dedicato.

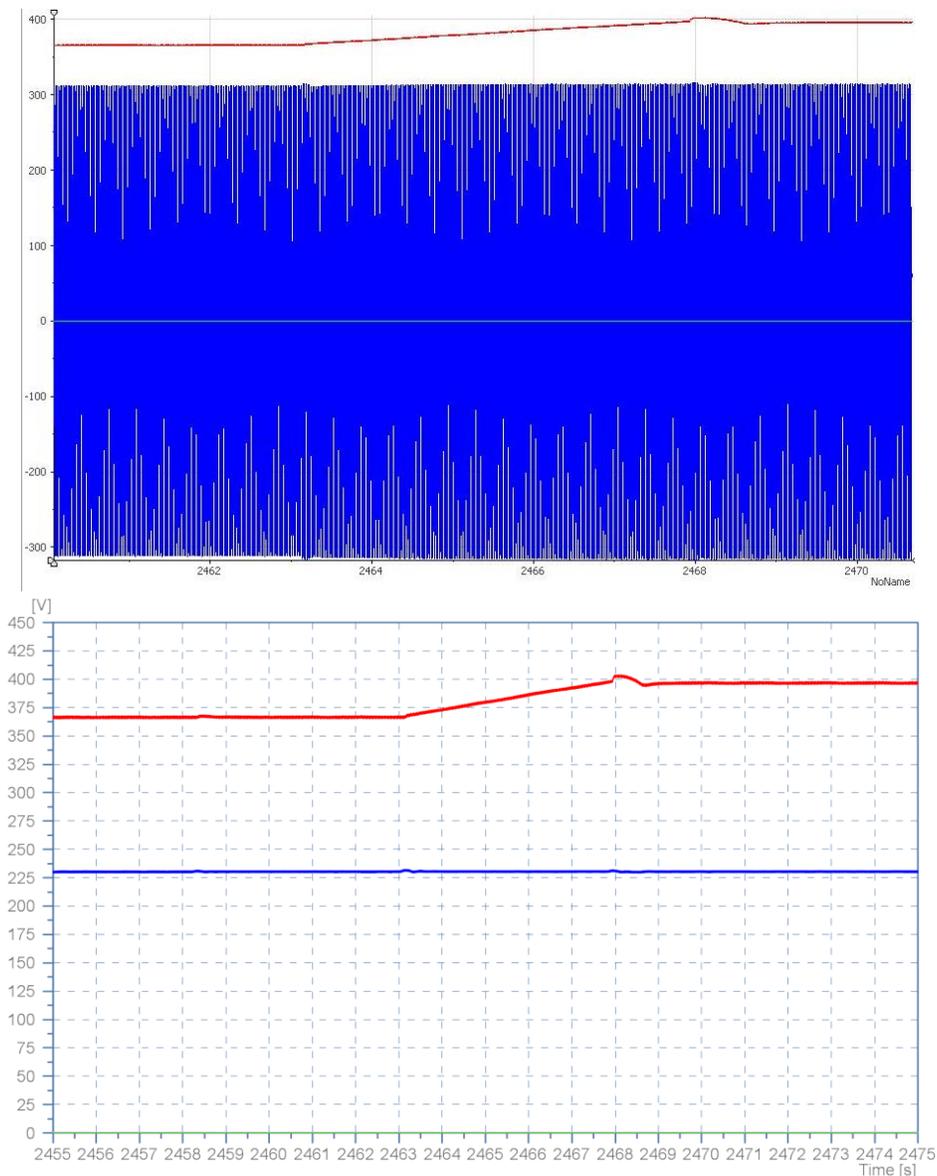


Figura 122 NG1: disconnessione dei carichi durante il funzionamento in isola della NG.

1.1.2 Test NG2

La configurazione di NG2 su cui sono stati condotti i test sperimentali è riportata in Fig. II, vista nei precedenti paragrafi. Sono presenti un convertitore DC/AC per interfacciare la NG alla rete (1,5kW), un convertitore DC/AC come interfaccia verso i carichi critici (1,5kW), un convertitore DC/DC per il sistema di accumulo a litio 50V/4kWh (1,5kW) e un convertitore DC/DC per il sistema di accumulo a supercapacitori 108V/100Wh (1,5kW). La NG opera con tensione nominale del DC bus di 400V.

Nella Fig. 124 sono illustrati dei test di funzionamento della NG2 durante richieste di inseguimento di profili di potenza in immissione in rete e di prelievo da rete. È possibile osservare come, quando viene richiesto di prelevare da rete, la corrente dei supercapacitori diventa negativa (curva blu) e la tensione ai morsetti dei supercapacitori incrementa (fase di carica, curva viola). In questa fase la tensione del DC bus è regolata dal convertitore dei supercapacitori a 197,5V (curva rossa). Quando la corrente sui supercapacitori raggiunge il valore massimo, allora interviene il sistema di accumulo a litio (curva verde) che inizia a caricarsi. In questa fase la tensione del DC bus aumenta da 197,5V a 205V ed è il convertitore del sistema di accumulo a Litio a regolare la tensione del DC bus. Successivamente, il set-point viene staccato, allora il sistema di accumulo è messo in stand-by e sono i supercapacitori a mantenere attiva la NG al valore di tensione di 197,5V e fornire energia ai carichi critici (la tensione dei supercapacitori decresce, fase di scarica). Quando viene inviato un set-point in prelievo da rete, allora la corrente dei supercapacitori cresce e la tensione ai morsetti del supercapacitore decresce (in scarica). In questa fase la tensione del DC bus è regolata dal convertitore dei supercapacitori a 197,5V. Quando viene raggiunta la massima corrente dei supercapacitori, allora interviene il sistema di accumulo a Litio che inizia a scaricarsi. In questa fase la tensione del DC bus è regolata a 190V dal sistema di accumulo a litio. Successivamente, viene ridotta la potenza dei carichi critici, quindi il sistema di accumulo a Litio riduce la corrente erogata e lascia il controllo del DC bus ai supercapacitori (197,5V). Il set-point viene successivamente staccato. I test continuano in modo analogo fornendo e staccando diversi set-point in prelievo da rete o immissione in rete.

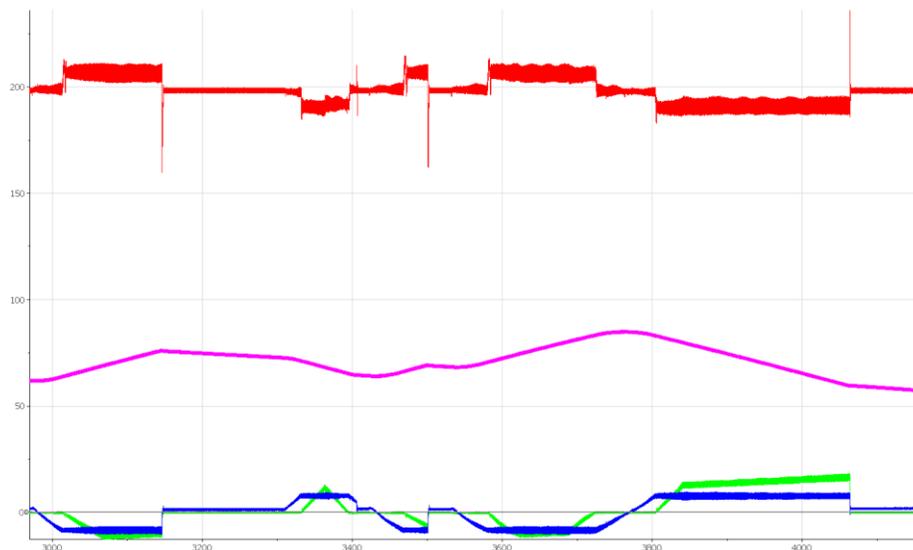


Figura 123 NG2: Test erogazione/assorbimento su richiesta set-point (DC bus 200V).

Nella Fig. 125 sono riportati diversi test condotti sulla NG2 in diverse condizioni, con DC bus a tensione nominale di 200V e 400V. In Fig. X è riportato il test condotto con la NG2 in isola, quindi la tensione del DC bus (in rosso) è regolata dal convertitore DC/DC del supercap, in scarica, al valore di 365V, i carichi critici sono alimentati con continuità dal convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu). In queste condizioni viene collegata la rete (tensione in verde), quindi dopo i controlli per verificare la possibilità di riconnessione, la tensione del DC bus aumenta al valore di riferimento di 380V (interfaccia DC/AC con la rete regola il DC bus in assorbimento). La tensione in nero nei grafici è quella del supercap.

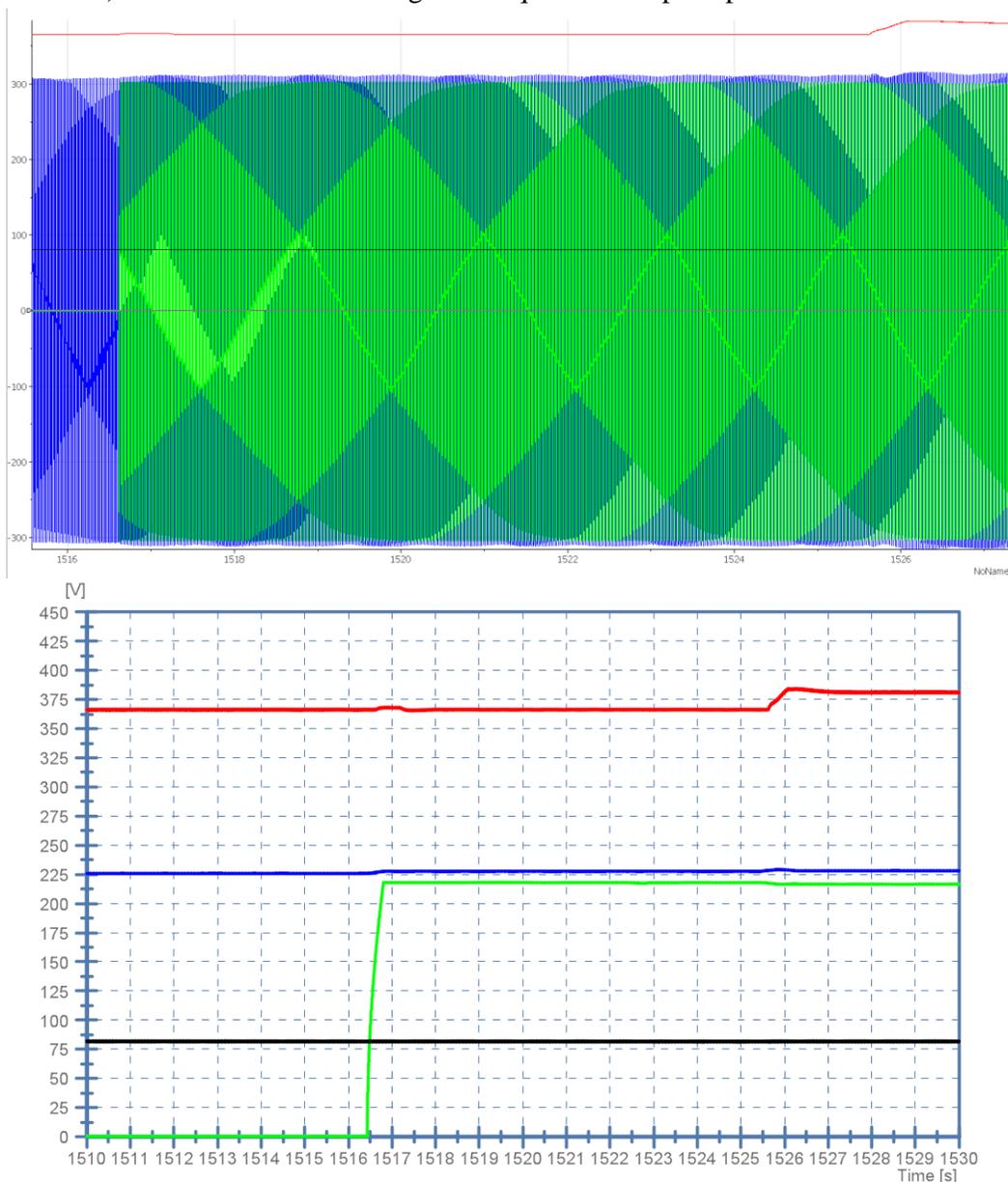


Figura 124 NG2: connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 400V).

In Fig. 126, sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. Inizialmente il DC bus (in rosso) è regolato dal convertitore DC/DC del supercap, in scarica, al valore di 182,5V, i carichi critici sono alimentati con continuità dal convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu). Quando viene collegata la rete (tensione in verde), la tensione del DC bus aumenta al valore di riferimento di 190V (interfaccia DC/AC con la rete regola il DC bus in assorbimento). La tensione in nero nei grafici è quella del supercap.

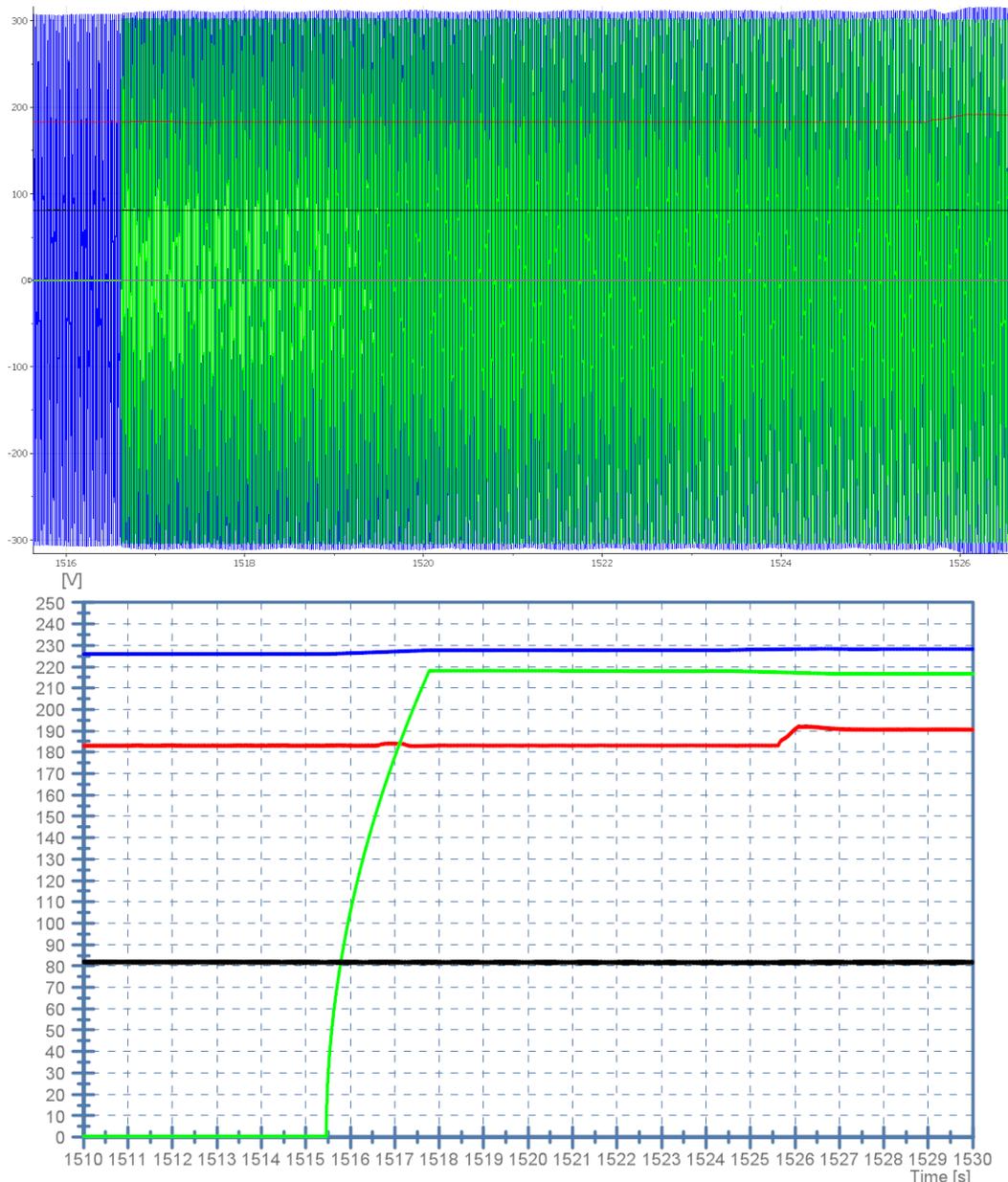


Figura 125 NG2: connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 200V).

Allo scopo di simulare un incremento di produzione, è stato collegato alla NG2 un generatore controllabile. In Fig. 127 è mostrato il caso di un incremento di produzione, un surplus di produzione che fa incrementare

la tensione del DC bus (in rosso) da 380V a 395V, tensione di riferimento per il convertitore DC/DC del supercap che inizia a caricarsi. La rete è presente (tensione in verde), ma non scambiamo potenza, i carichi critici continuano ad essere alimentati (tensione in blu). La tensione del supercap è mostrata nei grafici con il colore nero.

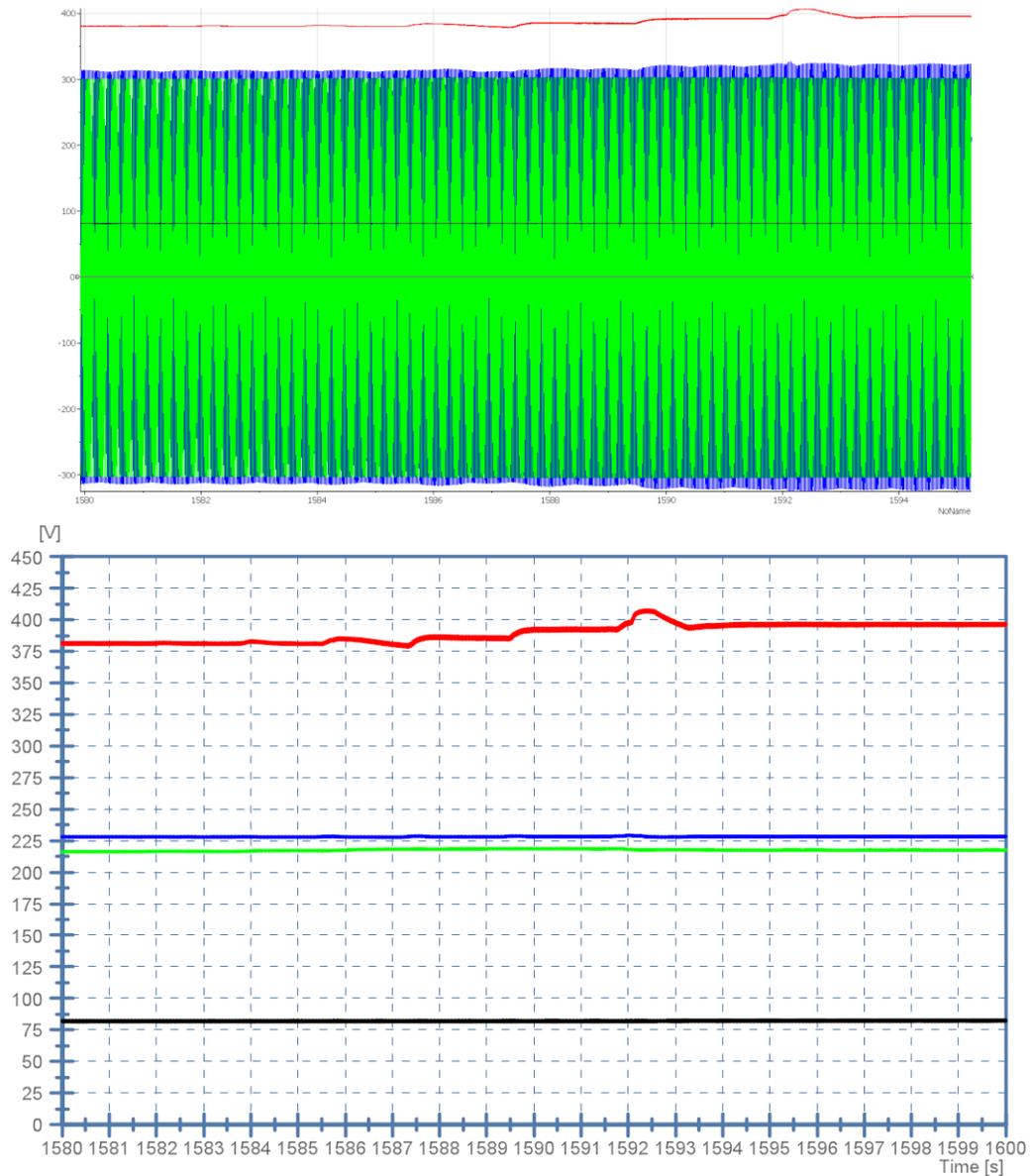


Figura 126 NG2: incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 400V).

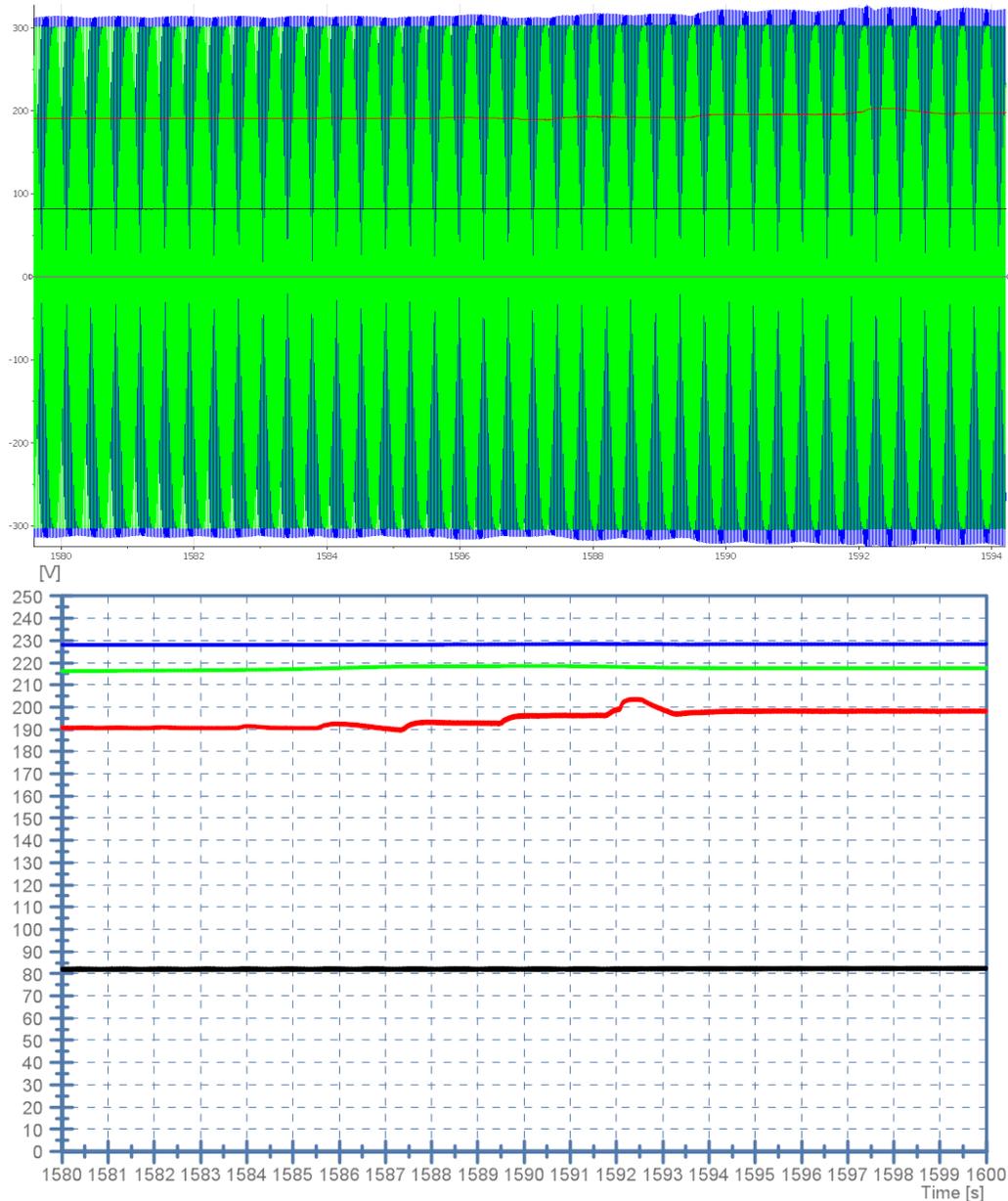


Figura 127 NG2: incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 200V).

In Fig. 129 è mostrato il caso in cui il supercap raggiunge la tensione di 90V (in nero) ed entra nel controllo della carica, quindi il convertitore DC/DC del supercap non riesce a regolare la tensione del DC bus (in rosso) al valore di 395V. La tensione del DC bus aumenta e il surplus è immesso in rete (tensione di rete in verde), il convertitore DC/AC di rete regola la tensione del DC bus in immissione al valore di 410V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu).

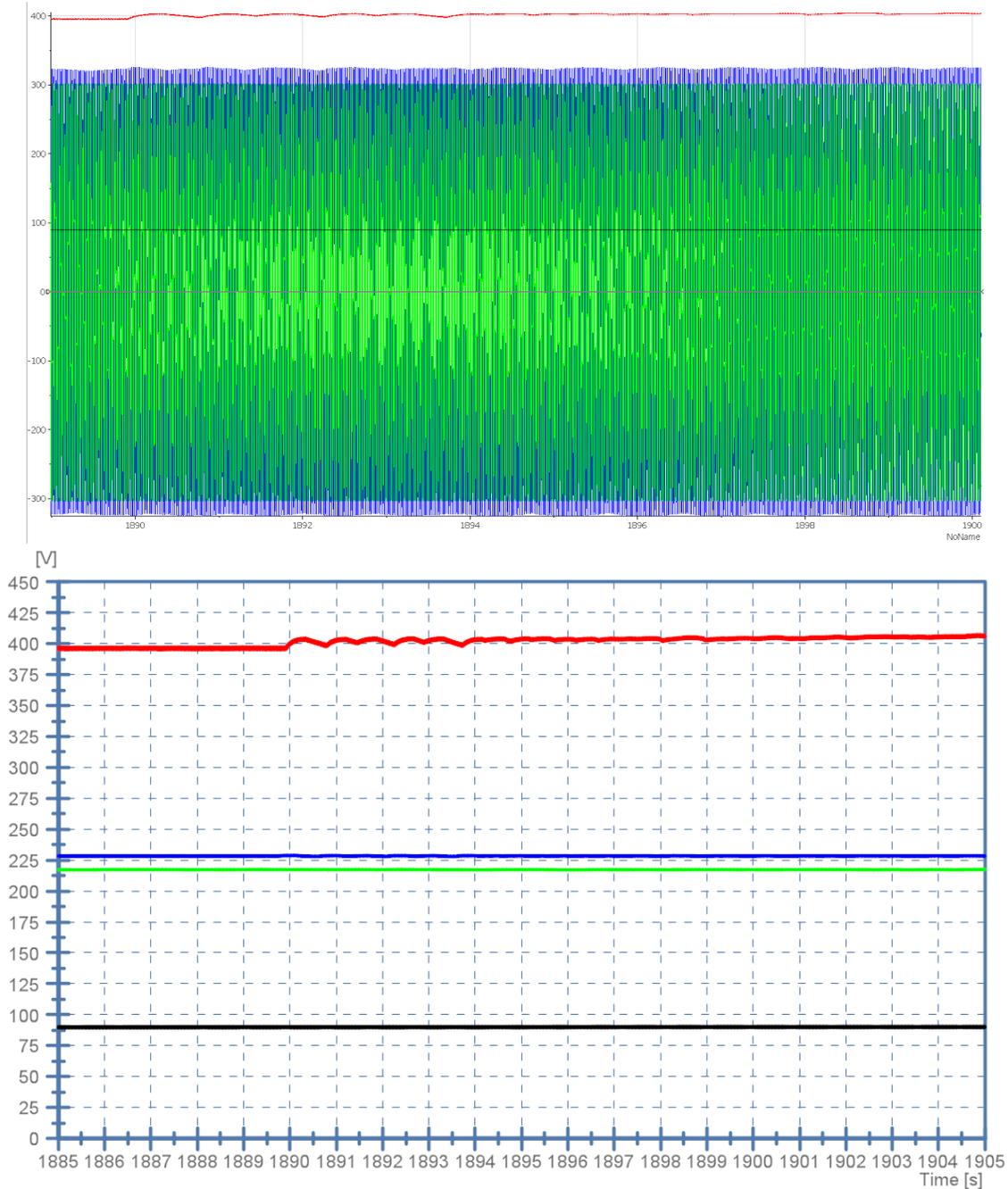


Figura 128 NG2: regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 400V).

In Fig. 130 sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. Il supercap raggiunge la tensione di 90V (in nero) ed entra nel controllo della carica, quindi il convertitore DC/DC del supercap non riesce a regolare la tensione del DC bus (in rosso) al valore di 197,5V. La tensione del DC bus aumenta e il surplus è immesso in rete (tensione di rete in verde), il convertitore DC/AC di rete regola la

tensione del DC bus in immissione al valore di 205V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu).

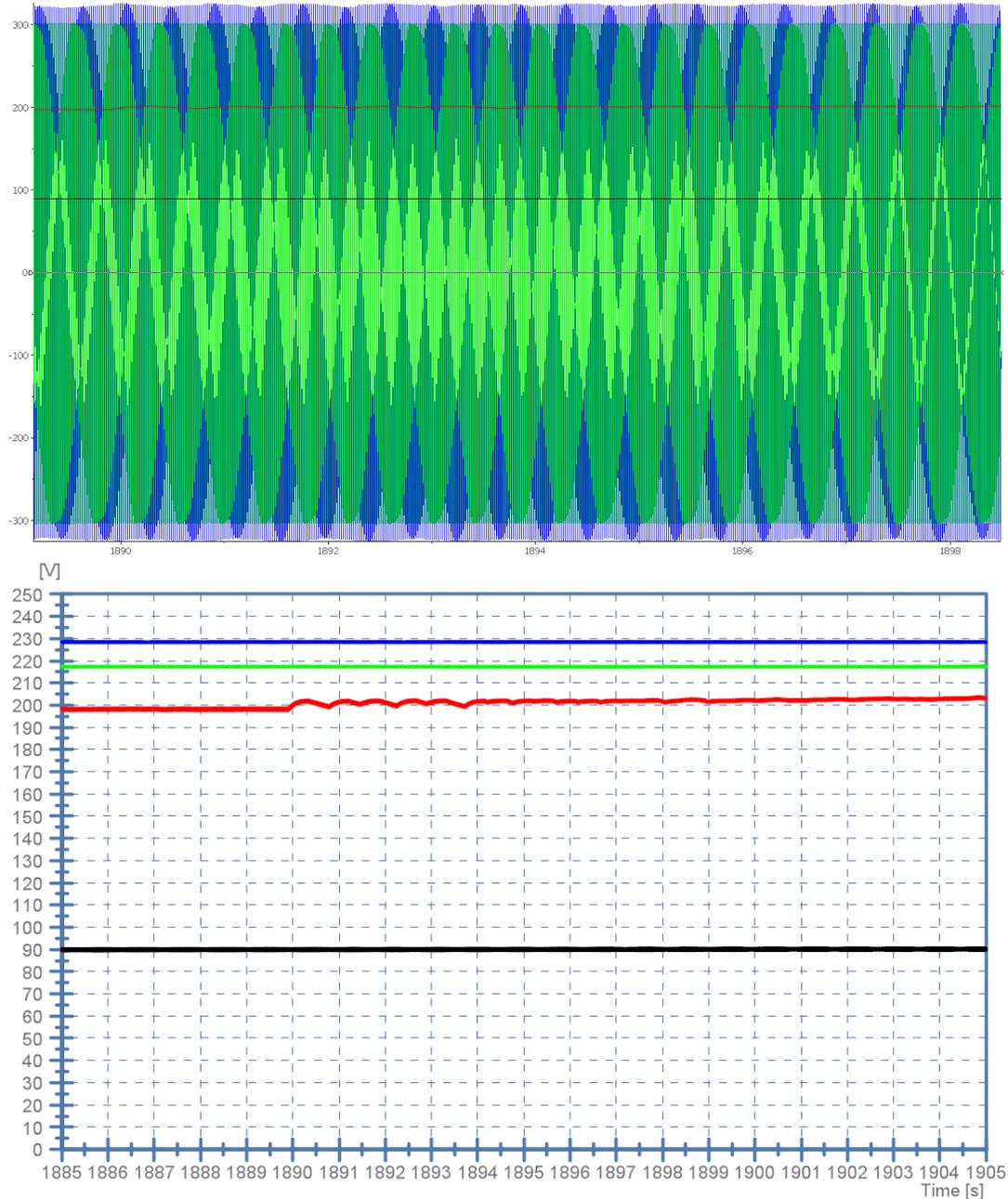


Figura 129 NG2: regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 200V).

In Fig. 131 è illustrato il comportamento della NG2 quando sta immettendo in rete il surplus di produzione, la tensione del DC bus (in rosso) è regolata dal convertitore DC/AC di rete in immissione al valore di 410V. In questa condizione si ha una riduzione della produzione, quindi la tensione del DC bus decresce. La rete è presente (tensione in verde), quindi il DC bus si assesta al valore di 380V, valore di riferimento del

convertitore DC/AC di rete in assorbimento. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu). Il supercap (in nero) non interviene in questa fase.

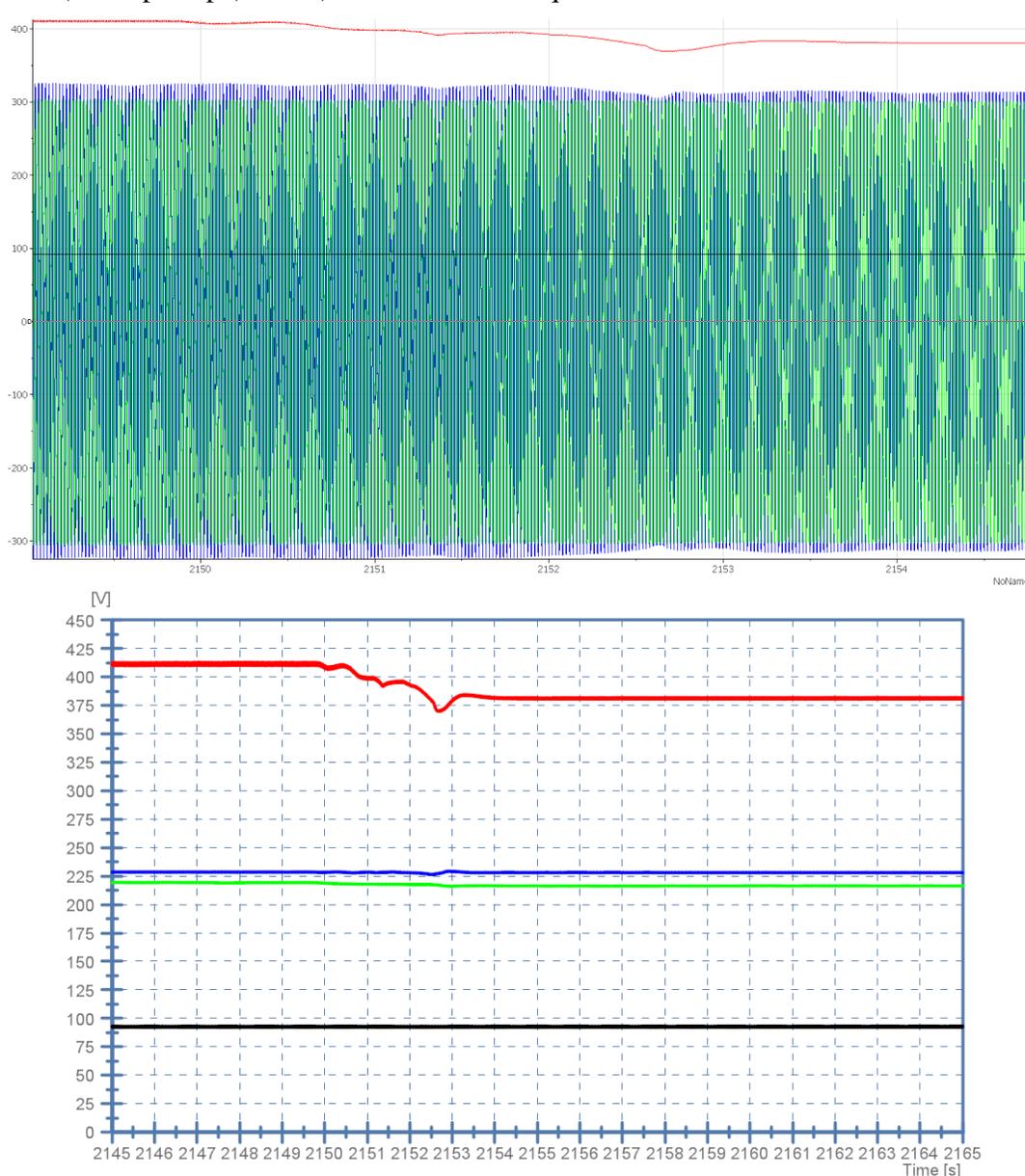


Figura 130 NG2: passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 400V).

In Fig. 132 sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. Inizialmente si sta immettendo in rete il surplus di produzione, la tensione del DC bus (in rosso) è regolata dal convertitore DC/AC di rete in immissione al valore di 205V. In questa condizione si ha una riduzione della produzione, quindi la tensione del DC bus decresce. La rete è presente (tensione in verde), quindi il DC bus si assesta al valore di 190V, valore di riferimento del convertitore DC/AC di rete in assorbimento. I carichi critici

continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu). Il supercap (in nero) non interviene in questa fase.

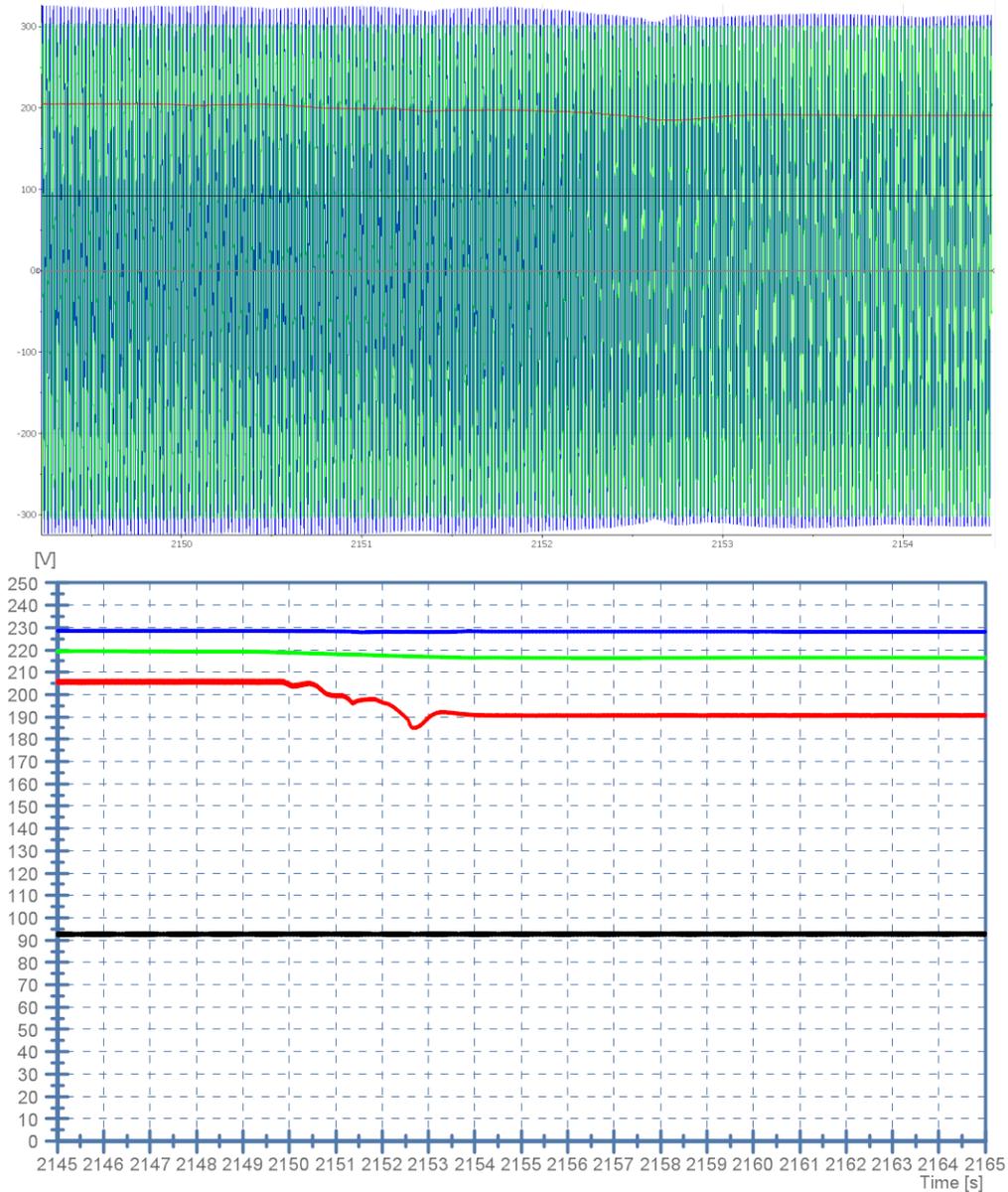


Figura 131 NG2: passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 200V).

In Fig. 133 è mostrato il distacco di rete in condizioni di deficit di produzione. La tensione del DC bus (in rosso) è inizialmente regolata dal DC/AC di rete in prelievo (380V). In questa condizione la rete elettrica viene disconnessa (tensione in verde). La tensione del DC bus decresce fino a far intervenire il supercap (tensione in nero). Quindi il convertitore DC/DC del supercap, in scarica, regola la tensione del DC bus al valore di 365V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu) mediante il DC/AC dedicato.

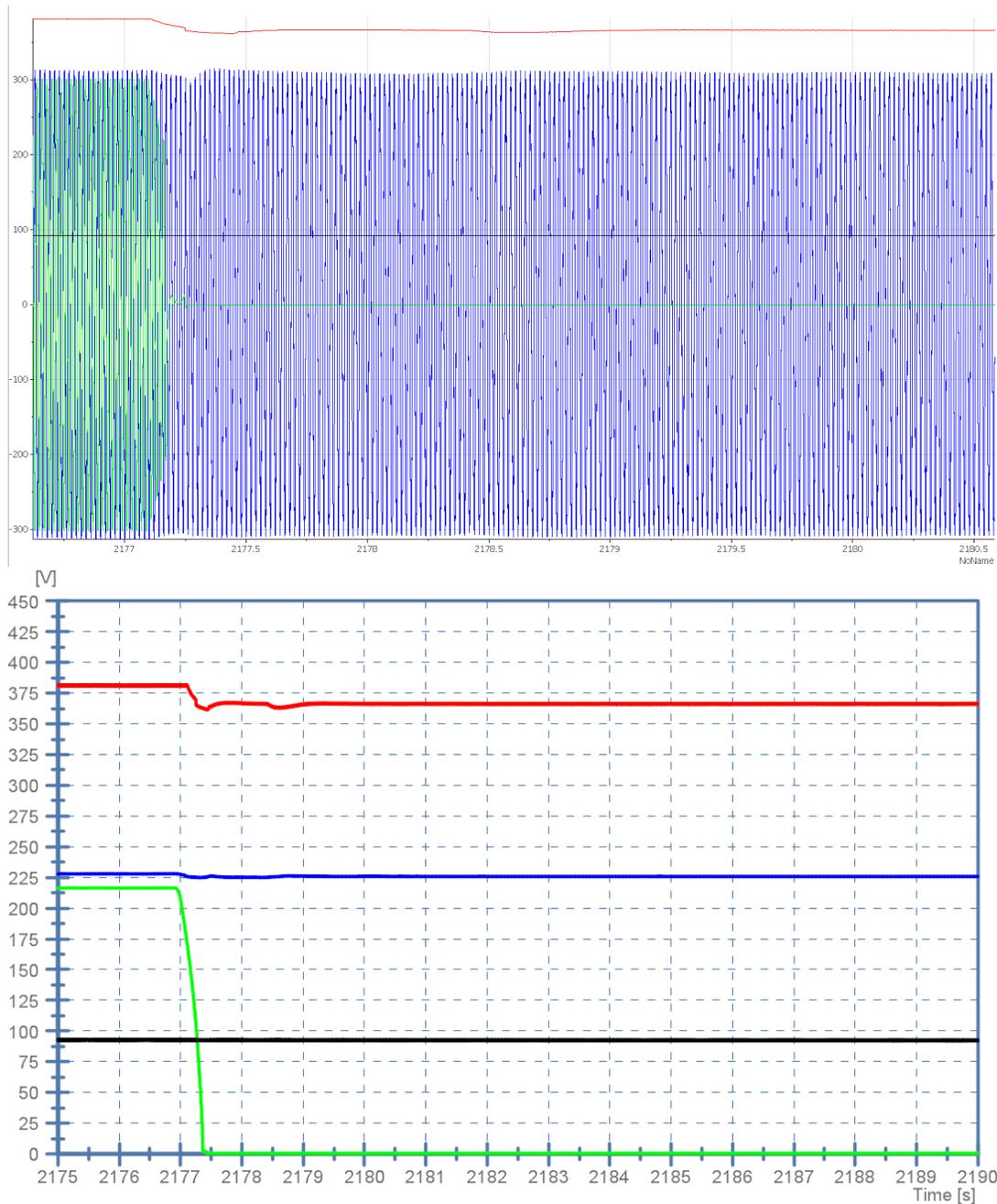


Figura 132 NG2: disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 400V).

In Fig. 134 sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. La rete è disconnessa in condizioni di deficit di produzione. La tensione del DC bus (in rosso) è inizialmente regolata dal DC/AC di rete in prelievo (190V). In questa condizione la rete elettrica viene disconnessa (tensione in verde). La tensione del DC bus decresce fino a far intervenire il supercap (tensione in nero). Quindi il

convertitore DC/DC del supercap, in scarica, regola la tensione del DC bus al valore di 182,5V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu) mediante il DC/AC dedicato.

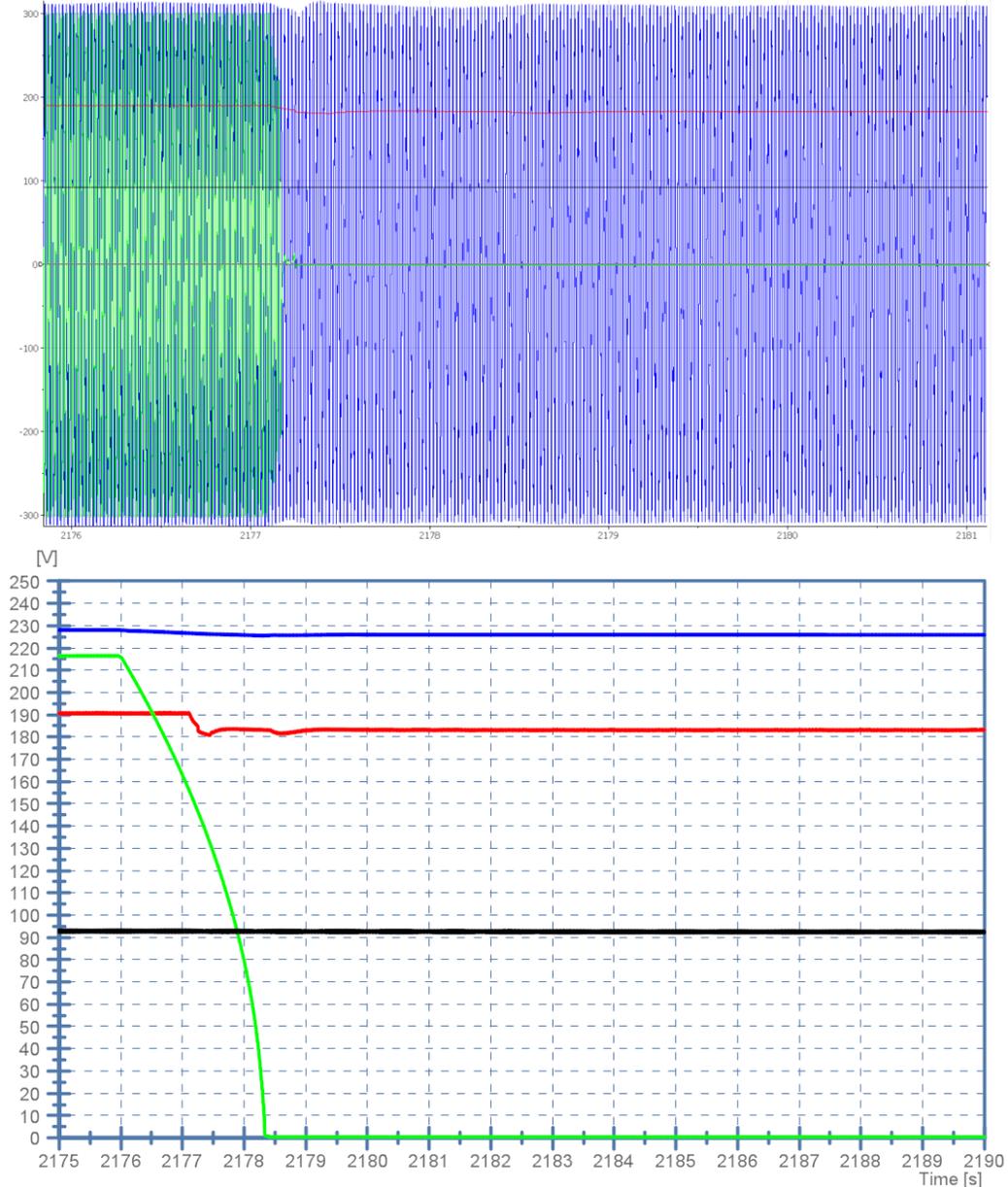


Figura 133 NG2: disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 200V).

1.1.3 Test NG3

La NG3 su cui sono stati condotti i test sperimentali presenta la configurazione riportata in Fig. III. In particolare, è presente il supercapacitore (700Wh) con convertitore DC/DC dedicato, carichi critici con convertitore DC/AC (3kW) e interfaccia con la rete con relativo convertitore DC/AC (il PEI, 3kW). I test

condotti hanno visto la connessione alla NG di un impianto fotovoltaico di 3kW. La tensione nominale del DC bus è di 400V.

Nelle Figg. 135, 136 e 137 sono illustrati dei test di funzionamento della NG3, sono riportati la tensione del DC bus (rosso), la tensione sinusoidale dei carichi critici (verde), la tensione del supercapacitore (viola), la corrente del supercapacitore (blu). Inizialmente la tensione del DC bus è regolata dal PEI in prelievo da rete a 380V, quando la produzione del fotovoltaico aumenta, il supercapacitore assorbe energia e inizia la fase di carica (la tensione ai morsetti del supercapacitore aumenta e la corrente assume valore negativo). In questa fase la tensione del DC bus è regolata a 395V dal convertitore DC/DC del supercapacitore. Nella fase successiva, in seguito ad una richiesta di inseguimento di un profilo di potenza in immissione in rete, la produzione del fotovoltaico non è sufficiente a soddisfare la richiesta, quindi i supercapacitori si trovano costretti a dover erogare, la corrente diventa positiva e la tensione ai morsetti decresce, quindi il DC bus è regolato dal convertitore DC/DC dei supercapacitori a 365V. In questi test, la tensione AC sui carichi critici è mantenuta sempre costante, come è possibile osservare dalla Fig. 136.

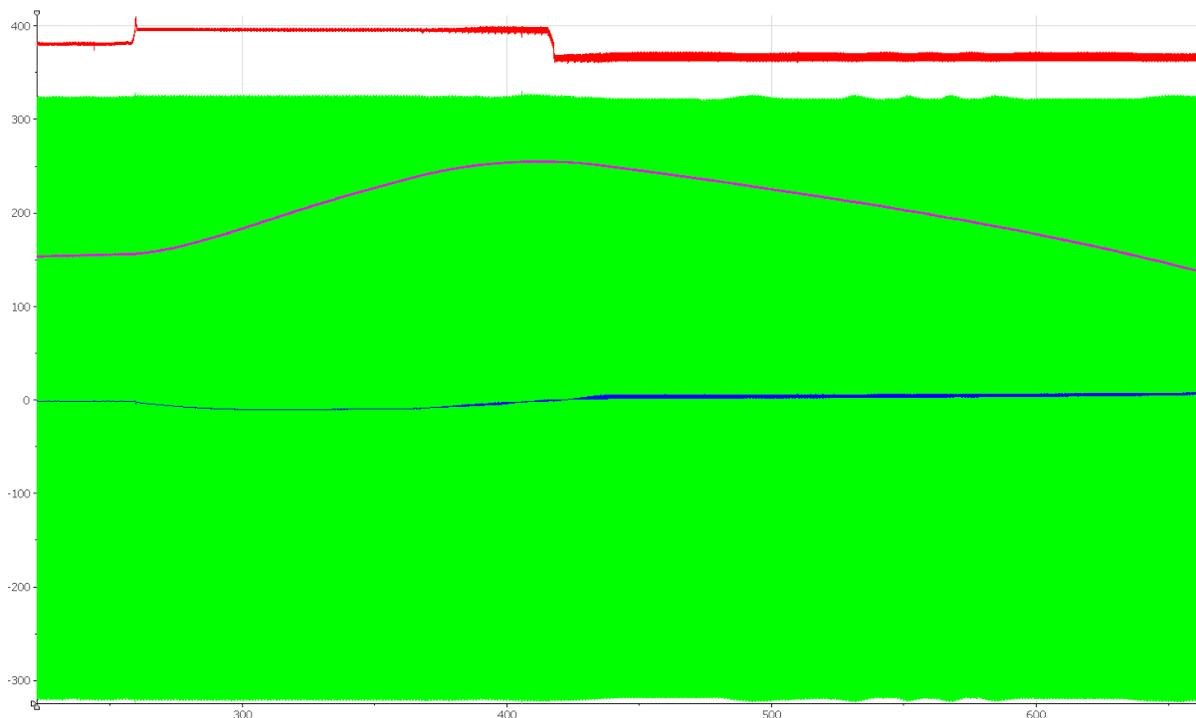


Figura 134 NG3: Test di funzionamento della NG3 con impianto fotovoltaico, sistema di accumulo a supercapacitori, carichi critici ed interfaccia con la rete.

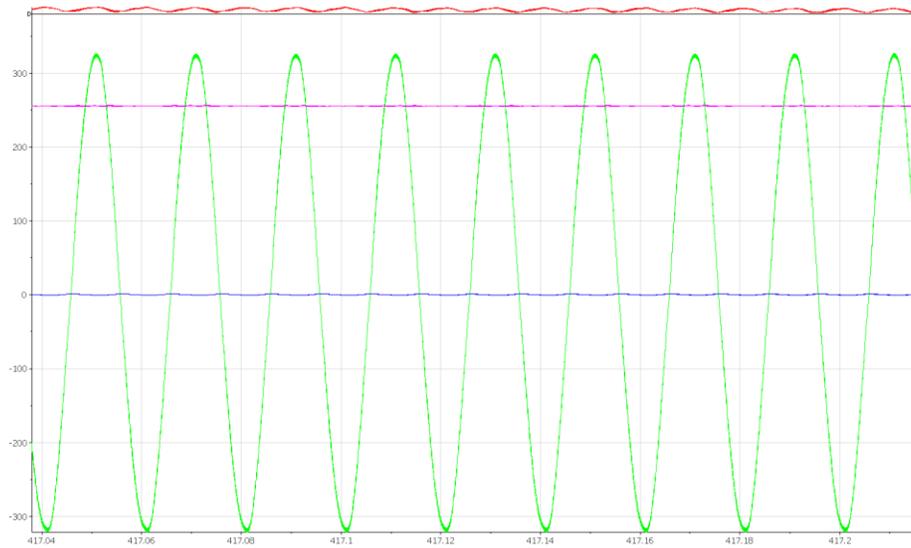


Figura 135 NG3: Particolare della tensione sui carichi critici.

Nella Fig. 137 sono riportati diversi test di funzionamento consecutivi, in cui alla NG3 sono richiesti diversi set-point di inseguimento, in immissione e in prelievo da rete. Si può osservare come la tensione del DC bus (rosso) varia da 365V quando è il supercapacitore a dover regolare la tensione del DC bus in erogazione, a 380V quando è il PEI in assorbimento da rete a dover regolare la tensione del DC bus, 395V quando è il supercapacitore in assorbimento a regolare la tensione del DC bus e 410V quando è il PEI in immissione a dover regolare il DC bus. È possibile osservare la tensione (viola) e la corrente (blu) dei supercapacitori: la tensione aumenta quando sono in carica e decresce quando sono in scarica, la corrente è invece positiva quando erogano e negativa quando assorbono. Anche in questi test la tensione sui carichi critici (verde) è mantenuta intorno al valore nominale di 230V dal convertitore DC/AC dedicato.

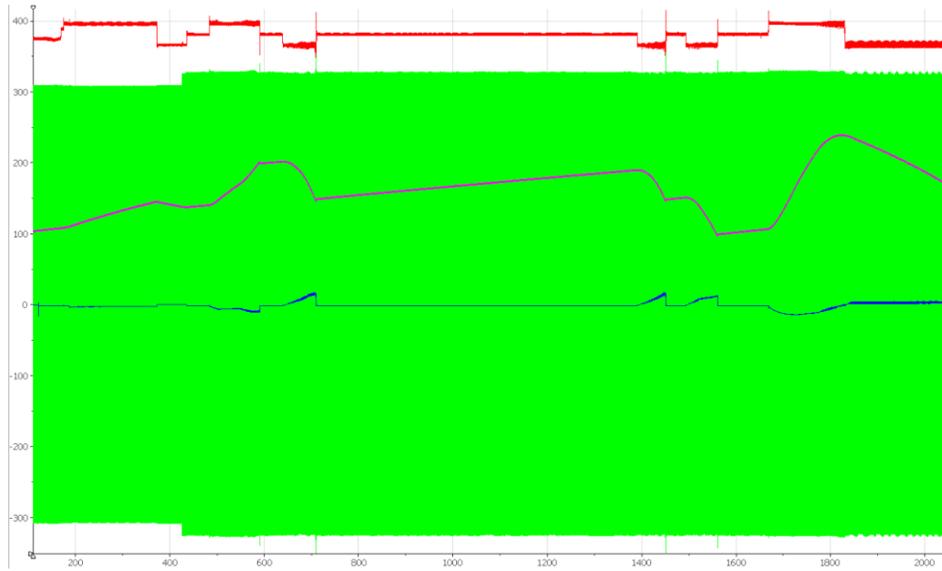


Figura 136 NG3: Test di funzionamento della NG3 con impianto fotovoltaico, sistema di accumulo a supercapacitori, carichi critici ed interfaccia con la rete, in presenza di set-point dell'aggregatore.

1.1.4 Test NG4

La NG4 su cui sono stati condotti i test sperimentali presenta la configurazione riportata in Fig. IV. Sono presenti i due convertitori DC/AC, il PEI lato rete (1,5kW) e il convertitore unico per i carichi critici e l'elettrolizzatore (1,5kW), inoltre sono presenti un convertitore DC/DC per il sistema di accumulo al Litio 50V/4kWh e un convertitore DC/DC per la Fuel-Cell 56V/1kW. La tensione nominale del DC bus è 200V. Nella Fig. 138 si osserva un test di funzionamento della NG4 in cui viene richiesto alla NG di immettere in rete una potenza crescente da 50W a 200W. Inizialmente questa potenza viene fornita dal sistema di accumulo a Litio, nel frattempo viene inviata la richiesta di erogazione alla Fuel-Cell, che si attiva, quindi fornisce la tensione ai suoi capi (56V, in verde) e dopo poco tempo inizia ad essere operativa, quindi il convertitore DC/DC dedicato, della NG, inizia a prelevare corrente dalla Fuel-Cell (in blu). La corrente aumenta progressivamente fino a raggiungere il valore di 4A, per fornire in rete i 200W richiesti. In questa condizione il sistema di accumulo a Litio scambia con la NG una potenza nulla. La tensione del DC bus è al valore di 190V. Quando il set-point viene a mancare, la corrente della Fuel-Cell viene progressivamente portata a zero e quindi viene disabilitata, la tensione ai capi del sistema va a zero (in verde). Durante la fase iniziale, in cui la corrente erogata dalla Fuel-Cell è bassa (inferiore ad 1A) la corrente ha dei picchi che oscillano tra 0,7A e 6A circa, questo è dovuto proprio ai bassi livelli di potenza richiesti alla Fuel-Cell, quindi bassa richiesta di H₂. Infatti, man mano che la corrente aumenta, i picchi si stabilizzano e si riducono notevolmente.

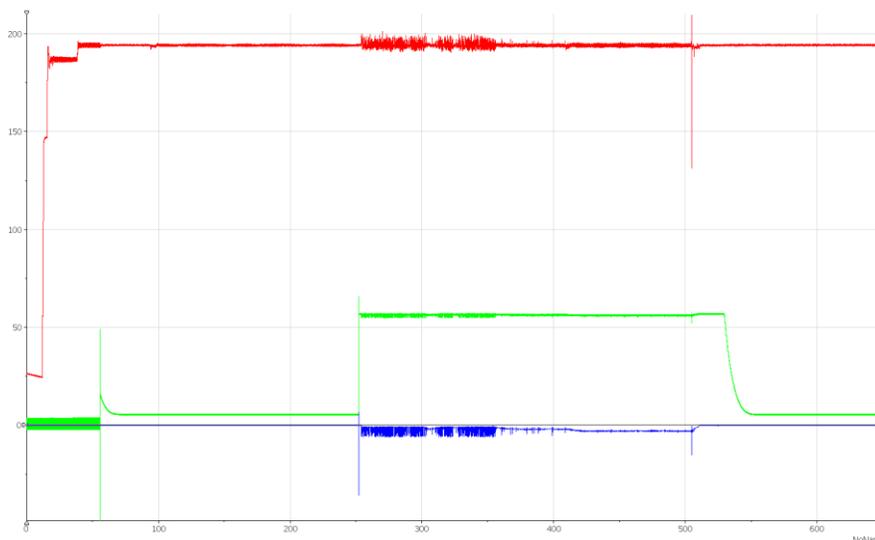


Figura 137 NG4: Test di funzionamento della NG4 con accumulo a Litio e Fuel-Cell.

In Fig. 139 è mostrato il test di funzionamento della NG con l'elettrolizzatore, collegato lato AC, in parallelo ai carichi critici. La tensione del DC bus è mantenuta a 190V (in rosso), la tensione sinusoidale di alimentazione dell'elettrolizzatore (in verde) è regolata dalla NG a 230V. Alla NG viene inviata una richiesta di assorbimento da rete che aumenta progressivamente fino a 500W. Questa richiesta viene inizialmente soddisfatta dal sistema di accumulo a Litio, nel frattempo viene inviata la richiesta di attivazione dell'elettrolizzatore, quando è operativo viene inviata la richiesta di assorbimento di potenza, che aumenta progressivamente. La corrente assorbita dall'elettrolizzatore (in blu) aumenta fino al valore di 3A. Il set-point

di scambio con la rete viene anche variato, ridotto poi aumentato nuovamente, fino ad essere sospeso, quindi l'elettrolizzatore è progressivamente portato ad assorbire una corrente nulla e poi disabilitato.

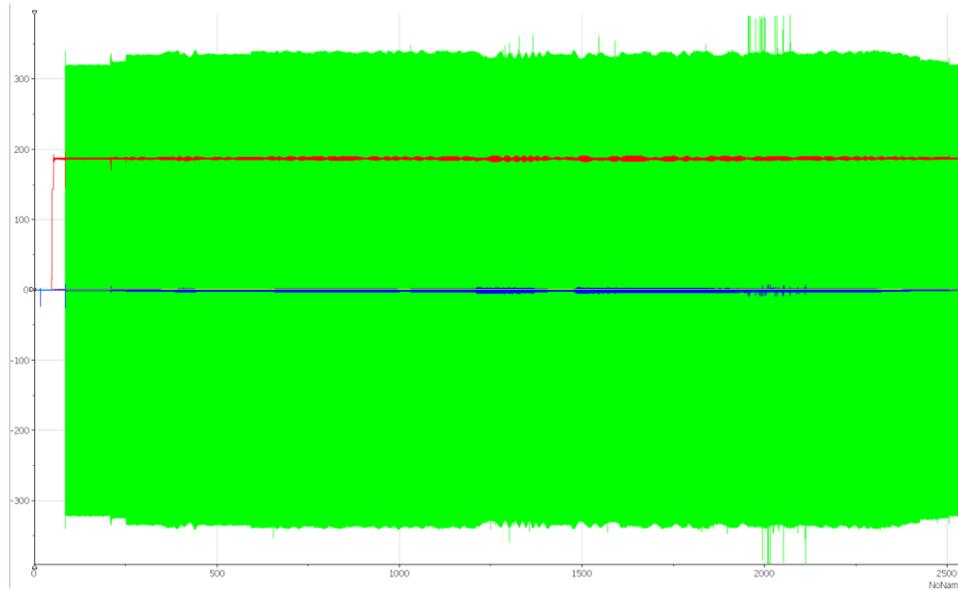


Figura 138 NG4: Test di funzionamento della NG4 i due sistemi di accumulo, a Litio e ad idrogeno, i carichi critici ed interfaccia con la rete.

1.1.5 Test NG5

La NG5 su cui sono stati condotti i test sperimentali presenta la configurazione riportata in Fig. 140. La NG è dotata di due convertitori DC/AC, il PEI come interfaccia di rete da 3kW, e il convertitore per i carichi critici (3kW), un convertitore DC/DC per interfacciare l'impianto fotovoltaico (3kW), un convertitore DC/DC per interfacciare un sistema di accumulo 200V/16kWh, un sistema a doppia conversione AC/DC e DC/DC per interfacciare il gruppo elettrogeno alla NG. La tensione nominale del DC bus è a 400V.

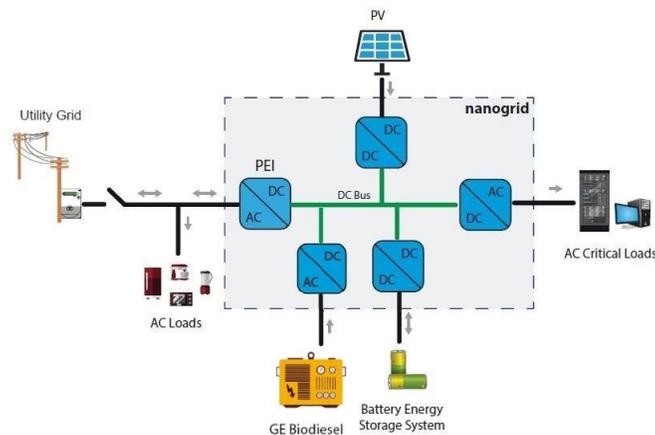


Figura 139 Configurazione nanogrid NG5 testata.

Il test illustrato in Fig. 141 inizia con l'avvio della nanogrid da rete, il sistema di accumulo ed il gruppo elettrogeno sono connessi alla nanogrid, è presente anche un carico critico (una lampada da circa 200W), alimentato dal convertitore DC/AC dedicato, il fotovoltaico è connesso ma non è sufficiente ad alimentare il carico critico. Durante questo test, la tensione del DC bus della nanogrid è di 380V, regolata dal PEI di interfaccia con la rete in prelievo da rete, mentre la tensione DC sui condensatori di filtro del raddrizzatore trifase che interfaccia il gruppo elettrogeno alla nanogrid è di 340V. Dalla Fig. X è possibile osservare gli andamenti delle tensioni: del DC bus (blu), che aumenta gradualmente per permettere la precarica del DC bus; della rete (rosso); di alimentazione dei carichi critici (viola) che aumenta gradualmente sino a raggiungere il valore nominale. In questo test dal gruppo elettrogeno non viene prelevata potenza.

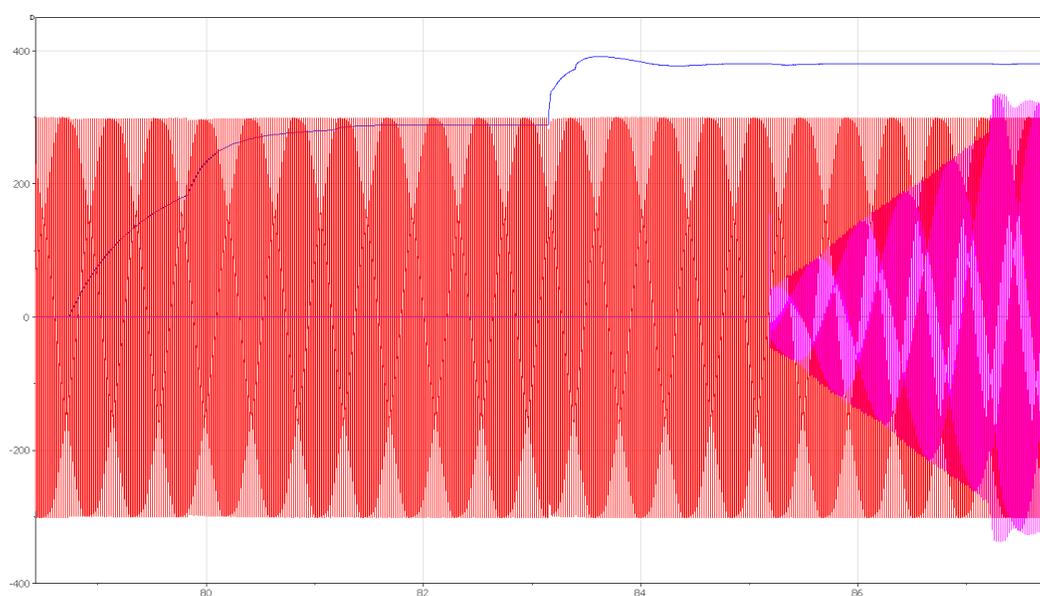


Figura 140 “Test 1 Avvio”: tensione del DC bus (blu), tensione di rete (rosso), tensione carichi critici (viola).

Nella Fig. 142 è mostrato l'utilizzo del gruppo elettrogeno in caso di funzionamento in sola della NG. In questo test, partendo dalla configurazione precedente, in cui la nanogrid è connessa alla rete, alimenta i carichi critici, ha il sistema di accumulo collegato, ma il SOC è basso e il gruppo elettrogeno è collegato, viene disconnessa la rete, quindi la nanogrid impiega il gruppo elettrogeno per alimentare i carichi critici, preservando la carica residua del sistema di accumulo. In Fig. X sono riportati gli andamenti della tensione del DC bus (blu) che è regolata dal DC/DC che collega il gruppo elettrogeno alla nanogrid al valore di 370V, mentre la tensione raddrizzata sul filtro capacitivo del gruppo elettrogeno è pari a 327V (verde), viene riportata la tensione di rete (rosso) e la tensione di alimentazione dei carichi critici (viola), che dopo un breve transitorio, in seguito alla disconnessione della rete, si stabilizza attorno al valore nominale.

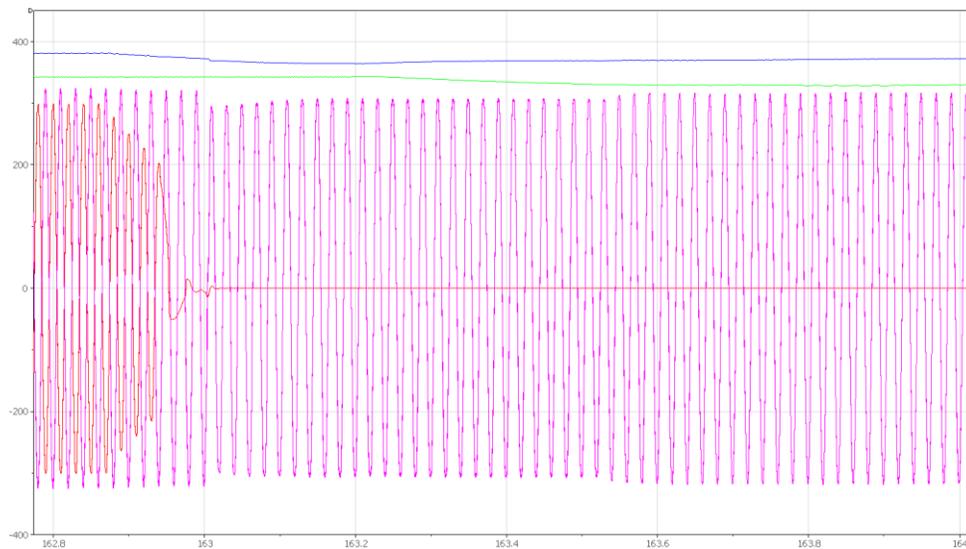


Figura 141 “Test 2 disconnessione rete”: tensione del DC bus (blu), tensione sul condensatore del raddrizzatore gruppo elettrogeno (verde), tensione di rete (rosso) e tensione sui carichi critici (viola).

Nel test seguente si è simulato lo spegnimento del gruppo elettrogeno, in assenza di rete, con carico critico alimentato, in assenza di produzione da fotovoltaico. Quindi a partire dalla precedente configurazione, viene disconnesso il gruppo elettrogeno, quindi il carico viene alimentato dal sistema di accumulo.

Nella Fig. 143 sono mostrate: la tensione del DC bus (blu) regolata dal DC/DC del sistema di accumulo al valore di 365V; la tensione raddrizzata sul filtro capacitivo del gruppo elettrogeno che scende dai 325V fino a 20V per effetto della scarica dei condensatori dovuta alla disconnessione del gruppo stesso (verde); la tensione di alimentazione dei carichi critici (viola) che si mantiene costante, intorno al valore nominale, in seguito alla disconnessione del gruppo elettrogeno. La tensione di rete (rosso) è nulla, poiché era stata precedentemente disconnessa.

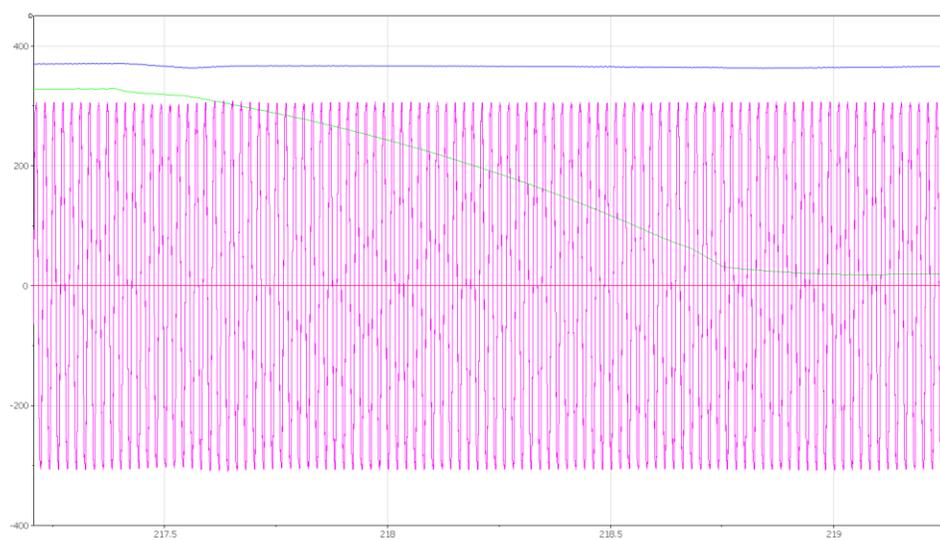


Figura 142 “Test 3 disconnessione gruppo elettrogeno”: tensione del DC bus (blu), tensione sul condensatore del raddrizzatore gruppo elettrogeno (verde) e tensione sui carichi critici (viola).

In questo test si è riconnesso il gruppo elettrogeno e la rete elettrica alla nanogrid e viene inviato un set-point al PEI. Il set-point inviato, richiede di immettere in rete una data potenza. Poiché le batterie hanno un SOC basso, la produzione del fotovoltaico non è sufficiente ed è presente il gruppo elettrogeno, allora è questo che interverrà per fornire la potenza richiesta dal set-point inviato ed immetterà in rete la Pset-point (2kW).

In Fig. 144 sono mostrate: la tensione del DC bus (blu) regolata dal DC/DC che collega il gruppo elettrogeno alla nanogrid al valore di 370V; la tensione raddrizzata sul filtro capacitivo del gruppo elettrogeno che scende da 340V a circa 310V (verde) per effetto della richiesta di immissione in rete della Pset-point di 2kW; la tensione di alimentazione dei carichi critici (viola) che si mantiene costante, intorno al valore nominale, in seguito alla richiesta del set-point; la tensione di rete (rosso).

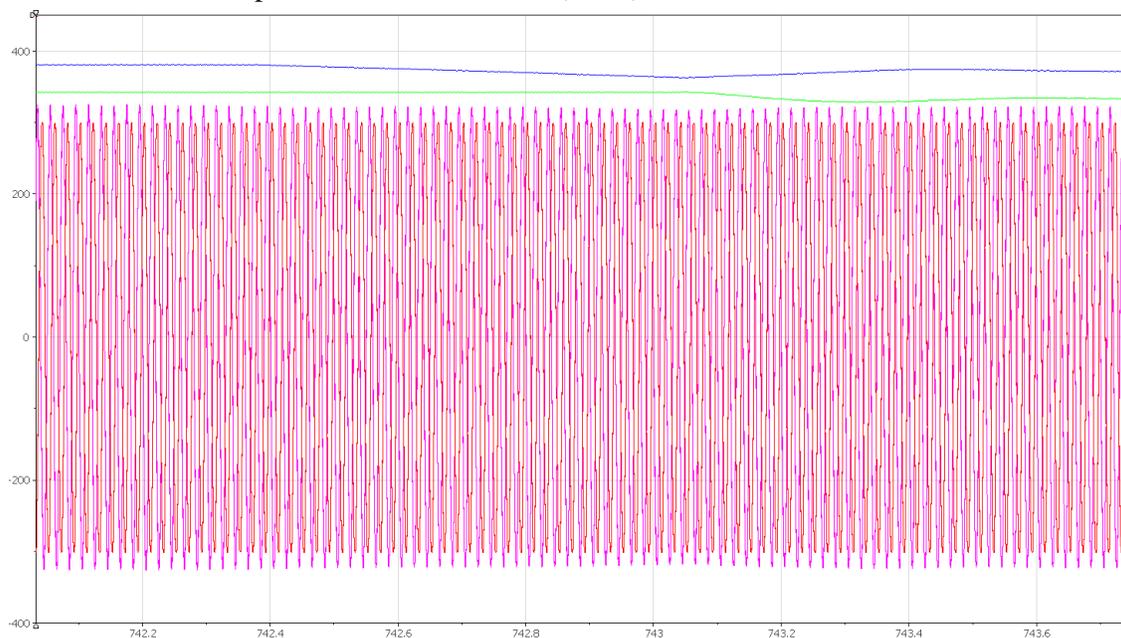


Figura 143 “Test 4 Set-point”: tensione del DC bus (blu), tensione sul condensatore del raddrizzatore gruppo elettrogeno (verde), tensione sui carichi critici (viola) e tensione di rete (rosso).

5.1 TEST CON PROFILI PREVISIONALI – Nanogrid ENEA

Sono stati eseguiti due test di laboratorio simulando l'arrivo al broker MQTT di altrettanti messaggi di tipo set_profile: uno con profili al POD e di carico previsionali ed uno con profili reali, ottenuti mediante misurazione diretta delle grandezze elettriche in real time. In entrambi i casi, l'obiettivo è quello di verificare che la nanogrid sviluppata riesca a compensare le variazioni del profilo di carico ed al POD grazie all'apporto di energia fornito dal sistema di accumulo incluso.

Questo test allo scopo di verificare il comportamento della nanogrid in presenza di profili POD e di carico previsionali orari forniti per 24 ore in avanti.

Il test è stato effettuato fornendo mediante sistema HIL il profilo di carico previsionale come set point alla strumentazione Itech di laboratorio che emula il carico domestico, mentre al sistema di accumulo è demandato

il compito di compensare gli eventuali scarti di potenza rispetto al profilo previsionale al POD fornito. Le grandezze elettriche del carico domestico, in termini di tensione, corrente e potenza attiva assorbita, vengono visualizzate nell'ambiente SCADA mediante widgets del tipo Gauges e digital display come mostrato nella seguente figura:

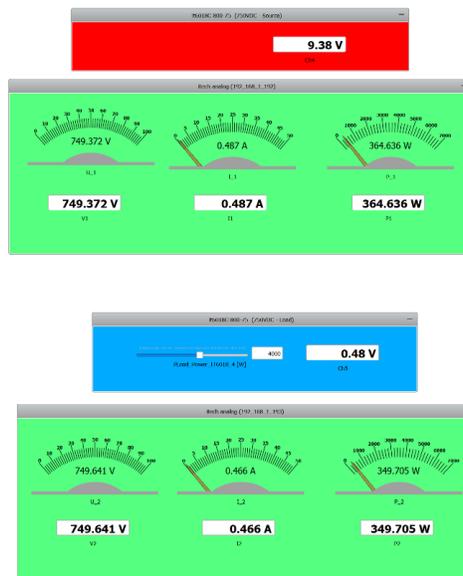


Figura 144 Visualizzazione grandezze elettriche del carico domestico

Stessa modalità di visualizzazione è stata adoperata per le grandezze elettriche (tensione, corrente e potenza attiva) afferenti al sistema di accumulo, come mostrato nella seguente figura:

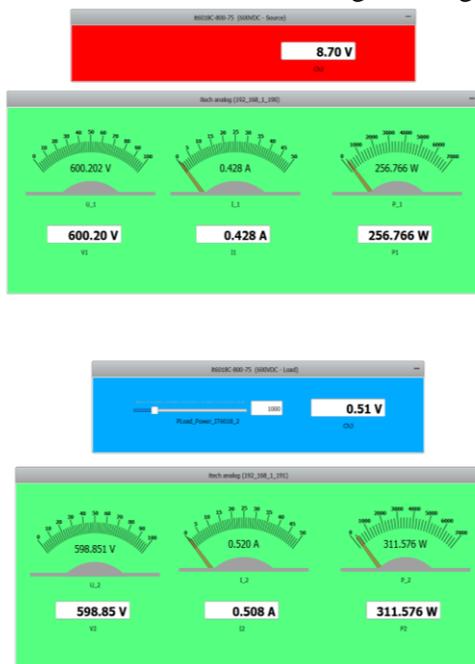


Figura 145 Visualizzazione grandezze elettriche del sistema di accumulo

Su richiesta della piattaforma mediante messaggi di reporting, vengono rese disponibili dal servizio le misure di energia e potenza attiva assorbita dal carico domestico (Fig. 12a) e dall'intera nanogrid (Fig. 12b); per il sistema di accumulo, oltre alle suddette misure, viene fornita anche l'informazione relativa al SOC ed alla capacità residua (Fig. 12c), tutte comprensive di timestamp in formato Unix time.



Figura 146a Misure e timestamp del carico domestico

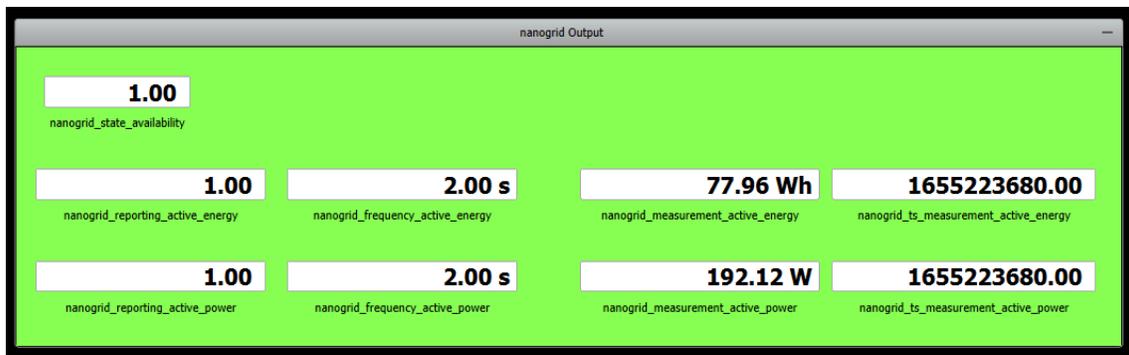


Figura 146b Misure e timestamp della nanogrid

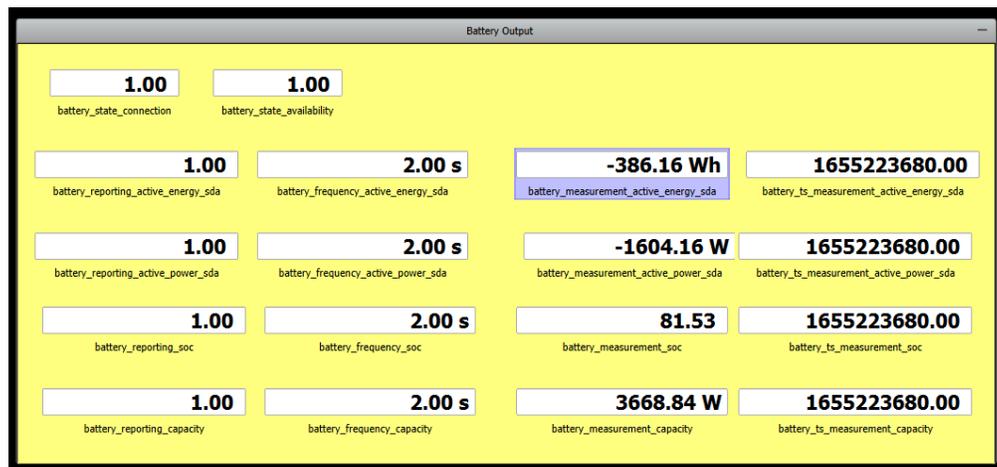


Figura 146c Misure e timestamp del sistema di accumulo

La successiva figura mostra gli andamenti temporali della potenza attiva fornita al POD e della potenza attiva assorbita o ceduta dal sistema di accumulo rispetto agli andamenti previsionali dati in input al test in oggetto:

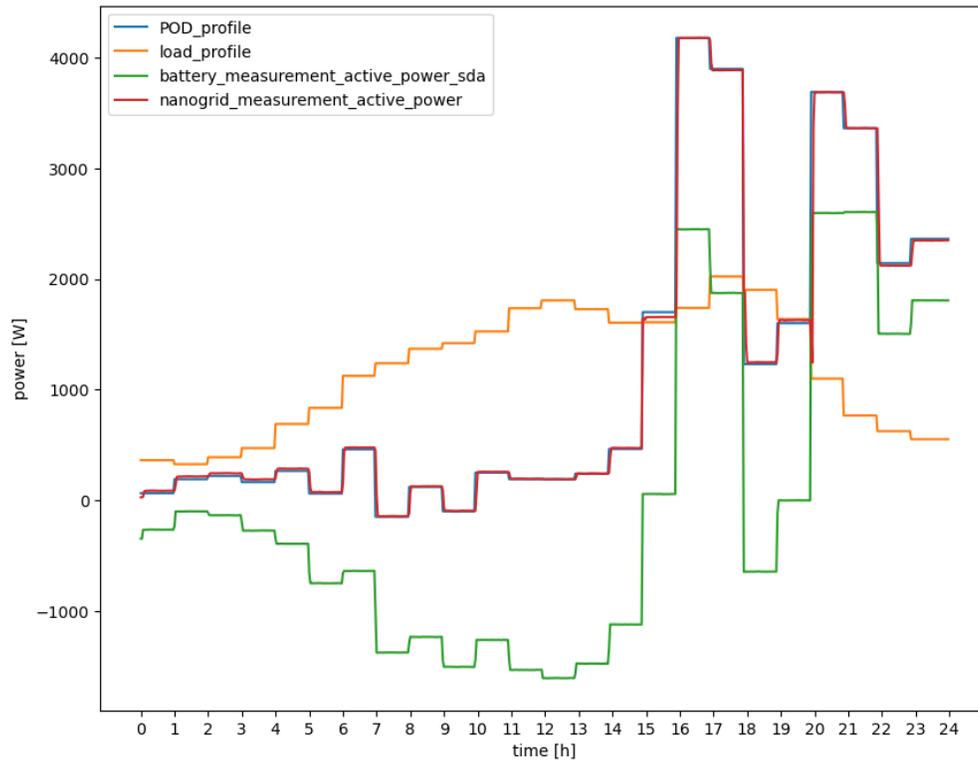


Figura 147 Andamento temporale delle potenze attive al POD e del sistema di accumulo rispetto ai profili previsionali

Come si evince dalla figura, il profilo al POD previsionale viene inseguito in modo soddisfacente dalla nanogrid sperimentale. Infatti la curva della potenza attiva fornita/assorbita dalla nanogrid (curva gialla) segue fedelmente il profilo previsionale al POD (curva arancione) grazie all'apporto di potenza elettrica fornita/assorbita dal sistema di accumulo. Questo risultato indica una modellazione affidabile della nanogrid sperimentale e di una progettazione adeguata dello stesso sistema di accumulo.

5.2 TEST CON PROFILI REALI

Questo test di laboratorio è stato realizzato mediante profili al POD e di carico reali ottenuti con misurazione diretta della potenza attiva nello stesso slot temporale di 24 ore del precedente test. In particolare, a partire dai dati previsionali è stato realizzato un adeguamento dei profili al POD e di carico ogni 30 minuti con le misure reali delle potenze attive. Tali profili vengono acquisiti dal sistema HIL mediante comunicazione Ethernet con protocollo Modbus.

Il profilo di carico reale viene utilizzato, mediante il canale di comunicazione analogico, dal sistema HIL per impostare il set point alla strumentazione Itech di laboratorio che emula il carico domestico, mentre al sistema

di accumulo è demandato il compito di compensare gli eventuali scarti di potenza rispetto al profilo al POD reale fornito. Le successive due figure mostrano le grandezze elettriche del carico domestico, in termini di tensione, corrente e potenza attiva assorbita, nell'ambiente SCADA:

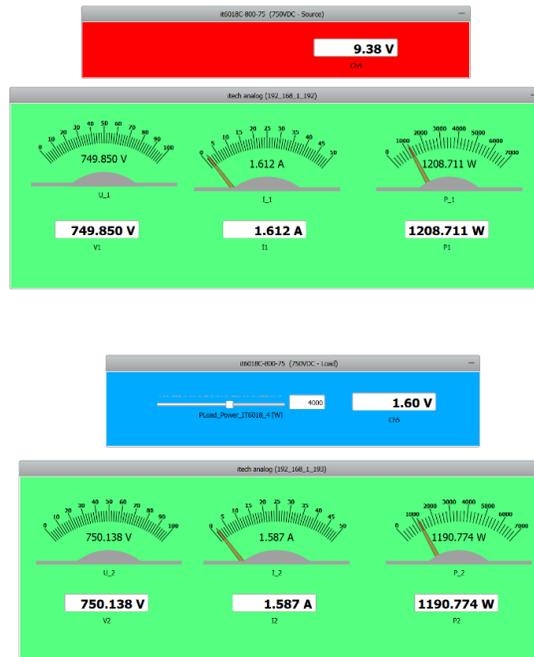


Figura 148 Visualizzazione grandezze elettriche del carico domestico

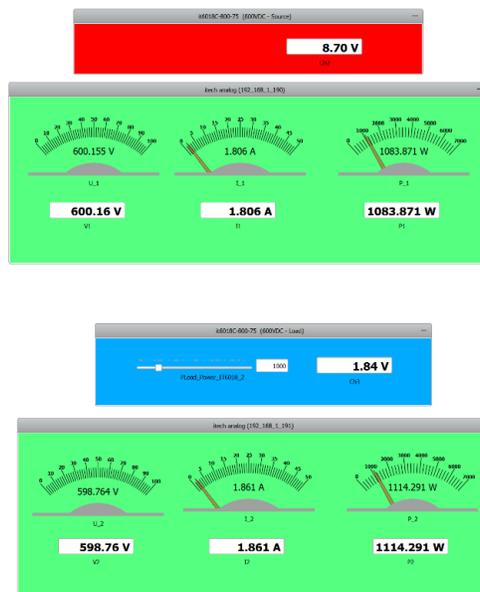


Figura 149 Visualizzazione grandezze elettriche del sistema di accumulo

Su richiesta della piattaforma mediante messaggi di reporting, vengono rese disponibili dal servizio le misure reali dell'energia e potenza attiva assorbita dal carico domestico (Fig. 12a) e dall'intera nanogrid (Fig. 12b), mentre per il sistema di accumulo, oltre alle suddette misure, viene fornita anche l'informazione relativa al SOC ed alla capacità residua (Fig. 12c), tutte con il relativo timestamp.

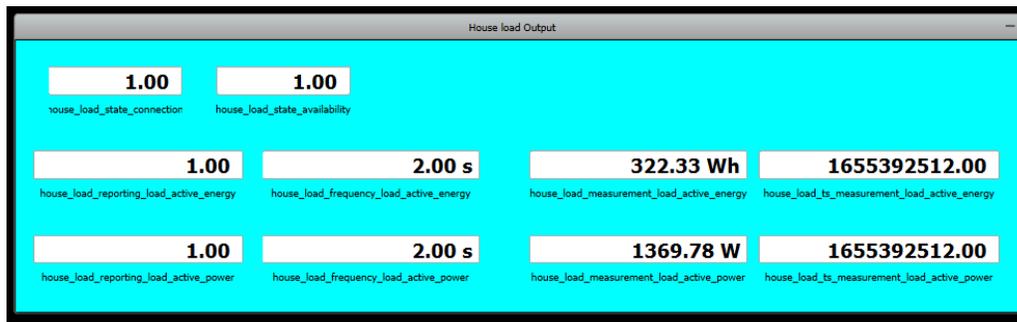


Figura 150a Misure e timestamp del carico domestico

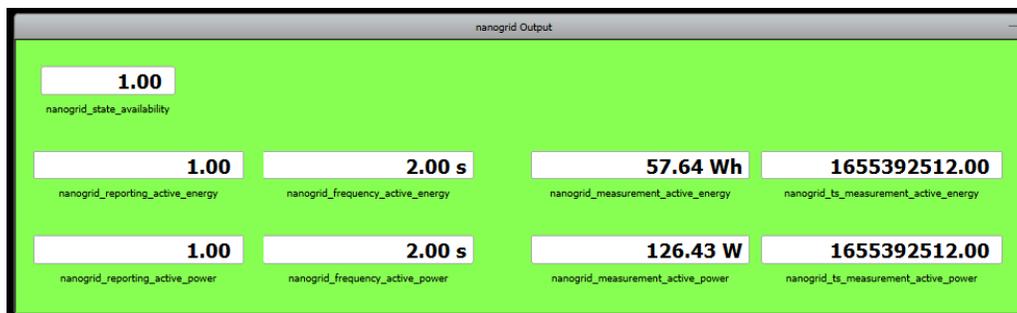


Figura 150b Misure e timestamp della nanogrid

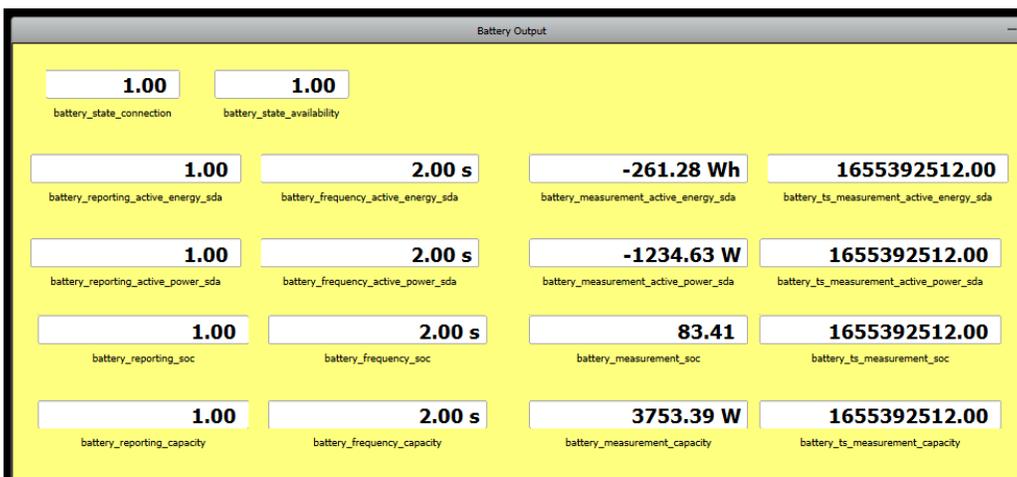


Figura 150c Misure e timestamp del sistema di accumulo

Gli andamenti temporali della potenza attiva fornita al POD e della potenza attiva assorbita o ceduta dal sistema di accumulo rispetto agli profili reali forniti, vengono riportati nella seguente figura:

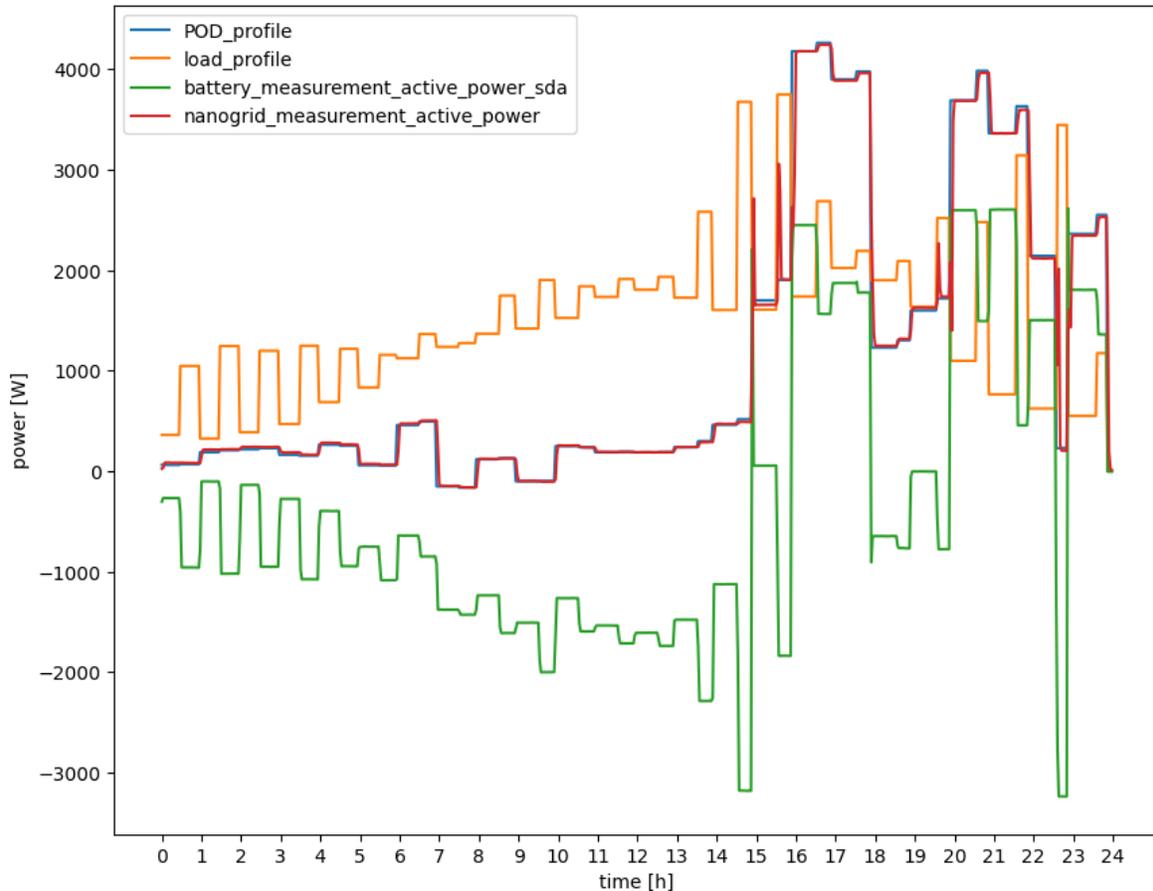


Figura 151 Andamento temporale delle potenze attive al POD e del sistema di accumulo rispetto ai profili acquisiti

Come si nota dalla figura, la curva del profilo reale al POD (curva arancione) è sostanzialmente sovrapposta alla curva della potenza attiva fornita/assorbita dalla nanogrid sperimentale (curva gialla); pertanto il modello riesce ad inseguire anche le variazioni reali del profilo di carico ed al POD che avvengono due volte all'ora, grazie alla risposta dinamicamente veloce del sistema di accumulo, che è in grado di fornire/assorbire lo scarto di potenza tra i due suddetti profili.

6. ANALISI DELLA NORMATIVA CEI DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DEL DIMOSTRATORE E NORMATIVA PER LA CERTIFICAZIONE DI PRODOTTO/SISTEMA

Nel contesto dell'OR 7.2, viene condotta un'analisi delle normative, sia a livello nazionale che europeo, al fine di individuare tutte le azioni necessarie per una potenziale connessione del dimostratore di progetto alla rete elettrica. Come tutti i dispositivi che intendono essere connessi ed operativi sulla rete, vengono presi in considerazione anche i requisiti richiesti al fine di ottenere la certificazione di prodotto CE, abilitante alla connessione.

La Norma Italiana CEI 0-21 include tutti i requisiti da soddisfare affinché venga concessa la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti Bassa Tensione (BT) delle imprese distributrici di energia elettrica. Vengono elencate le prove (da svolgere presso laboratori accreditati) che devono essere superate, con relative condizioni di riferimento e specifici range di tensione e frequenza in diverse condizioni operative, per arrivare alla connessione dei sistemi alla rete elettrica.

Dato che la certificazione di prodotto CE viene stabilita come condizione necessaria per la connessione alle reti, sono state analizzate anche tutte le direttive europee relative alle apparecchiature elettriche ed elettroniche (tra le quali far rientrare anche il dimostratore di progetto).

Con l'evoluzione delle norme nel tempo e la volontà di armonizzazione di attività similari, le direttive fanno sì che il fabbricante si assuma la responsabilità di controllare ciascun prodotto che immette sul mercato e di verificarne la conformità alla legislazione UE attraverso la procedura di valutazione della conformità in due modi:

- controllo interno della produzione
- affidamento ad un organismo notificato
- La documentazione tecnica minima contiene, laddove applicabile;
- una descrizione generale del materiale elettrico;
- i disegni di progettazione e fabbricazione con le spiegazioni necessarie alla loro comprensione
- un elenco delle norme applicate completamente o in parte, oppure le descrizioni delle soluzioni adottate per soddisfare gli obiettivi di sicurezza
- i risultati dei calcoli di progettazione realizzati, degli esami effettuati ecc.;
- le relazioni sulle prove effettuate (test in relazione a valori limite di funzionamento per quanto concerne diverse grandezze come livelli di rumorosità, radiazioni elettromagnetiche emesse, livello della pressione sonora, tutela della sicurezza, ambiente e salute generali, protezione dei dati personali dell'utente)

Il processo produttivo ed il relativo controllo dovranno assicurare la conformità del materiale elettrico fabbricato a tale documentazione tecnica.

A valle di questa procedura, il fabbricante appone la marcatura CE su ogni singolo materiale elettrico conforme alle prescrizioni applicabili delle direttive e compila una dichiarazione scritta di conformità UE per ogni modello del prodotto.

A titolo esemplificativo, si menziona il Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI) come uno degli organismi di certificazione accreditato per apparecchiature elettriche di alta e bassa tensione. CESI fornisce consulenza specialistica ai fini della dichiarazione di conformità e certificazione di prodotto CE, anche mediante lo svolgimento dei test necessari presso i propri laboratori presenti sul territorio nazionale.

Elenco normative prese in esame

- Norma Italiana CEI 0-21; V1, regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- Direttiva 2014/35/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato a essere adoperato entro taluni limiti di tensione.
- Direttiva 2014/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica.
- Direttiva 2011/65/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'8 giugno 2011 sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche.
- Direttiva 2014/53/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 aprile 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di apparecchiature radio e che abroga la direttiva 1999/5/CE.
- Direttiva 2012/19/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 4 luglio 2012 sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE).
- IEC 62109-1 Sicurezza dei power converter in sistemi fotovoltaici
- IEC 61000-6-1. Compatibilità elettromagnetica (EMC). Standard generici – Immunità per ambienti residenziali, commerciali e di industria leggera.

6.1 Norma Italiana CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

La norma definisce le **regole tecniche** per la **connessione di utenti attivi e passivi** alle reti alta, media e bassa tensione delle imprese distributrici di energia elettrica. In questo capitolo, viene analizzata la conformità dei gruppi di generazione rotanti.

6.1.1 Esecuzione delle prove

Questa tipologia di prove può essere effettuata da due diverse tipologie di enti:

- laboratori accreditati ACCREDIA secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Le prove possono essere eseguite presso i costruttori o direttamente nella struttura del laboratorio accreditato.
- un istituto di certificazione accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17065 che diviene il supervisore dei test e verifica la correttezza delle procedure adottate.

Le componenti generali di un gruppo di generatore sono:

- Generatore
- Regolatore di tensione del generatore (non applicabile per generatori asincroni)
- Motore primo
- Sistema di controllo del motore primo
- Eventuali sistemi aggiuntivi atti al controllo della potenza reattiva
- Sistemi ausiliari

Nel caso di famiglie di generatori rotanti è possibile adottare procedure semplificate alternative tra loro:

- sessioni di prove effettuate su due generatori estremali rappresentativi dell'intero complesso. La dimostrazione di conformità dei due estremi della famiglia implica la conformità di ogni elemento della famiglia.

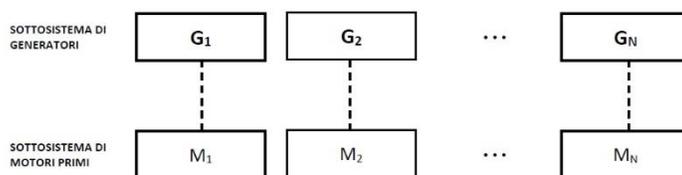


Figura 152 Schematizzazione per famiglie per gruppi di generazione rotanti

- test eseguiti su di un gruppo di generazione rappresentativo
- procedure di verifica per configurazioni derivate (varianti) da un generatore già precedentemente valutato in accordo all'allegato Nter. In funzione del tipo di modifica apportata, il nuovo gruppo di generazione può essere testato applicando un sottoinsieme delle prove indicate nel presente allegato.

Capitolo applicabile	Generatore	Regolatore di tensione (solo generatori sincroni)	Sistemi alternativi controllo reattiva	motore primo	controllore motore primo
Bter 3	X				
Bter 4	X			X limitatamente alla frequenza	
Bter 5				X	X
Bter 6	X	X	X(****)		
Bter 7				X	X
Bter 8	X(*)	X(**)		X(**)	X(**)

Figura 153 Prove addizionali in caso di variante

6.1.2 Elenco delle prove e condizioni di riferimento

Il gruppo di generazione dovrà essere dotato di marcatura CE ed in particolare dei fascicoli tecnici relativi agli aspetti di Compatibilità Elettromagnetica e di Sicurezza Elettrica.

Ulteriori prove da superare:

- Bter.3 Misure per la qualità della tensione;
- Bter.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza;
- Bter.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico;
- Bter.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;
- Bter.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva;
- Bter.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability);

Le prove da effettuarsi in laboratorio dovranno rispettare le condizioni di riferimento definite in tabella:

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	25°C ± 5°C
Pressione atmosferica	98kPa ± 10kPa
Umidità relative	85%RH ± 10%RH
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato dal costruttore
Frequenza	50 Hz (nel campo 47,5Hz – 51,5Hz, ove applicabile)
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 60160

Figura 154 Condizioni di riferimento in laboratorio

Sia nel caso di prove effettuate in laboratorio, sia all'esterno è possibile discostarsi dai valori di riferimento in tabella purché opportunamente documentate nei rapporti di prova.

6.1.3 Misure per la qualità della tensione

Il gruppo di generazione dovrà essere dotato di marcatura CE.

Prove da superare con esito positivo:

- a) limiti di emissione armonica, per la classe A (CEI EN 61000-3-2 o CEI EN 61000-3-12);
- b) per dispositivi con correnti di fase superiori a 75 A è possibile effettuare le prove di emissione armonica, con gli stessi criteri previsti dalla CEI EN 61000-3-12;
- c) limiti delle fluttuazioni di tensione e flicker (CEI EN 61000-3-3 o CEI EN 61000-3-11)

6.1.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza

Vengono descritte le modalità di verifica delle capacità dei gruppi di generazione in frequenza e tensione (secondo la CEI 0-21 capitolo 8.4.4.).

I range di tensione e frequenze sono i seguenti:

$$85\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$$

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Tuttavia, si considerano applicabili ai fini dei test i limiti come descritti dalla norma di prodotto IEC 60034:

Tensioni:

$$\text{Generatori sincroni } 92\%V_n \leq V \leq 108\%V_n$$

$$\text{Generatori asincroni } 90\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$$

Frequenze:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Sono previste due prove così descritte:

Punti di prova per i generatori sincroni

$$V=92\% * V_n; f=47,5\text{Hz};$$

$$V=108\% * V_n; f=51.5\text{Hz};$$

Punti di prova per i generatori asincroni

$$V=90\% * V_n; f=47,5\text{Hz};$$

$$V=110\% * V_n; f=51.5\text{Hz};$$

Vengono date delle indicazioni per quanto attiene alla durata dei test ed alle modalità di misura di tensione corrente ecc.

Inoltre, vengono elencate varie possibilità per testare il gruppo di generazione con la finalità di rendere tali test accessibili alle varie tecnologie considerate, ciascuna con le proprie limitazioni, e ad ogni livello di potenza dei gruppi di generazione considerati:

- Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza dei gruppi di generazione su rete simulata.
- Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza in sito tramite sorgente di alimentazione esterna.
- Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza in sito con gruppo di generazione in funzionamento isolato (esclusi generatori asincroni).
- Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza per i singoli componenti del Gruppo di Generazione.

- Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza dei generatori sincroni.
- Prove su generatori rotanti asincroni.
- Verifiche sul motore primo.

6.1.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico

6.1.5.1 Verifica delle condizioni di sincronizzazione

La prova ha lo scopo di verificare che il dispositivo di controllo del generatore abiliti il parallelo e la sincronizzazione alla rete solo quando sono verificate entrambe le seguenti condizioni:

- tensione di rete stabilmente compresa tra 85% e 110 % di V_n ;
- frequenza compresa tra 49,90Hz e 50,10Hz;
- tempo minimo di permanenza di tensione/frequenza nei limiti di cui sopra prima di abilitare il parallelo pari a:
 - $T=30s$, nei casi di partenza degli impianti;
 - $T=300s$, in caso di rientro a seguito intervento della protezione di interfaccia.

6.1.5.2 Procedura per la verifica delle condizioni di sincronizzazione

Le procedure sono riferite sia a prove svolte su rete simulata che a prove svolte in campo, per esempio durante la messa in servizio del gruppo di generazione.

Svolgimento della procedura:

- Accensione del generatore fino a raggiungere le condizioni di tensione e frequenza nominali;
- Simulazione delle condizioni di rete al di fuori degli intervalli accettabili di tensione e frequenza;
- Si verifica che il generatore non si colleghi alla rete;
- Modifica dei parametri di tensione e frequenza a valori per cui sia consentita la sincronizzazione sulla rete;
- Verifica della sequenza di sincronizzazione inibita per almeno 30s dall'istante in cui i parametri di rete vengono modificati;
- Simulazione di un distacco dalla rete dovuto all'intervento delle protezioni di tensione e frequenza, verificando che la posizione dell'interruttore del generatore sia "aperto";
- Ritorno alle condizioni nominali di funzionamento del gruppo di generazione;
- Si verifica che il gruppo di generazione permetta la sincronizzazione, una volta trascorsi 300 s da quando tensione e frequenza risultano nei limiti permessi.

6.1.5.3 Verifica dell'erogazione graduale della potenza attiva (presa di carico)

La presa di carico deve avvenire in modo graduale, con un gradiente positivo della potenza non superiore al $20\% \cdot P_n/\text{min}$, dove P_n è la potenza attiva nominale come dichiarata dal costruttore.

Durante le sequenze di test si effettueranno le registrazioni della potenza di uscita al generatore con l'analizzatore di rete con una cadenza di un campione ogni secondo.

Durante le sequenze di test si effettueranno le registrazioni della potenza di uscita al generatore con l'analizzatore di rete con una cadenza di un campione ogni secondo. I campioni registrati a partire dall'istante in cui il generatore supera un livello di erogazione di potenza pari a $10\% \cdot P_n$, riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite $P < 0,333\% P_n/s$, con uno scarto positivo massimo di $+2,5\% \cdot P_n$.

6.1.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva

6.1.6.1 Verifica della capacità di scambio di potenza reattiva – Generatori Sincroni

L'obiettivo di questa prova è verificare la capacità di erogare potenza reattiva al variare della potenza attiva da parte del gruppo di generazione, affinché sia garantito il rispetto dei requisiti costruttivi minimi stabiliti in Allegato E.

Si applica ai gruppi di generazione forniti di generatori sincroni ad eccitazione regolabile.

La capacità di scambio di potenza reattiva del gruppo di generazione corrisponde alla curva di capability dei generatori limitata dalle protezioni e dal limitatore di sottoeccitazione del regolatore di tensione.

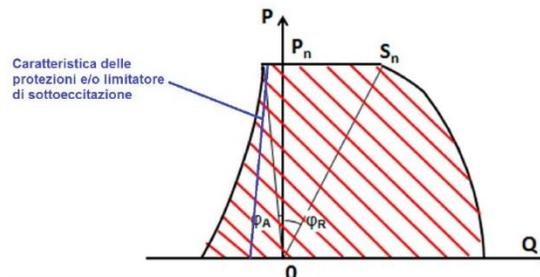


Figura 155 Capability del Generatore con indicata la caratteristica delle protezioni

Sulle curve di capability del generatore dovranno essere indicate le tarature delle protezioni, le limitazioni del regolatore di tensione e la potenza attiva massima (kW) di funzionamento del gruppo di generazione. In alternativa la curva di capability potrà essere accompagnata da documenti che specificino tali informazioni.

6.1.6.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Generatori Sincroni

Le misurazioni possono essere effettuate tramite acquisizione in campo oppure su un banco prova rappresentativo.

Vengono dettate delle prescrizioni per quanto riguarda:

- la regolazione della potenza attiva erogata dal motore;
- la misura della potenza attiva;
- la registrazione del valore della potenza reattiva induttiva e quella capacitiva per ognuno degli undici livelli di potenza attiva;
- valori di potenza con i quali condurre il test nel caso in cui non fosse possibile raggiungere la potenza massima erogabile dal motore primo;
- il punto di minimo della curva di capability nel caso in cui il motore primo abbia delle limitazioni in termini di minima potenza attiva di funzionamento;
- la soglia minima a cui effettuare le misure qualora il punto a potenza prossima allo zero non permetta letture affidabili.

6.1.6.3 Verifica delle capacità di scambio di potenza reattiva – Generatori Asincroni

Le indicazioni sono applicabili per gruppi di generazione forniti di generatori asincroni.

Le misure dovranno essere svolte variando la potenza attiva come indicato nel caso di gruppi di generazioni dotati di generatori sincroni e considerando le stesse limitazioni relative all'erogazione di potenza attiva.

Le informazioni dovranno essere riassunte in una tabella e la prova si intende superata con esito positivo se il valore rilevato, rispetta i limiti indicati in capitolo 8.8.5.3.

6.1.6.4 Scambio di Potenza reattiva secondo un livello assegnato (set-point esterno) – Generatori Sincroni

Scopo della prova è verificare la capacità del sistema di controllo del gruppo di generazione di seguire il livello di potenza reattiva assegnato entro i limiti massimi della curva di capability e i setting delle protezioni o limitazioni del regolatore di tensione, sia in assorbimento che in erogazione della potenza reattiva e di verificare l'accuratezza della regolazione.

6.1.6.5 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Verifica dell'accuratezza della regolazione – Generatori Sincroni

Le prove possono essere effettuate sia in laboratorio, sia in campo.

La regolazione da segnale esterno è prevista per il controllo della potenza reattiva e/o del $\cos \varphi$ (fattore di potenza) ai morsetti del generatore.

Procedura:

- Si regola la potenza attiva del gruppo di generazione, portandola a circa il 50% Potenza Massima Erogabile o ad un valore indicato dal costruttore;

- Si varia la potenza reattiva erogata dal convertitore passando dal valore massimo induttivo in sottoeccitazione direttamente a zero ($Q=0$), per poi passare da zero al valore massimo capacitivo in sovrareccitazione.
- Si mantiene ciascuno dei 3 set-point limite per un tempo di 180s.
- Misurazione della potenza reattiva erogata dal generatore, almeno dopo 30s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza reattiva.

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato (valore medio con finestra di 1 minuto) per la potenza reattiva è pari a:

- $\Delta Q \leq \pm 5\%$ della potenza apparente nominale del generatore (impostazione diretta del livello di potenza reattiva)
- $\Delta \cos\phi \leq \pm 0,02$ (impostazione tramite fattore di potenza)

6.1.6.6 Modalità di esecuzione e registrazione della prova – Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo

Lo scopo della prova è di misurare il tempo di risposta del generatore ad un gradino applicato al sistema di controllo della potenza reattiva, passando da un livello ad un altro livello con le modalità descritte di seguito ed illustrate in Fig. 3Bter.

Procedura:

- regolazione della potenza attiva del gruppo di generazione al 50% della Potenza massima erogabile
- la tensione ai morsetti deve essere prossima a quella nominale
- le potenze reattive misurate vengono riportate in un grafico
- si misura il tempo di risposta Tr evidenziato in Figura 4. La figura evidenzia anche che il tempo di risposta deve essere rilevato in corrispondenza delle seguenti variazioni del set-point:
 - da zero a $Q_{max|cap}$ (passo1);
 - da $Q_{max|ind}$ a $Q_{max|cap}$ (passo2);
 - da $Q_{max|cap}$ a zero (passo3);

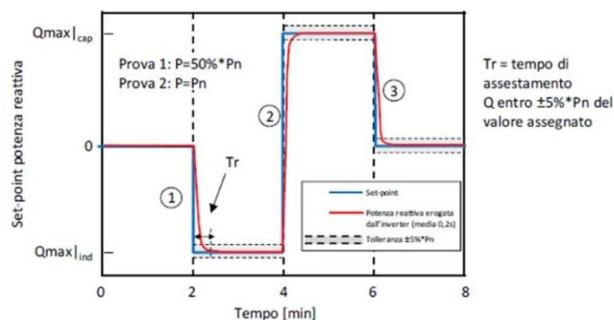


Figura 156 Verifica del Tempo di risposta ad una variazione a gradino del parametro di controllo

La prova è superata se il tempo di risposta massimo rilevato è inferiore a 10 secondi in tutte le condizioni di misura.

6.1.6.7 Regolazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\varphi = f(P)$ -Generatori Sincroni (Generatori con sistema equiparabile ad un sincro)

Questa prescrizione è allo studio e la funzione è da considerarsi facoltativa.

La logica prevede la regolazione della potenza reattiva in funzione della potenza attiva.

Qui di seguito è proposta una caratteristica di funzionamento.

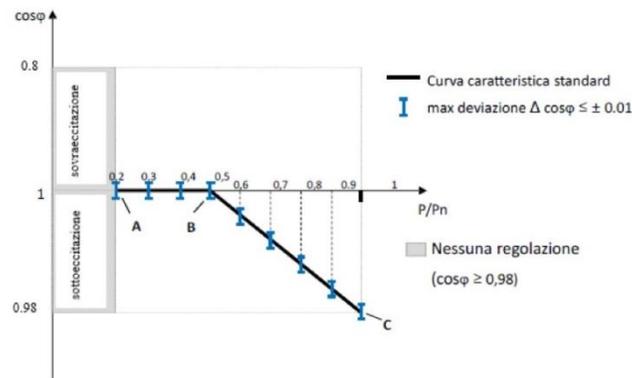


Figura 157 Variazione del fattore di potenza in funzione della Potenza Attiva

6.1.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva

I generatori devono essere dotati di funzioni di regolazione della potenza attiva immessa in rete secondo tre modalità distinte:

- Bter.7.1 Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di V_n , secondo quanto stabilito in 8.5.3.1;
- Bter.7.2 Limitazione automatica per transitori di sovralfrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.5.3.2;
- Bter.7.3 Su comando esterno proveniente dal Distributore, e/o in logica centralizzata secondo quanto stabilito in 8.5.3.3.

6.1.7.1 Verifica della limitazione della potenza attiva in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di V_n

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva quando la tensione letta ai morsetti del generatore abbia valore compreso fra il 105% V_n e il 110% di V_n incluso.

L'obiettivo della prova è evitare il distacco dei gruppi di generazione in caso di sovratensione in eccesso a quanto previsto dalla norma di prodotto.

La prova può non essere necessaria qualora il generatore sia già disegnato per funzionare in modo continuo per tensioni fino al 110% V_n e nel range di frequenze previsto in CEI 0-21 capitolo 8.4.4.

I test possono essere svolti mediante una delle due prove alternative:

- prove a piena potenza su rete simulata: applicabile nei casi in cui sia disponibile un simulatore di rete di potenza sufficiente in grado di modificare i parametri di tensione ai morsetti di uscita del generatore nel campo compreso tra V_n e 110% di V_n per i generatori sincroni/asincroni.
- prova su rete pubblica con modifica dei parametri di controllo: in questo caso per effettuare le prove è consentito modificare i parametri oppure le tensioni utilizzate dal sistema di regolazione della potenza in caso di sovratensione, in modo da simulare un incremento della tensione ed il successivo rientro della stessa nell'intorno del valore nominale.

6.1.7.2 Verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovrافrequenza sulla rete

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrافrequenza.

La prova dovrà effettuarsi mediante due sequenze di misure per due valori differenti di Potenza Attiva:

$$85\% < PA1 < 100\%;$$

$$PA2 \approx 100\%;$$

Nel seguito i test sono descritti considerando valori di potenza pari al 100% della potenza massima erogabile (sequenza A) e al 50% della potenza massima erogabile (sequenza B).

Si può adottare uno qualsiasi dei seguenti metodi di prova:

- Bter.7.2.1 - Prove su rete simulata;
- Bter.7.2.2 - Prove su rete pubblica con modifica dei parametri di controllo;

Punti	f	P/Pmax seq. A	P/Pmax seq. B
1	50	100%	50%
2	50.15	50%	50%
3	50.3	96%	46%
3bis	50.4	92%	42%
4	50.6	84%	34%
4bis	50.9	72%	22%
5	51.45	50%	0%
6	50.3	96%	46%
7	50	100%	50%

Figura 159 Punti di test

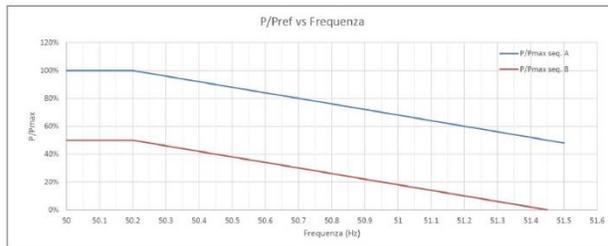


Figura 158 Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti generatori asincroni

6.1.7.3 Esito delle prove per generatori sincroni/asincroni

I risultati dei test devono essere riportati in una tabella e successivamente in un grafico come nell'esempio:

6.1.7.4 Verifica della risposta dinamica del gruppo di generazione a una variazione a gradino del set-point della potenza attiva

La procedura qui di seguito riportata può essere testata sia tramite rete simulata sia con il generatore collegato alla rete elettrica.

Procedura:

- il generatore viene impostato in modo da poter erogare il 100% della potenza massima;
- trascorso un minuto viene richiesto di ridurre la potenza al 50%;
- misura della potenza attiva (mediata su un minuto);
- riduzione della potenza di un ulteriore 10% rimanendo con tale valore per altri due minuti fino a raggiungere lo 0%.

La misurazione relativa al set-point 10%Pn dovrà rientrare nell'intervallo tra 12,5% della Potenza Massima erogabile e 0 con facoltà di spegnimento perché la prova possa ritenersi superata.

6.1.7.5 Verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione di potenza

La verifica si effettua regolando il parametro di limitazione della potenza attiva dal 100% al 10% della Potenza Attiva massima erogabile al tempo t_0 .

Il tempo di assestamento massimo misurato deve essere inferiore a 1 minuto o uguale o inferiore al tempo necessario a ridurre la potenza rispettando la rampa di carico prevista per la corrispondente tecnologia.

6.1.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)

Queste prove hanno come scopo di verificare che il generatore risponda ai requisiti di immunità alle variazioni di tensione secondo il profilo tensione-tempo indicato nella Fig. 7Bter. (generatori sincroni) e Fig. 8Bter. (generatori asincroni).

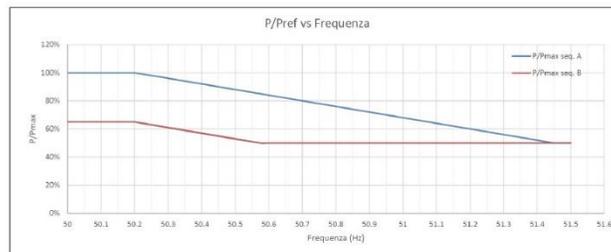


Figura 160 Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti con un valore di droop 5%

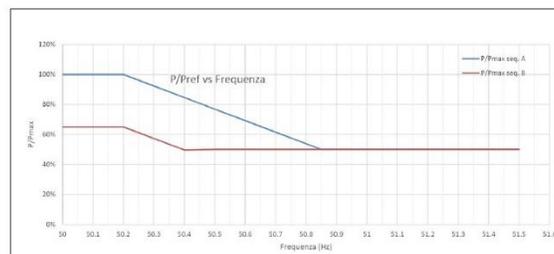


Figura 161 Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori rotanti con un valore di droop 2,6%

Requisiti da soddisfare durante le prove volte ad indagare il comportamento in sottotensione:

- il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona di colore bianco al di sopra e lungo i punti della caratteristica LVRT (V-t) indicata in Fig. 10Bter. (generatori sincroni) o in Fig. 11Bter. (generatori asincroni)
- nella zona sottostante il generatore può scollegarsi dalla rete
- la logica di funzionamento è tale per cui sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni concatenate per garantire il comportamento previsto dalla curva di Fig. 10Bter. o Fig. 11Bter

- dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto in un tempo inferiore a 30 secondi.

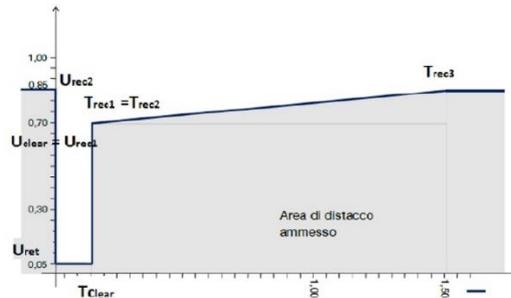


Figura 162 Profilo di fault-ride-through generatori sincroni

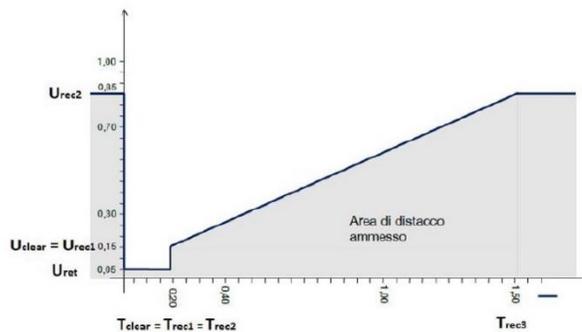


Figura 163 Profilo di fault-ride-through generatori asincroni

6.1.8.1 LVRT – modalità di esecuzione delle prove

Lo scopo di queste prove è di verificare che il generatore sia in grado di riconoscere correttamente gli abbassamenti transitori della tensione di rete e di superarli mantenendo la connessione senza subire danni, riprendendo poi l'erogazione della potenza attiva e reattiva “pre-transitorio” entro un tempo limite dal rientro della tensione nei limiti tra 85% e 110% del valore nominale.

Modalità possibili di test:

- Test in campo mediante utilizzo di simulatore di cortocircuiti
- Test in laboratorio tramite opportuno simulatore di rete

6.1.8.2 Verifiche Mediante utilizzo di simulatore di cortocircuiti

Le verifiche vengono effettuate seguendo le tabelle seguenti con il generatore funzionante rispettivamente:

- A carico parziale, tra il 10% ed il 50% della potenza nominale
- al di sopra del 90 % della potenza nominale o della potenza disponibile durante i test

Schema delle prove:

- almeno 12 sequenze di prova distinte, corrispondenti a 3 livelli di tensione residua
- ciascuna sequenza sarà ripetuta con il generatore a due livelli di potenza iniziale erogata:

$$10\% * P_n \div 50\% * P_n$$

$$>90\% * P_n$$

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
1s – guasto simmetrico trifase	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 150 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 150 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 600 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 600 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,85 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 1500 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,85 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 1500 \pm 20$	
4 – guasto asimmetrico bifase in BT	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 150 \pm 20$	

(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.

(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transistori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata cumulata inferiore a 20ms

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
1s – guasto simmetrico trifase	$0,10 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,10 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 400 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 400 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 850 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 850 \pm 20$	
4s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1300 \pm 20$	
4a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1300 \pm 20$	
5 – guasto asimmetrico bifase BT	$0,10 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
6 – guasto asimmetrico bifase BT	$0,50 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 850 \pm 20$	

(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.

(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transistori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata cumulata inferiore a 20ms

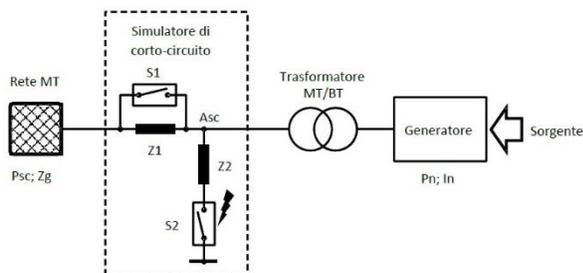
Figura 164 Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione

6.1.8.3 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti

Requisiti generali per il dimensionamento del circuito di prova:

il circuito di prova utilizzato deve consentire la esecuzione di ciascuna sequenza in modo tale che il gradino di tensione risultante da ognuna delle sequenze sia indipendente dall'angolo di fase della tensione di rete; il circuito di prova non deve causare interruzioni oppure irregolarità al profilo di tensione e di potenza durante l'esecuzione di ciascuna sequenza.

Le prove possono essere effettuate con un circuito come nell'esempio in figura.



Gli abbassamenti di tensione sono riprodotti da un circuito che simula un cortocircuito collegando le 3 oppure le 2 fasi a terra tramite una impedenza (Z2), oppure collegando le 3 o 2 fasi insieme tramite la stessa impedenza.

Gli interruttori S1 ed S2 servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

Figura 165 Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

L'impedenza Z1 serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova. Al fine di rendere realistica la prova

- è necessario che la potenza apparente di cortocircuito disponibile al nodo di connessione del generatore (Asc), ovvero ai capi di Z2, sia almeno pari a $5 \cdot P_n$, $10-12 \cdot P_n$ per turbine a gas e per turbine a vapore, ove P_n è la potenza nominale del generatore
- Un interruttore di bypass S1 viene solitamente impiegato per evitare il surriscaldamento della impedenza serie Z1 prima e dopo l'esecuzione di ciascuna sequenza;
- La chiusura di S1 deve essere subordinata all'apertura di S2 tramite opportuni interblocchi;
- La caduta di tensione viene creata collegando a terra o verso un'altra fase l'impedenza Z2 tramite l'interruttore S2.

I valori delle impedenze serie (Z1) e di cortocircuito (Z2) utilizzati nella campagna di misure ed il relativo rapporto X/R devono essere specificati nel rapporto di prova.

Come rete c.a. si intende rete trifase in media tensione. Non è consentito ai laboratori di prova allacciarsi direttamente a una linea pubblica BT. Sarà quindi necessario che il laboratorio di prova disponga di connessione MT, con potenza di cortocircuito sufficiente per eseguire in sicurezza le prove in accordo alle presenti linee guida e nel rispetto delle prescrizioni imposte dal Distributore.

La chiusura e apertura dell'interruttore S2 determina la durata degli eventi di abbassamento della tensione, pertanto, il suo controllo deve essere accurato sia nelle simulazioni di guasti bifase che in quelli trifase.

6.1.8.4 Metodi di prova alternativi – simulatore di rete

L'obiettivo di questa norma è la verifica dell'impatto che i transitori hanno sul generatore in prova, non sulla rete elettrica.

Pertanto, sono ammessi circuiti o dispositivi alternativi al simulatore di cortocircuiti riportato in IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08) basato sul principio del partitore di tensione, purché rispettino alcune condizioni relative alla forma e durata degli abbassamenti di tensione, alla modellazione del comportamento della terna trifase, all'indipendenza dall'angolo di fase della tensione di rete dei fronti transitori di tensione ecc.

In particolare, sono ammessi circuiti di prova alternativi basati sull'utilizzo di simulatori di rete composti fondamentalmente da una sorgente di tensione a bassa resistenza interna combinata con amplificatori a larga banda (lineari o del tipo a commutazione forzata) in grado di riprodurre fedelmente 3 tensioni sinusoidali a

contenuto armonico controllato, con ampiezza, frequenza fondamentale e relazione di fase regolabili entro ampi margini.

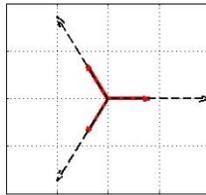
Esistono in particolare versioni di tipo cosiddetto “rigenerativo”, in grado quindi di gestire flussi di potenza attiva e reattiva sia entranti che uscenti dai morsetti di uscita.

Caratteristiche del simulatore di rete (qualora si intenda utilizzarlo):

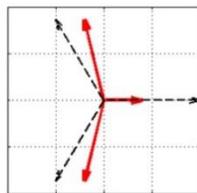
- 1) deve garantire la possibilità di un controllo indipendente in ampiezza e angolo di fase delle tre tensioni;
- 2) essere fornito delle impedenze Z_1 , Z_2 e Z_3 , Z_N in modo da riprodurre le componenti ohmica e induttiva della impedenza di cortocircuito tipiche della rete.
- 3) essere in grado di riprodurre tensioni di fase e relativi angoli di sfasamento analoghi a quelli che si producono sul lato BT dei trasformatori in ragione del gruppo vettoriale.

Gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono due:

- 1) guasto simmetrico trifase



- 2) guasto asimmetrico bifase



6.1.8.5 Documentazione

Il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato come segue:

- 7) Andamento temporale di potenza attiva P , potenza reattiva Q , tensioni di fase ai morsetti di uscita (V_r , V_s e V_t) e relative correnti di fase, come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ad ogni ciclo (20 ms), su una finestra temporale che decorre da 100 ms prima

dell'inizio della prova e termina almeno dopo 1000 ms dalla fine del transitorio di tensione (onde poter verificare il ripristino della potenza attiva e reattiva)

Si dovranno riportare gli oscillogrammi delle tensioni e delle correnti di fase.

Si dovrà descrivere anche il metodo di calcolo utilizzato per determinare la potenza, il fattore di potenza e la corrente reattiva.

6.2 Le direttive europee

In questa parte dell'analisi vengono valutate alcune direttive dell'Unione Europea ed in particolare: DIRETTIVA 2014/35/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 26 febbraio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato a essere adoperato entro taluni limiti di tensione.

DIRETTIVA 2014/30/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 26 febbraio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica.

DIRETTIVA 2011/65/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'8 giugno 2011 sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche.

DIRETTIVA 2014/53/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 16 aprile 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di apparecchiature radio e che abroga la direttiva 1999/5/CE.

DIRETTIVA 2012/19/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 4 luglio 2012 sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE).

La struttura delle direttive è sostanzialmente simile e si evidenzia una parte introduttiva che descrive l'oggetto del documento.

Alcune parti generali, sono riproposte nelle diverse direttive con il medesimo contenuto.

Esse riguardano:

- 8) gli obblighi degli operatori economici;
- 9) i requisiti di conformità del materiale elettrico ed attrezzature;
- 10) la vigilanza del mercato nell'Unione Europea;
- 11) disposizioni finali e transitorie;
- 12) allegati

6.2.1 Obblighi dei fabbricanti

- assicurano che il materiale elettrico sia stato progettato e fabbricato conformemente agli obiettivi di sicurezza menzionati;
- preparano la documentazione tecnica di cui all'allegato III ed eseguono o fanno eseguire la procedura di valutazione della conformità di cui al medesimo allegato;
- qualora la conformità del materiale elettrico agli obiettivi di sicurezza sia stata dimostrata mediante la procedura di valutazione della conformità di cui al primo comma, redigono una dichiarazione di conformità UE e appongono la marcatura CE;
- conservano la documentazione tecnica di cui all'allegato III e la dichiarazione di conformità UE per dieci anni dalla data in cui il materiale elettrico è stato immesso sul mercato;
- garantiscono che siano predisposte le procedure necessarie affinché la produzione in serie continui a essere conforme alla presente direttiva;
- garantiscono che sul materiale elettrico da essi immesso sul mercato sia apposto un numero di tipo, di lotto, di serie;
- indicano sul materiale elettrico il loro nome, la loro denominazione commerciale registrata o il loro marchio registrato e l'indirizzo postale al quale possono essere contattati;
- garantiscono che il materiale elettrico sia accompagnato da istruzioni e informazioni sulla sicurezza in una lingua che può essere facilmente compresa dai consumatori e dagli altri utilizzatori finali;
- nel caso in cui ritenessero che il materiale elettrico da essi immesso sul mercato non sia conforme alla presente direttiva prendono immediatamente le misure correttive necessarie per rendere conforme tale materiale elettrico, per ritirarlo o richiamarlo, a seconda dei casi;
- a seguito di una richiesta motivata di un'autorità nazionale competente, forniscono a quest'ultima tutte le informazioni e la documentazione, in formato cartaceo o elettronico, necessarie per dimostrare la conformità del materiale elettrico alla presente direttiva, in una lingua che può essere facilmente compresa da tale autorità;
- Il fabbricante può nominare, mediante mandato scritto, un rappresentante autorizzato con i seguenti compiti principali:
 - mantenere a disposizione delle autorità nazionali di vigilanza del mercato la dichiarazione di conformità UE e la documentazione tecnica per dieci anni;
 - a seguito di richiesta, fornire all'autorità nazionale competente la documentazione necessaria per dimostrare la conformità del materiale elettrico;
 - cooperare con le autorità nazionali competenti;

6.2.2 Obblighi degli importatori

- immettono sul mercato solo il materiale elettrico conforme;
- prima di immettere il materiale elettrico sul mercato, gli importatori assicurano che il fabbricante abbia eseguito l'appropriata procedura di valutazione della conformità;
- indicano sul materiale elettrico il loro nome, la loro denominazione commerciale registrata o il loro marchio registrato e l'indirizzo postale al quale possono essere contattati;
- garantiscono che il materiale elettrico sia accompagnato da istruzioni e informazioni sulla sicurezza in una lingua facilmente compresa dai consumatori e dagli altri utilizzatori finali;

- garantiscono che, mentre il materiale elettrico è sotto la loro responsabilità, le condizioni di immagazzinamento o di trasporto non mettano a rischio la sua conformità agli obiettivi di sicurezza menzionati nella presente direttiva;
- eseguono una prova a campione sul materiale elettrico messo a disposizione sul mercato, esaminano i reclami, il materiale elettrico non conforme e i richiami del materiale elettrico non conforme al fine di proteggere la salute e la sicurezza dei consumatori;
- prendono le misure correttive necessarie per rendere conforme il materiale elettrico, qualora ritenessero che non sia conforme alla presente direttiva;
- mantengono la dichiarazione di conformità UE a disposizione delle autorità di vigilanza del mercato per un periodo pari a dieci anni;

6.2.3 Obblighi dei distributori

- prima di mettere il materiale elettrico a disposizione sul mercato i distributori verificano che esso rechi la marcatura CE
- garantiscono che, mentre il materiale elettrico è sotto la loro responsabilità, le condizioni di immagazzinamento o di trasporto non mettano a rischio la sua conformità agli obiettivi di sicurezza
- prendono le misure correttive necessarie per rendere conforme il materiale elettrico, qualora ritenessero che non sia conforme alla presente direttiva;

6.2.4 Conformità del materiale elettrico

Per un prodotto può aversi la presunzione di conformità sulla base di norme armonizzate, norme nazionali e internazionali o sulla dichiarazione di conformità UE.

6.2.4.1 Presunzione di conformità sulla base di norme armonizzate

Il materiale elettrico che è conforme alle norme armonizzate o a parti di esse i cui riferimenti sono stati pubblicati nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea è considerato conforme agli obiettivi di sicurezza di tali norme menzionati all'articolo 3 ed enunciati nell'allegato I della direttiva 2014/35/UE.

6.2.4.2 Presunzione di conformità sulla base di norme internazionali

Nel caso in cui non siano state elaborate e pubblicate norme armonizzate, gli Stati membri adottano ogni misura in modo che il materiale elettrico possa essere considerato dalle autorità competenti come conforme agli obiettivi di sicurezza delle norme internazionali elaborate dalla «International Electrotechnical Commission» (IEC).

La dichiarazione di conformità UE ha la struttura tipo definita nell'allegato IV della direttiva 2014/35/UE e contiene gli elementi specificati nel modulo A definito nell'allegato III.

6.2.4.3 Presunzione di conformità sulla base di norme nazionali

Nel caso in cui non siano state pubblicate norme armonizzate e siano state pubblicate norme internazionali gli Stati membri adottano ogni misura affinché il materiale elettrico risponda ai requisiti di sicurezza definiti dalle norme applicate nello Stato membro in cui è stato fabbricato per quanto riguarda la messa a disposizione sul mercato e la libera circolazione delle merci.

6.2.4.4 Dichiarazione di conformità UE

La dichiarazione di conformità UE attesta il rispetto degli obiettivi di sicurezza e conformemente alla regola dell'arte in materia di sicurezza valida all'interno dell'Unione, non compromette, in caso di installazione e di manutenzione non difettose e di utilizzazione conforme alla sua destinazione, la salute e la sicurezza delle persone e degli animali domestici o dei beni.

6.2.4.5 Regole e condizioni per l'apposizione della marcatura CE

La marcatura CE è apposta in modo visibile, leggibile e indelebile sul materiale elettrico o sulla sua targhetta. La marcatura CE è apposta sul materiale elettrico prima della sua immissione sul mercato. Gli Stati membri si avvalgono dei meccanismi esistenti per garantire un'applicazione corretta del regime che disciplina la marcatura CE.

6.2.5 Vigilanza del mercato dell'unione, controllo del materiale elettrico che entra nel mercato dell'unione e procedura di salvaguardia dell'unione

6.2.5.1 Procedura a livello nazionale per il materiale elettrico che presenta rischi

Qualora le autorità di vigilanza del mercato di uno Stato membro abbiano motivi sufficienti per ritenere che un materiale elettrico disciplinato dalla presente direttiva presenti un rischio per la salute o la sicurezza delle persone, degli animali domestici o dei beni, essi effettuano una valutazione del materiale elettrico interessato che investa tutte le prescrizioni pertinenti di cui alla presente direttiva.

Qualora le attività di vigilanza del mercato ritengano che il materiale elettrico non rispetti le prescrizioni definite dalla presente normativa, chiedono all'operatore economico di attuare tutte le necessarie correzioni oppure in alternativa di ritirare i prodotti dal mercato.

Qualora le inadempienze non siano ristrette al territorio nazionale, le autorità di vigilanza informa la Commissione e gli altri Stati membri dei risultati della valutazione.

Nel caso in cui l'operatore economico non si adoperi nel prendere le misure correttive adeguate, le autorità di vigilanza provvederanno a ritirare dal mercato o a richiamare il materiale elettrico.

In questo caso le autorità di vigilanza indicheranno se l'inadempienza è dovuta a:

- non conformità del materiale elettrico agli obiettivi di sicurezza
- alla carenza nelle norme armonizzate, o nelle norme nazionali o internazionali

Pertanto, gli Stati membri diversi da quello che ha avviato la procedura a norma del presente articolo informano senza indugio la Commissione e gli altri Stati membri di tutti i provvedimenti adottati, di tutte le altre informazioni a loro disposizione sulla non conformità del materiale elettrico.

Qualora, entro tre mesi dal ricevimento delle informazioni uno Stato membro o la Commissione non sollevino obiezioni contro la misura provvisoria presa da uno Stato membro, tale misura è ritenuta giustificata.

6.2.5.2 Procedura di salvaguardia dell'Unione

Qualora la Commissione ritenga che la misura nazionale sia contraria alla legislazione dell'Unione, essa si consulta con gli stati membri e con gli operatori economici interessati e valuta la misura nazionale. Successivamente, la Commissione determina se la misura nazionale sia giustificata o meno.

Procede poi nel comunicare la decisione agli stati membri ed agli operatori economici interessati.

Nel caso in cui le misure siano considerate giustificate, tutti gli Stati membri adottano le misure necessarie per garantire che il materiale elettrico non conforme sia ritirato dal mercato nazionale. In caso contrario, lo Stato membro interessato la revoca.

Se la misura nazionale è considerata giustificata e la non conformità del materiale elettrico è attribuita a una carenza delle norme armonizzate la Commissione applica la procedura di cui all'articolo 11 del regolamento (UE) n. 1025/2012.

6.2.5.3 Materiale elettrico conforme che presenta rischi

Se uno Stato membro ritiene il materiale elettrico, pur conforme alla presente direttiva, presenti un rischio per la salute o la sicurezza delle persone, degli animali domestici o dei beni, chiede all'operatore economico interessato di far sì che tale materiale elettrico, all'atto della sua immissione sul mercato, non presenti più tale rischio o che sia, a seconda dei casi, ritirato dal mercato o richiamato entro un periodo di tempo ragionevole, proporzionato alla natura del rischio.

L'operatore economico garantisce che siano prese misure correttive nei confronti di tutti i materiali elettrici che presentano rischi.

Lo Stato membro informa immediatamente gli altri Stati membri e la Commissione che avvia immediatamente consultazioni con gli Stati membri gli operatori economici interessati e valuta le misure nazionali adottate. In base ai risultati della valutazione, la Commissione decide mediante atti di esecuzione se la misura nazionale sia giustificata o meno e propone, all'occorrenza, opportune misure.

6.2.5.4 Non conformità formale

Uno Stato membro può porre fine allo stato di non conformità nei seguenti casi:

- a) la marcatura CE è stata apposta in violazione dell'articolo 30 del regolamento (CE) n. 765/2008 o dell'articolo 17 della presente direttiva;
- b) la marcatura CE non è stata apposta;
- c) non è stata compilata la dichiarazione di conformità UE;

- d) non è stata compilata correttamente la dichiarazione di conformità UE;
- e) la documentazione tecnica non è disponibile o è incompleta;
- f) le informazioni di cui all'articolo 6, paragrafo 6, o all'articolo 8, paragrafo 3, sono assenti, false o incomplete;
- g) qualsiasi altra prescrizione amministrativa di cui all'articolo 6 o all'articolo 8 non è rispettata.

6.2.5.5 Comitato e disposizioni transitorie e finali

La Commissione è assistita dal comitato per il materiale elettrico e lo consulta in merito a questioni per le quali la consultazione di esperti del settore è richiesta a norma del regolamento (UE) n. 1025/2012 o di un'altra normativa dell'Unione.

Il comitato può inoltre esaminare qualsiasi altra questione riguardante l'applicazione della presente direttiva che può essere sollevata dal suo presidente o da un rappresentante di uno Stato membro in conformità del suo regolamento interno.

6.2.5.6 Sanzioni

Gli Stati membri stabiliscono le disposizioni in materia di sanzioni applicabili alle violazioni, da parte degli operatori economici, delle disposizioni di diritto nazionale adottate ai sensi della presente direttiva e prendono tutte le misure necessarie a garantirne l'applicazione. Tali disposizioni possono includere sanzioni penali in caso di violazioni gravi.

6.2.5.7 Disposizioni transitorie

Gli Stati membri non ostacolano la messa a disposizione sul mercato di materiale elettrico rientrante nell'ambito di applicazione della direttiva 2006/95/CE e a essa conforme, immesso sul mercato anteriormente al 20 aprile 2016.

6.2.5.8 Allegati

La direttiva 2014/35/UE e la 2014/30/UE riportano degli allegati che riguardano rispettivamente i materiali e gli impianti fissi. Tali allegati presentano diverse similitudini per struttura, forma e contenuto.

ALLEGATO I

Definisce i requisiti generali, le misure generali da attuare per assicurare la protezione dai pericoli che possono derivare dal materiale elettrico e quelli dovuti a fattori esterni sul materiale elettrico stesso.

Le caratteristiche essenziali del materiale elettrico sono indicate sul materiale elettrico stesso. Il materiale e le parti che lo compongono sono progettati e costruiti in modo da poter essere assemblati e collegati in maniera sicura ed affidabile.

Sono previste misure di carattere tecnico che assicurino la protezione delle persone da rischi di natura elettrica causati da contatti diretti o indiretti, e da rischi indiretti.

ALLEGATO II

Viene definito l'ambito di esclusione della normativa che per la direttiva 2014/35/UE si riassume nei seguenti punti:

- Materiali elettrici destinati ad essere usati in ambienti esposti a pericoli di esplosione.
- Materiali elettrici per radiologia e uso clinico.
- Parti elettriche di ascensori e montacarichi.
- Contatori elettrici.
- Prese di corrente (basi e spine) a uso domestico.
- Dispositivi di alimentazione di recinti elettrici.
- Disturbi radioelettrici.
- Materiali elettrici speciali, destinati ad essere usati sulle navi o sugli aeromobili e per le ferrovie, conformi alle disposizioni di sicurezza stabilite da organismi internazionali cui partecipano gli Stati membri.
- Kit di valutazione su misura per professionisti, destinati ad essere utilizzati unicamente in strutture di ricerca e sviluppo a tali fini.

ALLEGATO III

Il fabbricante si accerta e dichiara, sotto la sua esclusiva responsabilità, che il materiale elettrico interessato soddisfa le prescrizioni della presente direttiva. Per fare ciò compila la documentazione tecnica che precisa le prescrizioni applicabili e include, se necessario ai fini della valutazione, il progetto, la fabbricazione e il funzionamento del materiale elettrico. La documentazione tecnica contiene, laddove applicabile, almeno gli elementi seguenti:

- a) una descrizione generale del materiale elettrico;
- b) i disegni di progettazione e fabbricazione, nonché gli schemi di componenti, sottounità, circuiti ecc.;
- c) le descrizioni e le spiegazioni necessarie alla comprensione di tali disegni e schemi e del funzionamento del materiale elettrico;
- d) un elenco delle norme armonizzate, applicate completamente o in parte, i cui riferimenti siano stati pubblicati nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o delle norme internazionali o nazionali di cui agli articoli 13 e 14, e, qualora non siano state applicate tali norme armonizzate o tali norme internazionali o nazionali, le descrizioni delle soluzioni adottate per soddisfare gli obiettivi di sicurezza della presente direttiva, compreso un elenco delle altre pertinenti specifiche tecniche applicate. In caso di applicazione parziale delle norme armonizzate o delle norme internazionali o nazionali di cui agli articoli 13 e 14, la documentazione tecnica specifica le parti che sono state applicate;
- e) i risultati dei calcoli di progettazione realizzati, degli esami effettuati ecc.; e
- f) le relazioni sulle prove effettuate.

Il processo produttivo ed il relativo controllo dovranno assicurare la conformità del materiale elettrico fabbricato a tale documentazione tecnica.

Il fabbricante appone la marcatura CE su ogni singolo materiale elettrico conforme alle prescrizioni applicabili della presente direttiva e compila una dichiarazione scritta di conformità UE per ogni modello del prodotto che, insieme alla documentazione tecnica, tiene a disposizione delle autorità nazionali di vigilanza del mercato per dieci anni dalla data in cui il materiale elettrico è stato immesso sul mercato.

ALLEGATO IV

La dichiarazione di conformità è strutturata secondo i seguenti contenuti e riporta:

Modello di prodotto/prodotto (numero di prodotto, tipo, lotto o serie)

Nome e indirizzo del fabbricante o del suo rappresentante autorizzato

Dichiarazione di responsabilità esclusiva del fabbricante in merito alla dichiarazione

Oggetto della dichiarazione che permetta di identificare chiaramente il prodotto ad esempio con un'immagine.

6.2.6 Direttiva 2014/35/UE del parlamento europeo e del consiglio del 26 febbraio 2014

La direttiva del 26 febbraio, meglio nota come Direttiva bassa tensione o Direttiva LVD (Low Voltage Directive), tratta dell'omogeneizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative al materiale elettrico che viene impiegato all'interno di taluni limiti di tensione ed è riconosciuta all'interno di tutto il mercato unico europeo allargato.

Si tratta di una delle prime direttive del mercato unico europeo che sono state adottate prima del cosiddetto "nuovo approccio" che consiste in un'opera di armonizzazione tecnica su scala comunitaria finalizzata a superare le regolamentazioni tecniche disomogenee tra i paesi aderenti del Trattato CE.

Gli obiettivi del "nuovo approccio" sono:

- creare organismi di standardizzazione tecnica comunitari quali il CEN (Comitato europeo di normazione), il CENELEC, il CEI e l'EOTA (se si considerano le guidance papers per il conseguimento dell'ETA un atto avente forza di legge), ai quali affidare la produzione di norme specifiche di prodotto (dette norme armonizzate) su mandato della Commissione;
- fissare solo i requisiti essenziali generali dei prodotti;
- ridurre il controllo delle autorità pubbliche prima dell'immissione nel mercato di un prodotto;
- integrare la garanzia di qualità e altre moderne tecniche di valutazione della conformità;

Queste norme fanno sì che il fabbricante si assuma la responsabilità di controllare ciascun prodotto che immette sul mercato e di verificarne la conformità alla legislazione UE attraverso la procedura di valutazione della conformità in due modi:

- controllo interno della produzione;
- affidamento ad un organismo notificato

La presente direttiva, recepita in Italia dal Decreto legislativo n.86 del 19 maggio 2016, fa riferimento alle norme tecniche IEC/ISO EN e non definisce alcuno standard tecnico specifico. I prodotti ad essa conformi devono obbligatoriamente essere contrassegnati con la marcatura CE.

La direttiva regola i dispositivi che presentano una tensione di alimentazione o di uscita tra 50 e 1000V in corrente alternata (AC) e tra 75 e 1500V in corrente continua (DC) con le eccezioni trattate nell'allegato II mentre non copre le tensioni all'interno dei prodotti, purché il consumatore non possa accedervi senza utilizzare idonei attrezzi.

6.2.6.1 Eccezioni

La presente direttiva non si applica ai materiali ed ai fenomeni di cui all'allegato II:

1. materiali elettrici ATEX (ATmosphères ed EXplosibles) e per uso clinico e radiologico,
2. parti elettriche di ascensori e montacarichi,
3. contatori elettrici,
4. prese e spine per uso domestico,
5. dispositivi di alimentazione di recinti elettrici,
6. disturbi radioelettrici,
7. materiali elettrici speciali, destinati ad essere usati sulle navi, aeromobili e per le ferrovie

6.2.6.2 Struttura della direttiva

Si articola in una serie di articoli che al principio introducono la materia in oggetto con approfondimenti e linee guida afferenti sia ai fabbricanti di componenti elettroniche appartenenti all'unione europea che a quelli extracomunitari, agli operatori economici ed ai distributori.

6.2.7 Direttiva 2014/30/UE del parlamento europeo e del consiglio del 26 febbraio 2014

La Direttiva 2014/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014, nota anche come direttiva compatibilità elettromagnetica o direttiva EMC (dall'acronimo inglese *electro magnetic compatibility*) concerne il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica e che abroga la direttiva 2004/108/CE.

Questa direttiva, tra le prime direttive del mercato unico europeo che sono state adottate prima del "Nuovo approccio", è stata riconosciuta da tutto il mercato unico europeo allargato, costituito dal mercato unico europeo e dai paesi EFTA (Islanda, Norvegia, Svizzera e Liechtenstein).

La direttiva persegue obiettivi nell'ambito della sicurezza, assicurando che un'apparecchiatura approvata da un paese membro dell'Unione europea sia conforme per l'uso a cui è destinato in tutti gli altri paesi dell'UE.

La direttiva sulla compatibilità elettromagnetica non definisce alcuno standard tecnico specifico, ma fa riferimento esplicito alle norme tecniche IEC/ISO EN alle quali i produttori di prodotti elettrici devono rigorosamente attenersi.

I prodotti conformi alla direttiva compatibilità elettromagnetica ed a tutte le altre norme e direttive pertinenti il prodotto stesso devono obbligatoriamente essere contrassegnati con la marcatura CE (da non confondere con l'acronimo CE o CEE) per indicarne la conformità.

Come per le altre direttive, la conformità è garantita dal produttore con la dichiarazione di conformità CE. Una copia della dichiarazione è conservata nel fascicolo tecnico del prodotto ed una copia viene consegnata al cliente nel caso si tratti di impianto fisso.

L'ambito di applicazione della direttiva riguarda ogni apparecchio o impianto fisso e disciplina la compatibilità elettromagnetica delle apparecchiature, con lo scopo di garantire il funzionamento del mercato interno prescrivendo che le apparecchiature siano conformi ad un livello adeguato di compatibilità elettromagnetica.

La presente direttiva non si applica:

- alle apparecchiature oggetto della direttiva 1999/5/CE
- ai prodotti aeronautici,
- alle apparecchiature radio utilizzate da radioamatori
- alle apparecchiature che per loro natura non possono generare emissioni elettromagnetiche che superano un livello compatibile con il regolare funzionamento di altre apparecchiature
- alle apparecchiature che per loro natura funzionano senza deterioramento inaccettabile in presenza delle perturbazioni elettromagnetiche abitualmente derivanti dall'uso al quale sono destinate
- ai kit di valutazione su misura per professionisti destinati ad essere utilizzati unicamente in strutture di ricerca e sviluppo a tali fini.

6.2.8 Direttiva 2011/65/UE del parlamento europeo e del consiglio del 8 giugno 2011

Costituisce la nuova direttiva RoHS sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche

La direttiva RoHS limita l'uso di piombo (Pb), mercurio (Hg), cadmio (Cd), cromo esavalente (Cr6+), bifenili polibromurati (PBB) ed eteri di difenil polibrominato (PBDE) nella produzione di alcune delle apparecchiature elettriche ed elettroniche vendute nell'Unione Europea. Queste sostanze possono essere rilasciate nell'ambiente e costituire una minaccia per la salute umana, animale ed ambiente, soprattutto quando si raggiunge la fase di trattamento dei rifiuti.

La direttiva RoHS È collegata strettamente con la direttiva sulla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (o RAEE o WEEE, dall'inglese "*Waste of electric and electronic equipment*") 2002/96/CE che regola l'accumulazione, il riciclaggio e il recupero per le apparecchiature elettriche e fa parte di un'iniziativa di legge per risolvere il problema dell'enorme quantitativo di rifiuti generati dalle apparecchiature elettroniche obsolete. RAEE in italiano sta per "rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche" o anche diffusa con il nome inglese. Su molte apparecchiature, infatti, si possono trovare i marchi RAEE o WEEE che indicano però la stessa normativa.

La direttiva RoHS impone l'obbligo della marcatura CE e della dichiarazione di conformità UE prima di immettere sul mercato apparecchiature elettriche ed elettroniche (AEE). Il produttore / importatore / distributore deve inoltre assicurare che sia stata applicata l'adeguata procedura di valutazione della conformità in linea con il modulo A dell'allegato II della decisione n. 768/2008/CE.

Il campo di applicazione riguarda diverse categorie di prodotto:

- dispositivi medici, strumenti di controllo e monitoraggio
- dispositivi medici di diagnosi in vitro
- strumenti di monitoraggio e controllo industriali
- grandi elettrodomestici
- piccoli elettrodomestici
- apparecchiature informatiche e per telecomunicazioni
- apparecchiature di consumo
- apparecchiature di illuminazione
- strumenti elettrici ed elettronici
- giocattoli e apparecchiature per il tempo libero e per lo sport
- distributori automatici

Successivamente è stata emessa la Direttiva 2015/863/UE del marzo 2015 che modifica l'allegato II della direttiva RoHS per quanto riguarda l'elenco delle sostanze con restrizioni d'uso. Questa modifica, chiamata RoHS 3, ha introdotto altre quattro sostanze: Ftalato di bis(2-etilesile), Benzilbutilftalato (BBP), Dibutilftalato (DBP) e Diisobutilftalato (DIBP) ed è stata applicata a decorrere dal 22 luglio 2019, mentre per i dispositivi medici, compresi i dispositivi medici in vitro, e gli strumenti di monitoraggio e controllo, compresi gli strumenti di monitoraggio e controllo industriali, è stata applicata dal 22 luglio 2021.

6.8.2.1 Ambito di applicazione

La presente direttiva si applica alle “apparecchiature elettriche ed elettroniche” o “AEE” ovvero le apparecchiature che dipendono per un corretto funzionamento da correnti elettriche o campi elettromagnetici e le apparecchiature di generazione, trasferimento e misura di tali correnti e campi e progettate per essere usate con una tensione non superiore a 1 000 volt per la corrente alternata e a 1 500 volt per la corrente continua.

6.8.2.2 Prevenzione

Gli Stati membri provvedono affinché le AEE immesse sul mercato, compresi i cavi e i pezzi di ricambio destinati alla loro riparazione, al loro riutilizzo, all'aggiornamento delle loro funzionalità o al potenziamento della loro capacità, non contengano le sostanze di cui all'allegato II. Questo allegato contiene anche indicazioni in merito alla concentrazione massima tollerata nei materiali omogenei.

L'impegno a vietare l'utilizzo di sostanze tossiche di cui all'allegato II si applica anche ai dispositivi medici e agli strumenti di monitoraggio e controllo immessi sul mercato a decorrere dal 22 luglio 2014, ai dispositivi medico-diagnostici in vitro immessi sul mercato a decorrere dal 22 luglio 2016 e agli strumenti di monitoraggio e controllo industriali immessi sul mercato a decorrere dal 22 luglio 2017.

Queste indicazioni non si applicano ai cavi o ai pezzi di ricambio destinati alla riparazione, al riutilizzo, all'aggiornamento delle funzionalità o al potenziamento della capacità di:

- a) AEE immesse sul mercato anteriormente al 1°luglio 2006;
- b) dispositivi medici immessi sul mercato anteriormente al 22 luglio 2014;
- c) dispositivi medici di diagnosi in vitro immessi sul mercato anteriormente al 22 luglio 2016;
- d) strumenti di monitoraggio e controllo immessi sul mercato anteriormente al 22 luglio 2014;
- e) strumenti di monitoraggio e controllo industriali immessi sul mercato anteriormente al 22 luglio 2017;
- f) AEE che hanno beneficiato di un'esenzione e sono state immesse sul mercato prima della scadenza dell'esenzione medesima, relativamente all'esenzione specifica in questione.
- g) alle applicazioni elencate negli allegati III e IV.

6.8.2.3 Allegati

Allegato I

Definisce le **categorie di AEE disciplinate dalla presente direttiva:**

1. Grandi elettrodomestici
2. Piccoli elettrodomestici
3. Apparecchiature informatiche e per telecomunicazioni
4. Apparecchiature di consumo
5. Apparecchiature di illuminazione
6. Strumenti elettrici ed elettronici
7. Giocattoli e apparecchiature per il tempo libero e per lo sport
8. Dispositivi medici
9. Strumenti di monitoraggio e controllo, compresi gli strumenti di monitoraggio e controllo industriali
10. Distributori automatici
11. Altre AEE non comprese nelle categorie sopra elencate

Allegato II

Definisce le **sostanze con restrizioni d'uso e i valori delle concentrazioni massime tollerate per peso nei materiali omogenei**

Piombo (0,1 %)

Mercurio (0,1 %)

Cadmio (0,01 %)

Cromo esavalente (0,1 %)

Bifenili polibromurati (PBB) (0,1 %)

Eteri di difenile polibromurato (PBDE) (0,1 %)

Allegato III

Definisce le applicazioni esentate dalle restrizioni

Esenzione		Ambito e date di applicazione
1	Mercurio in lampade fluorescenti ad attacco singolo (compatte) fino ad un massimo di (per tubo di scarica):	
1 a)	Per usi generali di illuminazione < 30 W: 5 mg	Scade il 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 3,5 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011 e fino al 31 dicembre 2012; devono essere utilizzati 2,5 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2012
1 b)	Per usi generali di illuminazione ≥ 30 W e < 50 W: 5 mg	Scade il 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 3,5 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
1 c)	Per usi generali di illuminazione ≥ 50 W e < 150 W: 5 mg	
1 d)	Per usi generali di illuminazione ≥ 150 W: 15 mg	
1 e)	Per usi generali di illuminazione, con una struttura di forma circolare o quadrata e un tubo di diametro ≤ 17 mm	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 7 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
1 f)	Per usi speciali: 5 mg	
2 a)	Mercurio in lampade fluorescenti lineari ad attacco doppio per usi generali di illuminazione fino ad un massimo di (per lampada):	
2 a) 1)	Trifosforo con tempo di vita normale e tubo di diametro < 9 mm (per esempio T2): 5 mg	Scade il 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 4 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
2 a) 2)	Trifosforo con tempo di vita normale e tubo di diametro ≥ 9 mm e ≤ 17 mm (per esempio T5): 5 mg	Scade il 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 3 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
2 a) 3)	Trifosforo con tempo di vita normale e tubo di diametro > 17 mm e ≤ 28 mm (per esempio T8): 5 mg	Scade il 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 3,5 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
2 a) 4)	Trifosforo con tempo di vita normale e tubo di diametro > 28 mm (per esempio T12): 5 mg	Scade il 31 dicembre 2012; possono essere utilizzati 3,5 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2012

2 a) 5)	Trifosforo con tempo di vita lungo ($\geq 25\ 000$ h): 8 mg	Scade il 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 5 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
2 b)	Mercurio in altre lampade fluorescenti fino ad un massimo di (per lampada):	
2 b) 1)	Lampade lineari alofosfato con tubo di diametro > 28 mm (per esempio T10 e T12): 10 mg	Scade il 13 aprile 2012
2 b) 2)	Lampade non lineari alofosfato (tutti i diametri): 15 mg	Scade il 13 aprile 2016
2 b) 3)	Lampade non lineari trifosforo con tubo di diametro > 17 mm (per esempio T9)	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 15 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
2 b) 4)	Lampade per altri usi generali di illuminazione e usi speciali (per esempio lampade a induzione)	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 15 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
3	Mercurio in lampade fluorescenti a catodo freddo e lampade fluorescenti con elettrodo esterno (CCFL e EEFL) per usi speciali fino ad un massimo di (per lampada):	
3 a)	Lampade corte (≤ 500 mm)	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 3,5 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
3 b)	Lampade medie (> 500 mm e $\leq 1\ 500$ mm)	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 5 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
3 c)	Lampade lunghe ($> 1\ 500$ mm)	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 13 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
4 a)	Mercurio in altre lampade a scarica a bassa pressione (per lampada):	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 15 mg per lampada dopo il 31 dicembre 2011
4 b)	Mercurio in lampade a sodio ad alta pressione (vapore) per usi generali di illuminazione fino ad un massimo di (per tubo di scarica), in lampade con un indice di resa cromatica migliorato $Ra > 60$:	
4 b)- I	$P \leq 155$ W	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 30 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
4 b)- II	$155\ W < P \leq 405\ W$	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 40 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011

4 b)- III	$P > 405 \text{ W}$	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 40 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
4 c)	Mercurio in altre lampade a sodio ad alta pressione (vapore) per usi generali di illuminazione fino ad un massimo di (per tubo di scarica):	
4 c)- I	$P \leq 155 \text{ W}$	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 25 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
4 c)- II	$155 \text{ W} < P \leq 405 \text{ W}$	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 30 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
4 c)- III	$P > 405 \text{ W}$	Nessun limite di utilizzo fino al 31 dicembre 2011; possono essere utilizzati 40 mg per tubo di scarica dopo il 31 dicembre 2011
4 d)	Mercurio in lampade a mercurio ad alta pressione (vapore) (HPMV)	Scade il 13 aprile 2015
4 e)	Mercurio in lampade ad alogenuri metallici (MH)	
4 f)	Mercurio in altre lampade a scarica per usi speciali non espressamente menzionate nel presente allegato	
5 a)	Piombo nel vetro dei tubi a raggi catodici	
5 b)	Piombo nel vetro di tubi fluorescenti in misura non superiore allo 0,2 % in peso	
6 a)	Piombo come elemento di lega nell'acciaio destinato alla lavorazione meccanica e nell'acciaio zincato contenente fino allo 0,35 % di piombo in peso	
6 b)	Piombo come elemento di lega nell'alluminio contenente fino allo 0,4 % di piombo in peso	
6 c)	Leghe di rame contenenti fino al 4 % di piombo in peso	
7 a)	Piombo in saldature ad alta temperatura di fusione (ossia leghe a base di piombo contenenti l'85 % o più di piombo in peso)	
7 b)	Piombo in saldature per server, sistemi di memoria e di memoria array, apparecchiature di infrastrutture di rete destinate alla commutazione, segnalazione, trasmissione, nonché gestione di rete nell'ambito delle telecomunicazioni	

7 c)- I	Componenti elettrici ed elettronici contenenti piombo nel vetro o nella ceramica diversa dalla ceramica dielettrica dei condensatori, per esempio dispositivi piezoelettrici, o in una matrice di vetro o ceramica	
7 c)- II	Piombo nella ceramica dielettrica in condensatori per una tensione nominale di 125 V CA o 250 V CC o superiore	
7 c)- III	Piombo nella ceramica dielettrica in condensatori per una tensione nominale inferiore a 125 V CA o 250 V CC	Scade l'1 o gennaio 2013 e successivamente a tale data può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 1 o gennaio 2013
8 a)	Cadmio e suoi componenti in termofusibili monouso a pastiglia	Scade l'1 o gennaio 2012 e successivamente a tale data può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 1 o gennaio 2012
8 b)	Cadmio e suoi componenti in contatti elettrici	
9	Cromo esavalente come agente anticorrosivo nei sistemi di raffreddamento in acciaio al carbonio in frigoriferi ad assorbimento (fino allo 0,75 % in peso nella soluzione di raffreddamento)	
9 b)	Piombo in cuscinetti e pistoni per compressori contenenti refrigeranti per applicazioni HVACR (riscaldamento, ventilazione, condizionamento e refrigerazione)	
11 a)	Piombo in sistemi di connettori a pin conformi «C-press».	Può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 24 settembre 2010
11 b)	Piombo utilizzato in dispositivi diversi dai sistemi di connettori a pin conformi «C-press»	Scade l'1 o gennaio 2013 e successivamente a tale data può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 1 o gennaio 2013
12	Piombo come materiale di rivestimento per l'anello «C-Ring» dei moduli a conduzione termica	Può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 24 settembre 2010
13 a)	Piombo nelle lenti bianche utilizzate per applicazioni ottiche	
13 b)	Cadmio e piombo in lenti filtranti e lenti utilizzate per campioni di riflessione	
14	Piombo in saldature costituite da più di due elementi per la connessione fra i piedini e l'involucro dei microprocessori, aventi un contenuto di piombo superiore all'80 % ma inferiore all'85 % in peso	Scaduta l'1 o gennaio 2011 e successivamente a tale data può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 1 o gennaio 2011

15	Piombo in saldature destinate alla realizzazione di una connessione elettrica valida tra la matrice del semiconduttore e il carrier all'interno dei circuiti integrati secondo la configurazione «Flip Chip»	
16	Piombo in lampade lineari a incandescenza con tubi rivestiti di silicato	Scade l'1 o settembre 2013
17	Alogenuro di piombo come elemento radiante nelle lampade HID (High Intensity Discharge) utilizzate nelle applicazioni professionali per la reprografia	
18 a)	Piombo come attivatore della polvere fluorescente (fino all'1 % di piombo in peso) delle lampade a scarica utilizzate come lampade speciali per la reprografia con stampa diazo, la litografia, come lampade cattura insetti, nei processi fotochimici e a fini terapeutici e contenenti sostanze fosforescenti quali SMS [(Sr, Ba) 2 MgSi 2 O 7: Pb]	Scaduta l'1 o gennaio 2011
18 b)	Piombo come attivatore della polvere fluorescente (fino all'1 % di piombo in peso) delle lampade a scarica utilizzate come lampade abbronzanti contenenti sostanze fosforescenti come BSP (BaSi 2 O 5: Pb)	
19	Piombo con PbBiSn-Hg e PbInSn-Hg in composti specifici come amalgama principale e con PbSn-Hg come amalgama secondario nelle lampade compatte ESL (Energy Saving Lamps).	Scaduta l'1 o giugno 2011
20	Ossido di piombo utilizzato nel vetro per fissare i sostrati anteriore e posteriore delle lampade fluorescenti piatte utilizzate negli schermi a cristalli liquidi (LCD).	Scaduta l'1 o giugno 2011
21	Piombo e cadmio negli inchiostri di stampa per l'applicazione di smalti su vetro, quali borosilicato e vetro sodico- calcico	
23	Piombo nelle finizioni di componenti «fine pitch», esclusi i connettori, con passo di 0,65 mm o inferiore	Può essere utilizzato in pezzi di ricambio per AEE immesse sul mercato prima del 24 settembre 2010
24	Piombo nelle paste saldanti impiegate per la saldatura di reti capacitive multistrato ceramiche realizzate con fori passanti metallizzati sia di tipo discoidale che di tipo planare	

25	Ossido di piombo negli schermi ad emissione di elettroni (surface conduction electron emitter displays — SED) utilizzato negli elementi strutturali, in particolare il sigillo realizzato in miscela vetrificabile (frit) e l'anello realizzato in pasta vetrificabile	
26	Ossido di piombo nell'involucro di vetro delle lampade di Wood	Scaduta l'1 o giugno 2011
27	Leghe di piombo impiegate come paste saldanti per trasduttori utilizzati in altoparlanti ad alta potenza (destinati ad un funzionamento prolungato di molte ore a livelli di potenza acustica pari o superiori a 125 dB SPL)	Scaduta il 24 settembre 2010
29	Piombo legato nel vetro cristallo quale definito all'allegato I (categorie 1, 2, 3 e 4) della direttiva 69/493/CEE del Consiglio (1)	
30	Leghe di cadmio utilizzate per la saldatura elettrica o meccanica dei conduttori elettrici situati direttamente sul voice coil dei trasduttori impiegati negli altoparlanti ad alta potenza con livelli di pressione acustica pari o superiori a 100 dB (A).	
31	Piombo contenuto nei materiali di saldatura delle lampade fluorescenti piatte prive di mercurio (utilizzate, ad esempio, negli schermi a cristalli liquidi o nell'illuminazione per interni o industriale)	
32	Ossido di piombo contenuto nel sigillo realizzato in miscela vetrificabile (seal frit) utilizzato per realizzare le finestre per i tubi laser ad argon e kripton	
33	Piombo in saldature di cavi sottili in rame di diametro pari o inferiore a 100 µm nei trasformatori di potenza	
34	Piombo in elementi dei potenziometri trimmer in cermet	
36	Mercurio utilizzato come inibitore dello sputtering dei catodi nei display CC al plasma che ne contengono fino a 30 mg	Scaduta l'1 o luglio 2010
37	Piombo nello strato di rivestimento di diodi ad alta tensione sulla base di un corpo in vetro allo zinco-borato	
38	Cadmio e ossido di cadmio in paste a film spesso utilizzate su ossido di berillio legato all'alluminio	

39	Cadmio in LED II-VI con conversione di colore (< 10 µg Cd per mm ² di superficie emettitrice luminosa) per uso in sistemi di illuminazione o visualizzazione di stato solido	Scade l'1 o luglio 2014
----	---	-------------------------

ALLEGATO IV

Definisce le applicazioni che beneficiano di un'esenzione dalle restrizioni:

1. Piombo, cadmio e mercurio nei rivelatori di radiazioni ionizzanti.
 2. Cuscinetti di piombo nei tubi radiogeni.
 3. Piombo nei dispositivi elettromagnetici per l'amplificazione delle radiazioni: MCP (micro-channel plate, amplificatori di elettroni miniaturizzati) e lastra capillare.
 4. Piombo nella miscela vetrificabile (frit) dei tubi a raggi X e degli intensificatori d'immagini e piombo nel legante in miscela vetrificabile (frit) per l'assemblaggio di laser a gas e per i tubi a vuoto che convertono le radiazioni elettromagnetiche in elettroni.
 5. Piombo nelle schermature contro le radiazioni ionizzanti.
 6. Piombo negli oggetti per le prove a raggi X.
 7. Stearato di piombo nella tecnica della diffrazione dei raggi X da cristalli.
 8. Sorgenti di isotopi radioattivi di cadmio per spettrometri a fluorescenza a raggi X portatili.
- Sensori, rilevatori ed elettrodi
- 1a. Piombo e cadmio in elettrodi ione-selettivi, compreso il vetro degli elettrodi pH.
 - 1b. Anodi di piombo in sensori elettrochimici per la rilevazione di ossigeno.
 - 1c. Piombo, cadmio e mercurio in rivelatori di infrarossi.
 - 1d. Mercurio in elettrodi di riferimento: cloruro di mercurio a basso tenore di mercurio, solfato di mercurio e ossido di mercurio.
- Altro
9. Cadmio nei laser elio-cadmio.
 10. Piombo e cadmio nelle lampade utilizzate nella spettroscopia di assorbimento atomico.
 11. Piombo in leghe usato come superconduttore e conduttore termico nella risonanza magnetica.
 12. Piombo e cadmio in legami metallici con materiali superconduttori nella risonanza magnetica e nei sensori SQUID.
 13. Piombo nei contrappesi.
 14. Piombo nei materiali piezoelettrici costituiti da un unico cristallo per i trasduttori a ultrasuoni.
 15. Piombo nelle saldature dei trasduttori a ultrasuoni.
 16. Mercurio in ponti per la misurazione della capacitance e delle perdite ad elevata accuratezza e in interruttori e relè RF ad alta frequenza negli strumenti di monitoraggio e controllo (massimo 20 mg di mercurio per interruttore o relè).
 17. Piombo nelle saldature nei defibrillatori di emergenza portatili.

18. Piombo nelle saldature di moduli ad alte prestazioni di diagnostica per immagini (imaging) a infrarossi per rilevare l'intervallo 8-14 μm .
19. Piombo nei cristalli liquidi degli schermi in silicio (LCoS).
20. Cadmio nei filtri per la misura dei raggi X.

6.2.9 Direttiva 2014/53/UE del parlamento europeo e del consiglio del 16 aprile 2014

Costituisce un quadro normativo per la messa a disposizione sul mercato e la messa in servizio delle apparecchiature radio nell'Unione. Pertanto, le apparecchiature che rientrano nel campo di applicazione della direttiva e disponibili sul mercato europeo devono essere conformi a questa direttiva. Questa direttiva è stata pubblicata il 16 aprile 2014 ed ha abrogato la Direttiva Europea 1999/5 / CE in materia 13 giugno 2016. Da allora non è più possibile immettere sul mercato apparecchiature conformi solo alla vecchia direttiva 12 giugno 2017.

La direttiva riguarda qualsiasi trasmettitore o ricevitore per radiocomunicazioni ad eccezione delle apparecchiature radioamatoriali non vendute pronte per l'uso, apparecchiature marittime, apparecchiature aeronautiche, kit di valutazione per professionisti utilizzati nelle strutture di ricerca e sviluppo come definito nell'allegato I.

Inoltre, la presente direttiva non si applica alle apparecchiature radio usate esclusivamente nelle attività concernenti la pubblica sicurezza, la difesa, la sicurezza dello Stato (compreso il benessere economico dello Stato, nel caso di attività riguardanti questioni connesse con la sicurezza dello Stato) e nelle attività in materia di diritto penale.

6.2.9.1 Obblighi degli operatori economici

La nuova direttiva ora impone obblighi ai produttori (che possono essere rappresentati da un agente nell'UE), importatori e distributori.

In particolare, ogni operatore economico deve informare le autorità di vigilanza del mercato in caso di provati dubbi sulla conformità del prodotto. Le autorità possono anche richiedere a ciascuno degli attori tutte le prove necessarie che dimostrino la conformità del dispositivo, nonché l'elenco degli operatori economici, fornitori o clienti.

Si applicano altri requisiti come:

- Le condizioni di immagazzinamento e trasporto non devono mettere in discussione la conformità del prodotto;
- Le istruzioni per l'uso devono essere nella lingua dello Stato destinatario;
- I produttori e gli importatori devono includere i propri dati di contatto sul prodotto o, se le dimensioni del prodotto non lo consentono, devono essere forniti sulla confezione del prodotto o su un documento di accompagnamento del prodotto.

6.2.9.2 Requisiti Essenziali

Le apparecchiature radio devono essere fabbricate in modo da garantire:

- tutela della salute e sicurezza delle merci e delle persone, compresi i requisiti della direttiva sulla bassa tensione , senza limite di tensione;
- un adeguato livello di compatibilità elettromagnetica ai sensi della direttiva 2014/30/UE;
- Uso efficiente e ottimizzato e supporto dello spettro radio al fine di evitare interferenze o interferenze;
- Il rispetto di diversi requisiti essenziali a seconda della categoria o classe del dispositivo, come:
 - l'uso di accessori universali (caricabatterie);
 - l'interazione di rete con altre apparecchiature radio via rete;
 - la connessione alle interfacce appropriate nell'UE;
 - la tutela dell'integrità della rete;
 - a protezione dei dati personali e della vita privata dell'utente;
 - l'implementazione di caratteristiche speciali che garantiscono la tutela da frodi, l'accesso a servizi d'emergenza, l'uso da parte di disabili, l'impossibilità di introdurre un software nell'apparecchiatura radio, se non è stata dimostrata la conformità della combinazione dell'apparecchiatura radio e del software.

6.2.9.3 Procedure di valutazione della conformità

Il produttore effettua una valutazione di conformità dell'apparecchiatura radio rispetto ai requisiti essenziali di cui all'articolo 3 e può scegliere tra tre metodi valutazione della conformità:

- a) il controllo interno della produzione (Allegato II);
- b) l'esame UE del tipo seguito dalla conformità al tipo basata sul controllo interno della produzione (Allegato III);
- c) la conformità basata sulla garanzia di qualità totale (Allegato IV);

Controllo interno della produzione

Il fabbricante o il suo rappresentante autorizzato deve:

- predisporre la documentazione tecnica (articolo 21 e allegato V);
- adottare tutte le misure necessarie per il processo e il follow-up della produzione per garantire la conformità;
- apporre la Marcatura CE e rilasciare un certificato di conformità UE

Esame UE del tipo e conformità al tipo basati sul controllo interno della produzione (allegato III)

- Un organismo notificato consultato dal fabbricante esamina, verifica e attesta che il progetto tecnico soddisfa i requisiti essenziali della direttiva esaminando la documentazione tecnica redatta dal fabbricante. Se accettato, l'organismo notificato rilascia il certificato di esame UE;
- Il fabbricante o il suo rappresentante deve quindi:
 - adottare tutte le misure necessarie per il processo e il follow-up della produzione per garantire la conformità;
 - apporre la Marcatura CE e rilasciare un certificato di conformità UE.

Garanzia di qualità totale (allegato IV)

- Il sistema di qualità del produttore viene valutato e quindi monitorato da un organismo notificato di sua scelta. Questo sistema di qualità deve consentire di garantire la conformità delle apparecchiature prodotte ai requisiti della direttiva;
- Il fabbricante appone la Marcatura CE accompagnata dal numero dell'organismo notificato e redige un certificato di conformità UE.

6.2.9.4 Marcatura CE

La marcatura CE deve figurare sul prodotto.

Sul prodotto, o in caso di impossibilità tecnica, sulla documentazione di accompagnamento o sulla confezione del prodotto, deve figurare anche il tipo, il numero di lotto o di serie o qualsiasi altro elemento che ne consenta l'identificazione.

Il nome e l'indirizzo del produttore devono comparire sul prodotto o dove lo spazio sul prodotto è insufficiente, nella documentazione di accompagnamento o sulla confezione.

Allo stesso modo per l'importatore, se applicabile, il suo nome e indirizzo devono apparire sul prodotto, o quando non c'è spazio sufficiente sul prodotto, nella documentazione di accompagnamento o sulla confezione del prodotto.

Inoltre, quando esistono limitazioni di messa in servizio (ad esempio, uso esterno vietato, concessione di una licenza obbligatoria, frequenze vietate) in uno degli Stati membri, un pittogramma che rappresenta il documento di accompagnamento e le abbreviazioni dell'elenco dei paesi interessati devono figurare sulla confezione. Il regolamento di attuazione 2017/1354 definisce il formato da seguire.

6.2.9.5 Documenti di accompagnamento

L'attrezzatura deve essere accompagnata:

- la dichiarazione di conformità UE;
- contrassegni che non possono essere apposti direttamente sul prodotto;
- istruzioni e informazioni sulla sicurezza e sulla compatibilità elettromagnetica necessarie per l'uso previsto del prodotto, inclusi accessori e componenti (compreso il software);
- per i trasmettitori: banda di frequenza utilizzata e potenza massima trasmessa;
- dettagli sulle restrizioni all'entrata in servizio negli Stati membri.

6.2.10 Direttiva 2012/19/UE del parlamento europeo e del consiglio del 4 luglio 2012

6.2.10.1 Oggetto

Lo scopo della direttiva è quello di tutelare l'ambiente e la salute umana a seguito della produzione e gestione di rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), e di migliorare l'uso delle risorse contribuendo allo sviluppo sostenibile.

6.2.10.2 Ambito di applicazione

La presente normativa si applica alle seguenti apparecchiature elettriche ed elettroniche:

1. Apparecchiature per lo scambio di temperatura.
2. Schermi monitor ed apparecchiature dotate di schermi di superficie superiore a 100 cm².
3. Lampade.
4. Apparecchiature di grandi dimensioni (con almeno una dimensione esterna superiore a 50 cm), compresi ma non solo:
elettrodomestici; apparecchiature informatiche e per telecomunicazioni; apparecchiature di consumo; lampadari; apparecchiature per riprodurre suoni o immagini, apparecchiature musicali; strumenti elettrici ed elettronici; giocattoli e apparecchiature per il tempo libero e lo sport; dispositivi medici; strumenti di monitoraggio e di controllo; distributori automatici; apparecchiature per la generazione di corrente elettrica. Questa categoria non include le apparecchiature appartenenti alle categorie 1, 2 e 3.
5. Apparecchiature di piccole dimensioni (con nessuna dimensione esterna superiore a 50 cm), compresi ma non solo:
elettrodomestici; apparecchiature di consumo; lampadari; apparecchiature per riprodurre suoni o immagini, apparecchiature musicali; strumenti elettrici ed elettronici; giocattoli e apparecchiature per il tempo libero e lo sport; dispositivi medici; strumenti di monitoraggio e di controllo; distributori automatici; apparecchiature per la generazione di corrente elettrica. Questa categoria non include le apparecchiature appartenenti alle categorie 1, 2, 3 e 6.
6. Piccole apparecchiature informatiche e per telecomunicazioni (con nessuna dimensione esterna superiore a 50 cm).

Non si applica alle AEE seguenti:

1. apparecchiature necessarie per la tutela degli interessi essenziali della sicurezza degli Stati membri, compresi le armi.
2. apparecchiature progettate e installate specificamente come parti di un'altra apparecchiatura.
3. lampade a incandescenza.
4. apparecchiature destinate ad essere inviate nello spazio.
5. utensili industriali fissi di grandi dimensioni.
6. impianti fissi di grandi dimensioni.
7. mezzi di trasporto di persone o di merci,
8. macchine mobili non stradali.
9. apparecchiature appositamente concepite a fini di ricerca e sviluppo.
10. dispositivi medici e dispositivi medico-diagnostici in vitro, qualora si sospetti che tali dispositivi siano infetti prima della fine del ciclo di vita.

6.2.10.3 Progettazione

Gli Stati membri incoraggiano la cooperazione tra produttori e operatori degli impianti di riciclaggio nonché misure volte a favorire la progettazione e la produzione di AEE, soprattutto al fine di agevolare il riutilizzo,

lo smaltimento e il recupero dei RAEE, dei loro componenti e materiali. Pertanto, gli Stati membri adottano misure adeguate affinché siano applicati i requisiti di progettazione ecologica intesi a facilitare il riutilizzo e il trattamento di RAEE di cui alla direttiva 2009/125/CE.

6.2.10.4 Raccolta differenziata

Un altro importante obiettivo è quello di ridurre al minimo lo smaltimento dei RAEE sotto forma di rifiuti urbani misti, ad assicurare il trattamento corretto di tutti i RAEE raccolti massimizzando la raccolta differenziata degli stessi. La norma regolamenta anche i RAEE che provengono da nuclei domestici prevedendo sistemi che consentano ai proprietari ed ai distributori di rendere gratuitamente tali rifiuti.

Molto importante è l'obiettivo di ciascuno stato di garantire un tasso minimo di raccolta che dal 2019 è pari al 65% del peso medio delle AEE immesse sul mercato nello Stato membro interessato.

Gli Stati membri provvedono affinché tutti i RAEE raccolti separatamente vengano sottoposti ad uno specifico trattamento che include anche l'eliminazione di tutti i liquidi.

I produttori sono dunque tenuti ad istituire dei sistemi di recupero avvalendosi delle migliori tecniche possibili.

6.2.10.5 Obiettivi del recupero

Per le categorie di apparecchi definite in precedenza vengono definiti i seguenti obiettivi minimi:

a) per i RAEE che rientrano nelle categorie 1 o 4 dell'allegato III (apparecchiature necessarie per la tutela degli interessi essenziali della sicurezza degli Stati membri e quelle destinate ad essere inviate nello spazio):

— recupero dell'85 %, e

— preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dell'80 %;

b) per i RAEE che rientrano nella categoria 2 dell'allegato III (apparecchiature progettate e installate specificamente come parti di un'altra apparecchiatura):

— recupero dell'80 %, e

— preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio del 70 %;

c) per i RAEE che rientrano nell'allegato III, categorie 5 o 6 (utensili industriali fissi di grandi dimensioni e impianti fissi):

— recupero dell'75 %, e

— preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio del 55 %;

d) per i RAEE che rientrano nella categoria 3 dell'allegato III (lampade a incandescenza): riciclaggio dell'80 %.

Il raggiungimento degli obiettivi è calcolato, per ciascuna categoria, dividendo il peso dei RAEE che entrano nell'impianto di recupero per il peso di tutti i RAEE raccolti separatamente per ciascuna categoria, espresso come percentuale.

6.2.11 IEC 62109-1 Sicurezza dei power converter in sistemi fotovoltaici

6.2.11.1 Premessa

La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) è un'organizzazione mondiale per la standardizzazione che comprende tutti i comitati elettrotecnici nazionali (Comitati nazionali IEC). L'obiettivo dell'IEC è quello di promuovere la cooperazione internazionale per quanto riguarda la standardizzazione in campo elettrico ed elettronico. A tal fine, tra le varie attività, IEC pubblica Standard Internazionali, specifiche tecniche, rapporti tecnici, specifiche disponibili al pubblico e guide avvalendosi di comitati tecnici di ciascuna nazione coinvolta.

Pertanto, le decisioni prese dalla IEC sono condivise a livello internazionale proprio perché il comitato tecnico è composto da rappresentanti di tutte le nazioni aderenti.

La stessa IEC non fornisce alcuna attestazione di conformità, che viene conferita da organismi di certificazione indipendenti, ed inoltre non è responsabile per nessuno dei servizi svolti da tali organismi.

6.2.11.2 Scopo

Questa parte della norma IEC 62109 si applica alle apparecchiature di conversione di potenza (PCE) per l'uso in impianti fotovoltaici in merito ai quali è necessario un livello tecnico uniforme per quanto riguarda la sicurezza.

Questa norma definisce i requisiti minimi per la progettazione e la produzione di queste apparecchiature al fine di assicurare un adeguato livello di protezione contro scosse elettriche, energia, incendi, rischi meccanici e di altro tipo. Tali requisiti generali sono applicabili a tutte le tipologie di apparecchiature di conversione.

6.2.11.3 Campo di applicazione

Nello specifico, la norma riguarda i dispositivi di conversione collegati a sistemi caratterizzati da tensione massima del circuito sorgente pari a 1500 V in corrente continua. Inoltre, le apparecchiature possono essere collegate anche ad impianti che non superano i 1000V in corrente continua.

Gli standard definiti dalla presente normativa non riguardano fonti di alimentazione diverse da impianti fotovoltaici, come turbine eoliche, celle a combustibile, sorgenti di macchine rotanti, ecc.

Requisiti aggiuntivi sono necessari per le apparecchiature destinate all'uso in atmosfere esplosive (IEC 60079), aeromobili, installazioni marine, applicazioni elettromedicali (IEC 60601) o ad altitudini superiori a 2000 m.

Lo scopo dei requisiti di questa parte della IEC 62109 è garantire che la progettazione e le modalità costruttive utilizzate garantiscono un'adeguata protezione per l'operatore e l'ambiente circostante contro:

- a) scosse elettriche;
- b) rischi meccanici;
- c) temperature elevate;
- d) propagazione d'incendio dalle apparecchiature;
- e) rischi chimici;
- f) rumore;
- g) fuoriuscita di fluidi, gas e rischio di esplosione.

Aspetti esclusi dal campo di applicazione:

- a) affidabilità funzionale, prestazioni o altre proprietà dell'apparecchiatura non direttamente correlate alla sicurezza;
- b) integrità dell'imballaggio;

- c) requisiti EMC;
- d) requisiti di installazione, che sono definiti dalle direttive di installazione locali e nazionali.

6.2.11.4 Requisiti di sicurezza

Questa parte tratta dei requisiti di sicurezza relativi agli inverter dc/ac e più in generale dei dispositivi che assicurano diverse funzioni, tra le quali anche quella di inverter in sistemi fotovoltaici.

Gli standard di questa normativa forniscono indicazioni per inverter che possono interagire in una *grid*, in configurazione *stand-alone*, possono essere collegati ad uno o più moduli fotovoltaici disposti in diverse configurazioni e sono connessi con batterie od altre forme di accumulo energetico.

I presenti standard non affrontano i requisiti di interconnessione alla rete e di sicurezza per gli inverter in gradi di interagire direttamente con la *grid*.

6.2.12 IEC 61000-6-1 Compatibilità elettromagnetica (EMC) Standard generici – Immunità per ambienti residenziali, commerciali e di industria leggera.

6.2.12.1 Struttura

La normativa è strutturata nelle seguenti parti:

Parte 1: considerazioni generali (introduzione, principi fondamentali), definizioni e terminologia.

Parte 2: descrizione e classificazione degli ambienti. Livelli di compatibilità.

Parte 3: limiti di emissione e di immunità nella misura in cui non ricadono sotto la responsabilità dei comitati di prodotto.

Parte 4: tecniche di misura e test.

Parte 5: linee guida per l'installazione, metodi e dispositivi di mitigazione.

Parte 6: standard generici.

In generale, ciascuna parte è suddivisa in numerose sezioni sia come standard internazionali, specifiche tecniche o relazioni tecniche

6.2.12.2 Scopo ed oggetto

Questa parte della norma IEC 61000 per i requisiti di immunità EMC si applica a componenti elettrici ed elettronici, apparecchi destinati all'uso in ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera.

Sono coperti i requisiti di immunità nella gamma di frequenza da 0 Hz a 400 GHz.

La presente norma si applica agli apparecchi destinati ad essere collegati direttamente a una rete pubblica in bassa tensione oppure ad una sorgente CC dedicata che è destinata all'interfaccia tra gli apparati e la rete pubblica a bassa tensione. Questa norma si applica anche ad apparecchi alimentati a batteria o in generale a bassa tensione non pubblica e non industriale se questo apparato è destinato ad essere utilizzato nei luoghi descritti dalla presente norma.

Gli ambienti contemplati da questo standard sono residenziali, commerciali e dell'industria leggera sia interni, sia esterni. Il seguente elenco, sebbene non esaustivo, fornisce un'indicazione delle località che sono incluse:

- immobili residenziali;
- punti vendita al dettaglio, come ad esempio negozi e supermercati;
- locali commerciali, come ad esempio uffici e banche;

- aree di pubblico spettacolo, come ad esempio cinema, bar pubblici e sale da ballo;
- luoghi all'aperto, come ad esempio distributori di benzina, parcheggi, centri ricreativi e sportivi;
- edifici che ospitano impianti industriali leggeri, ad esempio officine, laboratori e centri servizi.

Le reti elettriche di edifici alimentati direttamente in bassa tensione dalla rete pubblica sono considerate residenziali, commerciali o dell'industria leggera.

Lo scopo di questa norma è definire i requisiti di test di immunità per gli apparati specificati in relazione ai disturbi continui e transitori, condotti e irradiati, comprese le scariche elettrostatiche.

I requisiti sono stati definiti al fine di garantire un livello adeguato di immunità per apparecchiature in ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera.