

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica



PROCEDURA PER LA PIANIFICAZIONE ENERGETICA SIA DI SISTEMI CONNESSI ALLA RETE ELETTRICA PREVALENTE CHE DI APPLICAZIONI IN ISOLA

Relatore: Prof. Marco MERLO

Co-relatore: Ing. Paolo PINATO

Co-relatore: Ing. Stefano MANDELLI

Tesi di Laurea di:

Alessandro Jared CRIVELLI
Matr. 783812

Federico Jared CRIVELLI
Matr. 783815

Anno Accademico 2012 - 2013

Ringraziamenti

Desideriamo esprimere la nostra più sincera gratitudine al prof. Marco Merlo che ci ha accompagnato in questa esperienza dedicandoci molto del suo tempo e della sua pazienza, arricchendo il cammino da noi fin qui intrapreso con preziosi insegnamenti che non dimenticheremo.

Ringraziamo Paolo Pinato e la società Building Energy S.p.A. per aver contribuito a far nascere questo progetto e per aver fornito importanti spunti durante il percorso di tesi.

Ringraziamo Stefano Mandelli e Nadia Scordino per l'inestimabile comprensione e supporto che ci hanno fornito donandoci indispensabili consigli. Il nostro ringraziamento si estende a tutto il gruppo del Dipartimento di Energia Sezione Elettrica del Politecnico di Milano che ci ha seguito in questi mesi, in particolare Claudio Rosati, Gabriele Monfredini, Davide Falabretti e Valeria Olivieri.

Ringrazio i miei cari genitori Giancarlo Jared Crivelli e Laura Lotti, senza i quali non sarei riuscito a perseguire e a raggiungere questo importante traguardo. Non ci sono parole per esprimere la mia riconoscenza e l'affetto che provo per loro.

Ringrazio mio fratello Federico Jared Crivelli, con il quale ho affrontato, superato e condiviso mille e più esperienze, non ultimo questo lavoro di tesi.

Infine ringrazio Domitilla Schiumarini che mi è stata accanto, sostenendomi in questo passo importante della mia vita, e come lei tutte le persone che mi sono state vicino.

(Alessandro Jared Crivelli)

Un particolare ringraziamento va a tutta la mia famiglia. Ai miei genitori Laura Lotti e Giancarlo Jared Crivelli, che sono sempre stati un'ancora a cui aggrapparsi nei momenti difficili, che mi sono sempre stati vicini in ogni momento della mia vita e che mi hanno sempre fatto sentire il loro affetto, ai quali va tutto il mio amore.

A mia sorella Chiara Crivelli alla quale non voglio più rinunciare, che ringrazio per la sua forza e allegria.

A mio fratello Alessandro Jared Crivelli, con il quale ho condiviso molte esperienze che non avrebbero avuto lo stesso valore senza di lui, e a cui sono molto legato. Ad entrambi voglio troppo bene.

Voglio inoltre ringraziare tutti gli amici e le persone che mi hanno sostenuto e che mi sono stati vicini in questo importante viaggio.

(Federico Jared Crivelli)

INTRODUZIONE	19
1.RISORSE ENERGETICHE: IL PANORAMA INTERNAZIONALE	23
1.1 Introduzione.....	24
1.2 Combustibili Fossili.....	25
1.2.1 Carbone.....	26
1.2.2 Petrolio	27
1.2.3 Gas Naturale	29
1.3 Nucleare	31
1.4 Idroelettrico	32
1.5 Fonti rinnovabili.....	33
1.5.1 Bioenergia.....	36
1.5.2 Solare fotovoltaico.....	38
1.5.3 Energia eolica	41
1.6 Cogenerazione	45
2.IL SISTEMA DI ELETTRIFICAZIONE.....	47
2.1 Introduzione.....	48
2.2 La rete elettrica nei paesi sviluppati.....	49
2.2.1 Il sistema elettrico odierno.....	51
2.2.2 Criticità del sistema elettrico attuale.....	53
2.2.3 Lo sviluppo verso le Smart Grid.....	57
2.3 Il contesto dei paesi in via di sviluppo	59
2.3.1 Il contesto attuale	59
2.3.2 Lo sviluppo delle Microgrids.....	60
2.3.3 Barriere per lo sviluppo delle Microgrid nelle aree rurali	62
3.SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO.....	65
3.1 Introduzione.....	66
3.2 Applicazione dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico...67	
3.2.1 Time–Shift di energia	69

3.2.2 Bilanciamento istantaneo tra carico e generazione	70
3.2.3 Power Quality.....	72
3.2.4 Supporto di tensione.....	72
3.2.5 Riaccensione del sistema elettrico.....	72
3.3 Soluzioni tecnologiche	73
3.3.1 Impianti di pompaggio	74
3.3.2 CAES (Compressed Air Energy Storage)	75
3.3.3 Volani	76
3.3.4 Supercondensatori (SC).....	77
3.3.5 Sistemi elettrochimici.....	78
4.PIANIFICAZIONE ENERGETICA: ANALISI DEL CONTESTO E DEFINIZIONE DEGLI OBIETTIVI	87
4.1 Introduzione	88
4.2 HOMER Energy®	89
4.3 DEMS® Decentralized Energy Management System	93
4.4 Altri modelli di pianificazione energetica.....	96
4.5 Obiettivi del lavoro di tesi	98
4.6 Modelli di rappresentazione del comportamento di un sistema di accumulo elettrochimico	100
4.6.1 Modelli elettrici per un sistema di accumulo a batterie elettrochimiche	101
4.6.2 Modelli energetici per un sistema di accumulo a batterie elettrochimiche	105
5.SVILUPPO DI UN MODELLO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICA	111
5.1 Descrizione dell’algoritmo risolutivo del metodo sviluppato.....	112
5.1.1 Descrizione dei dati in input.....	115
5.1.2 Definizione del contesto applicativo e della relativa F.O.	116
5.1.3 Fase analitica e di elaborazione dei dati	116
5.1.4 Modello di accumulo energetico	120
5.1.5 Output della procedura.....	121
5.2 Metrica della fase di analisi	122

5.3 Struttura della procedura di pianificazione energetica.....	130
5.3.1 Inserimento dei dati in input	130
5.3.2 Fase di simulazione.....	131
5.4 Elaborazione dei profili energetici.....	132
6.DEFINIZIONE DEI MODELLI MATEMATICI	137
6.1 Introduzione.....	138
6.2 Definizione del modello di un sistema elettrico off-grid	139
6.2.1 Inserimento dati e definizione del contesto applicativo con la relativa F.O.	140
6.2.2 Scelta della metrica di analisi e definizione dei criteri di classificazione	141
6.2.3 Determinazione della configurazione delle risorse di generazione	149
6.2.4 Analisi per l'inserimento di una generazione tradizionale programmabile	153
6.2.5 Dimensionamento del sistema di storage energetico	154
6.3 Definizione del modello di un sistema elettrico connesso alla rete elettrica nazionale.....	154
6.3.1 Inserimento dati, definizione del contesto e relativa F.O. e descrizione procedura analitica	155
6.3.2 Inserimento generazione da fonte tradizionale	157
6.3.3 Inserimento e dimensionamento del sistema di accumulo energetico ..	158
6.4 Modello del sistema di accumulo	158
6.4.1 Validazione del modello di accumulo energetico.....	161
7.DESCRIZIONE DEI CASI STUDIO ANALIZZATI NEL LAVORO DI TESI.....	167
7.1 Analisi dei profili di carico	168
7.1.1 Cabina Primaria di Legnano	168
7.1.2 Edificio del Politecnico di Milano del campus Bovisa Sud.....	172
7.2 Analisi dei profili di generazione	175
7.2.1 Profilo di generazione 1	175
7.2.3 Profilo di generazione 2	179
7.2.4 Profilo di generazione 3	182
7.3 Caso proposto dalla società Building Energy S.p.A.....	184

7.3.1 Profilo energetico relativo ad un sito industriale subequatoriale	185
7.3.2 Profilo di generazione 4	188
7.3.3 Profilo di generazione 5	191
8.APLICAZIONI SPERIMENTALI.....	197
8.1 Applicazione sperimentale a un sistema elettrico off-grid.....	198
8.1.1 Scelta della metrica analitica	199
8.1.2 Definizione del Ranking Finale.....	200
8.1.3 Analisi di sensitività e definizione del mix di risorse ottimale	204
8.1.4 Variante definita dalla Funzione Obiettivo	207
8.1.5 Valutazione dell'inserimento di un generatore tradizionale.....	208
8.1.6 Studio del sistema di accumulo	211
8.2.1 Scelta della metrica analitica	215
8.2.2 Definizione del Ranking Finale.....	217
8.2.3 Analisi di sensitività e definizione del mix di risorse ottimale	220
8.2.4 Valutazione dell'inserimento di un sistema di accumulo.....	224
8.2.5 Valutazione dell'inserimento di una generazione tradizionale	228
8.2.6 Valutazione dell'inserimento di un sistema di accumulo di 10 [MWh]	231
8.2.7 Considerazioni economiche	235
CONCLUSIONI.....	237
APPENDICE A.1	241
APPENDICE A.2	243
BIBLIOGRAFIA	253

Elenco delle figure

<i>Figura 1.1 - Panoramica mondiale al 2011 comparata a quella del 1993</i>	24
<i>Figura 1.2 - Fonti fossili mondiali (dati 2011)</i>	25
<i>Figura 1.3 - A sinistra vengono riportati i dati relativi alla produzione di carbone nelle diverse regioni mondiali. Nel grafico di destra invece sono riportati i consumi</i>	26
<i>Figura 1.4 - Distribuzione delle riserve accertate di petrolio nel 1992, 2002 e 2012</i>	27
<i>Figura 1.5 - Il grafico a sinistra mostra l'andamento della produzione petrolifera suddivisa per aree geografiche, nel grafico a destra vengono riportati i consumi ripartiti nella stessa modalità</i>	28
<i>Figura 1.6 - Prezzo del gas naturale per quattro diverse zone mondiali</i>	30
<i>Figura 1.7 - Movimenti su scala mondiale di gas naturale</i>	30
<i>Figura 1.8 - Reattori operativi e in costruzione con relativa potenza a marzo 2013</i>	31
<i>Figura 1.9 - Quota dell'energia rinnovabile sui consumi finali globali di energia</i>	34
<i>Figura 1.10 - Capacità energetica da fonte rinnovabile nel mondo, EU-27, BRICA e nelle migliori 6 nazioni. Dati 2012</i>	35
<i>Figura 1.11 - Capacità globale installata del solare fotovoltaico (PV), dati 2012</i>	39
<i>Figura 1.12 - Prezzo medio per componenti PV, 2010-12</i>	40
<i>Figura 1.13 - Potenza eolica globale installata. Dati 1996 al 2012 [7]</i>	42
<i>Figura 2.1 – Consumi mondiali di energia elettrica divisi per regioni [12]</i>	48
<i>Figura 2.2 – Perdite di trasmissione e distribuzione rispetto alla densità demografica di alcuni paesi sviluppati</i>	50
<i>Figura 2.3 – Durata delle interruzioni rispetto alla densità demografica di alcuni paesi sviluppati</i>	50
<i>Figura 2.4 - Rappresentazione delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione; nel caso specifico è riportato lo schema della rete elettrica tedesca</i>	52
<i>Figura 2.5 – Sovratensione dovuta alla presenza di GD sulla rete di distribuzione</i>	54
<i>Figura 2.6 – In rosso sono evidenziate le zone di Perreres e Gressoney</i>	58
<i>Figura 2.7 – Popolazione che non ha accesso all'energia elettrica nei paesi non sviluppati [25]</i>	59
<i>Figura 3.1 - Capacità di accumulo (espressa in MW) installata nel mondo al 2010</i>	67
<i>Figura 3.2 - Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico in funzione della potenza di scarica e dell'autonomia richiesta</i>	68

<i>Figura 3.3 – Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo</i>	<i>68</i>
<i>Figura 3.4 – Tecnologie dei sistemi di accumulo classificate secondo lo sviluppo di mercato</i>	<i>73</i>
<i>Figura 3.5 – Caratteristiche divise per tecnologia di sistema di accumulo per i servizi riguardanti il sistema elettrico</i>	<i>74</i>
<i>Figura 3.6 – Schematizzazione del funzionamento del supercondensatore</i>	<i>78</i>
<i>Figura 3.7 – Rappresentazione schematica della carica e scarica di un accumulatore elettrochimico</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.1 – Schema di un sistema simulato da HOMER con i relativi risultati orari della simulazione</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4.2 – Tabella conclusiva dei risultati del processo di ottimizzazione implementato da HOMER.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 4.3 – Architettura di DEMS.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 4.4 - Funzionalità del DEMS.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 4.5 - Modello dello strumento di pianificazione energetica</i>	<i>99</i>
<i>Figura 4.6 - Modello circuitale semplice</i>	<i>102</i>
<i>Figura 4.7 - Modello di Thevenin.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 4.8 - Modello dinamico generico.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 4.9 - Modello dinamico della batteria.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 4.10 - Grafico del sistema di bilancio di potenza considerato.....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 4.11 - Flussi di potenza del sistema esaminato</i>	<i>107</i>
<i>Figura 5.1 – Flow Chart del procedimento sviluppato nel modello di pianificazione energetica.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 5.2 - Esempio di matrice energetica di un impianto PV.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 5.3 – Algoritmo di scelta della sensitivity analysis con tre generazioni</i>	<i>119</i>
<i>Figura 5.4 - Tabella rappresentazione dati serie storica con k variabile.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 5.5 - Correlogrammi di riferimento.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 6.1 – Diagramma di flusso per la scelta della potenza del genset</i>	<i>153</i>
<i>Figura 6.2 - Perdita di capacità della batteria con l'aumentare dei cicli.....</i>	<i>162</i>
<i>Figura 6.3 - Andamento dello SOH con l'aumento del numero dei cicli</i>	<i>162</i>
<i>Figura 6.4 - Confronto fra comportamento reale e ideale del sistema di accumulo energetico nella perdita di capacità</i>	<i>164</i>
<i>Figura 6.5 - Andamento dello SOH nel caso reale e ideale</i>	<i>164</i>
<i>Figura 6.6 - Limiti in potenza per le fasi di carica e scarica</i>	<i>165</i>
<i>Figura 7.1 – Profilo energetico della città di Legnano diviso per ore giornaliere e giorni annui.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura 7.2 – Correlogramma del profilo energetico della cabina primaria di Legnano</i>	<i>170</i>
<i>Figura 7.3 – Integrale della richiesta energetica annua della cabina primaria di Legnano diviso per settimane</i>	<i>171</i>

<i>Figura 7.4 - Integrale della richiesta energetica annua della cabina primaria di Legnano diviso per le 24 ore giornaliere</i>	171
<i>Figura 7.5 – Profilo energetico dei carichi del campus Bovisa sud diviso per ore giornaliere e giorni annui</i>	172
<i>Figura 7.6 - Integrale della richiesta energetica annua del campus Bovisa sud diviso per i 12 mesi annui</i>	174
<i>Figura 7.7 - Integrale della richiesta energetica annua del campus Bovisa sud dei 7giorni settimanali</i>	174
<i>Figura 7.8 – Profilo energetico relativo alla produzione dell'impianto solare fotovoltaico situato a vicino a Mantova</i>	175
<i>Figura 7.9 - Ripartizioni delle ore nelle classi per la percentuale di potenza erogata in relazione al valore massimo</i>	177
<i>Figura 7.10 – Integrale energetico ripartito nelle classi in funzione della potenza erogata in relazione al valore massimo</i>	177
<i>Figura 7.11 - Correlogramma del profilo energetico di produzione dell'impianto fotovoltaico italiano</i>	178
<i>Figura 7.12 - Integrali giornalieri di produzione divisa nelle due fasce diurna e notturna</i>	178
<i>Figura 7.13 – Profilo energetico degli impianti eolici aggregati del Belgio nel 2012</i>	180
<i>Figura 7.14 – Correlogramma del profilo energetico di produzione degli impianti eolici del Belgio aggregati</i>	180
<i>Figura 7.15 – Integrale energetico annuo di produzione dei campi eolici del Belgio nel 2012 diviso nelle 24 ore giornaliere</i>	181
<i>Figura 7.16 – Integrale della produzione energetica dei campi eolici del Belgio nel 2012 divisa per mesi</i>	182
<i>Figura 7.17 - Profilo energetico annuo dell'impianto di cogenerazione simulato</i>	183
<i>Figura 7.18 - Correlogramma del profilo energetico di produzione dell'impianto di cogenerazione</i>	183
<i>Figura 7.19 – Profilo di richiesta energetica del sito industriale africano sub-equatoriale</i>	186
<i>Figura 7.20 – Correlogramma del profilo di richiesta energetica del sito industriale africano sub-equatoriale</i>	187
<i>Figura 7.21 – Integrale di richiesta energetica del sito industriale africano divisa per mesi</i>	187
<i>Figura 7.22 – Integrali di richiesta energetica giornaliera divisi per le due fasce orarie del sito industriale</i>	188
<i>Figura 7.23 - Profilo energetico relativo alla produzione dell'impianto solare fotovoltaico situato in un territorio subequatoriale africano</i>	189
<i>Figura 7.24 - Integrale energetico ripartito nelle classi in funzione della potenza erogata in relazione al valore massimo</i>	190

<i>Figura 7.25 - Integrali giornalieri di produzione divisa nelle due fasce diurna e notturna</i>	191
<i>Figura 7.26 - Curva di potenza della Turbina eolica Acciona da 3 [MW].....</i>	192
<i>Figura 7.27 – Profilo energetico relativo alla produzione della turbina eolica</i>	192
<i>Figura 7.28 - Correlogramma del profilo di produzione energetica della turbina eolica Acciona</i>	194
<i>Figura 7.29 - Integrale energetico annuo di produzione della turbina eolica diviso nelle 24 ore giornaliere.....</i>	195
<i>Figura 8.1 – Richiesta energetica degli edifici del campus Bovisa sud del Politecnico</i>	198
<i>Figura 8.2 – Richiesta energetica degli edifici del campus per ogni ora dell'anno</i>	199
<i>Figura 8.3 – Rappresentazione dei risultati del primo metodo di classificazione</i>	201
<i>Figura 8.4 – Rappresentazione dei risultati del secondo metodo di classificazione.....</i>	202
<i>Figura 8.5 – Rappresentazione dei risultati del terzo metodo di classificazione</i>	202
<i>Figura 8.6 – Rappresentazione dei risultati del quarto metodo di classificazione</i>	203
<i>Figura 8.7 – Rappresentazione dei risultati del ranking finale.....</i>	204
<i>Figura 8.8 – Andamento della capacità del sistema di accumulo al diminuire della potenza installata della prima generazione e, in modo complementare, al crescere della seconda.....</i>	206
<i>Figure 8.9 – Profili di richiesta energetica dell'utenza</i>	209
<i>Figura 8.10 – Ranking Finale delle generazioni FER dopo l'inserimento del genset</i>	210
<i>Figura 8.11 - Integrale energetico richiesto allo storage (caso senza genset)</i>	211
<i>Figura 8.12 - Integrale energetico richiesto allo storage (caso con genset) ...</i>	211
<i>Figura 8.13 – Andamento del SOC di batteria in un anno per il caso senza genset</i>	213
<i>Figura 8.14 - Andamento del SOC di batteria in un anno per il caso con genset</i>	213
<i>Figura 8.15 – Profilo energetico della CP di Legnano diviso per ore giornaliere e giorni annui.....</i>	215
<i>Figura 8.16 – Rappresentazione dei risultati del primo metodo di classificazione</i>	217
<i>Figura 8.17 – Rappresentazione dei risultati del secondo metodo di classificazione.....</i>	218
<i>Figura 8.18– Rappresentazione dei risultati del terzo metodo di classificazione</i>	218

<i>Figura 8.19 – Rappresentazione dei risultati del quarto metodo di classificazione</i>	219
<i>Figura 8.20 – Rappresentazione dei risultati del ranking finale</i>	220
<i>Figura 8.21 – Andamento della richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica al diminuire della potenza installata della prima generazione e, in modo complementare, al crescere della seconda</i>	221
<i>Figura 8.22 – Andamento della richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica al diminuire della potenza installata della prima generazione (ottenuta nel caso con due generazioni) e, in modo complementare, al crescere della terza</i>	222
<i>Figura 8.23 – Richiesta di energia elettrica approvvigionata dalla rete nei quattro casi: senza generazione, con una generazione, con due generazioni e con tre</i>	222
<i>Figura 8.24 – Applicazione del servizio di peak shaving nel corso dell'anno (dettaglio 2D)</i>	225
<i>Figura 8.25 – Applicazione del servizio di peak shaving (dettaglio 3D)</i>	225
<i>Figura 8.26 - Flussi di potenza in ingresso e uscita dalle batterie</i>	226
<i>Figura 8.27 – Andamento del SOC in un anno per il caso ideale</i>	227
<i>Figura 8.28 - Andamento del SOC di batteria in un anno</i>	227
<i>Figura 8.29 – Andamento del SOH in un anno</i>	228
<i>Figura 8.30 – Richiesta di energia elettrica approvvigionata dalla rete nei tre contesti</i>	230
<i>Figura 8.31 – Profilo di richiesta energetica della CP di Legnano</i>	230
<i>Figura 8.32 – Profilo di richiesta energetica della CP di Legnano al netto della GD inserita</i>	231
<i>Figura 8.33 – Profilo di richiesta energetica della CP di Legnano al netto della GD inserita e dell'attività di peak shaving del sistema di accumulo elettrochimico</i>	231
<i>Figura 8.34 – Distribuzione dei valori delle potenze orarie richieste dalla CP di Legnano</i>	232
<i>Figura 8.35– Distribuzione di valori delle potenze orarie dei 3 profili descritti</i>	233
<i>Figura 8.36 – Possibile sito di ubicazione del sistema di accumulo in Legnano</i>	234
<i>Figura 8.37 – Rappresentazione dell'installazione del sistema di accumulo presso la CP di Legnano</i>	234
<i>Figura A.1.1 – Matrice di inserimento dati di richiesta energetica</i>	241
<i>Figura A1.2 - Finestra dei prompt dei comandi attraverso la quale si richiama la funzione per l'avvio dei processi</i>	242
<i>Figura A.2.1 – Profilo di richiesta energetica annua del sito industriale</i>	244
<i>Figura A.2.2 – Ranking Finale delle due risorse energetiche</i>	245
<i>Figura A.2.3 – Tariffe orarie nel corso dell'anno</i>	246
<i>Figura A.2.4 – Profilo di spesa per l'energia elettrica fornita dalla rete</i>	247

<i>Figura A.2.5 – Risparmio orario nel corso dell'anno</i>	248
<i>Figura A.2.6 - Flussi di potenza in ingresso e uscita dalle batterie per il primo mese dell'anno</i>	249
<i>Figura A.2.7 - Decadimento prestazioni delle batterie in un anno</i>	249
<i>Figura A.2.8 - Variazione de profilo di richiesta energetico al netto della produzione degli impianti FER e dell'apporto delle batterie elettrochimiche.</i>	249

Elenco delle tabelle

<i>Tabella 6.1 – Risultati primo metodo di ranking</i>	143
<i>Tabella 6.2 – Risultati secondo metodo di ranking</i>	144
<i>Tabella 6.3 – Risultati terzo metodo di ranking</i>	145
<i>Tabella 6.4 – Risultati quarto metodo di ranking</i>	146
<i>Tabella 6.5 – Risultati quinto metodo di ranking</i>	147
<i>Tabella 6.6 - Ranking Finale</i>	148
<i>Tabella 6.7 – Valutazione dell’ottimo con tre generazioni a seguito dell’inserimento della G2</i>	152
<i>Tabella 8.1 – Valore degli 11 indicatori proposti per i 5 accoppiamenti tra il profilo di carico e quelli di generazione</i>	200
<i>Tabella 8.2 – Dettaglio dei valori dell’indicatore (8)</i>	200
<i>Tabella 8.3 – Dettaglio dei valori dell’indicatore (25)</i>	200
<i>Tabella 8.4 – Sintesi dei metodi dei 5 metodi di classificazione e ranking finale</i>	204
<i>Tabella 8.5 – Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell’iter del processo</i>	205
<i>Tabella 8.6 – Valore del set degli 11 indicatori per i 5 casi di ottimo locale</i> ...	206
<i>Tabella 8.7 – Dettaglio dell’indicatore (8)</i>	207
<i>Tabella 8.8 – Dettaglio dell’indicatore (25)</i>	207
<i>Tabella 8.9 - Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell’iter del processo</i>	208
<i>Tabella 8.10 – Dati relativi all’impianto di generazione tradizionale</i>	209
<i>Tabella 8.11 - Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell’iter del processo</i>	210
<i>Tabella 8.12 - Confronto dati relativi al sistema di accumulo ideale e reale per il caso senza genset</i>	212
<i>Tabella 8.13 - Confronto dati relativi al sistema di accumulo ideale e reale per il caso con genset integrato</i>	212
<i>Tabella 8.14 – Valore degli 11 indicatori proposti per i 5 accoppiamenti tra il profilo di carico e quelli di generazione</i>	216
<i>Tabella 8.15 – Dettaglio dei valori dell’indicatore (20)</i>	216
<i>Tabella 8.16– Dettaglio dei valori dell’indicatore (25)</i>	217
<i>Tabella 8.17 – Sintesi dei metodi dei 5 metodi di classificazione e ranking finale</i>	220
<i>Tabella 8.18 – Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell’iter del processo</i>	221
<i>Tabella 8.19 – Valore degli 11 indicatori per i cinque casi di ottimo locale</i> ...	223
<i>Tabella 8.20 – Dettaglio dei valori dell’indicatore (20)</i>	223
<i>Tabella 8.21 – Dettaglio dei valori dell’indicatore (25)</i>	224
<i>Tabella 8.22 – Valore della capacità del sistema di accumulo</i>	225

<i>Tabella 8.23 - Confronto dati relativi al sistema di accumulo ideale e reale per il caso senza genset.....</i>	<i>226</i>
<i>Tabella 8.24 – Potenza e produzione dell'impianto genset, in verde la richiesta approvvigionata dalla rete elettrica</i>	<i>229</i>
<i>Tabella 8.25 – Valore della capacità del sistema di accumulo di 10,000 [kWh]</i>	<i>232</i>
<i>Tabella A.2.1 – Risultati energetici nei casi con un'unica generazione e nel caso di ottimo con due generazioni.....</i>	<i>245</i>
<i>Tabella A.2.2 – Tariffe orarie per le 3 fasce orarie giornaliere</i>	<i>246</i>
<i>Tabella A.2.3 – Costo dell'energia elettrica approvvigionata dalla rete nazionale.....</i>	<i>247</i>

Sommario

La Generazione Distribuita (GD) sta guadagnando un ruolo sempre più importante nello sviluppo energetico di molti paesi, sia fra quelli industrializzati che fra quelli in via di sviluppo. Tuttavia la rapida penetrazione della GD e lo sviluppo di un mercato elettrico sempre più competitivo richiedono nuove soluzioni tecnologiche e nuove politiche energetiche, utili a fronteggiare i nuovi problemi di natura tecnologica ed economica. Questo lavoro di tesi è dedicato allo sviluppo di un nuovo modello di pianificazione energetica in grado di gestire sia le problematiche tipiche dei paesi in via di sviluppo sia quelle dei paesi già industrializzati. Nel lavoro vengono dettagliati i calcoli e le considerazioni coinvolte nel processo di modellizzazione. Inoltre viene fornita una descrizione dettagliata della struttura e dei principi alla base del modello. Sono inoltre riportati gli algoritmi dei vari moduli presenti nel codice, oltre che la descrizione dettagliata del codice stesso. Si sottolinea infatti come il lavoro di tesi sia stato configurato all'interno di uno stage presso l'azienda Building Energy S.p.A. e che, in ragione di tale sinergia, uno degli obiettivi prefissati è stato quello di arrivare a una procedura automatizzata con un'interfaccia input/output efficace rispetto ai requisiti tradizionali di uno studio di progettazione.

Parole chiave: Generazione Distribuita, Pianificazione Energetica, Microgrid, Indicatori, Modelli Energetici, Fonti Rinnovabili

Abstract

The Distributed Generation (DG) is gaining an increasingly important role in the development of energy in many countries, both between industrialized than among those in the developing world. However, the rapid penetration of the GD and the development of an increasingly competitive electricity market require new technological solutions and new energy policies, which are useful to deal with the new problems both technological and economic. This thesis is dedicated to the development of a new model for energy planning that can handle both the typical problems of developing countries and those of the already industrialized countries. In this work are detailed calculations and considerations involved in the modelling process. It is also provided a detailed description of the structure and the principles underlying the model. It is also reported the algorithms of the various modules in the code, as well as the detailed description of the code. It points out how the thesis has been configured in an internship at the company Building Energy S.p.A. and that, by reason of such synergy, one of the goals was to get to an automated procedure with an input/output effective than the traditional requirements of a design studio.

Keywords: Distributed Energy Resources, Energy Planning, Microgrid, Indicators, Energy Models, Renewable Energy Sources

Introduzione

Questo lavoro di tesi ha come scopo quello di strutturare una procedura generale di supporto per la pianificazione energetica. Per “procedura generale” si intende una metodologia in grado di operare proficuamente in un ventaglio, anche molto variegato, di configurazioni. Gli strumenti di pianificazione energetica hanno cominciato a diffondersi con l’evoluzione e i cambiamenti che si stanno verificando a livello mondiale, caratterizzati da un netto rallentamento del trend dei consumi delle fonti tradizionali (combustibili fossili) a favore di un utilizzo delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) sempre più consistente. Similmente, le FRNP disponibili sul territorio, in molti paesi in via di sviluppo rappresentano l’unico modo per garantire l’approvvigionamento energetico. In tal quadro, una delle sfide che riguardano i sistemi elettrici, e in particolare per i contesti che si verificano nei paesi sviluppati, consiste nella piena ed organica integrazione delle FRNP nella rete elettrica. Data la loro variabilità, sorgono particolari esigenze per il controllo dei sistemi elettrici che devono essere in grado di gestire le fluttuazioni dell’energia immessa. Essi sono stati originariamente concepiti per un funzionamento di tipo “top-down”, dove la produzione di energia elettrica è concentrata in grossi impianti che inviano la potenza prodotta ai centri di carico secondo un flusso monodirezionale. Con la diffusione della Generazione Distribuita (GD) questa direzione prevalente è sottoposta a diverse criticità, in quanto le rete di distribuzione evolve da “passiva” ad “attiva”: la cosiddetta inversione del flusso di potenza non si sperimenta solamente lungo le dorsali in Media e Bassa Tensione (MT e BT), ma aumenta anche il numero di Cabine Primarie (CP) ed il numero di ore/anno in cui si registra la risalita della potenza dalla sezione MT a quella di Alta Tensione (AT). Ciò comporta l’insorgere di una serie di criticità anche sulla rete di sub trasmissione.

Si rendono perciò necessari nuovi strumenti per lo sviluppo e la gestione delle reti elettriche. Queste dovranno evolvere nella direzione di una maggior flessibilità, efficienza ed affidabilità; dovranno in altri termini diventare intelligenti (Smart Grid) per integrare in maniera efficace ed efficiente la GD e più in generale le FRNP. La massiccia presenza di tali impianti, attualmente non abilitati a fornire servizi di dispacciamento, unita alla loro taglia medio piccola, fa sì che oggi essi non siano attori pienamente coinvolti nell’esercizio del sistema elettrico. Allo stato attuale, la differenza tra l’energia effettivamente immessa ed il programma di produzione costituisce una criticità per l’attività di dispacciamento: anche se la produzione da FRNP viene prevista con le migliori tecnologie oggi a disposizione, restano comunque dei margini di incertezza che si traducono in uno sbilanciamento residuo in tempo reale.

Una peculiarità della GD è la sua prossimità nei centri di consumo, caratteristica che comporta un minor sfruttamento delle infrastrutture di distribuzione e trasmissione e conseguenti minori perdite di rete, rispetto all'architettura tradizionale, in cui l'energia elettrica proviene da grossi impianti di produzione, solitamente lontani dai centri di consumo. Anche per questo motivo, la GD da FRNP può contribuire a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, e con essi le emissioni inquinanti. La gestione aggregata di carichi e generazione locale sia termici che elettrici potrebbe offrire anche a piccole realtà la possibilità di partecipare al mercato dell'energia e, in futuro, anche a quello dei servizi ancillari, consentendo al contempo la possibilità di far fronte a eventuali periodi di fuori servizio della rete pubblica. È in questi punti fondamentali la forza delle microgrid, un sistema energetico limitato geograficamente e composto da impianti di GD, carichi e eventuali sistemi di accumulo di energia. La configurazione di una microgrid può prevedere la connessione alla rete elettrica o risultare in off-grid massimizzando così i benefici ottenibili da impianti di GD. La struttura in isola elettrica, rispetto alle caratteristiche appena descritte, è riscontrabile in quegli scenari rurali molto diffusi nei paesi in via di sviluppo. In questi contesti l'approvvigionamento energetico dalle risorse presenti sul territorio, e quindi lo sfruttamento della GD, in molti casi rappresenta l'unica soluzione per garantire l'apporto energetico. Infatti queste realtà vedono la quasi totale assenza di infrastrutture, come la stessa rete elettrica nazionale, e necessitano di un apporto energetico alternativo. Non a caso la GD si sta diffondendo in questi contesti, in cui i sistemi energetici sono vere e proprie isole elettriche non connesse fra loro.

Vista la complessità e la diversità degli scenari possibili, una delle caratteristiche fondamentali dello strumento sviluppato in questo lavoro è quella di poter essere utile per il supporto della pianificazione di un sistema energetico che si trovi in un dato contesto.

Un'altra caratteristica ricavata è nella praticabilità dell'applicativo, ossia la sua fruibilità rispetto alle informazioni e alle modalità di lavoro di uno studio di progettazione. In particolare si è operato al fine di mantenere la scientificità del metodo sviluppato, limitando la soggettività dell'operatore e organizzando la fase di analisi attraverso una metrica organizzata sull'utilizzo di indicatori matematici oggettivi che caratterizzano il contesto e le risorse presenti che possono essere sfruttate. Lo strumento sviluppato prevede l'inserimento di dati che rappresentano profili di carico e di generazione in una forma e modalità particolare, ovvero tramite una "matrice energetica". Il procedimento prevede, attraverso l'utilizzo della metrica rappresentata dagli indicatori matematici e un'analisi di sensitività, la strutturazione della miglior soluzione della combinazione di risorse per il caso particolare esaminato. Inoltre è considerata la possibilità di inserire un sistema di accumulo energetico e di un generatore che sfrutti una risorsa tradizionale. Questi aspetti sono valutati e definiti per ogni singolo caso particolare esaminato.

In termini generali, nel lavoro di tesi si sono stati analizzati e simulati tre diversi contesti rappresentanti tre scenari radicalmente diversi. Ciò è stato effettuato per testare lo strumento e il metodo analitico ideato. Il primo identifica una situazione in isola elettrica, in cui l'apporto energetico è garantito solamente da GD e l'integrazione di un sistema di accumulo energetico che garantisce il corretto funzionamento del sistema. È inoltre valutata la possibilità di inserire un generatore che sfrutti delle fonti tradizionali.

Il secondo rappresenta uno scenario con la presenza della connessione alla rete elettrica nel quale si cerca di aumentare la penetrazione della GD senza derivare criticità per il sistema elettrico.

Il terzo scenario analizzato è frutto di un interesse e della collaborazione al lavoro di tesi dell'azienda Building Energy S.p.A.. L'azienda ha proposto un caso di un sito industriale ad alto consumo energetico e connesso alla rete elettrica di distribuzione. In tale sito, per motivi economici però, si intende ridurre la dipendenza dall'approvvigionamento della rete a favore dell'inserimento di un sistema che sfrutti le risorse presenti sul territorio e di un sistema di accumulo elettrochimico. Il sistema di storage è utilizzato per ridurre l'apporto erogato dalla rete in un determinato arco temporale della giornata.

Il lavoro di tesi è organizzato inserendo nei primi capitoli un'importante fase introduttiva, nella quale sono riportate le tematiche che rappresentano le criticità che si incontrano nella pianificazione energetica. Nel Capitolo 1 è descritto il panorama internazionale relativo alle risorse energetiche, e in particolare evidenziando i dati di produzione e consumo. Nel Capitolo 2 sono presentati i sistemi elettrici nei paesi industrializzati e in quelli in via di sviluppo. Vengono descritte inoltre le criticità a cui essi sono soggetti. Mentre nel Capitolo 3 sono riassunte le tecnologie attualmente disponibili per il servizio di accumulo energetico e i possibili utilizzi. Nel Capitolo 4 sono descritti alcuni strumenti di pianificazione energetica il cui impiego è attualmente disponibile, in particolare sono messi a confronto applicativi derivanti dall'ambiente di ricerca e utilizzati per fini scientifici e strumenti di origine commerciale. In questo stesso capitolo è riportato l'obiettivo del lavoro di tesi che precede la descrizione di modelli che simulano il comportamento di un sistema di accumulo elettrochimico, utili per la valutazione del modello di batterie da inserire nello strumento sviluppato.

A seguire sono riportati i capitoli dedicati allo sviluppo del modello. Nel Capitolo 5 sono descritti il metodo e l'approccio alla base dell'applicativo, con particolare riferimento alla metrica analitica adoperata. Nel Capitolo 6 sono riportati i modelli matematici. Nel Capitolo 7 sono presentati e descritti, anche tramite la metrica presentata nel Capitolo 5, i dati disponibili per le simulazioni svolte. Due casi applicativi con i relativi risultati sono descritti nel Capitolo 8. Infine sono riportate le conclusioni sul lavoro svolto e i possibili sviluppi futuri.

1. Risorse energetiche: il panorama internazionale

I primi quattro capitoli della tesi sono relativi a una fase di introduzione del lavoro svolto, necessari per delineare il contesto e le criticità del sistema energetico oltre che alla definizione degli strumenti sviluppati per la procedura di pianificazione energetica. Nel Capitolo 4 viene introdotto l'obiettivo del lavoro svolto. In particolare in questo primo capitolo si descrivono gli sviluppi negli ultimi anni delle principali fonti energetiche. Vengono considerate in principio le fonti tradizionali rappresentate dai combustibili fossili (carbone, gas naturale e carbone), nucleare e idroelettrico. In seguito sono descritte le fonti rinnovabili di sviluppo più recente, ovvero la bioenergia, il solare fotovoltaico e l'eolico. L'ultimo paragrafo è dedicato a un approfondimento sulla cogenerazione. Di ogni fonte sono discussi i consumi e la relativa produzione energetica, oltre a un'analisi dello sviluppo e il trend del mercato mondiale diviso nelle varie macro-regioni. Nella sezione dedicata alle fonti rinnovabili sono presenti approfondimenti legati alle tecnologie di conversione.

1.1 Introduzione

Il mondo energetico, negli ultimi 20 anni, è stato caratterizzato da un significativo cambiamento ascrivibile a diversi fattori, tra i quali la necessità di supportare lo sviluppo tecnologico, fattore chiave per la domanda energetica, e l'incremento demografico. Nel periodo evidenziato l'indice della popolazione segnala un aumento di 1.5 miliardi di persone su scala mondiale, pari al 27%, e il numero di esse senza accesso all'energia si è significativamente ridotto arrivando a toccare un minimo di 1.2 miliardi secondo quanto stimato da World Bank [1]. Sono però presenti ancora forti disparità legate all'accesso dell'elettricità, basti pensare che l'Africa con il 14% di popolazione mondiale consuma solo il 3% di energia elettrica globale (di cui il 40% è consumato dal solo Sud Africa, che conta sul proprio territorio il 5% della popolazione africana). A fronte di questi dati è stato riscontrato un aumento del 48% nella produzione di energie primaria e del 76% nella produzione di elettricità, che assume sempre maggior importanza nello scenario energetico. Infine grande impatto è stato determinato dalla necessità di trovare un modello energetico utile a sostenere il fabbisogno energetico, grazie ad un efficientamento generale dei vari processi e, soprattutto, grazie all'apporto di nuove tecnologie che sfruttino le risorse energetiche rinnovabili le quali fino al 1993 erano rappresentate in quantità sensibili solo da potenza idrica e biomassa tradizionale, quest'ultima utilizzata specialmente nei paesi in via di sviluppo per il soddisfacimento di bisogni primari come la cottura del cibo o il riscaldamento di ambienti.[2]

	1993	2011	% Growth 1993-2011
Population, billion	5.5	7.0	27%
GDP			
Trillion USD	25	70	180%
TPES Mtoe/year			
PRODUCTION	9 532	14 092	48%
Coal Mt	4 474	7 520	68%
Oil Mt	3 179	3 973	25%
Natural Gas bcm	2 176	3 518	62%
Nuclear TWh	2 106	2 386	13%
Hydro Power TWh	2 286	3 229	41%
Biomass Mtoe	1 036	1 277	23%
Other renewables* TWh	44	515	n/a

Figura 1.1 - Panoramica mondiale al 2011 comparata a quella del 1993

1.2 Combustibili Fossili

Sono quei combustibili derivati dalla carbogenesi, trasformazione di sostanza organica in forme molecolari sempre più stabili e ricche di carbonio. Si suddividono in tre categorie: petrolio e idrocarburi naturali, carbone e gas naturale. Oggi contribuiscono per circa l'80% della produzione di energia primaria mondiale. Il prospetto di *Figura 1.2* [2] riassume la situazione per quanto concerne le risorse accertate (R) ed estraibili nelle attuali condizioni di mercato, la produzione annuale (P), i consumi (C) e il rapporto R/P che determina per quanti anni è possibile avvalersi di queste risorse mantenendo invariati i consumi attuali. I dati sono riportati sia a livello mondiale sia in suddivisione di 8 aree geografiche, con la particolarità della Siberia considerata nella parte dell'Europa. È da notare come il carbone sia la risorsa con maggior disponibilità e un rapporto R/P molto elevato a livello mondiale, ma analizzando le singole regioni ci si accorge come i consumi in Asia Est siano molto elevati (Cina in primis) limitando il medesimo rapporto a soli 34 anni a fronte dei 250 in Europa. Il petrolio concentra la maggior parte dei propri giacimenti nel Middle East North Africa (MENA) con circa il 50% e il suo consumo è largamente diffuso in molte zone mondiali. Come il gas naturale che riscontra sia il maggior consumo sia la maggior produzione in Europa.

	CARBONE				PETROLIO				GAS NATURALE			
	Riserve (R)= 891 Gt Consumi (C)= 75,1 Gt Produzione (P)= 75,2 Gt R/P = 118 anni				R= 223 Gt C = 4,15 Gt P = 3,98 Gt R/P = 56 anni				R = 210 Tcm C = 3,37 Tcm P = 3,51 Tcm R/P = 60 anni			
	R (%)	R/P (a)	P (%)	C (%)	R (%)	R/P (a)	P (%)	C (%)	R (%)	R/P (a)	P (%)	C (%)
America Lat. + Car.	2	134	2	0.5	20	116	9	6	3.5	36	6	4
Nord America (US, Canada)	27	209	16	13	13	44	16	26	5	11	26	26
Europa*	31	250	14	17	6	20	17	21	25	55	28	33
Asia Centro-Sud	11	155	9	11	2	27	5	6	15	44	10	7
Asia Est (Cina, Giappone, S. Korea, Taiwan)	13	34	45	52	1	12	5	22	2	28	3	10
Asia Sud-Est + Pacif.	12	130	11	4	1	20	3	6	4	33	7	5
Mena	-	-	-	-	50	79	36	10	41	143	17	13
Africa	4	121	3	2.5	7	47	9	3	4.5	79	4	2

*Siberia inclusa.

R (%) = Riserve % del totale mondiale

C (%) = Consumi % del totale mondiale

Gas non convenzionale estraibile 500 Tcm

P (%) = Produzione % del totale mondiale

R/P (a) = Rapporto riserve su produzione in anni

Petrolio non convenzionale estraibile 350 Gt

Figura 1.2 - Fonti fossili mondiali (dati 2011)

1.2.1 Carbone

Nonostante sia poco vantaggioso da un punto di vista ambientale, è una risorsa ampiamente utilizzata, infatti ricopre il 40% della generazione elettrica a livello globale, è al momento la seconda risorsa di energia primaria. Ci si aspetta che in pochi anni riesca a raggiungere il primato sostituendo il petrolio. Ma la crescita del consumo annuo è stata solo del 2.5% nel 2012 ben sotto la media di 4.4% dei 10 anni precedenti. Ciò è determinato da una riduzione del consumo del 4.2% nei paesi OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development), in particolare il consumo negli USA è diminuito del 11.9%. Contro questa tendenza appaiono i consumi della Cina, che per la prima volta ricopre più della metà dei consumi mondiali di carbone con una crescita del 6.1% rispetto all'anno precedente, e dell'estremo est asiatico. America latina e Africa assorbono congiuntamente solo il 3% dei consumi mondiali. Il futuro dell'utilizzo di questa risorsa (indice R/P è di circa 118 anni a livello mondiale ma di soli 34 anni in Cina), soprattutto nei paesi avanzati, è strettamente legato alla possibilità di sviluppo delle tecnologie "clean coal" che ridurrebbero così i fattori di rischio legati all'aspetto inquinante. Ad oggi esiste solo una tecnologia di larga scala, CCS/CCUS, Carbon Capture Utilisation and Storage, che ha un impatto significativo sulla riduzione delle emissioni nocive, in particolare di CO₂, anche se attualmente è ancora molto costosa. In *Figura 1.3* è possibile osservare il trend dei consumi ma anche della produzione di carbone, sull'asse delle ascisse sono riportati gli anni, e sulle ordinate i milioni di tonnellate equivalenti [3].

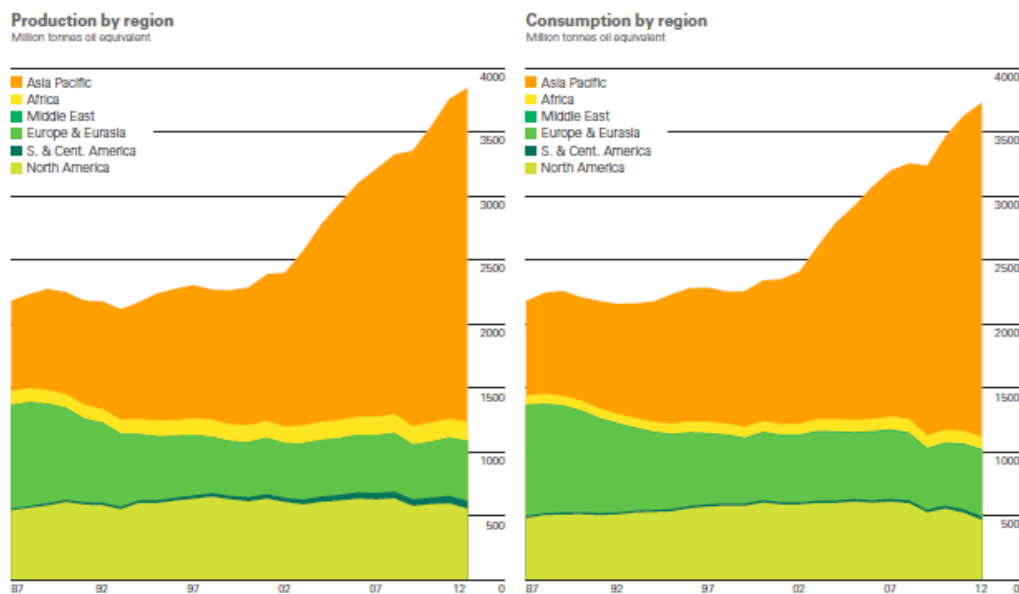


Figura 1.3 - A sinistra vengono riportati i dati relativi alla produzione di carbone nelle diverse regioni mondiali. Nel grafico di destra invece sono riportati i consumi

La produzione di carbone è aumentata del 2% tra il 2011 e il 2012. Ciò è dovuto principalmente all'apporto del sud-est asiatico dove si registra un incremento dell'estrazione annuale del 3.5% in Cina e del 9% in Indonesia. In Europa, che ha sul proprio territorio una buona fetta delle riserve mondiali (circa il 31% e un R/P di 250 anni) si riscontra una progressiva riduzione produttiva. Il maggior produttore si conferma la Cina, mentre al secondo posto ci sono gli USA che hanno un ruolo importante nell'esportazione verso l'Europa e la stessa Cina. E' infine utile da sottolineare come sia una risorsa ben distribuita, perciò utilizzabile da molti paesi tra i quali anche quelli in via di sviluppo del territorio asiatico e africano, che tramite un accesso sicuro all'utilizzo del carbone garantiscono una maggior sicurezza alla propria crescita nel approvvigionamento di energia elettrica. E' facilmente intuibile che, anche a fronte di una riduzione netta dei consumi dei paesi OECD, le previsioni di consumo di carbone individuano un trend in crescita di oltre il 50% entro il 2030 con i paesi in via di sviluppo responsabili per il 97% di questo incremento.

1.2.2 Petrolio

E' la prima risorsa energetica utilizzata a livello mondiale. La caratteristica che rende il petrolio così diffusamente utilizzato è quella di poter essere applicato in un range di settori molto vario che va dalla produzione elettrica ai trasporti. Ma si stima che in futuro il suo uso si affermerà principalmente nei trasporti e nel settore petrolchimico. Il rapporto R/P mondiale è stato a lungo oggetto di discussioni (soprattutto dopo la crisi petrolifera degli anni 1970 e 1980) basate sulla possibilità di esaurire la risorsa entro poche decadi. Attualmente il dato è attestato sui 56 anni, le riserve sono quasi il 60% maggiori di quelle riscontrate 20 anni fa e la produzione è cresciuta del 25%, *Figura 1.4*.

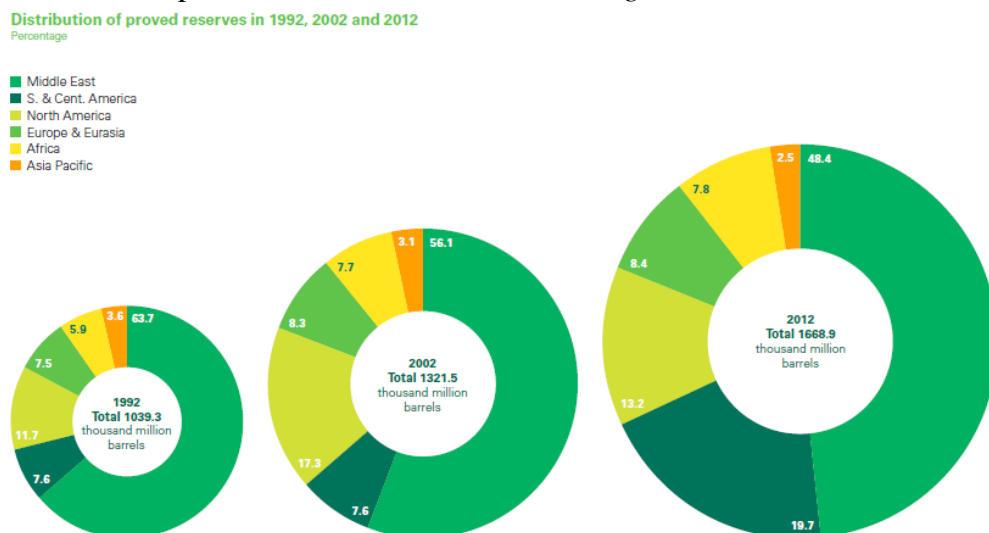


Figura 1.4 - Distribuzione delle riserve accertate di petrolio nel 1992, 2002 e 2012

Se vengono considerate le risorse disponibili di “petrolio non convenzionale”, come “oil shale”, “oil sand”, petrolio extra pesante e bitumi naturali, le riserve crescono di 4 volte se confrontate a quelle convenzionali. Rispetto al carbone le riserve sono concentrate in territori specifici dove l’area dominante è il MENA con ben il 50% , seguita dall’America Latina (20%) e Nord America (13%). Per quanto riguarda i consumi oltre i 2/3 sono concentrati in Nord America (26%), East Asia (22%) e Europa (21%). Nel 2012 il consumo è aumentato di 890,000 barili al giorno (b/d), cioè 0.9% su base annua. E’ un dato inferiore alla media storica, e per il terzo anno consecutivo conferma il trend di crescita dei consumi mondiali più basso tra le fonti fossili. Nei paesi OECD il consumo è diminuito di 1.3% (il sesto dato di decrescita nei sette anni passati) e corrisponde al 50.2% della stima globale, dato più basso di sempre. Esternamente ai paesi OECD il consumo annuale è cresciuto di 3.3%, dove la Cina riscontra il più alto incremento (5%) anche se si registra un rallentamento rispetto al dato medio degli ultimi 10 anni. Un altro caso particolare è rappresentato dal Giappone dove il consumo annuo cresce del 6.3%, valore più alto dal 1994; questo risultato è fortemente determinato dalle scelte di politica energetica assunte dopo l’incidente alla centrale nucleare di Fukushima nel 2011 [2] [3].

In *Figura 1.5* sono riportati i dati relativi alla produzione e ai consumi suddivisi per regioni mondiali. Si nota la grande disparità tra i due dati per le zone del Medio Oriente e dell’Africa, dove i consumi sono nettamente inferiori alla produzione, caratterizzando queste regioni come aree di elevata esportazione. Al contrario Asia Orientale, Europa e Nord America sono aree di importazione come confermato dai dati precedenti.

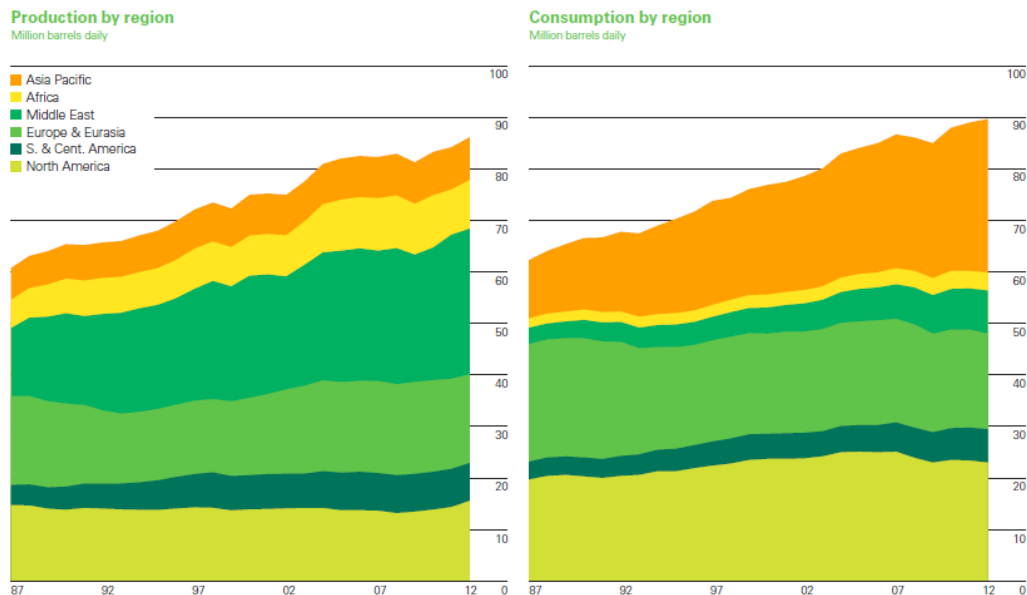


Figura 1.5 - Il grafico a sinistra mostra l'andamento della produzione petrolifera suddivisa per aree geografiche, nel grafico a destra vengono riportati i consumi ripartiti nella stessa modalità

1.2.3 Gas Naturale

E' l'ultima fonte fossile presa in esame, ha un impatto significativo sull'economia energetica mondiale ed è la risorsa di matrice fossile più pulita. E' utilizzato nelle tecnologie più efficienti di generazione di potenza (come i cicli combinati, CCGT) che raggiungono un rendimento di conversione di circa 60%. Le riserve di gas naturale convenzionale sono cresciute del 36% negli ultimi 20 anni e il dato relativo alla produzione è cresciuto del 61% nello stesso periodo. Osservando i dati rispetto al 2010 le riserve accertate sono aumentate del 3% in relazione con un incremento della produzione del 15% [2]. In riferimento alle risorse "convenzionali" il rapporto R/P, *Figura 1.2*, è pari a 60 anni, ma negli ultimi anni si sta assistendo a una vera e propria rivoluzione in cui risorse non convenzionali, come lo "shale gas", stanno stravolgendo il mercato. Si stima ad oggi che le riserve estraibili di gas non convenzionale ammontino a circa 2.5 volte quelle di gas naturale. Lo sviluppo maggioritario si è verificato negli Stati Uniti dove il dato della produzione copre il 25% dei consumi globali di gas. Ciò ha assicurato al Nord America il raggiungimento del rapporto consumi/ produzione unitario rendendo indipendente questa regione dalle importazioni da altri paesi. Le principali riserve della risorsa convenzionale sono concentrate nell'area MENA, con una quota che tocca il 41% del totale, seguita dall'Europa, in cui pesa l'inclusione della Siberia, con il 25% seguite dalla zona del centro-sud asiatico con una fetta del 15%. I consumi annuali sono cresciuti nel 2012 del 2.2%, a fronte di una crescita media del 2.7%, l'incremento maggiore si registra negli Stati Uniti (4.1%) ma soprattutto in Asia dove Cina e Giappone segnano un aumento del 10%. Questa crescita è mitigata dalla diminuzione dei consumi europei, che rappresentano la fetta più grande a livello mondiale ricoprendo il 33% sul totale, segnando una riduzione e su base annua del 2.3% [2] [3]. A differenza del petrolio, facilmente trasportabile via mare tramite navi petroliere e via terra tramite oleodotti, non esiste un mercato mondiale per il gas naturale. I prezzi sono molto variabili presentando fortissime differenze specialmente fra Nord America e Europa (dove lo squilibrio è dell'ordine di 3-4 volte superiori) e Nord America con l'Asia Orientale (dove il divario è ancor più marcato, 5-6 volte maggiore), *Figura 1.6* (\$/Mmbtu). Ciò è dovuto alla recente rivoluzione determinata dallo shale gas ma anche, facendo riferimento al GNL (gas naturale liquefatto), ai costi notevoli riscontrati nelle fasi di liquefazione, trasporto e rigassificazione che rendono più conveniente il trasporto via gasdotti terrestri o, se di breve distanza, marini.

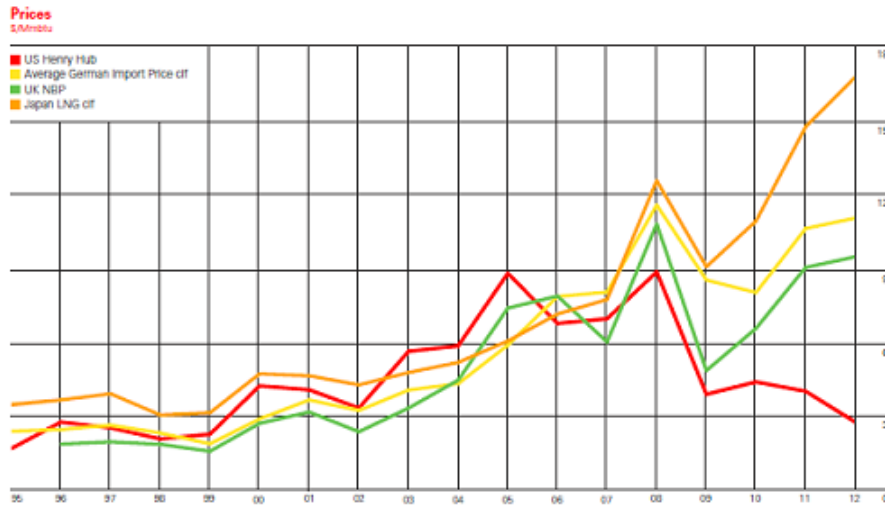


Figura 1.6 - Prezzo del gas naturale per quattro diverse zone mondiali

In Figura 1.7 sono riportati i movimenti nel mercato del gas naturale, si può notare come le due aree di maggior importazione sono l'Asia Orientale, dove raggiungono il 70% del proprio fabbisogno, e l'Europa. Le altre macro aree mondiale sono per lo più esportatrici.

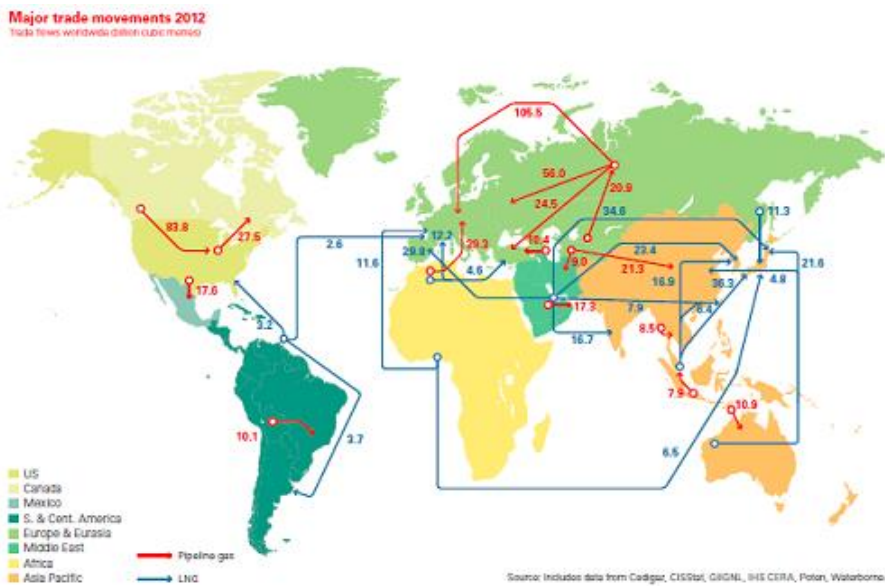


Figura 1.7 - Movimenti su scala mondiale di gas naturale

1.3 Nucleare

Tra la fine del 2012 e la prima metà del 2013 i reattori nucleari in funzione in tutto il mondo erano 435, con una capacità installata di circa 370.1 GW_e , l'1% in più di quella presente a inizio 2012. La *Figura 1.8* mostra la situazione a marzo 2013, due anni dopo l'incidente di Fukushima Daiichi, per quanto concerne i reattori dichiarati disponibili e non in decommissioning dalle autorità locali (sono quindi inclusi i 50 reattori giapponesi).

L'impatto dell'incidente di Fukushima Daiichi continua a essere percepito nel 2012 determinando un rallentamento nell'espansione della tecnologia. Ciò è evidenziato dalla quota di energia elettrica prodotta da fonte nucleare che verso la fine degli anni 80 ha raggiunto il 17% sul totale mentre copre solo il 13.5% nel 2012, registrando una diminuzione in termini relativi e mantenendo circa invariati gli output in termini assoluti. Il caso più emblematico riguarda proprio il Giappone dove dei 54 reattori in funzione pre incidente (30% di produzione di energia elettrica nazionale) ne sono rimasti solamente due, caratterizzando gli indicatori di questo paese visti fin ora sull'approvvigionamento e il consumo delle fonti fossili. Si stima che questa politica energetica abbia portato al Giappone un costo relativo all'importazione delle materie prime energetiche pari a 40 miliardi di \$/anno con una conseguente uscita dal protocollo di Kyoto per l'inevitabile aumento di emissioni inquinanti [4].

Reactors in operation or under construction as of March 12, 2013				
	In operation (1)		Under construction (2)	
	No.	GW	No.	GW
Europe	185	162.055	17	14.403
North America	124	115.470	3	3.700
Asia	120	87.965	46	47.835
South America	4	2.836	2	2.150
Africa	2	1.800	0	0
TOTAL	435	370.126	68	68.088
Elaboration data from IAEA				

(1) For the main part of reactors in operation, extension of life for around 20 years.

(2) Countries with reactors under construction are: China n° 28 reactors – Russia 11 – India 7 – South Korea 4 – n° 3 reactors for USA – n° 2 reactors for Japan, Slovakia, Pakistan, Taiwan, Ukraine and n°1 reactor for Argentina, Brazil, Finland, France, UAE

Figura 1.8 - Reattori operativi e in costruzione con relativa potenza a marzo 2013

Una decisione simile è stata presa dalla Germania dove entro il 2022 verrà abbandonata completamente la produzione energetica da fonte nucleare. Questo

trend non viene riscontrato però in tutto il mondo. In Asia i reattori in costruzione sono 46 (il 70% della potenza dei reattori attualmente in costruzione nel mondo) di cui 28 nel territorio cinese, 7 in India e 4 in Corea del Sud. In Europa, dove si trova il 44% della potenza mondiale installata, si distingue la Russia con 11 reattori in costruzione. Si stima che entro il 2030 la produzione energetica da fonte nucleare possa crescere fra il 23 e il 100% con una potenza totale installata di 456 GW nel primo caso e 740 GW nel secondo.[5] Il dato maggiore di produzione annua viene riscontrato negli Stati Uniti con 821 TWh, circa il 31.8% della produzione mondiale, seguito da quello francese con 442 TWh, equivalente al 17.1% sul totale mondiale ma pari al 79.4% della generazione elettrica nazionale con una capacità installata di 63 GW.[6] Per quanto riguarda la disponibilità delle riserve di uranio non esistono particolari criticità Infatti la IAEA (International Atomic Energy Agency) riporta la stima delle riserve convenzionali mondiali a 5.3 milioni di tonnellate (dato relativo al 2011), pari a circa 12.5% in più del dato del 2008 e sufficienti per più di 100 anni ai livelli dei consumi attuali. La produzione di uranio è aumentata del 25% tra il 2008 e il 2010 (notevole l'impatto della crescita di produzione in Kazakhstan su questo dato) e ammonta a circa 17,000 tonnellate all'anno a fronte di una richiesta annua di 10,400 tonnellate. La fonte nucleare rimane comunque molto importante nella produzione energetica, ricoprendo il 13% della domanda globale dell'energia elettrica [2].

1.4 Idroelettrico

La potenza idroelettrica è molto diffusa, basti pensare che è presente in più di 100 nazioni, e contribuisce per il 15% della produzione mondiale di energia elettrica, circa 3,230 TWh. I primi 5 paesi in cui è installato il maggior quantitativo di potenza sono Cina, con circa 249 GW, Brasile, Stati Uniti, Russia e Canada. Ma è da sottolineare che in molti paesi, come lo stesso Brasile, e il Canada, l'idroelettrico copre più del 50% del fabbisogno elettrico nazionale. Nel 2012 è stata stimata una crescita di 27-30 GW di potenza installata e un aumento di 2-3 GW di riserve idriche da utilizzare per pompaggio. In molti casi questo incremento è supportato da politiche di sostegno per le fonti rinnovabili. La crescita di capacità è concentrata nei mercati emergenti in Asia e Sud America dove è necessario supportare lo sviluppo economico tramite l'aumento dell'accesso all'energia elettrica. In queste regioni il potenziale idroelettrico è sfruttato per il 30-33%, mentre in Europa e nel Nord America raggiunge livelli molto più alti, attestandosi mediamente all'85% (in quest'ottica ricade anche l'Italia dove il potenziale idroelettrico è molto sfruttato, circa il 95%, con 18,092 MW installati); ben diversa è la situazione in Africa dove il potenziale è sfruttato solo per il 7% a fronte di una teorica produzione annua di 1,000TWh. Ciò è causato dalle difficoltà economico-strutturali che possono incontrare i

paesi in via di sviluppo, poiché gli impianti idroelettrici sono “capital intensive” e necessitano di lunghi sistemi di trasmissione [2].

Esistono quattro tipi di tecnologia che sfruttano la potenza idrica:

- impianto idrico a acqua fluente: viene sfruttata l'energia cinetica del flusso d'acqua di un fiume o torrente. La potenza nominale dipende dal corso d'acqua in cui sono installate ma permettono un approvvigionamento di base con delle fluttuazioni determinate dalle variazioni nel flusso d'acqua corrente;
- impianto idroelettrico a bacino: dove viene sbarrato il flusso naturale dei corsi d'acqua tramite ostacoli artificiali (diga) per creare un bacino artificiale a monte, cioè un invaso ad elevato battente idrico. Rientrano in questa categoria anche le centrali idriche che sfruttano i bacini naturali. Viene sfruttata l'energia potenziale del flusso d'acqua che è confluito in condotte forzate, utili anche per la trasformazione dell'energia potenziale in energia di pressione e energia cinetica. Possono essere generazione di base ma anche utilizzabili per coprire i picchi di richiesta;
- impianto idroelettrico di pompaggio: è un impianto a bacino dove l'acqua viene continuamente fatta circolare fra il bacino di monte e quello di valle, producendo energia elettrica quando il prezzo sul mercato è alto, e consumandone quando il prezzo è basso. E' anche visto come un sistema di accumulo energetico;
- impianto idroelettrico offshore: tecnologia idroelettrica usata in ambiente marino, sfrutta anche il moto ondoso e le maree. Sono impianti più innovativi e non hanno ancora raggiunto una piena maturità.

Il rendimento medio delle centrali idroelettriche è pari all'80% e la taglia può variare da alcuni MW a decine o centinaia di MW, ma si possono classificare come micro-impianti se la potenza è inferiore ai 100 kW, mini-impianti se varia fra 100 kW e 1 MW, piccoli impianti 1-10 MW e grandi impianti se la potenza supera i 10 MW.

1.5 Fonti rinnovabili

E' stato deciso di tener separato la fonte idroelettrica, seppur anch'essa appartenente al mondo delle risorse rinnovabili, per definire in questo sotto capitolo quelle fonti che sono di recente utilizzo nel panorama energetico mondiale. Diversamente l'idroelettrico è una risorsa utilizzata già dal 1800 e viene rappresentata in molti grafici e ricerche statistiche separata dalle altre rinnovabili.

La domanda globale di energia rinnovabile continua a crescere, anche durante il 2011 e 2012. La quota dei consumi energetici finali da fonti rinnovabili del 2011

(ultimo anno per il quale i dati sono disponibili) è stimata a 15.3% (al netto dell'idroelettrico, stimata 3.7%), *Figura 1.9* [7]. La capacità di potenza installata è cresciuta nel 2011 del 21.5%, raggiungendo i 480 GW installati (1,470 GW con la potenza idroelettrica).

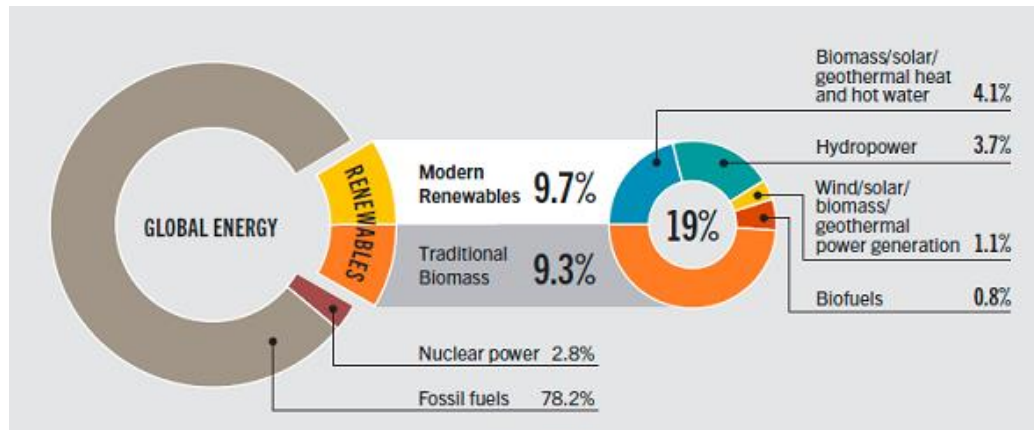


Figura 1.9 - Quota dell'energia rinnovabile sui consumi finali globali di energia

Il 39% della potenza installata nel 2012 è potenza eolica e il 26% è solare fotovoltaico. La capacità rinnovabile installata nel 2012 rappresenta più della metà dell'incremento netto della capacità di generazione elettrica installata nello stesso anno. E' stato stimato che alla fine del 2012 le FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) coprono più del 26% della capacità di generazione globale e circa il 21.7% della generazione globale di elettricità (con il contributo del 16.5% coperto dall'idroelettrico).

Mentre la capacità installata cresce molto rapidamente di anno in anno, la quota di energia rinnovabile rispetto alla generazione totale cresce molto più lentamente. Ciò è in parte dovuto al parallelo incremento di capacità energetica da fonte fossile, ma va considerato il basso "capacity factor" (rapporto fra l'energia prodotta in un intervallo di tempo, solitamente un anno, e quella che avrebbe potuto essere prodotta se l'impianto avesse funzionato, nello stesso intervallo, alla potenza nominale) di queste tecnologie. Nonostante ciò, la potenza eolica e fotovoltaica hanno raggiunto livelli molto alti di penetrazione in molti paesi, come Danimarca dove l'eolico produce il 30% della quota elettrica nazionale annuale (nel 2012), e Italia dove il fotovoltaico arriva al 5.6%. Dal punto di vista economico inoltre, va riconosciuto che i costi di generazione da rinnovabili (in evidenza solare fotovoltaico e eolico onshore) sono diminuiti notevolmente, avvicinandosi la grid parity in molte aree globali. I cinque paesi in cui è installata la maggior capacità elettrica di rinnovabili sono Cina, Stati Uniti, Germania, Italia e Spagna (escludendo la generazione dall'idroelettrico), insieme raggiungono il 64% della capacità elettrica rinnovabile installata a livello globale, *Figura 1.10*.

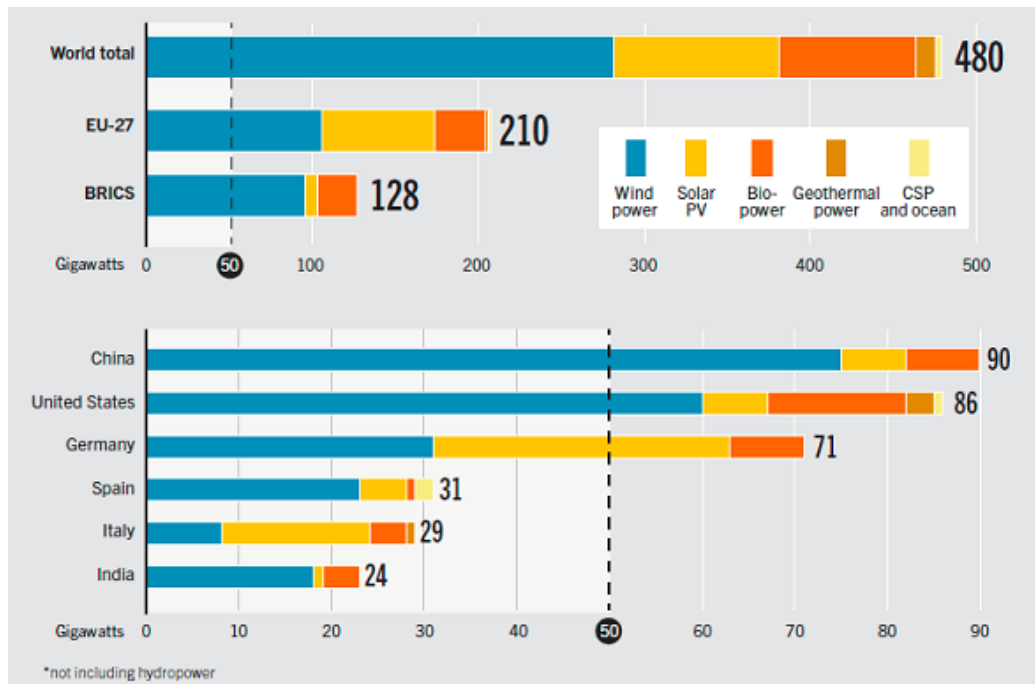


Figura 1.10 - Capacità energetica da fonte rinnovabile nel mondo, EU-27, BRICA e nelle migliori 6 nazioni. Dati 2012

E' da sottolineare che almeno 138 paesi hanno obiettivi mirati per l'energia rinnovabile e in 127 di essi sono state implementate delle politiche di supporto statale, come sistemi di incentivazione e sgravi fiscali. Circa i due terzi di questi sono paesi in via di sviluppo o economie emergenti. La risposta ai rapidi cambiamenti delle condizioni di mercato delle tecnologie rinnovabili, la stretta sui bilanci nazionali e la crisi economica globale hanno portato molti paesi a revisionare delle leggi già esistenti, talvolta in modo retroattivo. Nel 2012 quindi si è assistito a un cambio di direzione negli investimenti nel mondo delle rinnovabili (pari a 132 miliardi di \$ nello stesso anno), interrompendo una crescita di otto anni consecutivi, con una diminuzione nei paesi sviluppati del 29%, dato più basso dal 2009. Questa inversione è stata caratterizzata dalle riduzioni dei sussidi per l'eolico e il fotovoltaico in Europa e negli Stati Uniti. Sono invece in crescita gli investimenti nei mercati emergenti. In Africa e alcune regioni dell'Asia e Sud America, dove la domanda energetica è maggiore di anno in anno, un ambiente più rurale e la mancanza di infrastrutture già efficienti favoriscono lo sviluppo di tecnologie che sfruttino al meglio le risorse presenti sul territorio. Questo ha portato a una crescente attenzione per le microgrid, o reti ad isola, in cui la generazione distribuita è fondamentale per garantire l'accesso energetico a milioni di persone [7].

Di seguito vengono discusse e commentate le fonti energetiche rinnovabili che poi verranno considerate nel lavoro di tesi, verranno anche riportate brevemente le tecnologie nell'attuale panorama mondiale.

1.5.1 Bioenergia

E' l'energia che deriva da ogni forma di biomassa. La biomassa è un materiale di origine organica, esclusi i combustibili fossili e la torba, contenente una riserva di energia sotto forma chimica utilizzabile per la conversione in altre forme energetiche. Il calore prodotto dalla combustione di biomassa solida o liquida può essere utilizzato direttamente per produrre potenza se sfruttato in un ciclo termodinamico per produrre vapore per motori o turbine. In alternativa gas come il biometano o gas di sintesi (prodotti dalla gassificazione termica della biomassa o dalla sua fermentazione) o liquidi come i biocarburanti (large range di liquidi o gas derivati dalle biomasse, come l'etanolo, il biodiesel e il biogas) possono essere sfruttati come carburanti da motori endotermici utilizzabili sia per il trasporto che per la produzione di calore e energia elettrica. La bioenergia è un settore molto complesso perché ci sono, come visto, molte configurazioni da cui sono ricavabili molte forme di energia. Inoltre spesso i dati che vengono resi disponibili non sono precisi poiché il mercato generalmente si basa su strutture informali e mal coordinate a livello nazionale.

Vi è una distinzione netta fra due tipi di bioenergia:

- Biomassa tradizionale “a basso rendimento”, raggruppa legno, paglie, e concimi. Viene usata generalmente dalle popolazioni più povere. per cucinare, per l'illuminazione e il riscaldamento di ambienti. La combustione genera spesso impatti negativi per la salute e per le condizioni di vita e raggiunge dei rendimenti molto bassi, intorno al 10-20%. Rappresenta circa 30.7 EJ/anno del consumo di energia primaria.
- Biomassa a alto rendimento, è usata come energia secondaria per produrre calore, elettricità e nella cogenerazione, e nei trasporti come carburante. I carburanti liquidi, come etanolo e biodiesel, vengono usati per i trasporti e nelle industrie. I gas derivati dalla biomassa, tra cui il metano derivante dalla digestione anaerobica di scarti agricoli e trattamento di rifiuti, sono usati per la produzione di energia elettrica, calore e cogenerazione. Rappresenta 11.3 EJ/anno di consumi di energia primaria, con un rendimento del 32% per la produzione elettrica, 80% per il riscaldamento e 60% per il carburante nei trasporti.

Il mercato mondiale della biomassa è aumentato del 2-3% nel 2012 e raggiunge circa il 10% dei consumi globali di energia primaria (50-55 EJ). Il maggior utilizzo della biomassa tradizionale, per lo più legna e scarti di coltivazioni, è registrato nei paesi in via di sviluppo per usi domestici e per il riscaldamento (si

stima che circa 2.7 miliardi di persone cucinino con biomassa tradizionale). Nel 2012 sono stati installati circa 3 GW_{th} di capacità termica di biomassa “moderna”, raggiungendo un totale di 293 GW_{th}. La potenza elettrica è generata da una potenza installata di circa 83 GW e nel 2012 è cresciuta del 12% rispetto all’anno precedente, generando 350 TWh di energia elettrica. La bioenergia ha interazioni complesse a livello sociale e ambientale. L’impatto che può avere sulla salute, le condizioni di povertà o la divisione e l’uso dei terreni dipende dalle condizioni locali e dallo sviluppo dei singoli progetti. Il contesto in cui si sta sviluppando la bioenergia, specialmente i biocarburanti, sta cambiando molto rapidamente negli ultimi anni. Questo è dovuto anche allo scontro sull’utilizzo dei terreni che vengono sottratti alla produzione alimentare. I costi totali delle bioenergie variano molto in base alla regione mondiale considerata, al tipo di materia prima utilizzata, ai costi per l’approvvigionamento e di conversione dei processi (e.g. per i biocarburanti liquidi o gassosi il range di costo va da 2 a 48 \$/GJ o da 0.035 a 0.25 \$/kWh per l’elettricità prodotta). Per l’80% le materie prime di biomassa usate per la produzione di energia sono derivate del legno (alberi, rami o residui). Il restante 20% si divide fra settore agricolo (coltivazioni energetiche e residui) e rifiuti.

Tecnologie di conversione in energia elettrica, termica e biocombustibili

Se la combustione di biomassa accoppiata a generatori elettrici che utilizzano cicli a vapore è ormai un uso commerciale per la produzione di elettricità e energia termica, l’utilizzo coi motori Stirling è ancora in fase di sviluppo e l’impiego nei cicli Rankine a fluido organico (ORC) è nella fase iniziale commerciale. Il legname e i rifiuti vengono utilizzati in processi termochimici, biomassa umida e i raccolti dalle coltivazioni di zuccheri o amido sono impiegati in processi chimici o biochimici e nel caso di oli vegetali solo dopo aver subito processi meccanici.

I processi termochimici si dividono nei seguenti gruppi:

- Combustione di biomassa, dove carbonio e idrogeno nel combustibile reagiscono con l’ossigeno in eccesso nel comburente, formando la CO₂ e acqua rilasciando calore.
- Pirolisi, è il processo che prevede la decomposizione termica in assenza di ossigeno, i prodotti di questo processo sono sia solidi, il bio carbone, che liquidi, come il bio-oil, che gassosi. La temperatura è fondamentale per determinare la composizione dei prodotti (e.g. a 450-550°C il 70-80% è rappresentato da oli ossigenati).
- Gassificazione, processo in cui si verifica una parziale ossidazione della biomassa durante il suo riscaldamento. I prodotti sono un mix di gas combustibili (fuel gas) ricchi di monossido di carbonio e idrogeno e con un contenuto energetico compreso fra i 5 e 20 MJ/Nm³. Il fuel gas può essere lavorato per ottenere una miglior qualità generando il *syngas*. I

possibili utilizzi del syngas sono nelle turbine a gas o nei bruciatori delle turbine a vapore.

I processi chimici vengono classificati in:

- Transesterificazione, processo nel quale l'alcool (spesso il metanolo) reagisce in presenza di un catalizzatore (acido o basico) e con i trigliceridi in presenza del grasso animale o degli oli vegetali forma un alchil estere di acidi grassi (biodiesel) e glicerina. L'olio vegetale è estratto con processi meccanici o solventi chimici. Il biodiesel viene utilizzato come carburante.
- Idrogenazione di oli vegetali, grassi animali o oli riciclati in presenza di catalizzatore da cui si genera un carburante diesel. Questo processo prevede l'interazione con l'idrogeno degli elementi sopra citati.

Infine si analizzano i processi biochimici nei quali si utilizzano varietà di microorganismi per ottenere le reazioni nelle migliori condizioni così da ottenere rendimenti simili a quelli dei processi termochimici. Queste reazioni possono essere parte delle funzioni metaboliche degli organismi. La fermentazione è il processo attraverso il quale i microorganismi, come i lieviti e batteri, metabolizzano gli zuccheri con poco o in totale assenza di ossigeno producendo etanolo. I materiali utilizzati in questo processo sono la canna da zucchero e colture agricole come il mais.

- Digestione anaerobica comporta la ripartizione della materia organica in materie prime agricole, liquami, e rifiuti solidi e liquidi producendo un biogas (70% CH₄ e 30% CO₂) dal lavoro dei microorganismi in assenza di ossigeno. La frazione organica è rinchiusa in un container chiuso (digestore) dove avviene la biodegradazione in presenza dei batteri metanogeni in condizioni anaerobiche. Il biogas può essere utilizzato per cucinare, per produrre energia termica, o per generare potenza in un motore endotermico o in turbine a gas a bassa pressione o in turbine a vapore [8].

1.5.2 Solare fotovoltaico

L'energia solare è la risorsa energetica più abbondante sulla Terra, può essere sfruttata sia in forma diretta, tramite la radiazione solare, sia in indiretta sfruttabile sotto forma eolica, di biomassa, idrica e molte altre. Questo paragrafo è dedicato al solo uso diretto dell'energia solare.

Il Sole emette un flusso energetico pari a 3.8×10^{23} kW per secondo, ma solo una minima parte, circa 1.8×10^{14} kW, raggiunge la Terra e solo il 60% di questa parte arriva alla superficie terrestre. Il resto viene riflesso o assorbito dall'atmosfera. La radiazione totale annua che arriva sulla Terra è più di 7,500 volte maggiore del consumo mondiale annuo di energia primaria che è circa pari

a 450 EJ. Il totale dell'energia della radiazione solare incidente sulla superficie per unità d'area e per unità di tempo sono rispettivamente irradianza e insolazione. La media dell'irradianza extraterrestre o il flusso di densità a una distanza media fra Sole e Terra normale ai raggi solari è nota come *costante solare*, $1,366.1 \text{ W/m}^2$. L'energia liberata dal Sole è variabile e cambia durante il giorno e con le stagioni, viene ridotta di un fattore 4 quando raggiunge l'atmosfera terrestre e di un fattore 2 per raggiungere la superficie. L'irradianza media annua che raggiunge la superficie orizzontalmente è circa 170 W/m^2 [2].

Il mercato del solare fotovoltaico ha segnato nel 2012 (ultimi dati disponibili) un altro anno di espansione con più di 29.4 GW installati, circa un terzo della capacità totale in funzionamento alla fine dell'anno, raggiungendo il totale di 100 GW installati. Otto paesi hanno aggiunto nel 2012 più di 1 GW di PV (photovoltaic) connesso alla rete. I cinque paesi in cui il mercato è più sviluppato sono Germania, Italia, Cina, Stati Uniti e Giappone, se viene calcolata la potenza installata pro capite Germania e Italia rimangono ai primi due posti. Grazie alle politiche energetiche favorevoli l'Europa è il mercato dominante, dove sono stati aggiunti per la fine del 2012 16.9 GW, il 57% della capacità installata nell'anno, ma è un dato che registra una diminuzione (nel 2011 i GW installati erano 22). Questo rallentamento è dovuto principalmente alla netta riduzione degli incentivi statali e all'incertezza politica, facendo registrare in Italia il crollo più significativo. Ciò nonostante in UE è stato installato più PV che qualsiasi altra tecnologia di generazione elettrica. Il fotovoltaico è sempre più importante nella struttura di gestione dell'energia elettrica europea, dove si stanno affrontando le barriere rappresentate dalla competizione con la produzione elettrica da fonti tradizionali e la saturazione delle reti locali. In Germania e Italia nel 2012 la capacità fotovoltaica installata e funzionante è maggiore di quella eolica. I due paesi insieme rappresentano quasi la metà della capacità globale, *Figura 1.11*.

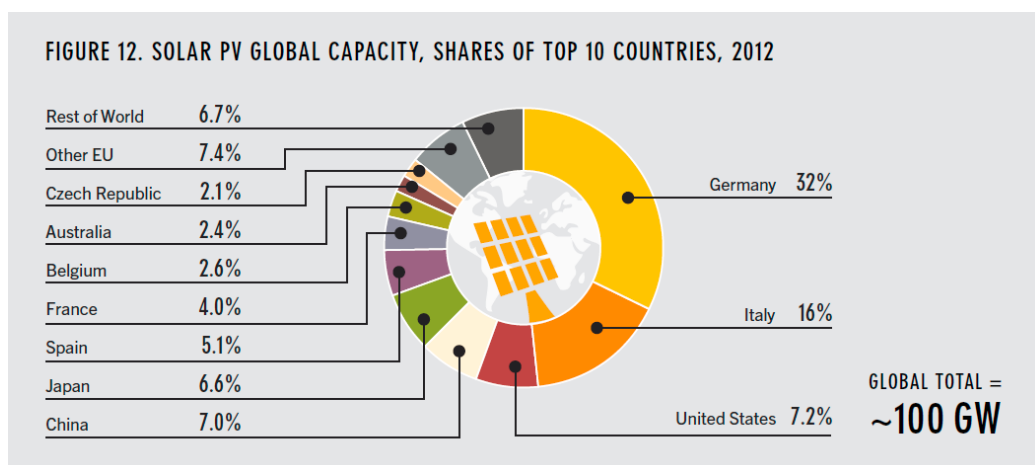


Figura 1.11 - Capacità globale installata del solare fotovoltaico (PV), dati 2012

Altri paesi europei con un mercato significativo sono la Francia con 1.1 GW, il Regno Unito con 0.9 GW di capacità installata, ma anche Grecia, Bulgaria e Belgio tutti molto vicini a 1 GW. Da notare che la capacità installata in Bulgaria è aumentata di ben sei volte rispetto a quella presente nel 2011.

Fuori dall'Europa il mercato più sviluppato è quello cinese in cui nel 2012 sono stati installati 3.5 GW per un totale di 7 GW (dati inferiori alle previsioni), guidando il continente asiatico nella posizione di secondo mercato più sviluppato. Negli Stati Uniti la capacità installata è aumentata dell'85%, raggiungendo i 7.2 GW totali. Nel Medio Oriente l'unico paese in cui vi è uno sviluppo interessante è Israele, ma nelle regioni MENA l'interesse per questa tecnologia è fortemente in crescita. La possibilità dell'utilizzo off-grid del fotovoltaico sta incrementando l'attenzione, soprattutto dei paesi in via di sviluppo e in particolare l'Africa, dove le condizioni ambientali appaiono molto favorevoli in molte regioni.

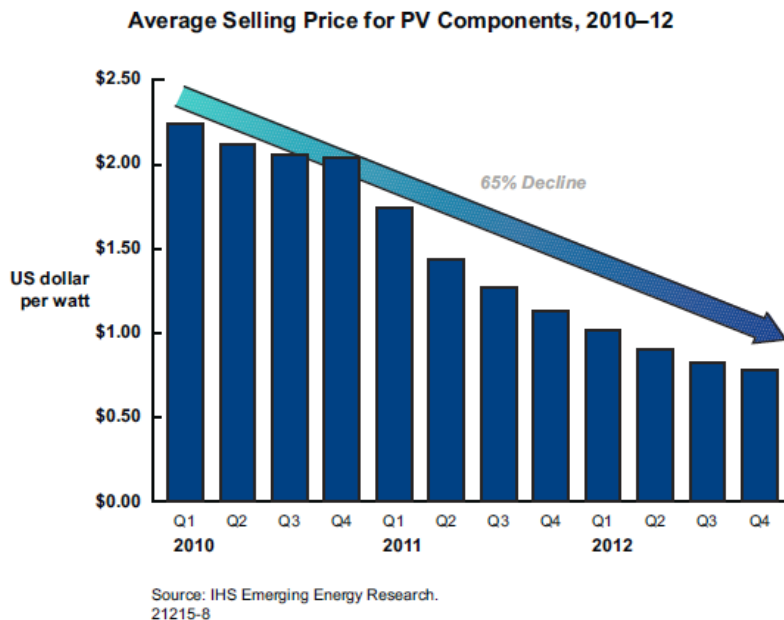


Figura 1.12 - Prezzo medio per componenti PV, 2010-12

Come nel 2011, anche l'anno successivo è stato caratterizzato da una netta riduzione dei prezzi relativi alla tecnologia, *Figura 1.12*. Il costo di un modulo solare di silicio cristallino è diminuito del 30% in un anno, mentre quello di un modulo a film si è ridotto del 20%, così come i costi di installazione. Questo è il risultato di un'aggressiva capacità costruttiva portando in eccesso la produzione rispetto alla domanda. Basta pensare che la sola produzione cinese ha raggiunto nel 2012 i 70 GW, un dato che è maggiore della richiesta annua mondiale. Se da un lato ciò ha favorito lo sviluppo e la diffusione del mercato del solare

fotovoltaico, dall'altro a causato la chiusura di molti produttori della tecnologia che non hanno retto la competitività del mercato [7].

Tecnologie ed efficienza di conversione energetica

La tecnologia solare fotovoltaica genera energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico. La luce solare su un semiconduttore, come il silicio, genera una lacuna elettronica occupata da un campo elettrico interno, creato introducendo delle impurità nel semiconduttore su entrambi i lati dell'interfaccia. Ciò provoca la creazione di cariche negative da un lato e positive dall'altro, creando un potenziale elettrico. Se è posto un circuito che collega le due facce vi passerà della corrente quando l'energia contenuta nella radiazione avrà superato l'*energy gap*, così da liberare elettroni. Il rendimento di conversione è definito come un rapporto della potenza prodotta (W/cm^2) sull'irradianza incidente. L'efficienza dipende dai materiali utilizzati, ovvero dalle proprietà assorbenti e dal design del dispositivo. La classificazione delle celle fotovoltaiche consiste nella prima divisione fra la composizione con materiali organici o inorganici. Le celle inorganiche sono poi suddivise in base all'utilizzo di materiali a base di silicio (Si) o senza questo elemento; classificate anche come celle wafer-based di prima generazione o a film sottile di seconda generazione. Le prime sono divise fra mono e policristallino. Le celle di base organica sono una classe emergente e vengono catalogate come celle di terza generazione.

La tecnologia mono e policristallino è la più diffusa, nel 2009 l'80% delle celle era appartenente a questa tecnologia, a seguire vi è la tecnologia a film sottile (20%). Il rendimento per le celle singole PV monocristallino è circa al 25% mentre raggiunge il 20.3% per le celle PV policristallino sotto condizioni standard. Molte modifiche per questi due tipi di cella possono essere apportate per innalzare l'efficienza di conversione, come le celle solari a eterogiunzione, in cui il wafer di base viene compreso fra due strati sottili di silicio amorfo. Queste celle lavorano meglio a temperature basse, l'efficienza decresce con l'aumento della temperatura con un gradiente di $-0.45\%/^{\circ}C$.

Le celle PV a film sottile hanno un ampio range di materiali assorbitori (silicio amorfo, silicio-germanio, silicio microcristallino, tellurio di cadmio CdTe, o deseleniuro di indio e rame con aggiunta di gallio CIGS), lo spessore è di pochi μm , con relativi costi inferiori alle precedenti tecnologie, ed è depositato su uno strato di vetro, metallo o plastica. A seconda del materiale dell'assorbitore il rendimento varia molto, dal 10% al 20.1%, soffrono meno a temperature elevate ($-0.25\%/^{\circ}C$) e catturano meglio la radiazione diffusa [8].

1.5.3 Energia eolica

La fonte eolica è virtualmente sfruttabile in ogni regione del mondo anche se ci sono differenze molto marcate nella forza del vento. È una risorsa molto vasta, una stima (Cole, 1992) suggerisce che, se i continenti fossero sfruttati completamente per la generazione di potenza dal vento, la produzione

raggiungerebbe 1 milione di GW; se anche solo l'1% della superficie fosse utilizzata basterebbe per eguagliare tutta la capacità mondiale di impianti di generazione di energia elettrica [2]. Uno studio dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) del 2007 [9] identifica la potenza tecnica del vento "onshore" pari a 600 EJ/anno. Stimando tramite l'uso del metodo diretto equivalente di derivazione dell'energia primaria (dove l'approvvigionamento elettrico in TWh è direttamente traslato in energia primaria in EJ), che il potenziale tecnico dell'energia eolica onshore sia pari a 180 EJ/anno (50,000 TWh/anno), dato che è due volte maggiore della produzione di elettricità globale lorda registrata nel 2008. Di questi 180 EJ/anno solo 0.8 EJ sono stati utilizzati per l'apporto energetico nello stesso anno. La potenza della fonte eolica offshore come risorsa energetica è enorme, ma i vincoli a cui è legata sono principalmente economici prima che tecnici [8].

Nel 2012 più di 45 GW di capacità di generazione da fonte eolica sono entrati in funzionamento, portando la capacità globale installata a circa 283 GW con un incremento del 19% nell'ultimo anno.

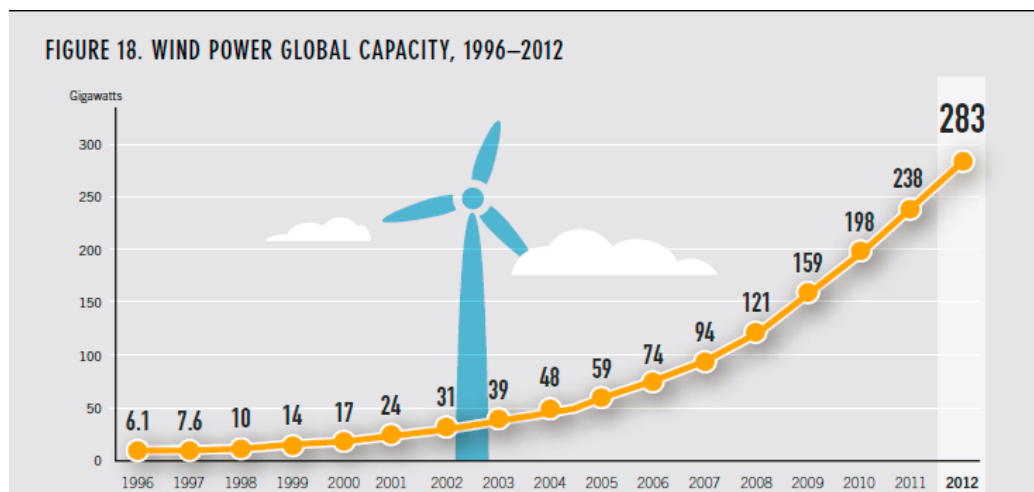


Figura 1.13 - Potenza eolica globale installata. Dati 1996 al 2012 [7]

E' stato un altro anno record, la fonte eolica registra il dato più alto fra le rinnovabili per quanto concerne la potenza aggiunta in un anno. Le dieci nazioni con la maggior capacità eolica installata coprono circa l'85% del totale, e circa 44 paesi nel 2012 hanno incrementato tale dato. Almeno 64 paesi hanno più di 10 MW installati. Il valore medio del trend di crescita annuo dalla fine del 2007 al 2012 è del 25%. Per la prima volta dal 2009 l'entità della nuova capacità annua installata è maggiore nei paesi OECD. Ciò è dovuto alla crescita dell'eolico negli Stati Uniti che insieme alla Cina coprono il 60% del mercato globale. L'UE rappresenta il 27% del mercato globale del 2012 e il 37% del totale della capacità installata nello stesso anno (dato in calo, era il 40% del 2011). Gli Stati Uniti hanno installato 13.1 GW, raggiungendo 60 GW totali. La

crescita delle installazioni statunitensi è dovuto a molti fattori fra cui l'aumento di produttori della tecnologia, che ha contribuito ad apportare notevoli miglioramenti tecnologici incrementando così l'efficienza e rendendo possibile l'abbassamento dei costi, e soprattutto notevoli agevolazioni fiscali. L'installazione annua di eolico negli USA ha superato il dato relativo alla tecnologia tradizionale a gas. Anche la Cina ha installato 13 GW (75.3 GW totali), ma il trend annuo di nuova potenza aggiunta si è notevolmente ridotto. Nel 2012 l'eolico cinese ha prodotto 100.4 milioni di kWh (37% in più della produzione del 2011) superando per la prima volta la generazione energetica da fonte nucleare. In India la sospensione o riduzione degli incentivi fiscali più favorevoli ha portato a un rallentamento del mercato. In Europa nel 2012 sono stati raggiunti i 106 GW con un apporto nell'ultimo anno di 11.9 GW (dato inferiore solo all'installazione annua di solare fotovoltaico), dove la Germania ha la quantità di potenza maggiore con 31.1 GW. La crescita più significativa Sud America si è riscontrata soprattutto in Brasile e Messico che insieme hanno aumentato la capacità installata di 2 GW. In Africa e Medio Oriente si osservano piccoli sviluppi concentrati maggiormente in Tunisia, Etiopia e Sud Africa. L'incremento dell'eolico in queste regioni è dovuto anche alla diffusione di turbine eoliche di piccola taglia ("micro" eolico potenza fino a 1 kW, "mini" fino a 10 kW e "midi" fino a 100 kW di output) utilizzabili anche in off-grid e nelle zone rurali dei paesi in via di sviluppo. Va evidenziato che i costi per le mini e micro-turbine risentendo dell'economia di scala. Molto importante è l'apporto dall'eolico offshore, presente in 13 paesi per un totale di 5.4 GW mondiali di cui più del 90% è situato nel Nord Europa. La capacità totale di potenza eolica è sufficiente per coprire almeno 2.6-3% dei consumi mondiali di energia elettrica.

Tra il 2005 e il 2009 i prezzi delle turbine eoliche sono aumentati in risposta alla crescente domanda globale e ai costi sempre maggiori dei materiali. In seguito però il fattore di scala, una miglior efficienza e una concorrenza più forte fra i produttori hanno portato a una riduzione dei costi delle turbine (circa del 20-25%) e di quelli O&M rendendo il costo al kWh più competitivo. In evidenza sono i costi dell'eolico offshore che sono almeno il doppio di quelli per l'eolico onshore [7].

Tecnologie ed efficienza di conversione energetica

La generazione di energia elettrica dal vento richiede il processo di conversione dell'energia cinetica dell'aria in movimento in energia meccanica. L'ammontare dell'energia cinetica teoricamente estraibile dal moto dell'aria aumenta con la velocità del vento al cubo, ma in realtà una turbina cattura solo una porzione dell'energia disponibile. Una moderna turbina eolica impiega il rotore che comincia a estrarre energia dal vento a velocità comprese fra i 3 e 4 m/s (velocità di *cut-in*). Il limite teorico fissato da Lanchester-Betz determina che la massima potenza estraibile è il 59.3% sul totale. La turbina aumenta la potenza

prodotta con il crescere della velocità del vento finché non viene raggiunto il livello di potenza nominale. A velocità maggiori del vento il sistema di controllo limita la potenza in output per prevenire sovraccarichi attraverso il controllo di stallo o il calettamento variabile. La produzione di potenza viene interrotta se la velocità del vento raggiunge i 20-25 m/s (velocità di *cut-off* o di *cut-out*). Il design di una turbina è sviluppato in modo tale da massimizzare la produzione energetica in base alla variazione della velocità del vento.

Per massimizzare lo sfruttamento di energia nel corso degli anni sono stati sempre più aumentati i diametri dei rotori e le altezze dal suolo delle turbine, migliorando con studi specifici l'aerodinamica per ottimizzare le prestazioni anche con velocità del vento non elevate.

Fin dall'inizio della loro diffusione le turbine eoliche si distinguevano in due categorie, ad asse verticale o asse orizzontale. Gradualmente la tecnologia ad asse orizzontale è diventata predominante anche se con variazioni significative per diverse applicazioni, come il numero di pale o l'orientamento delle stesse sopra o sottovento alla torre. Il design più utilizzato è quello tripala, ottimo tecnico-economico, orientata sopravento così da non disturbare il flusso del vento con la presenza della torre. Le tre pale sono collegate ad un mozzo e all'albero principale, dal quale viene trasferita la potenza (a volte attraverso un riduttore, a seconda del modello) ad un generatore. I siti di installazione vengono scelti dopo valutazioni accurate con campagne di misurazioni della velocità e variabilità dei venti che possono durare anche più anni. Le turbine moderne sono molto vicine al massimo teorico di efficienza aerodinamica con un rendimento che è passato da 0.44 negli anni 80 a circa 0.50 degli anni recenti, dato molto vicino al massimo realizzabile considerando il limite teorico di Lanchester-Betz. La vita utile di una turbina è di circa 20 anni e il *capacity factor* varia generalmente fra il 20% (1,750 ore equivalenti) al 40% (3,500 ore equivalenti), arrivando in alcuni casi eccezionali a valori prossimi al 50% (4,400 ore equivalenti) a seconda dei siti di installazione.

Per quanto concerne l'applicazione offshore delle turbine eoliche è dovuta alla necessità di sfruttare aree con alto potenziale energetico. La qualità della risorsa offshore è migliore, con una velocità media del vento maggiore e un profilo meno disturbato dalla vicinanza alla superficie terrestre. Ciò permette l'utilizzo di turbine di taglia maggiore con la possibilità di sfruttare i minor costi derivanti dall'effetto di economia di scala (la taglia media è di 2-5 MW contro 1.6 MW per l'onshore). Il design è molto simile all'applicazione onshore con qualche modifica per le fondamenta, dove le mono-palo sono le più diffuse, altre varietà di fondamenta sono utilizzate, incluse quelle galleggianti utilizzate nei siti con profondità marine molto elevate. Sono inoltre provviste di sistemi contro la corrosione che determinerebbe un decadimento nelle prestazioni. I costi per l'installazione e per i collegamenti alla rete sono molto maggiori sia per la distanza dalle coste che per i materiali da utilizzare come lo sono i costi di manutenzione [8].

1.6 Cogenerazione

La cogenerazione, CHP (Combined Heat and Power) è la produzione simultanea di elettricità e di calore, entrambi utili. La cogenerazione è un uso termodinamicamente efficiente del combustibile utilizzato. Tutti gli impianti tradizionali emettono calore durante la produzione elettrica, la cogenerazione nasce dunque proprio per sfruttare questo calore, che altrimenti verrebbe perso, per riscaldare ambienti o generare altro vapore per successivi processi produttivi. Rappresenta solamente circa il 10% della generazione globale di energia elettrica, soltanto pochi paesi, come Danimarca, Finlandia e Russia, utilizzano sistemi di cogenerazione su larga scala, ricoprendo il 30-50% della generazione totale. Nella maggior parte dei casi questo dato è favorito da politiche specifiche sull'approvvigionamento elettrico e termico. Uno studio effettuato dalla IEA ("IEA Accelerated CHP Scenario") mostra che entro il 2030 nei 13 paesi con il più alto dato di generazione elettrica (G13) la fetta di CHP crescerà dal 10 al 24%, mentre solo per la Cina e l'India la crescita potrebbe arrivare fino al 26-28%. La cogenerazione risulta essere molto attrattiva per i benefici che porta a livello energetico, economico e ambientale, tra cui l'aumento dell'efficienza di produzione, la riduzione delle emissioni di inquinanti come la CO₂, minor costi per i consumatori, la riduzione di investimenti nelle infrastrutture del sistema energetico, maggiore stabilità della rete elettrica, diminuendo il problema di congestione, e un uso accurato delle risorse energetiche locali (particolarmente per l'utilizzo di rifiuti, biomassa e geotermia) favorendo la transizione verso un futuro "low-carbon". È un processo che può essere integrato con molte tecnologie, nelle turbine a gas tramite l'utilizzo del calore contenuto nei gas di scarico, come nei motori endotermici, ma anche nei cicli combinati o nelle turbine a vapore dove il sistema di recupero termico è utilizzato come condensatore o nelle centrali nucleari che possono essere dotate di prese a valle delle turbine a vapore per fornire un sistema di riscaldamento, ma può essere associato anche alle tecnologie che sfruttano risorse rinnovabili come la biomassa, la geotermia, il solare termodinamico a concentrazione (CSP, Concentrating Solar Power) e le fuel cells. Una certa rilevanza è attribuita anche alla micro cogenerazione, impianti inferiori ai 5 kW_e in abitazioni [10] [11].

2. Il sistema di elettrificazione

Come definito nell'introduzione del Capitolo 1, anche il Capitolo 2 fa parte dei capitoli introduttivi. In particolare sono presentati i sistemi elettrici sia in contesti che rappresentano i paesi sviluppati, nei quali è presente un sistema a rete interconnesso, che in quelli peculiari ai paesi rurali o in via di sviluppo nei quali il sistema a rete è caratterizzato da scarsa efficienza o è totalmente assente. Sono inoltre indicate le principali criticità delle due tipologie di sistemi e la possibile soluzione rappresentata dallo sviluppo delle Smart Grid.

2.1 Introduzione

L'energia è un fattore sempre più importante per lo sviluppo socio – economico dell'umanità. L'attuale popolazione mondiale è di circa 7 miliardi; occorre però notare che negli ultimi 10 anni è aumentata del 12%, mentre i consumi di energia primaria hanno registrato un incremento del 20%, e quelli di energia elettrica del 30%. Esistono tuttavia ancora 1.2 miliardi di persone senza elettricità. Come è evidenziato dalla *Figura 2.1* [12], a livello mondiale i consumi di energia elettrica prevista per il 2030 saranno quasi il doppio di quelli registrati nel 2007 e assorbiranno per la loro produzione il 44% delle risorse energetiche. Il consumo di elettricità pro capite per la popolazione mondiale è di 2.5 MWh/anno; esistono però grandi differenze: si passa dagli oltre 23 MWh della Norvegia ai circa 15 di Finlandia, Svezia, Canada, Stati Uniti, ai 5.3 dell'Italia, ai 2.1 della Cina per crollare a meno di 0.5 di Africa ed Asia del Sud [13]. Come si evince dai dati riportati, le condizioni variano da contesto a contesto con grandi difformità tra le zone sviluppate del mondo (Europa e USA) rispetto a quelle più rurali (paesi del Terzo Mondo). Nei paragrafi seguenti saranno analizzate più in dettaglio i fattori che caratterizzano le due situazioni.

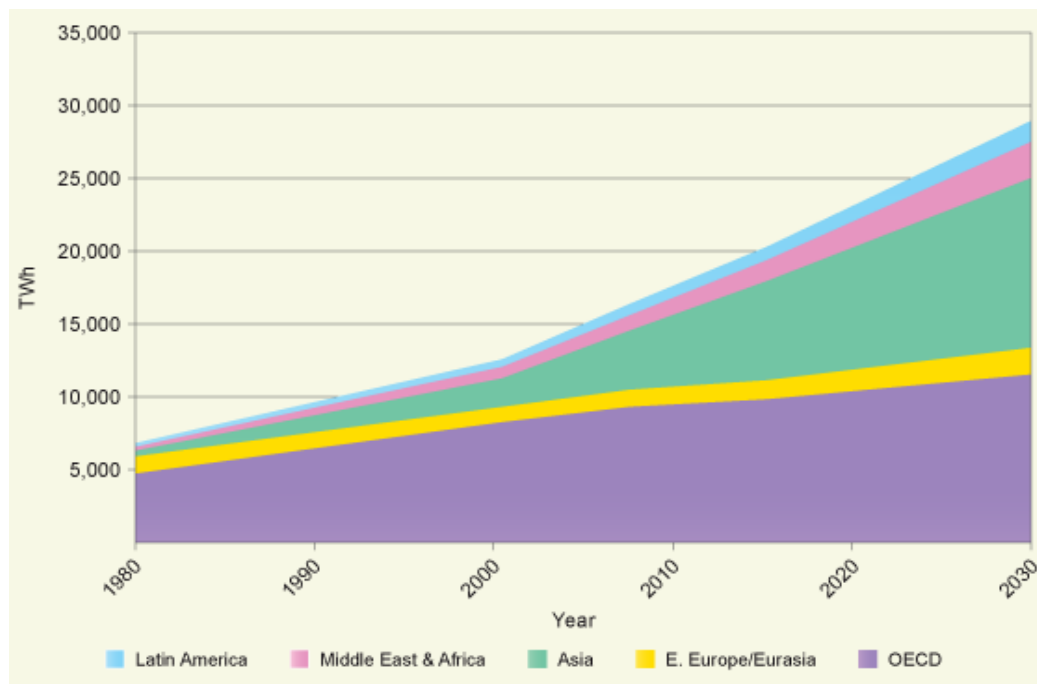


Figura 2.1 – Consumi mondiali di energia elettrica divisi per regioni [12]

2.2 La rete elettrica nei paesi sviluppati

Negli ultimi anni le politiche energetiche dei governi sono state guidate da alcuni drivers quali: la protezione ambientale, la necessità di mitigare i cambiamenti climatici riducendo le emissioni di gas climalteranti e la maggiore sensibilità verso la diminuzione delle riserve di combustibile fossile. Questi fattori pilota hanno orientato le scelte verso un crescente sfruttamento delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), principalmente di tipo eolico e solare, e in particolare diffuse secondo la modalità della Generazione Distribuita (GD). Tali forme di energia sono caratterizzate da alcuni fattori critici: sono intermittenti, dipendono dalle condizioni meteorologiche e dai cicli giorno/notte, e si distinguono per un'elevata stagionalità. Proprio per le caratteristiche appena evidenziate, si pone la necessità di coniugare le FER con le esigenze degli utilizzatori finali. Per riuscire a sviluppare una gestione efficace del contesto che si sta delineando, si è imposta la necessità di variazioni della modalità di gestione delle reti e delle infrastrutture elettriche. Questa situazione ha portato al concetto di *Smart Grid*, ovvero un sistema che si pone come obiettivo di supportare le strategie orientate ad energia elettrica affidabile, sostenibile e competitiva, pur considerando i limiti e la complessità delle infrastrutture già esistenti. In modo più specifico, l'idea di Smart Grid è stata così definita dall'ente ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) [14]:

“Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety”

La condizione per la quale le Smart Grid possano realmente sostituire il sistema elettrico attuale, è rappresentata dalla conservazione, o dall'aumento, del grado di qualità del servizio del sistema elettrico, che registra elevate prestazioni nelle diverse nazioni definite sviluppate. Come rappresentato nelle *Figura 2.2* [20], la maggior parte di questi paesi presenta perdite di trasmissione e distribuzione molto limitate, con valori che non superano l'8% di perdite come nel caso del Canada, e un minimo del 2% rappresentato da Israele. Da notare sono i casi che riguardano il Giappone e la Corea del Sud, che sono caratterizzati da un'elevata densità della popolazione (tra i 350÷500 ppl/km²) e un rendimento aggregato di trasmissione e distribuzione comparabile, se non superiore, ai paesi europei. In *Figura 2.3* [20] è descritta la durata delle interruzioni del servizio elettrico nell'ordine dei minuti nel corso di un intero anno, sempre in corrispondenza della densità demografica dei rispettivi paesi. Nel caso specifico sono considerati i paesi europei più significativi e gli Stati Uniti: in questo caso le migliori prestazioni sono rappresentate da Germania, che registra un dato di 20 min/anno di interruzione, e dall'Italia che si attesta su valori attorno ai 55

min/anno (da sottolineare, alla luce di tale dato, l'importanza dei black out avvenuti, quale quello della zona del bellunese che ha coinvolto Cortina d'Ampezzo il 26 Dicembre 2013). È da notare che in questo caso la qualità della fornitura negli USA registra una condizione decisamente meno efficiente (145 min/anno circa) ma ad ogni modo non comparabile con paesi non appartenenti alla categoria delle nazioni sviluppate.

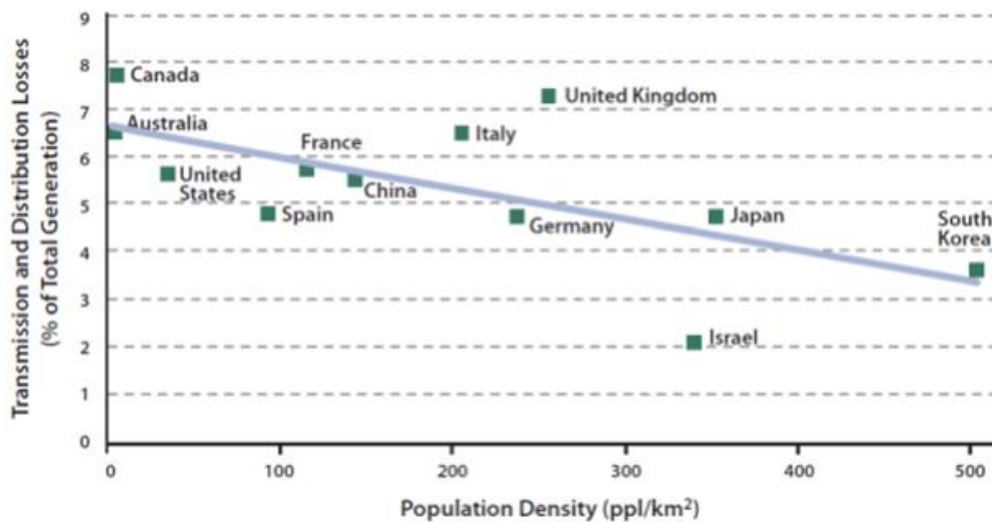


Figura 2.2 – Perdite di trasmissione e distribuzione rispetto alla densità demografica di alcuni paesi sviluppati

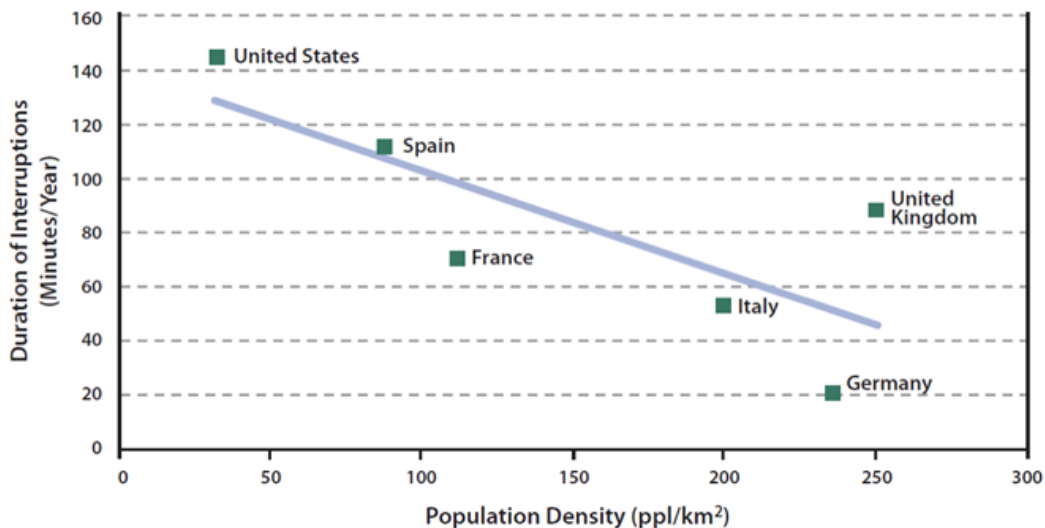


Figura 2.3 – Durata delle interruzioni rispetto alla densità demografica di alcuni paesi sviluppati

2.2.1 Il sistema elettrico odierno

Nel contesto rappresentato dai paesi sviluppati, il sistema elettrico è una tecnologia ormai consolidata, si ricorda che la prima rete elettrica sperimentale fu realizzata a Francoforte sul Meno nel 1891. Attualmente l'energia elettrica è principalmente generata da grandi centrali e trasportata anche per lunghe tratte (nell'ordine delle centinaia di chilometri) sulle reti elettriche ad alta e altissima tensione (AT e AAT), con valori pari a $132\div 220$ kV per le linee ad AT e 400 kV per quelle ad AAT. Questo settore del sistema elettrico è definito Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), generalmente gestito da un ente denominato Transmission System Operator (TSO). Successivamente l'energia elettrica è distribuita agli utilizzatori finali attraverso le linee a media e bassa tensione (MT e BT) che sostengono valori rispettivamente tra i $15\div 23$ kV e $230\div 400$ V. Le linee di media e bassa tensione rappresentano la Rete di Distribuzione Nazionale (RDN) che è gestita da un ente, o, nella maggior parte dei casi, da più enti definiti Distribution System Operators (DSOs).

Per quanto riguarda le reti di trasmissione (RTN), esse sono strutture organizzate e gestite secondo una logica di tipo magliato, ovvero consentono la massima affidabilità dovuta alle maggiori connessioni. Infatti risulta più facile ripartire i flussi di energia o far fronte a indisponibilità di componenti di rete dovute ad operazioni di manutenzioni o guasti; inoltre le protezioni di rete sono sofisticate e ridondate, e la rete di trasmissione è supportata da una rete di comunicazione dedicata [15]. Essendo un elemento critico per i servizi essenziali, le RTN sono state il primo sistema ad essere automatizzato, raggiungendo un elevato livello di automazione che le rende affidabili con alti valori di qualità e continuità della fornitura. Queste caratteristiche presentano la rete di trasmissione come un elemento già definibile come "intelligente", rendendola adatta a futuri miglioramenti ed evoluzioni che si inseriranno in una struttura che già consente un controllo e la gestione ottimale delle risorse di rete. Le reti elettriche di distribuzione sono connesse alle linee della rete di trasmissione attraverso le cabine primarie (CP), che sono impianti elettrici che hanno la funzione di trasformare l'energia elettrica in ingresso ad alta tensione in energia a media tensione. Le linee a media tensione distribuiscono l'energia elettrica per tratte che possono arrivare fino a qualche chilometro. Esse sono strutturate in modo da garantire possibili percorsi alternativi dalla cabina primaria di riferimento, affinché siano rese eventuali soluzioni per consentire, in caso di manutenzione o guasto di un tratto di linea, di contro-alimentare i restanti tratti. Generalmente, l'architettura attuale, a differenza delle linee ad AT o AAT, non prevede un esercizio della rete a MT secondo uno schema magliato, ma invece è strutturata secondo una logica di tipo radiale, permettendo una maggiore semplicità e, contemporaneamente, una maggiore sostenibilità economica, ma rende più complicati gli interventi di manutenzione e presenta criticità riguardanti il livello di vulnerabilità della rete [16].

Il passaggio successivo è legato alle linee di bassa tensione, che sono allacciate alla MT grazie a dispositivi denominati cabine secondarie (CS), che svolgono la stessa funzione esercitata dalle cabine primarie, ma tra i tratti di rete a media e bassa tensione. Questa porzione di rete elettrica è quella che arriva alle utenze connesse più piccole (abitazioni e piccole industrie) e rappresenta la fase di consegna dell'energia elettrica, che generalmente avviene tramite l'utilizzo di cavi isolati e più raramente, nelle aree rurali, mediante linee aeree su palo. Come nel caso della rete di distribuzione in media tensione, anche nel caso della rete di distribuzione in bassa tensione la struttura, e di conseguenza la gestione, è esercitata in modo radiale, confermando i relativi vantaggi e le problematiche già espresse per la tipologia strutturale.

In *Figura 2.4* [17] è riportata in modo schematico una rappresentazione della rete elettrica fino a qui descritta.

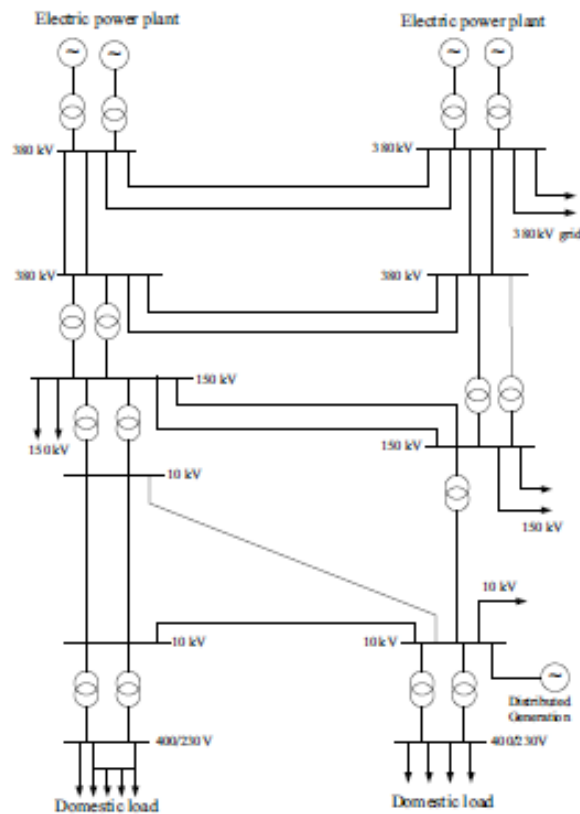


Figura 2.4 - Rappresentazione delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione; nel caso specifico è riportato lo schema della rete elettrica tedesca

2.2.2 Criticità del sistema elettrico attuale

Come già sottolineato nei paragrafi precedenti, il maggior impatto innovativo sui sistemi elettrici avvenuto negli ultimi anni riguarda la diffusione della GD. Questo sviluppo ha portato ad un cambio radicale della concezione della rete elettrica che si aveva precedentemente a questa variazione. In particolare modifiche radicali riguardano le reti di distribuzione di media e bassa tensione. Le criticità principali sono rappresentate dal forte incremento di impianti che sfruttano le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), che rappresentano in maggioranza le tecnologie che contribuiscono alla GD; ciò ha portato alla luce due principali problematiche:

- di tipo tecnico, con riferimenti all'influenza sulla sicurezza e sull'esercizio di sistema;
- di tipo economico: il dispacciamento, ovvero la modalità di gestione delle reti.

Queste criticità sono prevalentemente da riferire all'aleatorietà della produzione da FRNP e alle mancanze infrastrutturali delle aree nelle quali tali fonti sono maggiormente presenti.

Considerando la criticità legata alla difficoltà di tipo tecnico, come già sottolineato, le reti di trasmissione nazionali sono in prevalenza già qualificate ad accogliere la presenza di nuovi impianti di tipo FRNP. Ciò è ben rappresentato dal caso spagnolo, dove impianti che sfruttano la fonte eolica di grossa taglia (superiori a 10 MW) sono connessi alla linea di trasmissione, e hanno permesso la produzione di 53.926 GWh pari al 21,1% della copertura della domanda elettrica del paese [24]. Considerando invece le linee della rete di distribuzione a media e bassa tensione, che sono la parte di sistema elettrico che nei prossimi anni impatterà maggiormente l'incremento di impianti a fonte rinnovabile e impianti di generazione distribuita, l'integrazione è meno immediata. Questo perché non solo le reti di distribuzione sono gestite come reti passive, ma anche per le criticità dovute alla struttura stessa della reti.

Difatti fino ad oggi i generatori diffusi sono connessi alla rete di distribuzione secondo una logica che è denominata "*fit & forget*", che rappresenta una modalità di gestione passiva. Infatti l'ente che gestisce quel tratto di rete di distribuzione (il DSO), verifica al momento dell'allacciamento alla rete che siano rispettate le regolamentazioni tecniche di connessione e che il funzionamento dei generatori non crei problemi alla rete stessa. Questa fase è denominata di "*fit*". Completato questo primo step, l'impianto è libero di produrre secondo le esigenze del produttore o la disponibilità delle fonti sfruttate dall'impianto senza limitazioni se sono rispettati il vincolo del valore massimo di potenza introdotta e quello legato alle regole tecniche di immissione. In questo modo il gestore di rete considera il generatore come un carico negativo che immette potenza anziché prelevarla, perché, come avviene per i carichi, non

può gestire il suo esercizio. Questa seconda fase è denominata “forget”, poiché è come se il distributore si dimenticasse del generatore.[18] Il connubio tra la metodologia di gestione appena descritta e il progressivo aumento della GD, può comportare il verificarsi di inversioni di flusso di potenza sia a livello di rete MT, ovvero la potenza attiva fluisce dalla rete di distribuzione a media tensione verso la rete di trasmissione, sia a livello di singola linea MT. Questa situazione non è compatibile con la rete di distribuzione attuale che è gestita in modo passivo e che è stata progettata per un flusso unidirezionale della potenza. In questo contesto, la rete di distribuzione diventa una parte attiva del sistema elettrico. Si rende perciò necessaria l’installazione di dispositivi idonei ad operare con rete a valle attiva. Questi dispositivi sono atti a fronteggiare la possibilità di funzionamento in isola indesiderata di un’intera CP o di una linea MT (che corrisponde alla descrizione del fenomeno che si instaura quando uno o più impianti di produzione continuano ad alimentare una porzione della rete elettrica di distribuzione successivamente alla disconnessione della stessa porzione dal resto della rete, che rimane connessa al complessivo sistema elettrico [19]), è necessario adottare i provvedimenti impiantistici atti a fronteggiare questa situazione per evitare un funzionamento meno affidabile del sistema elettrico.

Un’ulteriore problematica è rappresentata dall’alterazione del profilo di tensione dovuto alla presenza di generazione sulle linee di distribuzione. Questa criticità è evidenziata in *Figura 2.5* [15]:

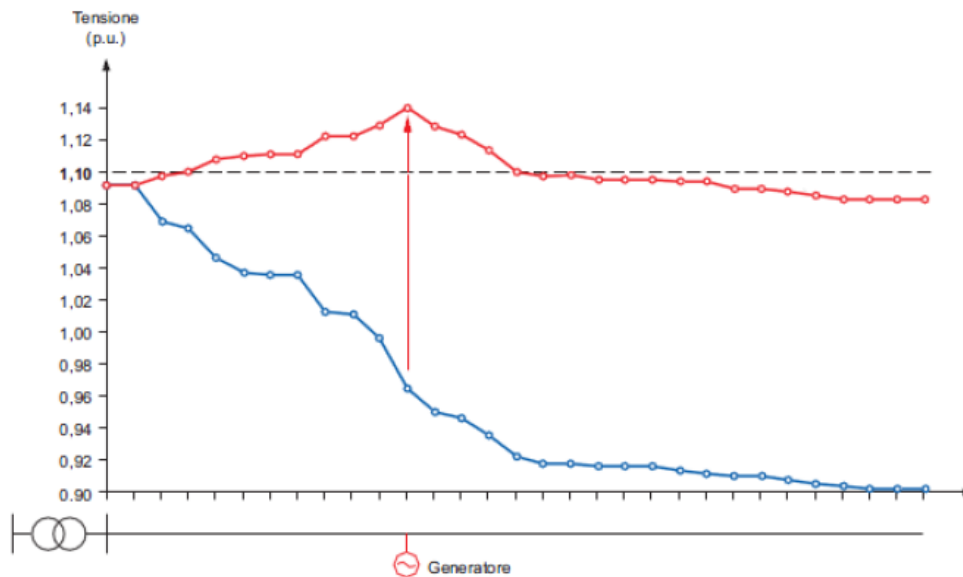


Figura 2.5 – Sovratensione dovuta alla presenza di GD sulla rete di distribuzione

Si osserva che la tensione iniziale, alla cabina primaria è mantenuta elevata in modo da fronteggiare le perdite di tensione sulle linee. Considerando lo schema passivo della rete di distribuzione (rappresentato dalla linea blu), il valore della tensione ha sempre un andamento non crescente, poiché i flussi di potenza sono unidirezionali, quindi ad ogni tratto di linea avviene una caduta di tensione. La questione si complica nel caso di rete attiva, ovvero con la presenza di GD sulla rete di distribuzione (linea rossa). Difatti è concreta la possibilità di inversione di flussi che determina un incremento del valore di tensione nel punto di connessione del generatore, facendo variare il profilo, con dati superiori a quelli tollerabili. Questa situazione porta ad una scarsa efficacia della attuale regolazione di tensione, con la possibilità di creare effetti dannosi sui profili di tensione di rete, superando i limiti a causa di set point errati.

Un'altra difficoltà è rappresentata dal comportamento della generazione distribuita in occasione di importanti disservizi di rete. La regolamentazione odierna, prevede la disconnessione dei generatori quando essi rilevano una situazione di anomalia nei valori elettrici, come la frequenza o la tensione, misurati nel loro punto di connessione. In questo modo si determina la disconnessione automatica dei generatori diffusi non solo nel caso in cui le perturbazioni dei valori elettrici sia originata da un guasto sulla rete di distribuzione alla quale il generatore è connesso, ma anche in presenza di importanti disservizi sulla rete di trasmissione. Nell'ultimo caso, la disconnessione della GD oltre ad essere inutile ai fini della sicurezza di rete, porta effetti tali da aggravare la situazione del sistema complessivo; difatti viene improvvisamente a mancare il contributo di potenza della GD in un momento di criticità del sistema dovuto al disservizio che ha causato l'alterazione dei parametri elettrici. Per dare un'idea della rilevanza di questo rischio, si può considerare l'esempio italiano, dove la potenza totale di generazione distribuita nel 2011 era di 17,911 MW, che nello stesso anno ha coperto circa 29.2 TWh, il 9.7% della produzione nazionale di energia elettrica [21]. Confrontando questi dati con la curva di carico giornaliera di quell'anno che va da un minimo di 21,511 MW ad un picco massimo di 56,474 MW [22], si evidenzia che in alcune circostanze il soddisfacimento del carico da parte della GD sia stato rilevante. Queste osservazioni sottolineano la problematica di un'eventuale disconnessione improvvisa della GD, particolarmente in momenti di alta produzione e basso carico, creando criticità per la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso. Se si osserva il continente europeo, questa criticità è rilevante per tutto il sistema elettrico continentale. Infatti la disconnessione improvvisa di un'elevata quantità di GD (il limite critico sarebbe di 3,000 MW, ben inferiore alla sola GD installata in Germania e Italia che raggiunge i 25 GW), dovuta all'uscita dei valori di frequenza causati da transitori, rende molto elevata la probabilità di black out esteso. Esempi storici sono rappresentati da disservizi avvenuti in Italia dovuti a perturbazioni da rete estere (4 Novembre 2006). Per evitare

questo rischio, sono state alzate le soglie di tolleranza permissive di frequenza a 51.5÷47.5 Hz durante il normale funzionamento.

Passando alle problematiche di tipo economico, la grande penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) comporta maggiori difficoltà per l'approvvigionamento delle risorse sia per il Mercato del Giorno Prima (MGP) ma anche per il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Infatti i profili di produzione da FRNP modificano in modo significativo l'andamento dei carichi orari zonali da soddisfare tramite generazione da impianti programmabili direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale (RTN). Inoltre la carenza di informazioni aggiornate circa il livello e la localizzazione degli impianti alimentati da FRNP e circa il loro effettivo profilo di produzione orario zonale, non consente né di prevedere adeguatamente la produzione di tali impianti da offrire sul MGP né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zonali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD [23]. In questo modo, la maggior diffusione di FRNP ha implicato un incremento sia dei costi relativi agli accordi che avvengono sul Mercato del Giorno Prima e sul Mercato Infragiornaliero (MI), sia dei costi relativi all'attività che si svolge per il MSD. Ciò è dovuto alla sottostima della produzione delle FRNP che è offerta su MGP e MI, a causa della aleatorietà delle fonti stesse, che non ha permesso la veloce riduzione dei prezzi prevista e, anzi, implica la riduzione o lo spegnimento di generazione tradizionale (come quella termoelettrica) anche in tempo reale. Questo ha portato ad una definizione di quota di produzione tradizionale e pompaggio essenziale per la sicurezza del sistema elettrico.

È da considerare che le FRNP, a causa della loro aleatorietà, non partecipano ai servizi necessari al funzionamento del sistema di rete, non fornendo alcuna risorsa al dispacciamento, che ricade completamente sulla sola produzione tradizionale. Viceversa la loro produzione è salvaguardata da delibere dei diversi governi che sono atte ad incrementare la quota di potenza prodotta dalle FRNP immessa in rete. Questa metodologia di gestione rappresenta un reale problema all'interno del contesto appena descritto in quanto se da un lato si aumenta il grado di aleatorietà, dall'altro si forniscono meno risorse destinabili al dispacciamento. In questo modo si limita il potenziale sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre l'andamento dei carichi orari zonali che è necessario soddisfare con gli impianti tradizionali, subisce una variazione; questo fatto, unito alla difficoltà di previsione delle FRNP, al necessario incremento del fabbisogno di riserva da parte del TSO, alla riduzione degli orari in cui gli impianti tradizionali sono accesi e ad un incremento della loro necessità su MSD, porta ad una difficoltà di costituzione dei margini di riserva per gestire l'aleatorietà delle FRNP. In particolare ciò riguarda gli impianti eolici nelle aree in cui la fonte risulta più disponibile (maggiormente nelle ore notturne), quando l'incremento della produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico notturno e il massimo carico mattutino (distanza

raccordata dalla rampa di presa di carico “mattutina”); mentre in relazione agli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore diurne, l’aumento di tale produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico diurno e il massimo carico serale (distanza raccordata da una rampa di presa di carico “serale” più ripida di quella “mattutina”).

Questo contesto rende più difficile la gestione in tempo reale delle unità di produzione da fonte tradizionale, soprattutto in presenza di parchi di produzione caratterizzati da una certa rigidità in termini di modulazione del livello di produzione, di spegnimento e riavviamento dei gruppi. Questo problema è ancora più accentuato dalla priorità di dispacciamento per la GD, in particolar modo quella di tipo FRNP, poiché la riduzione di risorse si oppone alla necessità di far fronte ad aumentati fenomeni di imprevedibilità di produzione.

2.2.3 Lo sviluppo verso le Smart Grid

Alle Smart Grid si richiede una risposta ai problemi delle reti attuali citati nel paragrafo precedente; difatti esse dovranno consentire una gestione dei generatori di piccola taglia e di eventuali sistemi di accumulo di energia, arrivando ad interfacciarsi con il consumatore finale. Queste esigenze porteranno lo sviluppo della struttura di rete e investimenti nell’infrastruttura stessa, con grandi variazioni nell’esercizio di rete, considerando in particolare:

- reti elettriche di distribuzione;
- generazione distribuita;
- carico e consumatori finali;
- infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici;
- sistemi di accumulo;
- servizi integrati per le smart city.

Per rendere possibile l’implementazione delle funzioni che ricadono nelle diverse categorie sopra elencate, si pone la necessità di sviluppo di nuove tecnologie che consentano una gestione attiva della rete. Queste, unite a sistemi di comunicazioni, renderebbero possibile un significativo aumento del contributo della generazione distribuita mantenendo alto il livello di sicurezza e affidabilità del sistema e la qualità del servizio all’utente.

I benefici dovuti a questa innovazione riguarderebbero [15]:

- un aumento della generazione installabile sulle reti di distribuzione, in particolare FER;
- una maggiore efficienza energetica, riducendo le perdite lungo la rete, grazie ad un avvicinamento tra carico e generazione;
- la possibilità di ridurre/deferire gli investimenti nel potenziamento della rete, grazie alla migliore sincronizzazione dei prelievi e delle immissioni

di energia su un'estensione spaziale predeterminata, ad alleviare il carico sulla rete elettrica;

- un minor impatto ambientale riducendo le emissioni di CO₂.

È da evidenziare che in molti dei paesi definiti sviluppati sono programmati diversi progetti per quanto riguarda la sperimentazione delle Smart Grid. (in Europa è stata creata nel 2005 Technology Smart Grid Platform, una piattaforma tecnologica che studia le possibili evoluzioni delle reti elettriche). Questi progetti raccordano l'interesse e la capacità di diversi enti (dai governi, ai gestori della rete e ai produttori) interessati ad un possibile sviluppo delle infrastrutture del sistema elettrico. In alcuni contesti poco conosciuti, l'implementazione del funzionamento della rete come isole (porzione) indipendente dalla rete principale (anche se in condizioni ben definite e per intervalli temporali limitati) avviene già. Un esempio è rappresentato dalle cabine primarie di Perreres (la zona di Valtournenche e di Chamois) e di Gressoney (Gressoney-la-Trinitè e Gressoney-Saint-Jean) in Valle d'Aosta evidenziate in rosso in *Figura 2.6*.

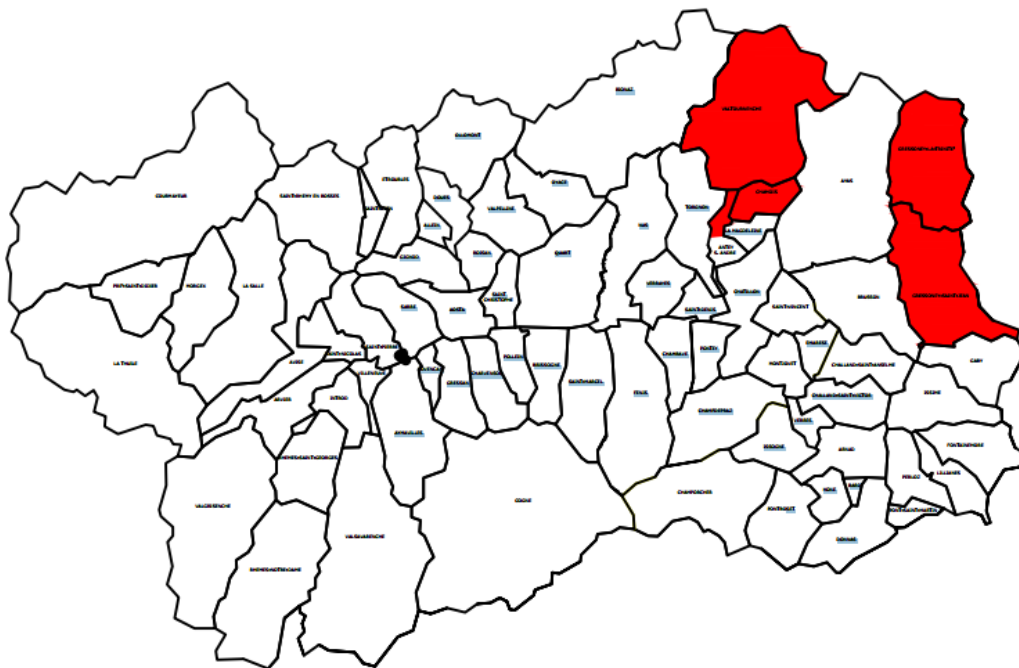


Figura 2.6 – In rosso sono evidenziate le zone di Perreres e Gressoney

Difatti in questi contesti avviene un funzionamento “ad isola” della rete di distribuzione. In alcune condizioni atipiche, ad esempio per esigenze di manutenzione di “importanti” linee elettriche, alcuni impianti idroelettrici locali (a Perreres due gruppi da 11 MVA cadauno e a Gressoney due gruppi da 10.5 MVA cadauno) riescono a soddisfare la richiesta di carico (1.5÷10.5 MW per la

prima località e 0.5÷5 MW per la seconda) in assenza del servizio fornito dalla rete di trasmissione nazionale. Questi contesti evidenziano l'integrazione possibile della GD nelle infrastrutture attuali e l'attuabilità delle SG; anche se in questo caso come si evince dai dati, è necessario sovradimensionare la potenza delle centrali per soddisfare il valore corrispondente al carico massimo. Un possibile sviluppo è rappresentato da una più adeguata gestione della rete di distribuzione con l'inserimento di nuove tecnologie che permettano una maggiore efficienza.

2.3 Il contesto dei paesi in via di sviluppo

Nei paragrafi seguenti ci si propone di analizzare la situazione e lo sviluppo del sistema di elettrificazione nei paesi che non appartengono alla categoria dei paesi sviluppati. Particolare attenzione è posta sulle possibili soluzioni atte a rendere l'energia elettrica accessibile ad un bacino di utenze maggiore, anche in condizioni proibitive.

2.3.1 Il contesto attuale

Il ruolo dell'energia elettrica è cruciale per lo sviluppo in tutti i settori. Sebbene non sia menzionata nei *Millennium Development Goals* (MDGs), gli otto obiettivi di sviluppo posti dalle Nazioni Unite da realizzare entro il 2015, l'energia, in particolare quella elettrica, è direttamente o indirettamente legata ad ognuno dei MDGs poiché è un bene necessario per la crescita economica e sociale di ogni paese.

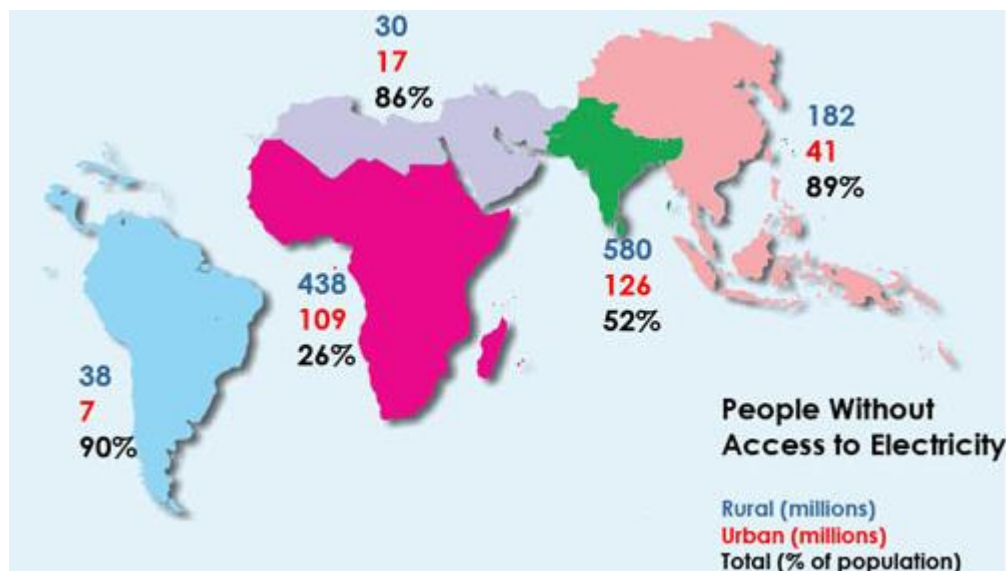


Figura 2.7 – Popolazione che non ha accesso all'energia elettrica nei paesi non sviluppati [25]

Dalla *Figura 2.7* [25], si evidenzia una situazione critica nel sud del mondo. Il caso più problematico è rappresentato dall’Africa, che raccoglie il 13,4% della popolazione mondiale e il 15% del territorio, ed è caratterizzata da solo il 2% della capacità industriale mondiale e consuma appena il 3% dell’energia disponibile del nostro pianeta [26]. Inoltre soltanto il 26% della popolazione ha accesso all’energia elettrica. Anche zone povere come il sud-est asiatico o l’America Latina propongono dati molto bassi se confrontati con il caso dei paesi sviluppati.

In queste zone del mondo la domanda di energia elettrica ha un trend costantemente in crescita, ma il progresso nel settore energetico non avviene in modo rapido come ci si poteva aspettare. Ciò è dovuto ad un debole piano strategico da parte dei governi e da altri fattori integrati. Attualmente le maggiori cause che spiegano l’inefficiente utilizzo dell’energia dei paesi in via di sviluppo sono [27]:

- un uso non logico e non economicamente sostenibile delle risorse energetiche e delle tecnologie;
- i consumi di energia aumentano grazie all’aumento della popolazione;
- un eccessivo utilizzo di biomassa combustibile (come legno e charcoal) per consumi energetici di tipo domestico, mentre le risorse petrolifere sono impiegate per i servizi elettrici urbani;
- un sistema di produzione di energia inadeguato da un punto di vista dell’affidabilità e stabilità, che spesso porta a black out e interruzioni della produzione di energia elettrica;
- un crescente problema energetico dovuto ad una bassa disponibilità pro capite;
- lento sviluppo di un’elettrificazione rurale, dovuto a programmi inadeguati e non economici;
- dipendenza dalle fluttuazioni del prezzo delle risorse energetiche.

Una possibile risposta a queste sfide è rappresentata dal concetto di *microgrid* (MG): adatte all’integrazione della generazione distribuita che è caratterizzata da un importante sfruttamento delle fonti rinnovabili coadiuvandole con un sistema di accumulo energetico. Il successivo sviluppo consiste nella formazione di Smart Grid più estese in grado di funzionare sia off grid che connesse all’eventuale rete elettrica.

2.3.2 Lo sviluppo delle Microgrids

In questi contesti lo sviluppo della generazione distribuita, soprattutto quella che sfrutta le fonti rinnovabili, è comparabile alla soluzione che si basa sull’approvvigionamento di risorse (principalmente combustibili fossili) dall’estero, o a quella che prevede l’estensione della rete elettrica nelle aree rurali. Entrambe queste possibili scelte sono contraddistinte da elevati costi o di

importazione delle risorse o di investimento impiantistico, che le rendono poco attraenti. Viceversa le tecnologie che sfruttano la fonte eolica, solare, micro-idroelettrica e piccoli impianti a biomassa, sono generalmente le opzioni più utilizzate e economicamente sostenibili nell'ambito di zone rurali e remote senza accesso alla connessione al sistema elettrico centrale (ove presente). È da notare che molti dei paesi in via di sviluppo sono caratterizzati da condizioni ambientali favorevoli allo sfruttamento delle FER prima indicate (particolari riferimenti ai paesi subsahariani), ciò comporta una maggiore sostenibilità dell'adozione di queste tecnologie rendendo l'accesso all'energia nelle zone rurali più sicuro e registrando un minor impatto sulle emissioni di diossido di carbonio. Drivers successivi allo sviluppo della generazione distribuita, ricalcano quelli già osservati nei contesti più sviluppati, quali gli standard della green energy, gli incentivi come le feed-in-tariffs o gli aiuti governativi, ecc.

Nella maggior parte dei casi i sistemi elettrici in zone rurali sono isolati, ma in alcuni contesti (Cina, India, Malesia o Bangladesh) i sistemi di generazione rinnovabile sono connessi alla rete. In queste circostanze l'eccesso di energia prodotta viene immessa in rete in modo da evitare la perdita di produzione, ma si presentano le criticità già riportate nei paragrafi precedenti legate all'inversione del flusso di potenza.

Come detto, una soluzione per questi contesti è rappresentata dalle microgrids (MG), che sono definite come un sistema di distribuzione elettrica impostato sulle risorse energetiche distribuite (come la generazione diffusa, dispositivi di accumulo energetico, o carichi controllabili e coordinabili), che possono essere in esercizio sia connesse al sistema elettrico principale che operando in modalità "ad isola". Se ad esse è aggiunta una gestione "intelligente" che apporta al sistema una maggior sicurezza, efficienza e un'elettrificazione locale sostenibile, si può parlare di Smart Power Microgrids (SPMGs) [28]. Questa soluzione è applicabile in tre importanti aree contestuali:

- l'elettrificazione di zone remote con un'abbondante presenza di fonti rinnovabili locali, condizioni che favoriscono l'utilizzo ad isola delle microgrids. Ciò può avvenire in quelle aree che non sono economicamente raggiungibili dalla rete di trasmissione, o nel caso di effettiva assenza di quest'ultima. In questa soluzione la SPMG necessita di dispositivi che le permettono di integrare e coordinare le diverse risorse energetiche con un'appropriata gestione della frequenza e della tensione. Inoltre devono essere provviste di possibili impianti di interconnessione per un eventuale sviluppo del sistema di elettrificazione locale, verso un sistema creato da microgrids interconnesse (come ipotizzato in [26]);
- nel caso di un'integrazione coordinata della GD (in particolare di tipo FER) con la rete elettrica nazionale. In questo contesto la rete riceverebbe, eventualmente, il flusso di potenza della generazione

distribuita attraverso le linee di distribuzione, confermando le problematiche tecniche già citate nei paragrafi precedenti di questo capitolo, e denunciando la necessità di una piattaforma di coordinamento per un controllo e monitoraggio della SPMG. Nel caso di situazioni eccezionali, quali tariffe orarie con valori più sostenuti in alcuni periodi del giorno o eventuali disservizi di rete, sarebbe garantito un funzionamento ad isola in grado di sostenere gli eventuali carichi primari della zona considerata;

- la rappresentazione di un'infrastruttura atta a sopperire eventuali emergenze dovute a eventi straordinari (causati da condizioni ambientali eccezionali o da possibili malfunzionamenti del sistema elettrico) agendo come back up di sistema. Questo tipo di applicazione può avvenire sia per l'applicazione ad isola che per quella connessa alla rete.

È da valutare che le MGs sono caratterizzate da incertezze più elevate della rete elettrica convenzionale, in quanto: si basano sulle fonti rinnovabili che evidenziano un'elevata intermittenza, sono applicazioni che interessano una scala di produzione energetica più piccola e riguardano un minor numero di consumatori. Inoltre la qualità del servizio elettrico fornito dalle microgrids spesso raggiunge standard minori, questo perché sono applicate in zone e stati con limitata capacità economica, e che preferiscono ridurre i costi di investimento a scapito di una migliore soluzione di sistema.

2.3.3 Barriere per lo sviluppo delle Microgrid nelle aree rurali

Non è da sottovalutare l'importanza di barriere allo sviluppo delle Smart Power Microgrid in contesti rurali come quelli descritti in precedenza. Difatti l'implementazione delle SPMGs a livello di comunità deve fare fronte a criticità che vanno dalla pianificazione del progetto fino alla fase di realizzazione e manutenzione. Di seguito saranno analizzati i quattro principali impedimenti all'progresso delle stesse SPMGs.

- In primo luogo si considerano *barriere economiche e di mercato*. Difatti il prezzo delle unità di produzione di energia rinnovabile rappresenta un importante impatto sullo sviluppo delle microgrids. Nonostante alcune tecnologie, come il solare fotovoltaico in regioni contraddistinte da un elevato valore di radiazione o l'eolico in siti qualificati da buoni livelli di ventosità, abbiano raggiunto importanti quote di maturità di mercato, tali da essere economicamente competitive con le tecnologie di generazione convenzionale, il costo finale dipende direttamente dalla disponibilità delle risorse in loco, da un'adeguata pianificazione e dal modello del progetto adottato. Inoltre è da considerare che molti dei paesi in via di sviluppo considerati per questa soluzione energetica, sono caratterizzati dalla mancanza di industrie locali atte all'approvvigionamento dei

dispositivi necessari alle tecnologie che sfruttano le FER. Si rende perciò necessario un processo di importazione e trasporto fino alle aree più remote di installazione, che contribuiscono ad un aumento considerabile dei costi.

Infine è da evidenziare che nella maggior parte dei casi, si riscontra una totale mancanza da parte dei governi o delle autorità locali di un piano di ricerca fondi per l'implementazione delle microgrids. Ciò rende incerto l'effettivo investimento per queste tecnologie e limita il numero e il tipo degli stakeholders coinvolti nel processo.

- La seconda tipologia di ostacoli è rappresentata dalle *barriere istituzionali*. Per prima cosa è da considerare il necessario ammodernamento del sistema di regolazione esistente, in modo da riuscire ad includere la generazione distribuita, in particolare la micro-generazione, nei livelli di pianificazione e implementazione del sistema elettrico già esistente. Dovrebbero essere considerati meccanismi che possano connettere gli utenti di rete al mercato e che rendano gli operatori in grado di integrare la generazione distribuita nel sistema elettrico. Inoltre esistono diversi protocolli che facilitano lo sviluppo delle microgrids a livello locale, nel tentativo di standardizzare il tipo di soluzione e favorire la crescita dell'utilizzo delle MGs. Di contro si rileva una mancanza di criteri e principi, che riguardano la regolamentazione dei sistemi in isola, e di emergenza che accrescono la difficoltà per lo sviluppo delle nuove tecnologie.

La criticità più evidente è rappresentata dalla necessità di un coordinamento tra i principali stakeholders contraddistinti da una particolare influenza e con capacità decisionale maggiore, quali compagnie di distribuzione e generazione, agenzie governative, istituzioni locali e organizzazioni non governative (NGOs), che possa permettere lo sviluppo delle microgrids.

- La terza problematica sono le *barriere tecnologiche*. In questi contesti si rileva uno sviluppo solo emergente delle tecnologie con scarse capacità di adattamento tecnologico alle richieste necessarie all'adozione delle GD e delle SPMGs. Gli impianti a FER sono caratterizzati da un'elevata intermittenza, dovuta alle fonti stesse, che può portare ad una riduzione dell'efficienza. Ciò può essere ridotto dall'utilizzo di dispositivi di accumulo energetico, in particolare quelli elettrochimici; ma queste tecnologie necessitano di un'interfaccia elettronica per connettere sistemi distinti da diversi valori di voltaggio e frequenza. Inoltre i sistemi di comunicazione poco efficienti di questi paesi, riducono la possibilità di un controllo a distanza, avvalendo la scelta di unità di controllo locale coordinate attraverso dinamiche più lente da un ente centrale; questo mancato sviluppo porta ad un'insufficiente ottimizzazione di sistema che

considera il livellamento del carico, il controllo di frequenza e della qualità di potenza necessari per ottenere rendimenti di esercizio migliori.

- Infine sono valutate le *barriere culturali e sociali*. Tramite questa definizione, ad un primo livello, si intende l’atteggiamento delle comunità coinvolte nello sviluppo locale delle microgrids, che per una effettiva riuscita, non possono solo considerare il progetto come un possibile servizio ma è necessaria la loro effettiva partecipazione attiva per quanto riguarda la gestione. Un secondo livello di interesse è rappresentato dai governi o dalle istituzioni locali che si interfacciano con il governo centrale per quanto riguarda la capacità di effettuare decisioni rilevanti sui piani energetici della zona. Questa condizione è particolarmente importante nel caso di applicazioni “ad isola”. Come nel caso dei paesi industrializzati, si pone la necessità di passare da un approccio passivo ad uno attivo per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica e dei suoi benefici, perciò è fondamentale una relazione tra i diversi distributori e le rappresentanze locali del governo.

Concludendo, si pone l’esigenza di effettivi dialoghi tra i diversi stakeholders coinvolti nel progetto comune, per riuscire a promuovere l’effettivo sviluppo dell’area locale da un punto di vista energetico.

3.Sistemi di accumulo energetico

In questo capitolo sono indicate le possibili applicazioni di un sistema di accumulo energetico sia in un contesto caratterizzato da una rete interconnessa che nel caso di un funzionamento “in isola”. Successivamente sono analizzate le tecnologie fino ad oggi disponibili delle quali è definito lo stato dell’arte, con maggiore riferimenti ai sistemi elettrochimici.

3.1 Introduzione

Nell'ultimo decennio le politiche energetiche e climatiche, soprattutto nel continente europeo, hanno visto una rapida accelerazione verso le tecnologie che sfruttano le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), con particolari riferimenti all'energia eolica e solare. Queste nuove fonti sono un'attraente opzione per la generazione elettrica, in quanto: sono inesauribili, hanno una bassa emissione di CO₂ e sono tecnologie che possono operare su piccola scala (Generazione Distribuita, GD). D'altra parte, a differenza delle maggiori fonti convenzionali, le FER sono variabili, producono energia elettrica in modo intermittente e non è possibile prevederne con estrema certezza l'effettiva generazione. La crescente penetrazione di queste nuove fonti all'interno dei sistemi elettrici, soprattutto sotto forma di GD, pone l'attenzione su problematiche come l'affidabilità della rete elettrica e la sicurezza della fornitura. I sistemi elettrici che si stanno profilando evidenziano difficoltà nel fornire la stabilità richiesta dalla rete elettrica dove la generazione soddisfa i consumi secondo-per-secondo. Esistono diverse opzioni che possono gestire la variabilità e l'intermittenza delle FER, una di queste, fortemente discussa negli anni recenti, è rappresentata dai sistemi di accumulo energetico. Questi sistemi offrono la possibilità di accumulare l'energia elettrica quando questa è in eccesso e di fornirla nel momento in cui c'è necessità di bilanciare la produzione e la domanda; ciò può rappresentare un volano per un eventuale incremento della penetrazione delle tecnologie rinnovabili ma anche assicurare continuità di fornitura, aumentare l'autonomia energetica e mediare l'intermittenza della produzione.

Attualmente la diffusione dei sistemi di accumulo di tipo statico nel mondo è riportata in *Figura 3.1* [29]. Come è possibile notare, gli impianti di pompaggio ricoprono più del 98% degli oltre 125 GW installati. Il restante 2% è diviso tra la tecnologia CAES (Compressed Air Energy Storage), che raggiunge la potenza installata di 440 MW, gli accumulatori elettrochimici, ai quali compete una quota di circa 450 MW che a sua volta è composta per il 70% dalle batterie Na/S mentre il restante 30% è diviso quasi equamente fra le tecnologie a ioni litio e piombo/acido. La rimanente fetta, poco più di 1 GW, è coperta da tecnologie di accumulo di tipo termico [30].

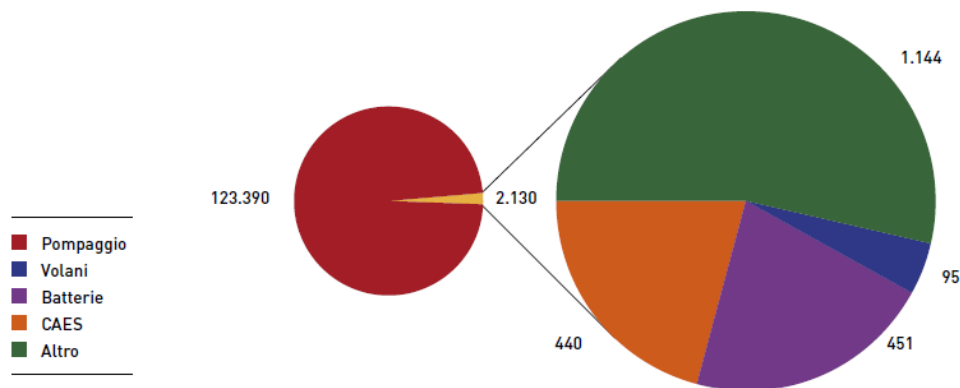


Figura 3.1 - Capacità di accumulo (espressa in MW) installata nel mondo al 2010

È possibile ripartire le principali categorie attualmente utilizzate o in corso di sviluppo:

- accumulo meccanico;
- accumulo di energia potenziale;
- accumulo elettrochimico;
- accumulo elettrostatico;
- accumulo elettromagnetico.

3.2 Applicazione dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico

Se si parla di applicazione dei sistemi di accumulo, la prima distinzione da effettuare è se essi forniscano una "prestazione in potenza", ovvero la possibilità di scambiare elevate potenze per una durata di tempi molto brevi (da una frazione di secondo a qualche decina di secondi), o una "prestazione in energia", con essa si intende la possibilità di scambiare in maniera costante una certa quantità di potenza per un'autonomia anche di qualche ora. Generalmente i servizi richiesti ad un sistema di accumulo asservito ad una rete elettrica richiedono che il sistema sia in grado di portarsi al valore corretto di carica/scarica e di passare dalla fase di carica a quella di scarica in tempi rapidi. È perciò importante la scelta della tecnologia del sistema di accumulo e il suo dimensionamento per sopperire al servizio a cui esso è destinato.

Nel seguito si porta una classificazione generale dei servizi che possono essere forniti da un sistema di accumulo, cercando di inquadrare tale funzioni rispetto alle esigenze di una rete elettrica, ossia di un sistema energetico interconnesso, con riferimenti ai contesti rappresentati dalle microgrid.

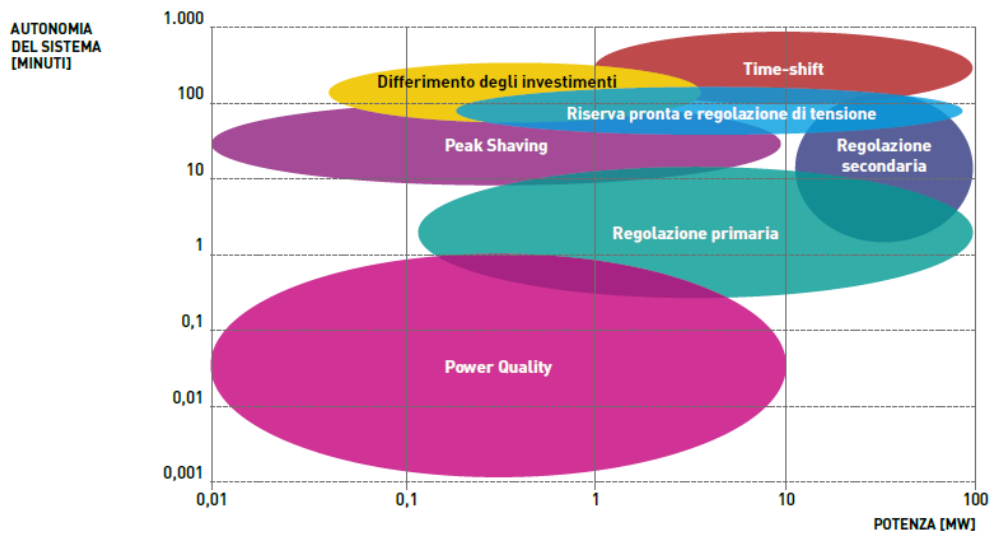


Figura 3.2 - Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico in funzione della potenza di scarica e dell'autonomia richiesta

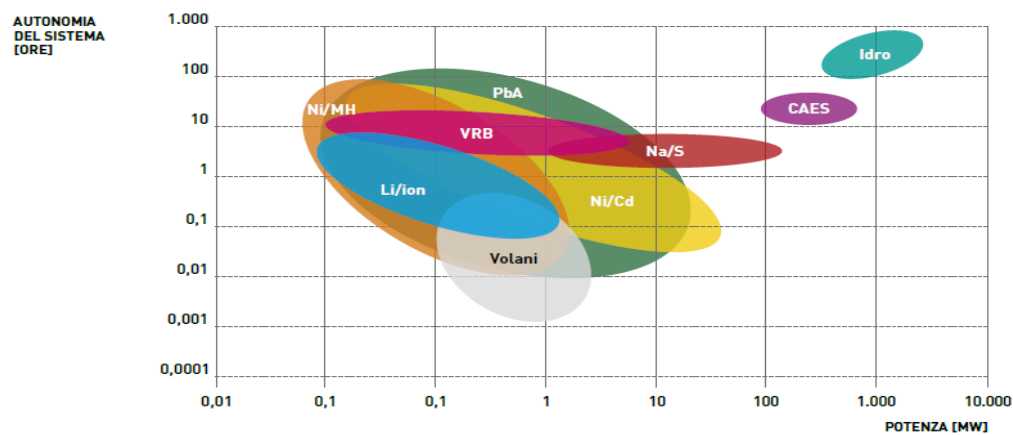


Figura 3.3 – Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo

Nella Figura 3.2 [29] sono rappresentate, divise per aree, le caratteristiche che concernono la potenza elargibile e la durata per la quale è fornita tale potenza, che un sistema di accumulo dovrebbe avere per soddisfare i rispettivi servizi di rete. Tali servizi saranno descritti nei paragrafi successivi. Nella Figura 3.3 [29] sono ripartite le diverse tecnologie di sistemi di accumulo secondo la stessa logica. Ciò permette di confrontare le tecnologie e dividere i sistemi di accumulo in potenza ed energia: la zona caratterizzata da un periodo di tempo di utilizzo limitato (da frazioni di secondo fino a qualche minuto) corrisponde a tecnologie con utilizzo in potenza, viceversa sono sistemi di accumulo catalogati in energia.

3.2.1 Time-Shift di energia

In un contesto di sistemi elettrici liberalizzati, ossia in presenza di una “borsa” dell’energia, con il termine *Time-Shift* si fa riferimento allo spostamento di energia nel tempo nel caso in cui si acquisti energia per immagazzinarla in ore in cui il prezzo è più basso, per poi rivenderla o utilizzarla direttamente nelle ore in cui il prezzo è più elevato, convertendo il sistema di accumulo in generazione. La condizione per la quale questa applicazione sia profittevole è che il rapporto fra il prezzo di acquisto dell’energia e il suo prezzo di vendita risulti maggiore del rendimento del sistema di accumulo. E’ rilevante sottolineare come questa applicazione possa anche favorire l’ottimizzazione degli assetti di esercizio degli impianti convenzionali:

- dato il prezzo più basso dell’energia elettrica nelle ore notturne, i sistemi di accumulo aumenterebbero la domanda di energia in queste ore, evitando lo spegnimento degli impianti tradizionali o la necessità di limitare il loro carico con le conseguenti perdite di efficienza;
- effettuando il *peak shaving* in modo da livellare i picchi di domanda di energia elettrica, così da diminuire la necessità di intervento di impianti meno efficienti per questo servizio.

In termini generali, ossia anche per sistemi non regolati tramite un modello a “borsa”, il termine *Time-Shift* è comunque utilizzato ad indicare un servizio in energia in cui un sistema di accumulo è utilizzato per differire temporalmente l’assorbimento di una certa quantità di energia.

Più recentemente, con il crescere della penetrazione della generazione da FER, si sono evidenziate in particolare due importanti applicazioni dei sistemi di accumulo che derivano dalla possibilità di eseguire il *Time-shift*. Nei successivi paragrafi ne si approfondiscono le tematiche.

Integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili

I sistemi di accumulo potrebbero essere sfruttati dagli impianti a Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP) per eseguire *Time-shift* nelle ore notturne, in questo modo si favorisce anche l’intero sistema evitando la riduzione della produzione, o lo spegnimento, di impianti termoelettrici in queste ore e quindi la perdita di efficienza o le problematiche derivanti dall’azione di *shut-down/ start-up*. Inoltre l’integrazione dei sistemi di accumulo con gli impianti rinnovabili permetterebbe di compensare le fluttuazioni della potenza generata dalla fonte, rendendo il profilo di generazione più regolare e prevedibile (e.g. le rampe di carico al tramonto in presenza di elevato sviluppo della fonte fotovoltaica). Questa funzione sarebbe evitata agli impianti tradizionali che non accuserebbero perdite di efficienza, e il Gestore della Rete, grazie alla maggiore prevedibilità, potrebbe ridurre la quantità di riserva da approvvigionare riducendo i costi di sistema. Infine considerando che spesso gli

impianti di FER sono distribuiti in zone lontane dai centri di carico, quindi caratterizzate da una rete di trasmissione relativamente debole, nei momenti di un'elevata produzione da FER si presenta la problematica di perdita di potenza generata per l'impossibilità di trasmissione, che deve essere colmata da altri impianti. Il sistema di accumulo potrebbe intervenire nei contesti di congestione, caricandosi, quando è alto il rischio di questa situazione critica, e scaricandosi successivamente. Nel contesto rappresentato dalle microgrid, l'utilizzo di sistemi di accumulo associati ad impianti rinnovabili è necessario per il corretto esercizio del sistema elettrico. Difatti è possibile stoccare l'energia nelle ore di maggior produzione delle FER e fornirla nei momenti di bisogno, limitando il sovradimensionamento di eventuali sistemi di back up.

Differimento degli investimenti di rete

Sempre in ragione degli impatti delle FRNP sulle reti elettriche, un'ulteriore problematica è correlata con le congestioni sui sistemi di trasmissione e distribuzione. Questa criticità riguarda i tratti di rete nei quali le condizioni di esercizio sono vicine ai limiti di capacità massima. Se installato a valle del tratto a rischio congestione, un sistema di accumulo può evitare o deferire nel tempo gli investimenti per adeguare la capacità massima del tratto di rete critico. Ciò è utile per la presenza di un carico eccessivo a valle della parte di rete considerata. Viceversa se la congestione deriva da un'eccessiva generazione, è possibile l'installazione di un sistema di accumulo a monte per evitarla.

3.2.2 Bilanciamento istantaneo tra carico e generazione

In un sistema elettrico deve essere sempre necessariamente rispettato un vincolo per salvaguardarne il corretto funzionamento. Questo vincolo è rappresentato dal bilanciamento istantaneo tra la richiesta energetica da parte dei carichi serviti dal sistema e la produzione di energia elettrica degli impianti di generazione allacciati ad esso. Se non fosse rispettata questa condizione, si incorrerebbe in grandi criticità che riguardano l'esercizio e l'effettivo adempimento dell'apparato elettrico. Come già esposto nei capitoli precedenti, la produzione da FER ha registrato un deciso incremento negli ultimi anni; ciò comporta una maggiore aleatorietà ed intermittenza che caratterizzano il lato della generazione elettrica. Conseguentemente, i sistemi di accumulo sono ritenuti una possibile soluzione che rende possibile il bilancio energetico in *real-time*, contribuendo alla stabilità del sistema (in modo particolare, si fa riferimento agli accumulatori elettrochimici che sono dotati di un tempo di risposta nell'ordine dei millisecondi e sono in grado di fornire elevate quantità di potenza anche per tempi prolungati). Se si valutano i contesti descritti nel capitolo 2, ne consegue che questa applicazione è fondamentale nel sistema microgrid in quanto non è presente una rete di interconnessione alla quale sono connessi un numero maggiore di impianti che hanno la possibilità di sopperire allo sbilanciamento energetico. Inoltre è da sottolineare che, ragionando in termini di percentuali, la

penetrazione di FER a livello di microgrid è maggiore rispetto ad un sistema elettrico interconnesso, aumentando il livello di intermittenza della generazione e rendendo necessario l'utilizzo di sistemi di accumulo che contribuiscano alla soluzione del problema. Per quanto riguarda i sistemi caratterizzati da una rete elettrica interconnessa, nel *grid code* sono strutturati una serie di servizi utili a gestire tale bilancio energetico che raggiungono più livelli di intervento. Questi livelli sono indicati con il termine di *Regolazione Primaria*, *Regolazione Secondaria* e *Regolazione Terziaria* descritti nei paragrafi successivi.

Regolazione Primaria

La regolazione primaria avviene quando vi è uno squilibrio tra generazione e carico a valle del quale si crea una variazione di frequenza; a tale squilibrio reagiscono le unità autorizzate ad eseguire la regolazione primaria. Ad essa devono partecipare obbligatoriamente tutti gli impianti con potenza superiore o uguale a 10 MW (ad esclusione degli impianti a FER), essi devono rendere disponibile una banda di regolazione almeno pari all'1.5% della potenza efficiente [31]. In questo caso i sistemi di accumulo possono essere utilizzati come unità di regolazione, grazie alla loro rapidità in risposta (da zero alla massima potenza in pochi secondi) maggiore di quella degli impianti termoelettrici che sono anche portati ad una diminuzione di efficienza. Per di più non è da sottovalutare che l'aumento di impianti FER porta ad una riduzione degli impianti tradizionali, a ciò corrisponde una conseguente diminuzione della possibile regolazione primaria nel momento in cui, con l'incremento di potenza a fonte rinnovabile, cresce l'intermittenza della generazione e quindi il bisogno della stessa regolazione primaria. Questo servizio vede però la criticità di non essere remunerato (come succede in Italia) rendendo necessario trovare drivers diversi per la sostenibilità dell'investimento.

Regolazione Secondaria

La regolazione secondaria avviene conseguentemente alla regolazione primaria per riportare la frequenza di rete e la potenza importata da reti interconnesse ai rispettivi valori di programma [31]. Come nel caso della regolazione primaria, agisce sui regolatori di velocità delle unità di produzione, ma sotto il controllo del Regolatore di Rete, un dispositivo automatico centralizzato, che modifica i *set point* dei regolatori di velocità variando la potenza erogata. I gruppi che partecipano alla regolazione secondaria devono rendere una banda non inferiore al maggiore fra $\pm 10\text{MW}$ o $\pm 6\%$ della potenza efficiente e essere in grado di fornire il servizio per un tempo non inferiore alle 2 ore [31]. I sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati per questa regolazione, per la quale valgono i vantaggi già esposti per la regolazione primaria con la differenza che in questo caso la fornitura del servizio è sottoposta a contrattazioni sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), confermando il driver economico come fondamentale per la sostenibilità del servizio.

Regolazione Terziaria

La regolazione terziaria avviene per il ripristino dei margini della regolazione secondaria. In questo caso, a differenza dei due precedenti, la regolazione avviene manualmente su richiesta del Gestore della rete di trasmissione (RTN), il quale impartisce a singoli produttori, anche non coinvolti nella regolazione secondaria, disposizioni di esercizio quali: entrata in servizio di gruppi di generazione di riserva o la variazione della potenza prodotta da gruppi in servizio. La potenza di riserva è classificata come “pronta”, cioè può essere immessa in rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della RTN, o “fredda”, che può essere immessa in rete solo dopo 15 minuti dalla richiesta stessa [31]. Considerando la rapidità in risposta dei sistemi di accumulo, essi potrebbero essere utilizzati come riserva pronta facendo diminuire l’impatto sull’efficienza degli impianti termoelettrici per funzionamento a carico parziale. Come nel caso precedente, il servizio si basa su contrattazioni del MSD rendendo profittevole un investimento sui sistemi di accumulo energetico.

3.2.3 Power Quality

È legata all’interazione tra il sistema elettrico e i carichi; con questo termine si considera sia la qualità della tensione che la qualità della corrente. Per migliorare la qualità della fornitura elettrica si può operare sia su disturbi con origine interna alla rete di distribuzione che all’interno dell’utenza, attraverso: il miglioramento della qualità di tensione per i carichi sensibili ai disturbi di rete; riduzione dei carichi disturbanti sulla rete del distributore; regolazione di tensione su lunghe linee; peak shaving.

3.2.4 Supporto di tensione

Il supporto di tensione regola i livelli di tensione misurati ai diversi nodi, per renderli adeguati e stabili, ossia pari al valore nominale. Questa applicazione è fondamentale per la sicurezza del sistema elettrico, per la qualità e l’economicità del servizio. In questo caso è prevista una regolazione primaria, regolando la produzione o l’assorbimento di potenza reattiva prendendo come riferimento la tensione ai morsetti dei gruppi che partecipano alla regolazione o a quelli di alcuni nodi predefiniti dal Gestore di Rete. I sistemi di accumulo potrebbero fornire questo servizio. Un particolare riferimento può essere rivolto agli accumulatori elettrolitici che possono partecipare alla regolazione della tensione tramite l’interfaccia elettronica di potenza verso la rete del sistema (*Battery Management Interface BMI*), gestendo la potenza reattiva e quindi la tensione. Questa funzione è molto importante in un contesto come quello rappresentato dalle microgrid.

3.2.5 Riaccensione del sistema elettrico

Questo servizio si presenta nella situazione di black out generalizzato. In questo caso si possono dividere le centrali (o gli impianti di GD nel caso di microgrid)

in due categorie: a *ripartenza autonoma*, ovvero quelle centrali che possono avviarsi nonostante il black out alimentando la rete (questa caratteristica è definita “black start”), e quelle a *ripartenza non autonoma* che si rimettono in funzione dopo la ripartenza delle prime. I sistemi di accumulo, come quelli di pompaggio o quelli di accumulo elettrochimico, possono svolgere la funzione di black start partecipando quindi al servizio di riaccensione del sistema a seguito di un black out [32].

3.3 Soluzioni tecnologiche

Rispetto ai servizi presentati nei paragrafi precedenti, emerge chiaramente come ai sistemi di accumulo siano richieste diverse “modalità” di risposta, ossia siano richieste prestazioni variabili da caso a caso. Appare quindi indispensabile presentare brevemente le principali tecnologie ad oggi disponibili precisandone, per ognuna le principali caratteristiche tecniche, lo stato di maturazione, i costi, etc.

A tal fine nella *Figura 3.4* [33] sono riportate le tecnologie di accumulo energetiche divise per livello di maturità del rispettivo mercato; come si nota solo alcune scelte sono possibili soluzioni in base al driver economico.

Mature	Pumped hydro, lead-acid battery
Commercial	CAES first generation, Lead-acid, NiCd, sodium-sulfur batteries
Demonstration	CAES second generation, Zn/Br, vanadium redox, NiMH, advanced lead-acid, Li-ion
Pilot	Li-ion, Fe/Cr, NaNiCl ₂
Laboratory	Zn/air, Zn-Cl, advanced Li-ion, novel battery chemistries
Idea	Non-fuel (“adiabatic”) CAES, nano-supercapacitors, other novel battery chemistries.

Figura 3.4 – Tecnologie dei sistemi di accumulo classificate secondo lo sviluppo di mercato

Tralasciando la maturità tecnologica dei sistemi di accumulo energetico, è possibile effettuare un’analisi che consente di confrontare le diverse soluzioni considerando le prestazioni di ognuna nello svolgere i servizi per il sistema elettrico osservati nei paragrafi precedenti. Nella *Figura 3.5* [29] sono riportate in modo sintetico e comparabile le caratteristiche che determinano il possibile utilizzo delle tecnologie di accumulo.

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione
● Sistema non adatto all'applicazione

Figura 3.5 – Caratteristiche divise per tecnologia di sistema di accumulo per i servizi riguardanti il sistema elettrico

Nei paragrafi successivi saranno analizzate le specifiche delle tecnologie riportate.

3.3.1 Impianti di pompaggio

Gli impianti di pompaggio sono un sistema di accumulo energetico grande, maturo e sono una tecnologia di larga scala. Essi sono molto utilizzati in tutto il mondo, si stima che la potenza installata sia più di 129 GW. La tecnologia è collaudata, i primi impianti sorsero alla fine del XIX secolo ma il vero sviluppo si ebbe negli anni '30 grazie alla diffusione delle prime macchine reversibili. Oggi le macchine hanno raggiunto rendimenti (76% - 85%) e possono raggiungere taglie di 4 GW. Gli impianti hanno una vita utile relativamente lunga, se confrontata con gli altri sistemi di accumulo energetico, difatti possono arrivare ai 50 anni di utilizzo, ciò a discapito di un importante investimento iniziale [33]. Il sistema necessita di due bacini separati da un importante salto verticale. Quando l'elettricità è poco richiesta, tipicamente nelle ore notturne o nei giorni festivi, ha un costo inferiore, l'acqua del bacino a valle è pompata in quello a monte grazie alla macchina reversibile che può fungere da pompa, assorbendo energia elettrica dalla rete, o da turbina/generatore, fornendo elettricità alla rete. Viceversa nei periodi in cui la domanda di elettricità è elevata, nei momenti di picco, l'impianto funziona come un impianto idroelettrico convenzionale: l'acqua accumulata nel bacino di monte viene fatta defluire nelle condotte che la portano a valle per far operare la macchina reversibile che, in questa situazione, si comporta da turbina, e, invece di essere rilasciata nel letto del fiume, l'acqua è accumulata nel bacino inferiore

dell'impianto. Come detto i rendimenti dell'impianto sono tra il 70% e l'85%, le perdite sono prevalentemente dovute agli stadi di pompaggio e di generazione, i quali hanno entrambi un rendimento circa del 92%, e con un'incidenza minore, ai componenti elettrici come il trasformatore o i generatori [34]. Ciò porta ad un bilancio energetico sfavorevole, in quanto la stessa quantità d'acqua richiede circa il 15÷30% di energia in più per essere pompata di quanta ne produca passando in turbina. Questa condizione rende poco favorevole lo sfruttamento di questa tecnologia (come sta accadendo anche in Italia) rispetto ad altre possibili soluzioni. Generalmente gli impianti di pompaggio possono raggiungere la massima potenza in pochi minuti, con un tempo di reazione nell'ordine dei secondi. Inoltre essi hanno la possibilità di regolare l'erogazione della potenza nell'arco dell'intera giornata. Questi due elementi oltre al fatto di permettere l'accumulo di grandi quantità di energia a basso costo, rendono la tecnologia molto vantaggiosa. Per contro gli impianti necessitano di un elevato salto potenziale o di grandi dimensioni dei bacini per aumentare la loro relativamente bassa densità energetica (1 m³ di acqua rilasciata da un'altezza di 100 m produce potenzialmente circa 0.27 kWh); questo riduce il numero di possibili siti naturali adatti.

Data la necessità di integrare nelle reti elettriche quote crescenti di energia prodotta da fonti rinnovabili, quindi di natura intermittente, il servizio di riserva energetica sta acquistando sempre più importanza; questo porterà a possibili sviluppi della tecnologia di pompaggio negli anni futuri soprattutto in quei paesi, dove possibile, nei quali la percentuale di richiesta energetica soddisfatta da FER è elevata (e.g. Germania, Spagna). Considerando il continente europeo, la capacità installata è di circa 45 GW, ma grazie agli sviluppi nei prossimi anni, si ritiene che entro il 2020 saranno costruiti nuovi impianti (circa 60) per una capacità di 27 GW [35].

3.3.2 CAES (Compressed Air Energy Storage)

Questa tecnologia ha avuto origine negli anni '70 con il principale obiettivo di riuscire ad immagazzinare l'energia elettrica prodotta dalle centrali nucleari nei momenti di bassa richiesta elettrica e, se necessario, consentire il riavviamento della rete a seguito di un black out, attraverso la procedura detta black start. Ad oggi la capacità installata a livello mondiale è di circa 400 MW, ed è rappresentata principalmente da due impianti di larga scala: il primo impianto è quello di Huntorf in Germania, installato nel 1978 con una potenza nominale di 290 MW; il secondo è quello di McIntosh, Alabama (US) costruito nel 1991 di capacità pari a 110 MW. Gli impianti CAES, come nel caso di quelli di pompaggio, utilizzano l'elettricità nel momento di bassa richiesta, quando il prezzo è minore, per comprimere aria in uno spazio confinato (come miniere e falde acquifere sotterranee o caverne saline), dove viene stoccata; quando è necessario, ovvero nel momento di un'elevata domanda di elettricità, l'aria pressurizzata viene utilizzata per generare energia elettrica grazie ad una turbina

a gas. È da notare che la maggior parte del calore avuto durante la fase di compressione viene dissipato nel sito di stoccaggio dell'aria, perciò è necessario riscaldare quest'ultima prima dell'espansione in turbina. I sistemi convenzionali utilizzano gas naturale che può essere riciclato tramite l'utilizzo dei fumi per pre-riscaldare l'aria; ciò permette una riduzione del consumo del combustibile ma determina una perdita di rendimento. Nonostante tale criticità, questa tecnologia è la più facile e l'unica praticata negli impianti in esercizio (soluzioni alternative sono allo studio, principalmente sistemi adiabatici che conservino il calore dovuto alla compressione). Gli impianti convenzionali raggiungono rendimenti pari a 45÷55%, mentre si stima che quelli di tipo adiabatico possano raggiungere anche valori attorno al 70%. La tecnologia raggiunge capacità comprese tra i 10 MW e 1 GW e registra un tempo di risposta tra il valore di qualche secondo ai 10 minuti (più alti degli impianti di pompaggio). Questi elementi confermano gli impianti CAES, assieme a quelli di pompaggio, come gli unici adatti a rilasciare energia per alcune ore (dalle 2 alle 30 ore) in modo analogo ai grandi impianti tradizionali di energia elettrica. Come nel caso delle centrali idroelettriche, la lunga vita utile (20÷30 anni) rende apprezzabile questa tecnologia anche a fronte di un alto costo di investimento [34]. Rispetto agli impianti di pompaggio descritti nel paragrafo precedente, questi impianti non sono sistemi adatti alla regolazione primaria, secondaria e di integrazione con le fonti rinnovabili, in quanto soffrono la perdita di rendimento nell'utilizzo per questi servizi avendo come base di funzionamento un componente termoelettrico quale è la turbina a gas.

3.3.3 Volani

Questa tecnologia si basa su una massa rotante racchiusa in un contenitore che limita l'attrito. L'energia è immagazzinata sotto forma di energia cinetica rotazionale. Nella fase di carica è utilizzata energia elettrica per accelerare il rotore (chiamato volano) fino a velocità molto elevate che possono raggiungere i 30,000÷50,000 rpm [36]. In questo modo l'energia cinetica rotante può essere stoccata per lunghi periodi subendo solo delle piccole perdite dovute all'attrito con il contenitore. Per mantenere queste perdite ridotte, il volano è tenuto in sospensione da magneti permanenti con l'ausilio di cuscinetti elettromagnetici; il sistema così composto potrebbe mantenere la carica per qualche decina d'anni senza manutenzione. Nel momento di necessità, l'energia è estratta dal volano attraverso l'utilizzo di un generatore che sfrutta l'energia cinetica del volano, rallentandone la rotazione. Nel complesso il sistema richiede una manutenzione limitata ed è caratterizzato da una elevata vita utile (20 anni). Si stima che il volano possa sostenere 20,000 cicli, l'unico componente critico è rappresentato dai cuscinetti elettromagnetici che sono la parte più costosa e difficile da sostituire. Il volano è un sistema di accumulo con un'elevata densità di carica (circa 500 kJ/kg) ma una bassa densità energetica; attualmente la capacità installata nel mondo è di 45 MW (il singolo apparecchio ha una potenza

nominale più bassa delle altre tecnologie esaminate: 1÷1,000 kW). Dato l'efficiente sistema di rotazione, il rendimento di conversione raggiunge range di 70÷95% [34]. Il tempo di risposta del sistema è estremamente veloce, nell'ordine dei 10÷20 ms, e fornisce il servizio per una durata tra i 10 e i 15 secondi. Questa caratteristica conferma i volani come sistemi di accumulo in potenza, cioè in grado di fornire elevate potenze per un breve periodo temporale; ciò li rende adatti soprattutto per il supporto di tensione e per il servizio di power quality. Attualmente si stanno sostenendo progetti di volani che possano soddisfare anche i servizi, per sistemi elettrici, di tipo energetico (alcuni kW distribuiti in alcune ore).

I principali progetti legati a questa tecnologia sono in Europa e Stati Uniti. In Germania (a Garching bei Munchen) l'impianto raggiunge la potenza nominale di 524.8 MW per una durata della scarica di 6 [s]. Nel Regno Unito ad Abingdon, la potenza nominale dell'impianto arriva a 400 MW per una durata della scarica di 30 [s]. Negli USA a Stephentown NY, l'impianto è caratterizzato da una potenza nominale inferiore pari a 6 MW per una durata di scarica più elevata, circa 15 min.

3.3.4 Supercondensatori (SC)

I supercondensatori accumulano energia elettrica sotto forma di energia elettrostatica. A differenza dei condensatori tradizionali: varia il materiale del quale è costituito l'elettrodo e la minima distanza che separa gli stessi elettrodi. Nel sistema sono presenti:

- gli elettrodi, che sono realizzati da materiali porosi in modo da aumentare la superficie disponibile effettiva (che si assesta sull'ordine delle migliaia di m²);
- un separatore dielettrico che evita il passaggio degli elettroni all'interno del supercondensatore e garantisce una buona permeabilità di passaggio agli ioni dell'elettrolita;
- un elettrolita, cioè una soluzione che può subire una dissociazione, e quindi ha la capacità di condurre corrente elettrica grazie alla presenza di ioni positivi e negativi derivati proprio dalla sua dissociazione.

Applicando una differenza di tensione, si forma un doppio strato di carica all'interfaccia elettrodo/elettrolita, in particolare gli elettroni si accumulano all'elettrodo positivo, mentre all'interfaccia con l'elettrolita si depositano cariche ioniche positive. Lo stesso principio determina l'accumulo di cariche positive all'elettrodo negativo, mentre all'interfaccia con l'elettrolita si depositano cariche ioniche negative (il processo è rappresentato in *Figura 3.6* [34]).

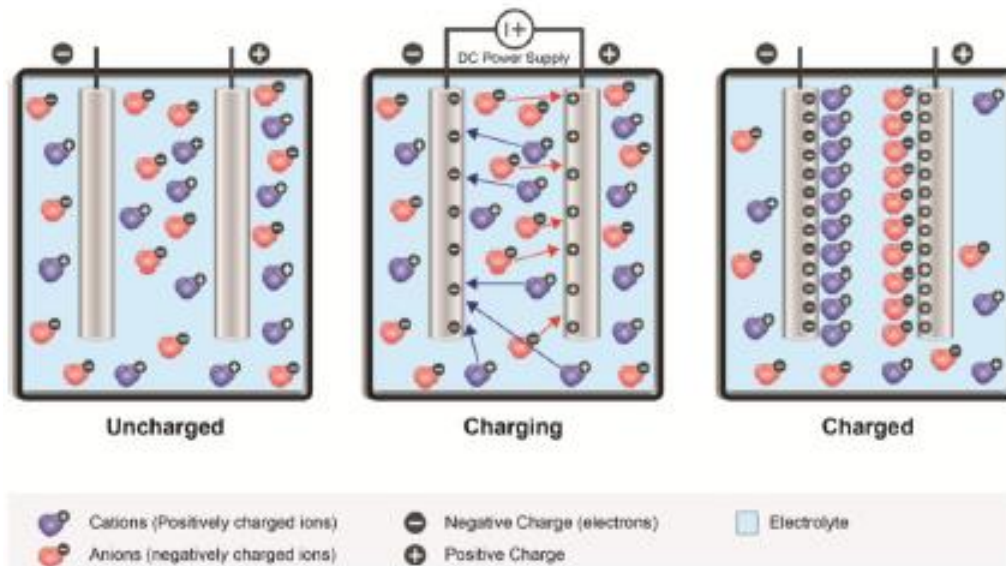


Figura 3.6 – Schematizzazione del funzionamento del supercondensatore

Per massimizzare la capacità (che è direttamente proporzionale alla superficie degli elettrodi e inversamente proporzionale alla distanza tra essi), e di conseguenza l'energia immagazzinata, i supercondensatori sono forniti di un'area degli elettrodi che raggiunge $1,000 \text{ m}^2/\text{g}$ e di una distanza fra loro nell'ordine di 10^{-10} m . Come nel caso dei volani, il tempo di reazione degli SC è tra i 10 e i 20 ms per una durata che può raggiungere anche diversi minuti, è invece maggiore la taglia (dell'ordine di grandezza tra kW – MW). Inoltre, grazie all'assenza di reazioni chimiche (diversamente dalle batterie) è reso possibile un elevato numero di cicli (100,000), un rendimento consistente (80÷95%) e un'alta vita utile (4÷20 anni). Concludendo si nota come anche i supercondensatori siano un sistema ad alta potenza e bassa energia, sono quindi adatti ai servizi già menzionati nel paragrafo dei volani.

3.3.5 Sistemi elettrochimici

Gli accumulatori elettrochimici, anche dette *pile secondarie*, si discostano dalle normali pile (*pile primarie*) in quanto il processo di trasformazione da energia chimica ad elettrica è reversibile, consentendo in questo modo lo stoccaggio di energia. Generalmente combinazioni di accumulatori, in serie o parallelo, danno origine a batterie.

La struttura base degli accumulatori elettrochimici prevede la presenza di due semicelle, ciascuna delle quali è composta da un elettrodo metallico diverso, il quale è immerso in una soluzione elettrolitica. Per separare le due semicelle viene interposto un setto poroso che evita il mescolamento delle soluzioni ma permette il passaggio degli ioni che bilanciano le cariche. Il principio di

funzionamento di questa tecnologia sono le reazioni di ossidoriduzione tra due specie chimiche, che perdono o acquistano elettroni nei confronti dell'altra a seconda del potenziale della reazione (è da notare che una specie può sia ridursi ma anche ossidarsi a seconda della specie chimica a cui è associata). La specie che si riduce è detta *elettrodo positivo*, viceversa quella che si ossida producendo elettroni è chiamata *elettrodo negativo*. Per sfruttare questa sorgente di energia elettrica, si crea un circuito esterno nel quale vengono indirizzati gli elettroni che passano attraverso un conduttore che collega le due semicelle, mentre grazie alla soluzione elettrolitica gli ioni (anioni e cationi) si spostano riuscendo a transitare attraverso il setto poroso per bilanciare le cariche. Il processo, come detto, è reversibile; ciò avviene grazie all'applicazione di un campo elettrico esterno che è in grado di invertire il moto degli elettroni, invertendo la reazione e portando il sistema allo stato iniziale. La quantità di energia che può essere accumulata in un singolo elemento, dipende direttamente dalla quantità di componenti attivi che la soluzione elettrolitica può raccogliere, mentre il livello di potenza che può essere raggiunta è determinata dalla superficie degli elettrodi e dalle resistenze della cella.

In realtà quello fino ad ora descritto rappresenta il comportamento ideale dell'accumulatore. Infatti oltre alla reazione principale di ossidoriduzione, all'interno del dispositivo avvengono altre reazioni, dette *parassite*, che agiscono in modo competitivo nei confronti di quella principale. Le reazioni parassite sono un fattore importante da considerare, poiché ostacolano il funzionamento dell'accumulatore: l'autoscarica, il fenomeno di scarica anche quando l'accumulatore è a riposo, è dovuta proprio a varie reazioni parassite che consumano le cariche presenti e, di conseguenza, anche il tempo di utilizzo del dispositivo.

Il funzionamento di un accumulatore elettrochimico non specifico è schematizzato in *Figura 3.7* [34].

Nel complesso gli elementi positivi di questa tecnologia sono: l'alta efficienza, anche se varia molto a seconda della tipologia di accumulatore impiegato; il possibile utilizzo sia su larga che su piccola scala di applicazione, l'ottimo abbinamento per la generazione distribuita (grazie alla disposizione in serie o parallelo) e la mobilità a seconda delle aree di interesse; per contro si consideri il limitato ciclo di vita (rispetto ai volani o ai SC), le problematiche ambientali e di sicurezza, la scarsa flessibilità della taglia in potenza/energia e i costi ancora elevati.

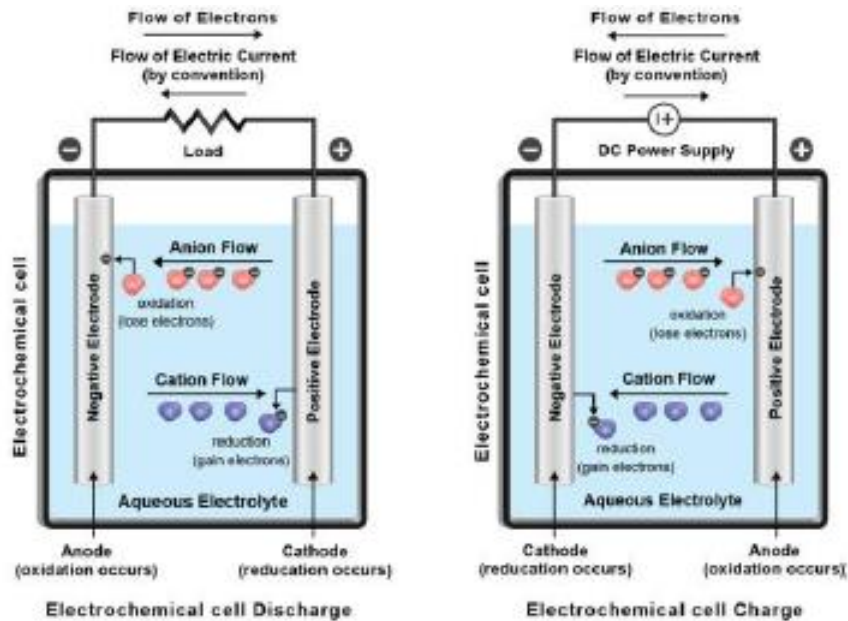


Figura 3.7 – Rappresentazione schematica della carica e scarica di un accumulatore elettrochimico

Numerose sono le tipologie di accumulatori elettrochimici, caratterizzati da differenti componenti chimici, quali gli elettrodi e la soluzione elettrolitica, che ne variano le caratteristiche e i possibili usi. Le principali categorie sono:

- accumulatori con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/cadmio e nichel/idruro metallico);
- accumulatori ad alta temperatura (sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel);
- accumulatori a circolazione di elettrolita;
- accumulatori litio/ioni.

3.3.5.1 Accumulatori con elettrolita acquoso

Come già detto questa tipologia racchiude la tecnologia a più alto livello di maturità rappresentata dalle batterie **piombo/acido** (Pb/acido). Infatti sono i dispositivi con la tecnologia più collaudata (le prime batterie Pb/acido risalgono al 1860), con una potenza mondiale di accumulo elettrochimico installata di oltre 65 MW (da sottolineare che sono le batterie con maggior mercato per utilizzi diversi dallo storage). Ciò è dovuto al prezzo nettamente più basso rispetto alle altre tecnologie e alla facilità con cui sono reperibili le materie prime; inoltre hanno un buon rendimento tra 70÷90% e un'autoscarica relativamente bassa che ha valori di 0.033÷0.3% di energia/giorno. Di contro presentano una bassa densità energetica (30÷80 Wh/litro) che le porta ad avere una vita utile molto limitata (da 100 a 2,000 cicli, corrispondenti a 3÷20 anni) [37]. Oltre a ciò si consideri che il piombo è tossico e l'acido solforico è corrosivo, queste sostanze necessitano di un riciclo specifico e di una

neutralizzazione. Essendo batterie che vedono decadere le prestazioni alle alte temperature, a causa dell'aumento della resistenza dell'elettrolita, richiedono un sistema di aria condizionata per mantenere stabile la temperatura dell'ambiente in cui operano (attorno ai 25°C). L'impianto più rilevante è quello a Goldsmith in Texas, con una potenza di 36 MW e una durata di scarica alla potenza nominale di 40 min; il progetto è integrato ad un sistema di generazione eolico da 153 MW, per far fronte all'intermittenza della fonte ed ottimizzare l'immissione di energia elettrica in rete. Altre applicazioni sono installate a: Kahuku e a Maalaea (Hawaii) rispettivamente con 15 MW di potenza per 15 min di scarica e 10 MW per 45 min; infine a Shiura (Giappone) dove la potenza nominale è invece di 4.5 MW per una durata di 2.3 ore. Con un livello di maturità e di penetrazione nel mercato simile alla tecnologia Pb/acido, si presentano gli accumulatori *nichel/cadmio* (Ni/Cd) che sono oggi la terza tecnologia per volume di vendite. Ad oggi la capacità installata, come accumulo elettrochimico, raggiunge una quantità di potenza pari a 27 MW. Questi dispositivi sono caratterizzati da un'alta energia specifica (50÷75 Wh/kg) rispetto ai sistemi Pb/acido, e richiedono una manutenzione inferiore, per contro sono contrassegnati da un costo più elevato (dovuto alla relativa rarità del Cadmio) e da un basso numero di cicli che ne caratterizzano una vita utile breve, tra i 5 e i 20 anni (simile alle batterie Pb/acido). Lo sviluppo sul mercato di questa tecnologia è dovuta principalmente ad una maggiore resistenza a condizioni poco favorevoli (in particolare si sottolinea la buona capacità di lavorare anche a basse temperature, mentre è confermata anche per questa tecnologia la diminuzione della vita utile del 20% ogni 10°C di scostamento dalla temperatura nominale di funzionamento) e alla possibilità di una piena scarica senza sacrificare rendimento, vita utile o efficienza. Anche in questo caso, l'impianto più rappresentativo si trova negli USA precisamente a Fairbanks in Alaska; la potenza nominale raggiunge i 27 MW per 15 min di durata, il tempo sufficiente per avviare la generazione locale in caso di insorgenza di problematiche con la linea di interconnessione o con gli impianti di generazione di Anchorage. Si prevede che il sistema possa evitare più del 60% delle interruzioni al carico atteso. Nonostante questi miglioramenti, lo sviluppo delle batterie Ni/Cd ha subito un notevole rallentamento in questi anni a causa della presenza del Cadmio che crea criticità ambientali essendo un metallo tossico per l'uomo. Proprio per questa ultima problematica, spesso le batterie Ni/Cd sono sostituite dagli accumulatori *Nichel/idruri metallici* che non presentano particolari esigenze ambientali; la tecnologia degli idruri metallici comporta però l'utilizzo di materie prime costose che ne ha limitato l'espansione di mercato a favore di tecnologie alternative (litio-ioni) più convenienti.

3.3.5.2 Accumulatori ad alta temperatura

Rappresentano la categoria di batterie a “*sale fuso*”, nelle quali entrambi gli elettrodi sono in questa condizione, e sono caratterizzate da una temperatura di

funzionamento attorno ai 300°C. La prima tipologia di accumulatori elettrochimici ad alte temperatura è rappresentata dalla tecnologia *sodio/zolfo* (Na/S). Ad oggi sono stati installati 316 MW in più di 200 siti nel mondo, che portano ad una copertura pari al 70% del mercato degli accumulatori elettrochimici. Questa tecnologia è costituita dall'elettrodo negativo, che è composto da sodio elementare fuso, quello positivo da zolfo fuso, entrambi divisi da un elettrolita solido ceramico costituito da β -allumina drogata con ossidi che permette solo il passaggio degli ioni sodio. Per mantenere gli elettrodi allo stato fuso, la temperatura è mantenuta a 300÷350°C [38]. Rispetto alla tecnologia ad elettrolita acquoso, sono contraddistinte da un elevato numero di cicli da 2,500 a 4,500, a seconda della profondità di scarica, che determinano una vita utile tra i 5 e i 15 anni, e dal valore dell'energia specifica che si attesta su 150÷240 Wh/kg, 3-4 volte quella che contraddistingue le batterie Pb/acido, portandole ad avere un'elevata densità energetica (150÷300 Wh/litro). Gli accumulatori Na/S confermano buoni rendimenti (75÷90%) e tempi di risposta molto brevi, nell'ordine dei millisecondi, anche se per evitare una grave perdita di rendimento sarebbe più opportuno una variazione graduale del carico da soddisfare. Inoltre sono in grado di fornire per brevi periodi (circa 30 secondi) una potenza che equivale a sei volte quella nominale, rendendo questi dispositivi adatti anche per le applicazioni dei servizi in potenza. Se si analizzano i dati riguardanti l'autoscarica, si confermano prestazioni inferiori alle tecnologie fino ad ora descritte, in quanto per mantenere le temperature della batteria elevata, si presenta la necessità di una fonte di calore che riduce parzialmente le performance dell'accumulatore. Specialmente nei casi in cui la batteria è a riposo e non è connessa alla rete, una quota di energia stoccata in essa è utilizzata per alimentare una resistenza interna generando valori di autoscarica elevati (0.05÷20% energia/giorno). Un'ulteriore considerazione importante riguarda l'elevato costo di investimento della tecnologia, attorno ai 2000 \$/kW convertiti in 350 \$/kWh. Un impianto rappresentativo è quello di Rokkasho (Giappone). Questo impianto è accoppiato ad una Wind Farm e le batterie, di 34 MW di potenza nominale per una scarica di 7 ore, sono caricate durante la notte mentre soddisfano la domanda giornaliera assieme alla produzione del sistema di generazione eolico. Anche a Presidio in Texas è installato un sistema di batterie di questo tipo; in questo caso la potenza nominale è pari a 4 MW per una durata della scarica di 8 ore; questo impianto fornisce il servizio primario di alimentazione di backup alla cittadina. Altri sistemi sono rilevati a Vacaville e a San Jose (California); nella regione Campania in Italia, dove Terna S.p.A. (il TSO) ha installato delle batterie da 5x6 MW + 1x4.8 MW, per una durata di scarica di 6.7 ore; i progetti sono stati incentivati dalla AEEG (l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas), e mirano alla risoluzione di congestioni sulla rete di trasmissione.

Una seconda tecnologia di accumulatori ad alta temperatura è rappresentata dalle batterie *sodio/cloruro di nichel*, più conosciute come batterie **ZEBRA**

(zero emission battery research activities). A differenza delle Na/S, l'elettrodo positivo è costituito da cloruro di nichel invece che da zolfo, ma il funzionamento è lo stesso. Confrontando le due tecnologie, le ZEBRA sono meno sensibili al sovraccarico e alla profondità di scarica, e potenzialmente sono dei dispositivi più sicuri; di contro la densità energetica è inferiore (circa 120 Wh/kg) così come la densità di potenza (attorno ai 150 W/kg). I valori di autoscarica possono raggiungere anche il 10% energia/giorno o anche più se il sistema è a riposo (a causa delle reazioni parassite necessarie per mantenere la temperatura del dispositivo), mentre possono essere anche nulli se l'accumulatore è in funzione. Nel complesso conferma le stesse caratteristiche delle batterie Na/S. Per questa tecnologia sono rappresentativi gli impianti di Prince Edward Island (Canada), con 10 MW per 2 ore di scarica utilizzato per l'integrazione della fonte eolica, e quello di Codrongianos in Sardegna pari a 8 MW per 0.5÷1 ora, utilizzato per supporto dei piani di difesa della RTN.

3.3.5.3 Accumulatori a circolazione di elettrolita

La tecnologia più sviluppata è quella rappresentata dalle *batterie redox a circolazione di elettrolita al Vanadio (VRB)*. Questi accumulatori sono sistemi in cui gli elettroliti sono separati dalla cella, e successivamente sono immessi nelle aree contenenti gli elettrodi per indurre le necessarie reazioni chimiche. In questo modo avvengono reazioni accoppiate di ossidoriduzione in cui sia i reagenti sia i prodotti sono disciolti in soluzione acquosa. In pratica la cella di una batteria VRB è composta da una membrana di scambio ionico, che separa la cella in due semicelle, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. All'elettrodo negativo V^{3+} è trasformato in V^{2+} durante la fase di carica ricevendo elettroni, viceversa nella fase di scarica V^{2+} rilascia elettroni ritornando allo stato di V^{3+} ; all'elettrodo positivo si sviluppa una reazione simile nella fase di carica e scarica, con la differenza che avviene tra le forme ioniche V^{5+} e V^{6+} del vanadio. L'elettrolita è formato da una miscela di vanadio e acido solforico; una volta immesso nelle due semicelle, avvengono le reazioni che differenziano le soluzioni elettrolitiche (anolita e catolita) e la membrana permette il passaggio degli ioni H^+ che completano il circuito [37].

La capacità di potenza ed energia sono determinate singolarmente, rispettivamente dal numero di celle elettrochimiche e dalla taglia dei serbatoi dell'elettrolita; perciò a parità di potenza installata vi è la possibilità di aumentare la capacità della batteria ampliando i serbatoi. Generalmente sono realizzati sistemi di grossa taglia con un rapporto tra energia e potenza pari a 10, rendendo adatta questa tecnologia a prestazioni in energia. È da considerare che anche questo sistema è contraddistinto da una rapida risposta (nell'ordine di pochi millisecondi) se le pompe per la soluzione elettrolitica sono in funzione, avallando le prestazioni in potenza. Rispetto agli accumulatori ad alta temperatura, l'energia specifica ha un valore dimezzato (circa 65 Wh/kg), anche la potenza specifica registra una diminuzione (100 W/kg). Il rendimento è simile

alle batterie Ni/Cd (60÷85 %), ciò è dovuto alla dipendenza dalla modalità di gestione delle pompe che permettono il flusso dell'elettrolita [29]. Per di più è importante considerare che nel caso il sistema sia fermo, le soluzioni sono separate e di conseguenza non esiste la possibilità di autoscarica, viceversa se il sistema è in stand-by e si ha il flusso degli elettroliti, la batteria si autoscarica in breve tempo (in pochi giorni). Il range di temperatura per il funzionamento va da 0°C a 40°C, questo perché alle basse temperature l'elettrolita aumenta la propria densità rendendo difficoltosa la circolazione, a temperature più alte invece può avvenire la precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita, i quali rischiano di ostruire il circuito idraulico. Per quanto riguarda la vita utile, teoricamente sarebbe illimitata poiché gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni, attualmente il numero di cicli raggiunge valori oltre i 10,000, che corrispondono ad una vita utile di 20 anni.

Nel mondo sono stati installati solo 9 MW nonostante le interessanti prestazioni.

3.3.5.4 Accumulatori litio/ioni

Gli accumulatori *litio/ioni* sono diventati una tecnologia conosciuta e popolare negli ultimi anni, tanto da diventare la principale alternativa alle batterie Na/S; difatti la potenza installata raggiunge i 45 MW.

In questi dispositivi, l'elettrodo positivo (cioè il catodo) è composto da un ossido di metallo trattato con litio, mentre l'elettrodo negativo (l'anodo) è formato da carbonio grafítico stratificato. L'elettrolita è invece costituito da sali di litio disciolti in carbonati organici. Nella fase di carica, gli atomi di litio al catodo subiscono la ionizzazione e migrano attraverso l'elettrolita all'anodo di carbonio, dove si combinano con elettroni esterni e si depositano tra gli strati di carbonio come atomi di litio; questo processo si inverte nella fase di scarica.

I fattori che hanno reso questa tecnologia molto richiesta negli ultimi anni riguardano l'elevata efficienza delle batterie, difatti sono raggiunti rendimenti molto alti tra 85 e 98%, i valori in assoluto migliori considerando il mondo degli accumulatori elettrochimici. Inoltre i dati riguardanti l'energia specifica (75÷200 Wh/kg), la potenza specifica (150÷315 W/kg) e la densità energetica (200÷400 Wh/litro), sono tra i migliori tra le diverse batterie [34].

Tipicamente questi dispositivi sono disponibili in taglie predeterminate e nei più grandi sistemi di accumulo energetico sono disposti in combinazione serie/parallelo per ottenere la potenza e la capacità energetica desiderata.

Le caratteristiche negative sono legate all'aspetto ambientale, in quanto il litio è una sostanza caustica e può causare principi di incendio se esposto ad umidità; in più, alcune sostanze elettrolitiche utilizzate sono di natura tossica (LiNiO₂ l'ossido di nichel è un composto cancerogeno) e necessitano di una riciclo particolare. La tecnologia, come detto, è ampiamente utilizzata in diversi impianti, quali quello di Sendai Miyagi (Giappone) atto all'integrazione delle FER (in particolare eolico e fotovoltaico) dove la potenza è di 40 MW per 30 min di scarica; quello di Elkins (West Virginia, USA) distinto da 32 MW per 15

min di scarica, utilizzato per la stabilizzazione della fonte eolica; quello di Mejillones (Antofagasta, Cile) con potenza nominale di 20 MW per 20 min di scarica e quello di Copiapo (Atacama, Cile) caratterizzata da una potenza inferiore pari a 12 MW per 20 min di scarica, utilizzati per fornire riserva alla zona (nel nord del Paese) sede di una rilevante attività mineraria; altre installazioni sono presenti negli USA: a Kula (Hawaii) di 11 MW per 24 min, a Techachapi (California) di 8 MW per 8 ore e a Johnson City (New York) di MW per 15 min.

Nonostante questa tecnologia abbia raggiunto elevati numeri di cicli, oltre i 10,000, che portano i dispositivi ad una lunga vita utile (pari a 10-15 anni), il costo della tecnologia rappresenta un ostacolo ad una rapida diffusione nel mercato degli accumulatori elettrochimici, ad oggi l'onere supera i 600 \$/kWh, ciò è dovuto principalmente al circuito interno di protezione per la sovraccarica.

3.3.5.5 Normativa

Attualmente nel mondo dei sistemi elettrici si riscontra la mancanza di una normativa che regoli l'utilizzo dei sistemi di accumulo. Facendo riferimento al caso italiano, nell'ultimo periodo gli enti conformi all'attività regolatoria hanno promulgato documenti che considerano questa situazione. Infatti in data 19 Dicembre 2013, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema idrico ha emanato il documento per la consultazione DCO 613/2013/R/EEL. Il documento si focalizza proprio sugli accumuli "domestici", escludendo perciò i sistemi di accumulo installati dai gestori della rete, quindi i progetti pilota avviati da Terna S.p.A. il TSO italiano. In precedenza (nel Dicembre del 2013) erano state aggiornate la Norma CEI 0-16 e la Norma CEI 0-21. La CEI 0-16 tiene conto delle innovazioni tecniche che si stanno delineando sia a livello italiano che europeo, con riferimento alla prossima realizzazione delle Smart Grid; in particolare sono espressi i principi per un corretto esercizio degli impianti di GD al fine di salvaguardare la sicurezza e la qualità del sistema elettrico. La CEI 0-21 definisce i criteri tecnici per la connessione degli utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata fino a 1 kV compreso. [39] Queste due norme definiscono quindi le possibili configurazioni di un sistema di generazione; i sistemi di accumulo possono fungere da generatori e sono perciò compresi dalla regolamentazione. Per quanto riguarda il DCO 613/2013/R/EEL, l'AEEG si prefigge di definire le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo, nonché le ulteriori misure dell'energia elettrica eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali. Nel documento, l'AEEG ritiene che le batterie debbano essere trattate come impianti di produzione a fonti non rinnovabili ai fini della connessione alle reti pubbliche ai sensi del TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive), con il proposito comunque di prevedere degli strumenti che consentano flessibilità e semplicità, soprattutto nel caso di sistemi di accumulo

installati presso impianti di produzione di energia elettrica già esistenti (anche impianti fotovoltaici ad uso domestico) per i quali appare eccessivamente complicata e priva di effetti pratici la definizione di nuove unità di produzione dedicate ai sistemi di accumulo e completamente indipendenti dall'impianto di produzione stesso. Il documento prevede, in via transitoria, "fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo anche ai fini della fornitura di servizi di rete", che per gli accumuli si applichi tutto quanto già previsto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, vale a dire corrispettivi a forfait nel caso di sistemi da connettere alle reti di media o bassa tensione; con corrispettivi correlati ai costi effettivi e proporzionali alla potenza, senza però prevedere lo sconto per le fonti rinnovabili, nel caso di sistemi da connettere alle reti di alta e altissima tensione. Nel documento si considera anche la questione legata agli incentivi, si legge testualmente al riguardo "nel caso di impianti di produzione che accedono ai certificati verdi ovvero al conto energia fotovoltaico ovvero al conto energia solare termodinamico, ai fini della corretta erogazione dei predetti incentivi la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo si rende necessaria solo nel caso di sistemi di accumulo lato produzione". Relativamente poi alla incompatibilità tra accumuli e incentivi, in base alle nuove regole proposte, questa si verificherebbe solo nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kW in regime di scambio sul posto incentivati con il primo conto energia, come si spiega testualmente nel documento "poiché, per tali impianti, l'energia elettrica incentivata è quella prodotta e consumata in sito, anche per il tramite dello scambio sul posto; la presenza di sistemi di accumulo potrebbe alterare la quantità di energia elettrica ammessa a beneficiare degli incentivi, senza alcuna possibilità di controllo" [40].

Un'altra questione poco chiara riguarda il fenomeno dell'*Autoconsumo Sincrono*, ovvero la possibilità di non comprare l'energia elettrica dalla rete sfruttando invece, con l'implementazione di sistemi di accumulo, quella prodotta dall'impianto FER, che porterebbe ad un risparmio economico dato dal diverso prezzo con il quale sono distinte le due classi di energia elettrica prodotta. In questa situazione non è chiara la modalità con la quale attribuire una valutazione all'attività della rete elettrica come back up. Ad oggi una prima soluzione è proposta in Austria, dove si è ipotizzata una tariffa per la rete elettrica da applicare ai sistemi atti alla funzione di autoconsumo; la quota sarebbe pari a 1.5 [cent€/kWh] prodotto dal sistema (circa pari all'1% del costo dell'energia elettrica). In questo modo la rete si attribuisce un rischio grande quanto l'entità dell'impianto.

Come si intuisce, la normativa riguardante i sistemi di accumulo non è ancora matura, in quanto essi non sono né vietati né regolati. Questa situazione è attualmente accettata poiché sono ancora pochi gli impianti connessi alla rete.

4.Pianificazione energetica: analisi del contesto e definizione degli obiettivi

In questo capitolo viene trattata la pianificazione energetica. La fase iniziale è dedicata alla descrizione di applicativi già presenti in letteratura ma che descrivono il problema da punti di vista differenti. Infatti vengono presentati due strumenti sviluppati con logiche ben diverse, il primo è frutto di ricerche in ambiente scientifico ma molto utilizzato anche nel mondo commerciale, il secondo è stato sviluppato in azienda e i suoi algoritmi sono riservati. Inoltre è presentato l'obiettivo del lavoro di tesi, al quale segue la descrizione di vari modelli per la simulazione di un sistema di accumulo elettrochimico, aspetto fondamentale in uno strumento dedicato a tali applicazioni.

4.1 Introduzione

Nella situazione delineata nei precedenti capitoli appare chiara la necessità di un cambiamento della gestione delle risorse e dei sistemi elettrici. Il sistema energetico nei paesi sviluppati deve far fronte all'evoluzione da una struttura convenzionale ad un sistema con una crescente penetrazione della GD, in particolare alimentata da FRNP, mentre nei paesi in via di sviluppo, dove vi è ancora una mancanza di infrastrutture, è forte la necessità di creare un sistema che sfrutti al meglio le risorse energetiche disponibili sul territorio.

Questo cambiamento porta con sé problemi non indifferenti. I sistemi elettrici, originariamente concepiti per un funzionamento di tipo “top-down”, dove la produzione di energia elettrica è concentrata in grossi impianti che inviano la potenza prodotta ai centri di carico secondo un flusso monodirezionale, devono essere in grado di gestire le fluttuazioni di energia elettrica immessa poiché, con la diffusione della GD, non vi è più una direzione prevalente e la rete di distribuzione evolve da “passiva” ad “attiva” comportando una serie di criticità sulla rete di sub trasmissione. Le reti devono diventare “intelligenti” (Smart Grid). L'aleatorietà della generazione da fonti rinnovabili non programmabili costituisce una criticità non indifferente che determina una cattiva gestione delle reti o la possibilità di mancanza di erogazione di energia elettrica nei sistemi ad isola. Le possibili soluzioni tecnologiche vengono solitamente fatte convergere nelle definizioni di Smart Grid, Microgrid e, più in prospettiva Virtual Power Plant (VPP).

Per l'implementazione di queste soluzioni sono necessari applicativi in grado di ottimizzare lo sfruttamento delle risorse, fondati su un'attenta pianificazione energetica. Il loro utilizzo deve essere calzante per ogni contesto e situazione ambientale, dai casi in cui è presente la connessione alla rete elettrica nazionale alla modalità in isola (off-grid) massimizzando i benefici energetici ottenibili. Tutto questo mantenendo sempre il bisogno dell'utente al centro del sistema, sviluppando una visione di insieme e concentrandosi sull'efficienza dell'integrazione fra i diversi processi coinvolti.

In tempi recenti molti modelli di simulazione sono stati sviluppati per la gestione delle microgrid o VPP. Generalmente si possono classificare in due categorie:

- modelli logistici, usati principalmente per le previsioni di medio-lungo termine, nella definizione della taglia delle componenti e per fornire input per le analisi economiche;
- modelli dinamici, utilizzati per definire il design dei componenti, per la valutazione della stabilità (anche istantanea) del sistema e per determinarne la qualità.

Un'altra importante distinzione dei modelli sviluppati può essere effettuata in base agli approcci che vengono implementati. Diversi attori nel panorama energetico stanno affrontando il problema ed è facile che ognuno sviluppi maggiormente il modello in funzione delle proprie priorità. In particolare questa distinzione può essere riassunta in tre classi differenti:

- approccio commerciale, utilizzato dalle aziende del mercato energetico che stanno sviluppando modelli da poter introdurre nelle applicazioni pratiche su richiesta del cliente. Sono strumenti privati e lo sviluppo rimane interno all'azienda proprietaria;
- approccio scientifico, molti centri di ricerca e università sono coinvolti nell'implementazione di questi strumenti. E' utilizzato un criterio più teorico;
- infine esiste un terzo approccio che rappresenta una buona combinazione fra quello commerciale e quello scientifico.

Vengono ora riportati due esempi di strumenti relativi alla pianificazione energetica radicalmente diversi. Il primo HOMER Energy[®], modello logistico, è stato sviluppato in ambito di ricerca, è un prodotto scientifico e molto usato in cui è introdotto un approccio teorico ma si adatta bene anche per fini commerciali. Il secondo DEMS[®], modello dinamico, è un prodotto di Siemens è privato e si basa sullo studio del singolo caso applicativo. Infine sono riportati brevemente altri modelli a testimonianza di quanto interesse suscita l'ottenimento di uno strumento di pianificazione energetica sia nell'ambito di ricerca scientifica che commerciale.

4.2 HOMER Energy[®]

HOMER Micropower Optimization Model è un modello computerizzato sviluppato da U.S National Renewable Energy Laboratory (NREL) per l'assistenza nell'organizzazione di una microgrid e per facilitare la comparazione e la scelta della miglior soluzione tecnologica di generazione energetica attraverso un ampio range di applicazioni. Il programma è utilizzato in più di 193 paesi con 48,000 utenti, di cui più del 50% sono nell'Europa Occidentale e negli Stati Uniti. HOMER modella il comportamento fisico del sistema di produzione e il costo del ciclo di vita, che rappresenta i costi totali dell'installazione e di manutenzione. Il software permette all'utente di valutare le diverse opzioni in funzione dei meriti tecnici e economici. Possono rientrare nell'analisi modelli connessi alla rete e sistemi off-grid che comprendano carichi elettrici ma anche termici. HOMER svolge tre funzioni principali: simulazione, ottimizzazione e analisi di sensibilità. Nel processo di simulazione HOMER modella le performance di una particolare configurazione di sistema per ogni

ora di un anno per determinare la fattibilità e i costi del ciclo di vita. Nell'ottimizzazione vengono simulate le diverse configurazioni per trovare quella più soddisfacente in base ai vincoli tecnici al minor costo di ciclo di vita. Nell'analisi di sensibilità HOMER svolge molteplici ottimizzazioni sotto una serie di ipotesi di ingresso per valutare gli effetti delle incertezze o eventuali cambiamenti negli input del modello. La fase di ottimizzazione determina il valore ottimo delle variabili sulle quali l'operatore ha un certo controllo, come il mix, la taglia o la quantità dei componenti che formano il sistema, mentre l'analisi di sensibilità aiuta a valutare gli effetti di incertezza o di variazione delle variabili su cui il progettista non ha controllo, come ad esempio la velocità media del vento o il futuro prezzo del carburante. Per limitare la complessità e per permettere sufficienti calcoli, per rendere praticabile l'ottimizzazione e l'analisi di sensibilità, la logica di simulazione di HOMER è meno dettagliata di altri modelli di simulazione delle serie temporali per sistemi microgrid. Di tutti i modelli HOMER è il più flessibile in termini di varietà di sistemi che possono essere simulati.

HOMER può modellizzare un'ampia varietà di configurazione di sistema, anche contenenti banchi di batterie e diversi generatori. Ciò richiede una strategia di dispacciamento che determina come e quando vengono caricate le batterie. In particolare sono integrati due metodologie, la prima è "load-following" dove le batterie sono ricaricate solo con la generazione da fonte rinnovabile; la seconda "cycle-charging" consente a ogni generatore di caricare le batterie con l'energia in eccesso al netto di quella fornita ai carichi comportando quindi un sovradimensionamento del generatore.

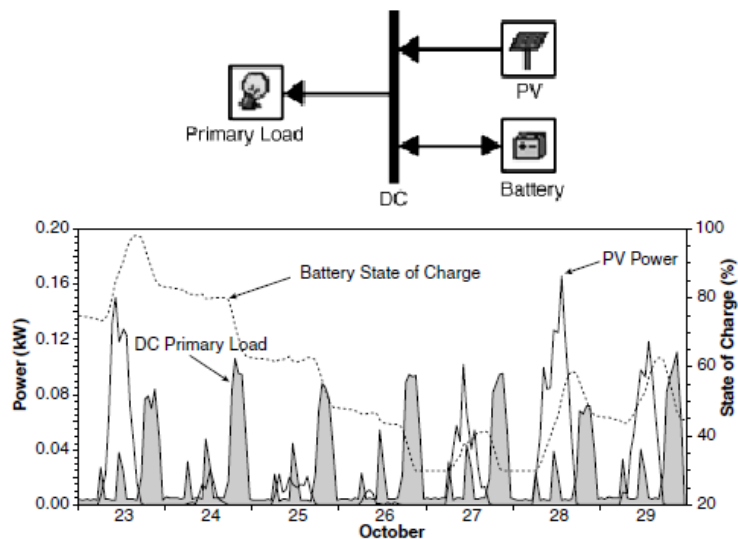


Figura 4.1 – Schema di un sistema simulato da HOMER con i relativi risultati orari della simulazione

I due scopi della simulazione sono quello di determinare se il sistema è possibile, cioè se l'approvvigionamento del carico elettrico e termico è

garantito, se i vincoli imposti dal progettista sono soddisfatti, e di valutarne il costo del ciclo di vita. Al fine di questo secondo obiettivo viene utilizzato il *total net present cost* (NPC) che include i flussi di cassa futuri attualizzati al presente e comprende il costo di investimento, il costo di sostituzioni di componenti, costo di manutenzione e del carburante ma anche il costo dell'energia approvvigionata dalla rete. L'NPC è un parametro utile per confrontare l'aspetto economico delle varie configurazioni. Per ottenere questi due risultati vengono simulate tutte le ore di un anno e per ciascuna di esse è determinata la potenza disponibile da fonte rinnovabile confrontandola con la domanda elettrica oraria, *Figura 4.1*. Terminato questo processo viene valutato se i vincoli imposti dall'operatore vengono rispettati e come è soddisfatta la richiesta totale di domanda elettrica, la porzione del contributo delle fonti rinnovabili e le emissioni di inquinanti. La discretizzazione di un'ora è sufficientemente piccola da catturare la maggior parte degli aspetti statistici del carico e dell'intermittenza delle rinnovabili ma senza appesantire i processi di calcolo. Nel processo di ottimizzazione si determina la miglior configurazione possibile, quella che soddisfa i vincoli specifici imposti al minor NPC. Lo scopo di questo processo è quello di garantire i valori ottimali di ogni variabile decisionale (taglia di un array PV, numero di turbine eoliche, numero di batterie, etc) che interessi all'operatore. Nell'ottimizzazione HOMER simula ognuna delle configurazioni di sistema e forma il ranking come nell'esempio in *Figura 4.2*.

				FL30	Gen (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Diesel (L)	Gen (hrs)	
					1	135	64	30	\$ 216,500	\$ 849,905	0.273	75,107	4,528
					2	135	64	30	\$ 346,500	\$ 854,660	0.274	54,434	3,350
					1	135	48	30	\$ 200,500	\$ 855,733	0.275	78,061	4,910
					2	135	48	30	\$ 330,500	\$ 856,335	0.275	57,654	3,685
					2	135	32	30	\$ 314,500	\$ 873,322	0.280	62,394	4,139
					2	135	96	60	\$ 401,000	\$ 878,370	0.282	48,139	2,603
					2	135	64	60	\$ 369,000	\$ 880,421	0.282	52,999	3,195
						135	64	30	\$ 86,500	\$ 885,175	0.284	101,290	5,528
					1	135	96	30	\$ 248,500	\$ 887,379	0.285	74,193	4,346
						135	48	30	\$ 70,500	\$ 888,528	0.285	104,009	6,067
					1	135	32	30	\$ 184,500	\$ 889,688	0.285	85,310	5,615
					2	135	96	30	\$ 378,500	\$ 890,504	0.286	52,442	3,136
					2	135	48	60	\$ 353,000	\$ 891,896	0.286	57,316	3,615
					2	135	32	60	\$ 337,000	\$ 905,959	0.291	62,312	4,080
					2	135	128	60	\$ 433,000	\$ 907,508	0.291	45,596	2,226
					1	135	64	60	\$ 239,000	\$ 911,667	0.292	77,753	4,613
						135	96	30	\$ 118,500	\$ 912,410	0.293	101,003	5,330

Figura 4.2 – Tabella conclusiva dei risultati del processo di ottimizzazione implementato da HOMER.

In cui le prima otto colonne esprimono le variabili decisionali dell'operatore e le successive cinque i risultati di ognuna simulazione. E' inoltre possibile

visualizzare i dati della simulazione completa, compresi i dati orari o visualizzare le migliori tipologie con i costi più bassi per ogni tipo di configurazione. La scelta finale è comunque lasciata all'operatore.

L'analisi di sensibilità permette di determinare la configurazione ottima sotto un particolare set di assunzioni in input. HOMER esegue l'analisi con qualsiasi numero di variabili sensibili e ogni combinazione di variabili sensibili genera un caso distinto. Il primo scopo dell'analisi di sensibilità è quello di far fronte all'incertezza, ma può anche essere utile nella ricerca di trade-off.

Per quanto riguarda i modelli fisici utilizzati da HOMER si dividono in carichi e risorse. I carichi possono essere primari (continuativi nel tempo), dilazionabili (domanda elettrica da supportare in periodi di tempo stabiliti e ristretti) e termici. Questi dati possono essere introdotti dall'operatore su base oraria oppure derivati da HOMER, sempre su base oraria, dall'inserimento nel programma dei dati della giornata media. L'operatore può inoltre decidere di specificare un profilo di 24 ore per un anno intero o diversi profili per ogni mese o per giorni feriali o festivi. Il termine risorsa per HOMER equivale a tutto ciò che è utilizzato per produrre energia elettrica o termica, quindi fonti rinnovabili ma anche sistemi a diesel come motori endotermici. Il modello della risorsa solare si basa sull'inserimento di dato medio orario o mensile della radiazione solare su superficie orizzontale, o il dato mensile "*clearness index*", cioè il rapporto della radiazione solare che colpisce la superficie terrestre e della radiazione solare che colpisce la parte superiore dell'atmosfera, è compreso fra 0 e 1. Approccio simile è implementato sia per la risorsa eolica, con la possibilità di inserire dei dati medi orari o mensili, sia per quella idrica, dati del flusso d'acqua in un anno o dati medi mensili. I componenti simulabili da HOMER sono 10, di cui 3 generano elettricità da fonte rinnovabile intermittente (moduli PV, turbine eoliche e turbine idriche) e altri tre producono elettricità in ac o dc (generatori, rete elettrica e bruciatori, quest'ultimi con la possibilità di produrre anche energia termica) Due componenti convertono energia elettrica in altre forme energetiche (convertitori e elettrolita). Inoltre vengono simulati i comportamenti aggregati dei vari componenti ora per ora, ciò richiede la decisione di scelta del generatore in funzione e quanta potenza produce, se le batterie sono nella fase di carica o scarica e se comprare energia dalla rete o immetterne. L'algoritmo di HOMER simula come i vari componenti lavorano insieme come sistema unico. L'*operating reserve (spinning reserve)* incide sulla decisione di dispacciamento di HOMER. L'*operating reserve* orario necessario è calcolato come una frazione del carico primario orario sommato a una frazione del picco annuale, a una frazione della potenza oraria generata dal PV e dell'eolico. Più è variabile la produzione dalle fonti non programmabili (specifica dell'operatore) e più lo scenario sarà conservativo. Per i generatori programmabili la capacità operativa corrisponde in quantità pari alla massima potenza erogabile, quelli non programmabili apportano il loro contributo con una quantità di potenza pari a quella che stanno producendo. Per i sistemi

collegati alla rete il concetto di operating reserve non ha virtualmente effetti poiché in genere la capacità della rete è sufficiente da coprire l'operating reserve richiesto. Se le fonti non programmabili non riescono a approvvigionare la domanda o l'operating reserve HOMER determina la soluzione migliore per far adempiere questi compiti alle fonti programmabili, seguendo sempre il criterio di contenere i costi tramite due indicatori, fixed cost in \$/ora e i costi marginali in \$/kWh [41] [42].

4.3 DEMS[®] Decentralized Energy Management System

DEMS è un pacchetto software per la gestione energetica di VPP (aggregato di impianti di GD e/o di utenze elettriche integrati per agire come una singola unità verso il sistema esterno; le unità possono essere dislocate in un'unica area o a grande distanza fra loro) e microgrid sviluppato da Siemens basato su un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). L'implementazione di VPP e microgrid deve essere legata alla disponibilità di un sistema di gestione dell'energia che controlli, programmi e ottimizzi il funzionamento delle unità decentralizzate di produzione e consumo, che integri la previsione di carichi elettrici e la generazione da fonte rinnovabile, che raccolga ed archivi dati per procedere ai calcoli di ottimizzazione considerando anche i vincoli imposti. Per garantire la pianificazione del funzionamento il software deve essere preciso e i requisiti impiegati per definire i metodi di previsione possono cambiare in funzione dell'obiettivo di gestione. Il dispacciamento delle unità di produzione è effettuato sulla base di risultati degli algoritmi di previsione e della situazione rilevata in tempo reale. Tali attività sono complesse e si basano su procedure di calcolo automatico veloci e affidabili. La struttura modulare di DEMS permette l'adattamento ad ogni scenario, garantisce la gestione della microgrid non sostituendosi alle apparecchiature di automazione necessarie per il funzionamento in tempo reale dei vari componenti, ma ne determina il programma ottimo di esercizio secondo diversi obiettivi. Il software dispone di un'ampia gamma di elementi suddivisi in varie classi che vengono rappresentati tramite modelli.

- **Contract:** classe utilizzata per modellizzare i contratti per l'acquisto e la vendita di energia elettrica e gas metano considerando i vincoli sulle emissioni.
- **Converter, Battery, Storage and Renewable Unit:** classe utilizzata per modellizzare le diverse macchine che operano la conversione energetica come turbine, caldaie o pompe, dispositivi di accumulo elettrochimico o stoccaggio di acqua calda, vapore e flywheels; ma anche tecnologie che sfruttano risorse rinnovabili.

- Fixed, Interruptible and Controllable Demand: classe utilizzata per modellizzare la domanda di energia non flessibile (da soddisfare sempre in qualsiasi situazione), la domanda che può essere interrotta temporaneamente.
- Anche le perdite di rete, le emissioni e nodi di bilanciamento in grado di definire la tipologia dei flussi energetici del sistema sono rappresentate nell’algoritmo di DEMS.

Tutte le metodologie di rappresentazione non sono pubbliche in quanto DEMS è un software privato e utilizzato solo da Siemens, e perciò non sono riportate. Le applicazioni di pianificazione modellano i costi e i ricavi considerando i vincoli operativi per tutti i flussi energetici e relativi vettori. Tramite DEMS è possibile controllare tutte le unità di generazione, di stoccaggio. Il software ha inoltre delle funzionalità di controllo volte a mantenere un profilo concordato di produzione/consumo di energia elettrica sul punto di scambio con la rete.

In *Figura 4.3* sono riportati i moduli di DEMS tipici dei sistemi di controllo di potenza, il front-end di comunicazione, l’interfaccia utente e gli strumenti di archiviazione e di reporting. Sono presenti anche strumenti per applicazioni avanzate come le previsioni di carico, di generazione da fonti rinnovabili.

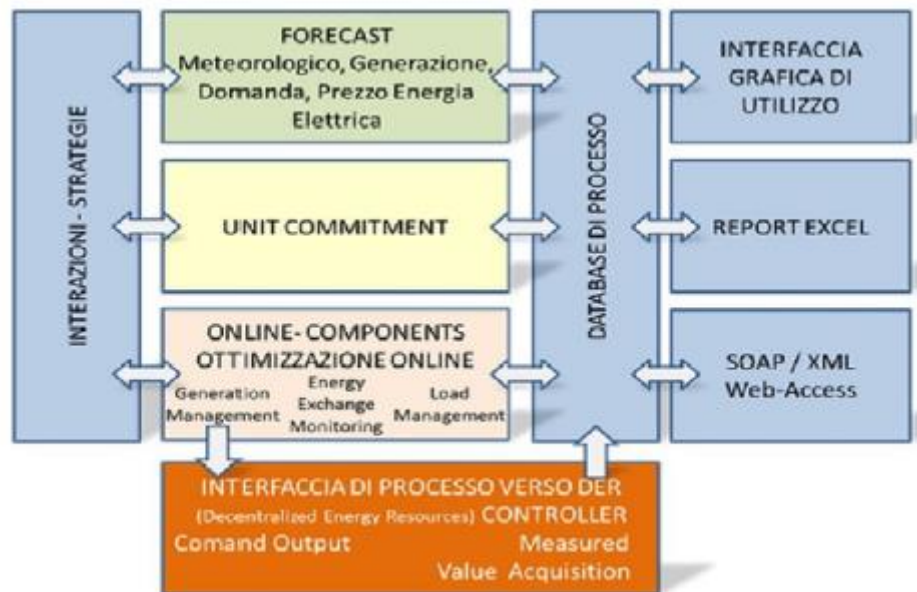


Figura 4.3 – Architettura di DEMS

Il modulo della previsione dei carichi fornisce una previsione per più classi. I dati necessari sono le serie storiche misurate nella risoluzione temporale delle funzioni di pianificazione. Un modello lineare consente la modellazione del comportamento della domanda in funzione di variabili influenti, come i tipi di

giorno, le variabili metereologiche o i piani di produzione programmati. Il modulo relativo alla previsione della generazione calcola la produzione attesa sulle condizioni metereologiche previste. L'algoritmo di previsione consiste in una trasformazione lineare a tratti di due variabili meteo secondo una matrice di trasformazione data (e.g. velocità e direzione del vento per l'eolico), sono considerate anche le misurazioni storiche di potenza e metereologiche disponibili. Un modulo relativo alla programmazione d'esercizio determina i set point di funzionamento per tutte le unità flessibili, ponendo come funzione obiettivo la differenza fra ricavi e costi operativi. Il controllo di tutte le unità di stoccaggio e generazione presenti nella microgrid sono effettuate dal modulo relativo al controllo automatico di generazione che calcola per ciascuna unità i set point di regolazione e i comandi di avvio/arresto. Anche i carichi flessibili sono supervisionati da questo modulo [43].



Figura 4.4 - Funzionalità del DEMS

Un'applicazione pratica rilevante di DEMS è il progetto FENIX [44] (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution), progetto pilota di collaborazione europea, finanziato parzialmente dalla Commissione Europea, cominciato nel 2005 e durato 4 anni. Hanno partecipato 20 tra partner industriali, utilities, centri R&D e università. Le realizzazioni in campo sono avvenute in Spagna (Bilbao), Paesi Baschi e a Londra. In particolare nel progetto di Bilbao erano coinvolte unità di GD per 168 MW, la rete elettrica di distribuzione con un carico di picco di 320 MW a due livelli di tensione con connessione alla rete di trasmissione tramite 4 cabine primarie. Gli obiettivi erano quello di dimostrare la possibilità di un VPP di partecipare al Mercato elettrico del Giorno Prima (MGP) e al mercato dei servizi ancillari. Tutti i profili erano resi disponibili al DEMS che li aggregava così da avere un unico profilo dato dalla combinazione secondo una logica di ottimizzazione dei costi di esercizio e dei ricavi conseguibili dalla vendita dell'energia. I risultati riportati

mostrano la possibilità di modificare radicalmente il ruolo delle unità di GD da semplici utenti passivi a elementi attivi sia nella gestione del sistema elettrico di distribuzione, contribuendo anche al mantenimento di livelli ottimali di tensione all'interfaccia fra trasmissione e distribuzione, sia per il mercato elettrico. Il progetto è stato utile anche per definire l'uso delle unità di back-up diesel e batterie. Per quanto riguarda l'Italia, DEMS è stato applicato in un progetto del campus universitario di Savona, Smart Polygeneration Microgrid (SPM) [43].

4.4 Altri modelli di pianificazione energetica

I due esempi appena riportati non sono gli unici modelli di pianificazione energetica, molti altri sono stati sviluppati sia in fase di ricerca scientifica sia per approcci commerciali.

- ABB ha sviluppato MGC600 (Microgrid Controller 600) [45], è uno strumento progettato per gestire e automatizzare i sistemi di produzione energetica che utilizzano diverse fonti, aiutando l'integrazione delle FRNP. La tecnologia consiste in IDC (Intelligent Distributed Controllers) hardware. Il sistema di controllo ha un software sviluppato internamente all'azienda. La comunicazione viaggia su un'infrastruttura Ethernet. Le funzioni di controllo forniscono la gestione dello *spinning reserve*, della capacità di carico e della generazione, oltre che del sistema di accumulo e della domanda di carico.
- Hybrid2, è il tool sviluppato nel 1994 dal National Renewable Laboratory e da University of Massachusetts per le previsioni di lungo periodo dei sistemi di generazione "ibrida". Caratterizzato da un'interfaccia semplice per l'utente, fornisce una notevole flessibilità nella configurazione del sistema da simulare. Come input necessita del carico, i parametri delle risorse (come la velocità del vento, l'irraggiamento, temperatura ambiente...), la configurazione del sistema e i costi dei componenti e del carburante. Gli output sono il consumo e la produzione energetica divisa nei componenti di produzione e carico, il comportamento del genset diesel e del sistema di storage, la taglia ottima delle tecnologie di generazione e infine l'analisi del costo del ciclo di vita [46] [47].
- Un ulteriore metodo è stato sviluppato dalla Dresden University of Technology in [48]. Il metodo è caratterizzato da un modulo di previsione basato su dati storici per i carichi e previsioni meteorologiche per la produzioni da FRNP. Il periodo di previsione fa riferimento alle 24 ore successive con 96 intervalli discreti (15 minuti). La previsione dipende molto dalla qualità dei dati in input. Per ogni risorsa o carico vengono determinati per ogni intervallo due valori, il valore atteso di produzione e la

sua deviazione standard. E da un modulo di ottimizzazione, basato sulle previsioni eseguite determina l'allocazione migliore di produzione di potenza. Il criterio usato è quello di minimizzare i costi. Viene utilizzato un algoritmo evolutivo che realizza strategie di evoluzione e dà la possibilità di ottimizzare la funzione obiettivo in modo quasi arbitrario. L'algoritmo evolutivo utilizza i principi di replica errata e selezione cumulativa. Lavorando con questo algoritmo la pianificazione di tutti i componenti del sistema energetico in esame vengono codificati per il periodo di ottimizzazione come un vettore o una matrice. Esso convergerà a una soluzione, ma la velocità di convergenza può essere notevolmente migliorata utilizzando un algoritmo ibrido, nel quale vengono raggruppate le repliche della prima generazione in regioni dello spazio di risoluzione tramite un algoritmo di inizializzazione.

- Un nuovo modello di simulazione di smart grid viene implementato e presentato dalla Lund University (Dipartimento di ingegneria industriale elettrica e la facoltà di automazione). Lo sviluppo di un generico modello per le smart grids focalizzato sulle "smart house" ha come scopo verificare la possibilità di ridurre i picchi di consumo, diminuire il costo dell'elettricità e migliorare la stabilità della rete. I modelli sono stati sviluppati in *Dymola* (Dynamic Modeling Language) usando il linguaggio *Modelica* e *C++* per sviluppare il programma di controllo. Il progetto si limita allo sviluppo di un modello DC di un'abitazione e una rete DC di media tensione. L'abitazione è caratterizzata da diversi carichi e può essere contraddistinta dalla produzione energetica da FRNP (micro eolico e solare fotovoltaico) e dalla presenza di un sistema di accumulo con batterie che vengono caricate quando il prezzo dell'elettricità erogata dalla rete è basso [49].

4.5 Obiettivi del lavoro di tesi

In questo lavoro di tesi viene affrontato lo sviluppo di una procedura di pianificazione energetica che sia in grado di rispondere al meglio alle criticità evidenziate nei capitoli precedenti. Ci si è prefissato di sviluppare un sistema che potesse essere utilizzato in ogni tipo di contesto, che vada dall'inserimento di FRNP all'interno di un sistema elettrico già consolidato, come potrebbe essere la situazione riscontrabile in un contesto europeo, all'implementazione della struttura di una microgrid in un ambiente rurale in un paese in via di sviluppo, in cui il sistema elettrico non è ben strutturato, per il funzionamento di un'isola elettrica. Al variare dell'ambientazione di sviluppo del sistema in esame lo strumento deve rispondere con la stessa precisione. Non devono esistere casi in cui l'applicativo non può essere utilizzato, un caso varia dall'altro solamente per le condizioni al contorno che, una volta determinate, permettono al software di procedere con l'elaborazione. Un'altra componente fondamentale è la semplicità. L'obiettivo è quello di ridurre al minimo indispensabile l'intervento dell'operatore, il quale al termine dell'inserimento dei dati necessari di input per l'avvio del programma è perfettamente guidato nel percorso di programmazione. Si è cercato in questo modo di mantenere la scientificità dell'approccio limitando la soggettività legata all'operatore e sviluppando il programma sull'analisi di indicatori matematici oggettivi che determinano il contesto e le risorse presenti che possono essere sfruttate. In questo modo la misura del problema risulta univoca passando dall'essere di tipo soggettivo umano ad un problema oggettivo e matematico. Un'ulteriore valore è aggiunto dalla "misura del contesto", vengono perciò esaltate e valorizzate al meglio le risorse (o il mix di risorse) che sono legate al territorio e alle condizioni in cui il problema è inserito. La semplicità di utilizzo da parte dell'operatore però non caratterizza la fase di calcolo che deve essere rigorosa e scientifica. E' stata sviluppata così sul programma MATLAB/Simulink®, mentre le fasi di input dei dati e di output dei risultati ottenuti dal programma sono su file Excel®, strumento di comune utilizzo e conosciuto da qualsiasi tipo di operatore.

Lo strumento analizza i dati di input e da essi genera una classificazione delle generazioni che collimano al meglio con i dati di carico inseriti, evidenziando il comportamento di ogni componente per un determinato arco di tempo. Viene anche data la possibilità di considerare per ogni tipo di sistema l'inserimento di un accumulo energetico opportunamente modellizzato nel software. In *Figura 4.5* è riportato uno schema concettuale dell'applicativo sviluppato. Vengono evidenziati i parametri di input e risultati in output, sono indicati i concetti su cui che sono alla base della procedura realizzata. Analizzando più nel dettaglio gli input sono i dati del profilo di carico orario per un intero anno solare e le $n = 1, 2, \dots, N$ generazioni che vengono incluse nell'analisi per l'approvvigionamento della richiesta energetica. Anche in questo caso i dati

sono orari e corrispondenti per un intero anno solare. Questi dati sono inseriti nello strumento che, tramite un'apposita metrica di analisi caratterizzata da indicatori puramente matematici, definisce una gerarchia di preferenza le *n-esime* generazioni. Terminata questa prima fase, il prosieguo vede la scelta e l'inserimento di più generazioni generando diverse combinazioni e mix energetici. Anche in questa fase è espressa la preferenza per una composizione del sistema energetico che viene eletta in funzione della compatibilità con la richiesta energetica. Le scelte sono legate alle funzioni obiettivo, che sono determinate dalle condizioni al contorno, ovvero l'ambiente e il contesto in cui è inserito il sistema energetico, ma anche le modalità di utilizzo o i vincoli imposti dall'operatore. Una ampia descrizione della metrica della fase analitica e dei criteri con cui sono effettuate tali decisioni è espressa nei capitoli successivi. Va considerata anche la possibilità di poter inserire un sistema di accumulo energetico. Questa condizione è più o meno stringente a seconda della struttura del sistema, ma è un aspetto che deve essere considerato per ottenere un risultato efficiente e uno strumento che sia in grado di adeguarsi ad ogni ambito applicativo.

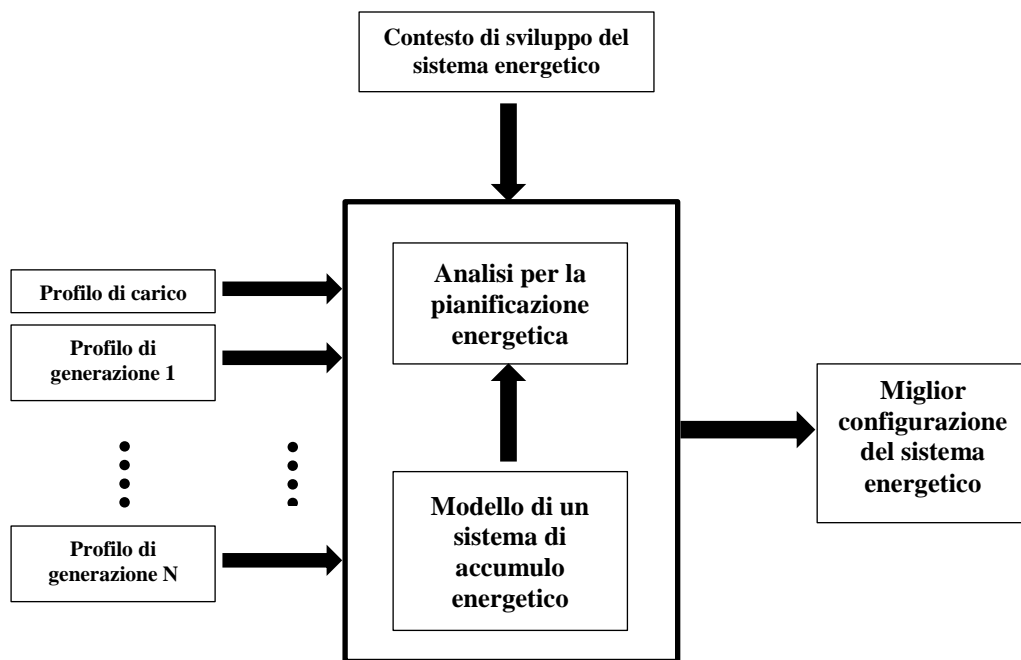


Figura 4.5 - Modello dello strumento di pianificazione energetica

Distaccandosi da quanto visto in letteratura, dagli esempi di applicativi legati alla pianificazione energetica riportati, il lavoro svolto e il fine prefissato sono di ottenere una prima analisi per la strutturazione del programma, utilizzando un primo set di indicatori matematici e una prima metrica di implementazione. Il

programma è nella fase iniziale di sviluppo e non ha ancora l'ambizione di competere con strumenti già esistenti in letteratura e ben collaudati.

4.6 Modelli di rappresentazione del comportamento di un sistema di accumulo elettrochimico

Dalla descrizione degli strumenti di pianificazione energetica appare chiaro come l'importanza di un modello di rappresentazione del sistema di accumulo influenzi l'efficacia e la possibilità di utilizzare tale strumento. Le funzioni di un sistema di accumulo sono molte e sono state riportate nel Capitolo 3 e variano a seconda del contesto in cui è installato. Appare chiara la funzione in un sistema ad isola dove un sistema di storage può garantire la continuità del servizio sopperendo alla mancanza di risorse energetiche e coprendo quella parte di carico che altrimenti rimarrebbe scoperta e la regolazione di tensione. Per i sistemi con connessione alla rete l'accumulo energetico può essere molto utile nella gestione del sistema elettrico come UPS (Uninterruptible Power Supply), è in grado di assorbire e rilasciare energia senza le inerzie tipiche degli impianti tradizionali. Può inoltre essere impiegato per vari scopi, quali il livellamento della curva di immissione e/o prelievo, la risoluzione delle congestioni di rete, la costituzione di riserva di potenza per il sistema, la disponibilità della funzione di black-start ed il miglioramento della qualità del servizio attraverso la compensazione di disturbi come le sovratensioni o i buchi di tensione e il flicker. Sono un aspetto interessante anche per aiutare e facilitare l'integrazione delle FRNP, favorendo l'autoconsumo sincrono e l'evoluzione dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), ovvero sistemi in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile con potenza complessivamente non superiore a 20 MW_e gestiti dal medesimo produttore, sono direttamente connessi tramite un collegamento privato, all'unità di consumo di un solo cliente finale. Sono tutte funzioni che possono garantire l'evoluzione del dispacciamento nei sistemi energetici dei paesi con una struttura di rete ben consolidata e che ad oggi devono far fronte a nuovi sviluppi e radicali modifiche del proprio sistema elettrico. Ma un sistema di storage è utile anche in quelle regioni dove la rete elettrica è meno articolata, come molto spesso si verifica nei paesi in via di sviluppo, dove sono molto più frequenti i sistemi ad isola e dove l'apporto di un sistema di accumulo ha la funzione di sicurezza e continuità del servizio ma può anche assicurare una certa capacità di gestione meno vincolata dell'approvvigionamento energetico, garantendo la possibilità di staccarsi dalla rete quando le tariffe dei prezzi dell'energia elettrica erogata sono alti.

Uno strumento di pianificazione energetica deve avere incorporato un buon modello che possa ben rappresentare il comportamento del sistema di accumulo energetico. I modelli utilizzati possono essere distinti in due categorie, come nel seguito descritto.

- Modello “elettrico”: è il modello di batteria più dettagliato, si basa sui parametri fondamentali della batteria come la tensione e la corrente. Spesso è modellizzato tramite un circuito elettrico equivalente e risponde bene a transitorio.
- Modello “energetico”: rappresenta le prestazioni del sistema di accumulo dal punto di vista energetico, non modella la batteria ma il comportamento caratterizzato dalla discretizzazione della potenza, del rendimento in funzione dell’energia presente nello stesso istante nell’accumulo, SOC (*State of Charge*). È una rappresentazione più semplificata.

Di seguito sono riportati dei modelli che appartengono a entrambe le categorie sopra citate per la rappresentazione del comportamento delle batterie elettrochimiche.

4.6.1 Modelli elettrici per un sistema di accumulo a batterie elettrochimiche

Vi sono diversi modelli elettrici di rappresentazione di un sistema di accumulo, variano in complessità e approcci utilizzati.

I parametri della batteria che vengono solitamente considerati per la formulazione di un modello sono [50]:

- Resistenze interne, che si dividono in *resistenza di autoscarica*, tiene conto della resistenza di elettrolisi dell’acqua ad alta tensione e delle deboli perdite che si hanno con il tempo ai terminali di batteria, sono molto sensibile alla temperatura e inversamente proporzionali alle variazioni termiche [51]. *Resistenza di carica e scarica*, , associata alla resistenza dell’elettrolita, delle piastre o del fluido , inoltre possono variare fra fase di carica e fase di scarica. *Resistenza di sovraccarica o di sovrascarica*, è legata alla fase di sovraccarica o di sovrascarica, situazioni in cui la resistenza interna può aumentare significativamente per la diffusione dell’elettrolita.
- Tipo di scarica: *scarica continua* avviene quando la batteria eroga in modo continuativo energia al carico e la capacità di batteria decresce continuamente. *Scarica intermittente* avviene quando l’alimentazione del carico subisce interruzioni, quando la batteria opera in questa modalità si possono avere tempi di scarica più lunghi.
- Modalità di scarica: *carico costante* quando la batteria eroga energia a un carico resistivo costante e la corrente di batteria decresce come la tensione di batteria. *Corrente costante*, quando la corrente va dalla batteria a un carico che costantemente riduce la resistenza , la durata della scarica è minore in quanto la corrente media richiesta è più alta. *Potenza costante*, una potenza costante viene erogata dalla batteria al carico così che la corrente del carico aumenta per compensare la

diminuzione della tensione di batteria, è la modalità che porta alla scarica completa nel minor tempo.

- Entità della carica/scarica: per aumentare la vita utile della batteria l'entità di carica/scarica non deve essere troppo elevata, è da considerare anche la frequenza con cui la batteria passa da una fase all'altra.

Questa tipologia di modelli si divide in due categorie, elementari e dinamici.

4.6.1.a Modelli elementari

I modelli elementari sono i più semplici. Vi sono diverse modellizzazioni, tra i più utilizzati c'è il **Modello semplice**, consiste in una batteria ideale con tensione a vuoto E_0 con una resistenza interna costante in serie. V_0 è la tensione ai morsetti di batteria, *Figura 4.6*.

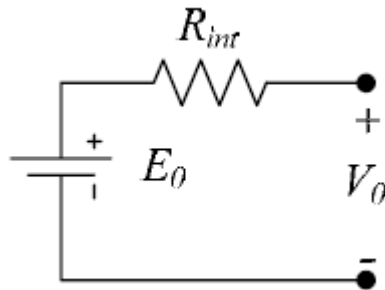


Figura 4.6 - Modello circuitale semplice

V_0 può essere ottenuta da prove a vuoto della batteria, anche le resistenze interne sono misurate in questo modo ma anche dalla prova a carico della batteria con piena carica. Non sono tenute in considerazioni le variazioni dell'impedenza interna della batteria e dello stato di carica (*SOC, State of Charge*). A tal proposito è stato implementato il **Modello modificato** da [52] in cui è proposto lo stato di carica rendendo la resistenza interna variabile in funzione dello stato di carica:

$$R_{int} = \frac{R_0}{SOC^k} \quad (4.1)$$

Dove R_0 è la resistenza interna iniziale calcolata quando la batteria è a piena carica e:

$$SOC = 1 - \frac{Ah}{C_{10}} \quad (4.2)$$

Dove C_{10} è la capacità nominale misurata sulla scarica di 10 ore alla temperatura di riferimento e con Ah si intende l'integrale della batteria, k è un coefficiente in

funzione dell'entità della scarica calcolato sulla base di dati forniti dai costruttori. Questo modello ha lo svantaggio che coefficienti k sono ricavati da validazioni software effettuate su prove eseguite in laboratorio e non sono ricavabili da dati presenti sui datasheet. Un altro modello molto utilizzato è il **Modello di Thevenin**, *Figura 4.7*, che consiste in una sorgente di tensione E_0 in serie alla resistenza interna e al parallelo di una resistenza e di una capacità di svorazione (R_0 , C_0). La prima rappresenta la resistenza non lineare dovuta al contatto fra piastra e elettrolita, la seconda la capacità delle piastre parallele. Tutti gli elementi vengono presi costanti, ma in realtà sono funzioni delle condizioni della batteria.

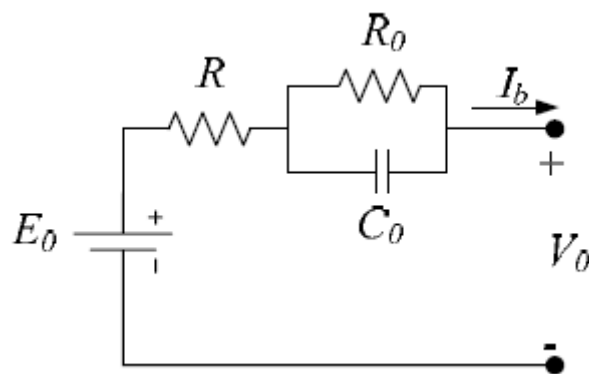


Figura 4.7 - Modello di Thevenin

Un'evoluzione del modello di Thevenin è il **Modello elettrico lineare** e i **modelli di Thevenin modificati**. Tutti i modelli circuitali sono lineari o al massimo permettono di rappresentare qualche non linearità, rendendo molto laboriosa una simulazione di una batteria operante, all'interno di uno stesso ciclo, a valori di stato di carica molto differenti fra loro [50].

4.6.1.b Modelli dinamici

Un modello dinamico include in input interazioni con la temperatura di esercizio (θ_a) e con la corrente di uscita della batteria (I_0). Gli output sono la tensione di batteria (V_0), la carica estratta (Q_e) e la temperatura dell'elettrolita (θ), *Figura 4.8* [50]

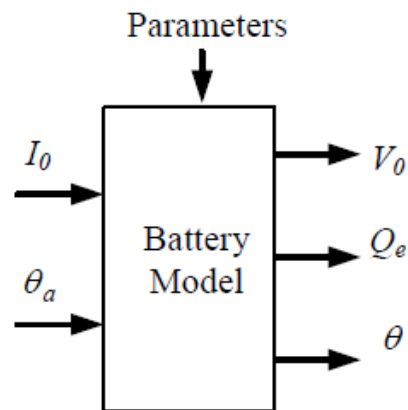


Figura 4.8 - Modello dinamico generico

Il circuito equivalente del sistema è rappresentato in Figura 4.9 [50]

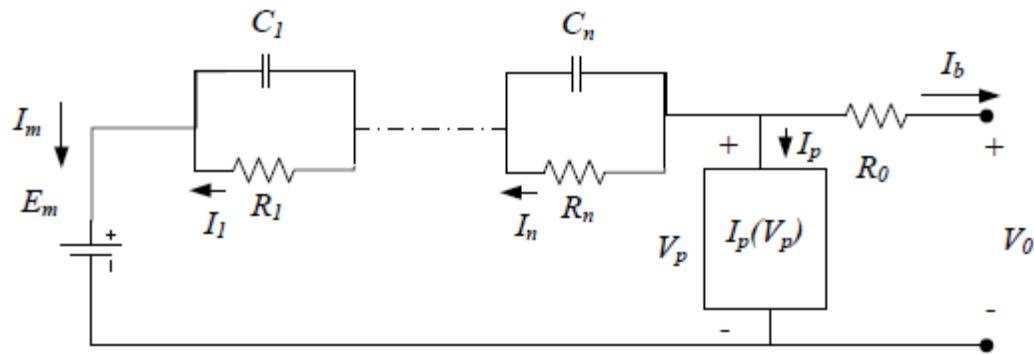


Figura 4.9 - Modello dinamico della batteria

Le resistenze e le capacità del circuito sono funzioni del SOC e della temperatura dell'elettrolita. Il modello è costituito da due rami, principale (serie) e parassita (derivata). Il primo ha un numero n di blocchi R-C che simulano il comportamento dinamico della batteria. I circuiti non sono costanti e dipendono dal SOC e da θ . Approssimando la costante di tempo τ_k può essere considerata costante

$$\tau_k = R_k C_k \quad (4.3)$$

Il ramo parassita simula la maggior corrente richiesta durante la fase di carica della batteria. La modellizzazione richiede l'identificazione di diversi parametri per differenti stati di carica della batteria [50].

Esistono vari metodi di parametrizzazione, tra i quali quello basato sulle curve di carica e scarica come riportato in [53] dove è presentato un modello del terzo ordine, o in [54] dove è presentato un modello di batteria applicato a una simulazione dinamica tramite software. Il modello considera la batteria come un

generatore di tensione con in serie una resistenza, i parametri possono essere facilmente estratti dalle curve di scarica dai datasheet forniti dal costruttore. In [55] e [56] vengono riportate applicazioni in cui un modello dinamico è inserito in un contesto di sistema BESS (*Battery Energy Storage System*) per applicazioni con generazione di energia da fonti rinnovabili.

In strumenti di pianificazione energetica, come HOMER o HYBRID2, è implementato un metodo definito *Kinetic Battery Model* [57].

4.6.2 Modelli energetici per un sistema di accumulo a batterie elettrochimiche

I modelli energetici sono più semplici e meno dettagliati di quelli della modalità elettrica, non modellizzano la batteria ma discretizzano il rendimento e i flussi energetici e di potenza. La particolarità di questi modelli, e il principale motivo per cui sono utilizzati in molti lavori di ricerca, è che sono strettamente legati alla modellizzazione del sistema energetico globale; descrivono la relazione del modello di accumulo con gli altri componenti del sistema, valutando l'interazione tra le varie componenti. Delineano le particolarità del modello di accumulo proprio in relazione al contesto energetico inserito. Spesso però i modelli energetici sono influenzati da quelli elettrici inserendo nell'analisi parametri delle batterie come la tensione o la corrente. Di seguito sono riportati alcuni esempi di modelli energetici.

Il **primo modello** che viene analizzato è quello descritto in [58] dove ci si focalizza sull'utilizzo dello storage. La generazione è vista come la somma di previsioni di produzione dei vari componenti tenendo conto di un possibile errore. È supposto che la previsione della domanda elettrica sia perfettamente coperta dai componenti della generazione. Questo bilancio può essere raggiunto risolvendo un problema statico convenzionale di ottimizzazione del flusso di potenza. È poi considerato il problema dinamico determinato dal residuo flusso di potenza creatosi per la differenza fra le previsioni di generazione da FRNP e di domanda e la produzione di generatori programmabili e il funzionamento dello storage come sequenze di controllo. Viene considerato un sistema con sfruttamento di fonti tradizionali (tra cui la possibile presenza della rete elettrica), FRNP, carichi e un sistema di accumulo energetico. A causa del vincolo termico su ogni connessione vi sono limiti di capacità. Viene perciò considerato un modello con le seguenti assunzioni, (i) la tensione è costante, (ii) gli angoli delle tensioni di bus complessi sono piccole, (iii) le connessioni non hanno resistenze, (iv) i bilanci di potenza reattiva sono ignorati. La generazione da FRNP è modellizzata da un componente di previsione di produzione e da un errore di previsione. Il primo componente va a sommarsi con la generazione programmabile di base andando a bilanciare perfettamente la richiesta del carico. L'errore di previsione è modellizzato come una sequenza di i.i.d. (sequenza di variabili casuali è detta indipendente e identicamente distribuita) a

media zero. Vengono considerati i *fast-ramping generators*, ovvero quei generatori che sono utilizzati per compensare all'errore di previsioni delle FRNP. Si assume che la somma della loro produzione al tempo $i=1,2,\dots$ pari a G_i e il limite massimo di potenza generata sia G_{max} , quindi $0 \leq G_i \leq G_{max}$. Il carico, come per la produzione da FRNP è diviso nelle due componenti, e se è meno variabile della generazione da FRNP la componente dell'errore viene trascurata. Per la modellizzazione dello storage si osserva la divisione fra *bulk energy storage* e *fast-response energy storage*. La prima è prevista, come la componente della generazione e del carico, e non è considerata. La seconda segue l'operazione del carico e della generazione da FRNP istantanea. C_i e D_i , $i=1,2,\dots$, sono le sequenze di potenza di carica e scarica della risposta rapida dello storage, che è caratterizzato dai seguenti parametri: *Energy storage capacity* τS_{max} [MWh], dove τ è la costante di tempo, S_{max} è la capacità in potenza. Generalmente il sistema di accumulo non può essere completamente scaricato, ma in questo esempio il limite inferiore è 0. *Rated storage output power* D_{max} è la massima potenza di scarica con $0 \leq D_i \leq D_{max}$ per $i=1,2,\dots$, e *Rated storage power conversion* C_{max} è la massima potenza di carica con $0 \leq C_i \leq C_{max}$ per $i=1,2,\dots$. *Charging, discharging and round-trip efficiency* sono i rendimenti di carica ($\alpha_c \in (0,1)$), di scarica ($\alpha_d \in (0,1)$) e di round-trip ($\alpha = \alpha_c \alpha_d$). Supponendo che la potenza immagazzinata nelle batteria sia S_i per $i=1,2,\dots$, allora la risposta dinamica può essere:

$$S_{i+1} = S_i + \alpha_c C_i - (1/\alpha_d) D_i \quad (4.4)$$

Con $i=1,2,\dots$ e i seguenti limiti $0 \leq S_i \leq S_{max}$, $0 \leq D_i \leq D_{max}$ e $0 \leq C_i \leq C_{max}$. E' assunto che il flusso totale formato dalla somma della generazione di base (*slow to moderated ramping generators*), la componente prevista da generatori FRNP, e la carica/scarica del sistema di bulk energy storage bilanci perfettamente il carico previsto. Quindi il modello, *Figura 4.10*, è caratterizzato dal flusso di potenza dai generatori *fast-ramping*, dall'errore della previsione di generazione da FRNP e la carica/scarica della risposta veloce dello storage.

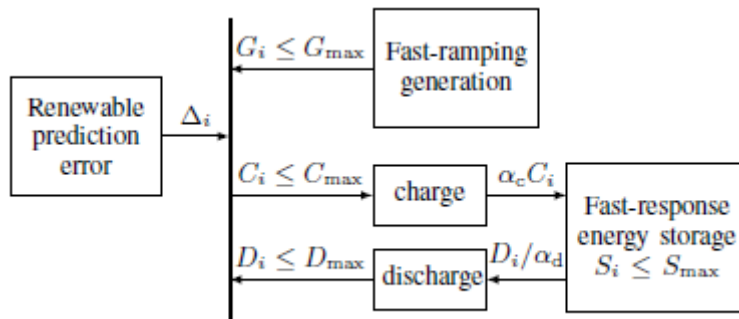


Figura 4.10 - Grafico del sistema di bilancio di potenza considerato

Nel modello è richiesto che l'errore di previsione sia bilanciato il più possibile dallo storage. Nello specifico quando $\Delta_i \geq -G_{max} - \min\{\alpha_d S_i, D_{max}\}$, c'è una capacità sufficiente e i limiti di bilancio sono soddisfatti, cioè

$$G_i + D_i - C_i + \Delta_i \geq 0 \quad (4.5)$$

Quando $\Delta_i < -G_{max} - \min\{\alpha_d S_i, D_{max}\}$, una parte del carico non è coperta e i generatori fast-ramp sono al massimo così come il flusso di potenza di scarica. In [58] viene poi implementata una formulazione del problema da un punto di vista dei costi.

Il **secondo modello** deriva da [59]. E' implementato un modello per la gestione del flusso di potenza di un sistema formato dalla generazione tramite solare PV e batterie, e il carico locale, con la connessione alla rete, *Figura 4.11*.

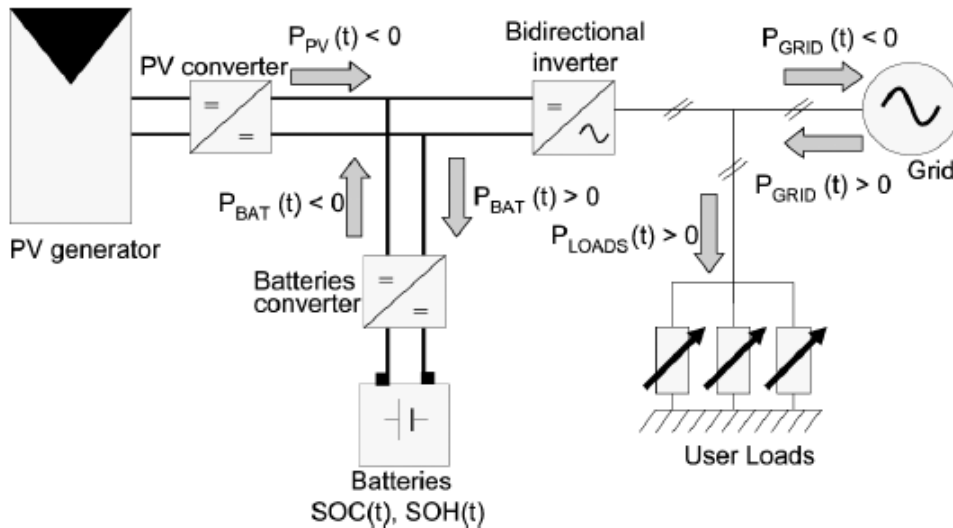


Figura 4.11 - Flussi di potenza del sistema esaminato

Dallo schema sono si può derivare l'equazione di bilancio del sistema:

$$P_{GRID}(t) = P_{PV}(t) + P_{BAT}(t) + P_{LOAD}(t) \quad (4.6)$$

I limiti da rispettare sono

$$SOC^{min} \leq SOC(t) \leq SOC^{max} \quad (4.7)$$

$$P_{BAT}^{min} \leq P_{BAT}(t) \leq P_{BAT}^{max} \quad (4.8)$$

$$SOC(t) \geq SOH^{min} \quad (4.9)$$

$$P_{GRID}(t) \leq P_{GRID}^{max} \quad (4.10)$$

Dove SOC è lo stato di carica e SOH è *State of Health*. Il modello dell'accumulo è rappresentato da sette equazioni:

$$SOC = \frac{C(t)}{C_{ref}(t)} \quad (4.11)$$

$$C(t) = Q(t_0) + Q_c(t) + Q_d(t) \quad (4.12)$$

Dove $C(t)$ è la capacità dello storage al tempo t , $C_{ref}(t)$ è la capacità di riferimento all'istante t , $Q(t_0)$ è la quantità iniziale di carica presente nel sistema di accumulo all'istante t_0 e $Q_c(t)$ e $Q_d(t)$ rappresentano la quantità di carica scambiata nella fase rispettivamente di carica e scarica. Per determinare il processo di usura sono utilizzate la seguenti equazioni:

$$SOH(t) = \frac{C_{ref}(t)}{C_{ref,nom}} \quad (4.13)$$

Dove $C_{ref,nom}$ rappresenta la capacità nominale di riferimento fornita dai datasheet dei costruttori di batteria. Il processo di usura [60] e [61] è riportato nell'equazioni (4.14) e (4.15) valide per il processo di scarica:

$$C_{ref}(t) = C_{ref}(t - \Delta t) - \Delta C_{ref}(t) \quad (4.14)$$

$$\Delta C_{ref}(t) = C_{ref,nom} \times Z \times [SOC(t - \Delta t) - SOC(t)] \quad (4.15)$$

Dai risultati empirici dell'istituto INES presentati in [61] il coefficiente lineare di usura "Z" assume il valore 3×10^{-4} per le batterie *lead acid*. Sostituendo il valore di $C_{ref}(t)$ nella (4.10) dalle (4.14) e (4.15) si ottiene:

$$SOH(t) = \frac{C_{ref}(t - \Delta t)}{C_{ref,nom}} - Z \times [SOC(t - \Delta t) - SOC(t)] \quad (4.16)$$

In seguito in [59] è riportato il calcolo empirico per determinare la tensione della batteria durante la carica e la scarica.

Il **terzo modello** è stato sviluppato da [62] e [63] in cui è modellizzato un sistema ibrido con FRNP, sistema di storage elettrico. Negli articoli viene analizzato il comportamento delle batterie durante la fase di carica e di scarica, considerando la potenza richiesta dal carico e quella fornita dai generatori per ogni ora dell'anno. I limiti del SOC sono gli stessi della (4.7), ma è presente anche un vincolo per la corrente di carica:

$$I_{bat,max}(t) \leq I_{max} \quad (4.17)$$

Dove I_{max} è la massima corrente di carica, determinata dal costruttore delle batterie. $I_{bat,max}(t)$ è la massima corrente che la batteria può fornire in un'ora ed è data da:

$$I_{bat,max}(t) = \max \left(0, \min \left\{ I_{max}, C_{bat} \times \frac{[c \times (SOC_{max} - SOC(t)) + (SOC(t) - SOC_{min}) \times (1 - c)]}{\Delta t} \right\} \right) \quad (4.18)$$

Dove Δt è l'intervallo di tempo, C_{bat} è la capacità nominale di batteria e c è una variabile binaria con $c=1$ è rappresentata la carica, con $c=0$ la scarica. Il SOC_{min} è determinato dalla profondità di scarica massima $SOC_{min} = 1 - DOD_{max}$. Lo stato di carica per ogni ora t è calcolato per la fase di carica come (4.19) e per la scarica come la (4.20):

$$SOC(t + 1) = SOC(t) \times [1 - \sigma(t)] + \frac{I_{bat}(t) \times \Delta t \times \eta_{ch}(t)}{C_{bat}} \quad (4.19)$$

$$SOC(t + 1) = SOC(t) \times [1 - \sigma(t)] - \frac{I_{bat}(t) \times \Delta t \times \eta_{dch}(t)}{C_{bat}} \quad (4.20)$$

Dove $\sigma(t)$ è il processo di autoscarica orario e dipende dalla carica presente nell'istante t e dal SOH. Negli articoli assume un valore fra 0.018-0.02%. η_{ch} e η_{dch} sono i rendimenti di carica e scarica e sono pari alla radice quadrata del rendimento di roundtrip (0.86 negli articoli). $I_{bat}(t)$ è la corrente di batteria calcolata durante la carica e la scarica.

Il **quarto modello** è l'ultimo preso in esame sviluppato in [64]. Il modello del sistema di batteria presentato si basa sulla relazione dello stato delle batterie rispetto al SOC nell'istante di tempo precedente e alla variazione della produzione e del carico dall'istante di tempo $t-1$ a t . Quando la potenza totale dai sistemi di generazione è maggiore rispetto al carico richiesto allora le batterie assorbono l'energia in eccesso immagazzinandola secondo:

$$C(t) = C(t - 1)(1 - \sigma) + \left(E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat} \quad (4.21)$$

Dove $C(t)$ è la capacità della batteria, $E_G(t)$ è la potenza totale generata dal sistema, $E_L(t)$ è la potenza richiesta dal carico al tempo t , σ è l'autoscarica della batteria, η_{bat} è il rendimento di batteria e η_{inv} è l'efficienza dell'inverter. Durante il processo di scarica η_{bat} è unitario, mentre nella fase di carica è compreso fra 0.65 e 0.85 in funzione della corrente di carica. Quando la potenza totale generata dal sistema è inferiore alla richiesta del carico le batterie sono in fase di scarica secondo la relazione:

$$C(t) = C(t-1)(1-\sigma) + \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} - E_G(t) \right) \quad (4.22)$$

Nella fase di carica quando si raggiunge la massima capacità la potenza in eccesso non viene utilizzata, mentre nella fase di scarica se è raggiunta la capacità minima allora il sistema di controllo disconnette il carico (senza connessione alla rete), altrimenti il deficit di potenza deve essere annullato da un sistema energetico esterno (nel caso di connessione alla rete). Il deficit “*Lack of power*” è definito secondo:

$$P_{L,P}(t) = P_{load}(t)\Delta t - (P_G(t)\Delta t + C(t-1) - C_{min})\eta_{inv} \quad (4.23)$$

Dove $P_G(t)$ e $P_{load}(t)$ sono rispettivamente la potenza totale generata e richiesta. La potenza di scarica generata fino al raggiungimento del limite minimo di capacità C_{min} , C_{out} è:

$$C_{out} = P_{load}(t)\Delta t - P_G(t)\Delta t\eta_{inv} \quad (4.24)$$

5.Sviluppo di un modello di pianificazione energetica

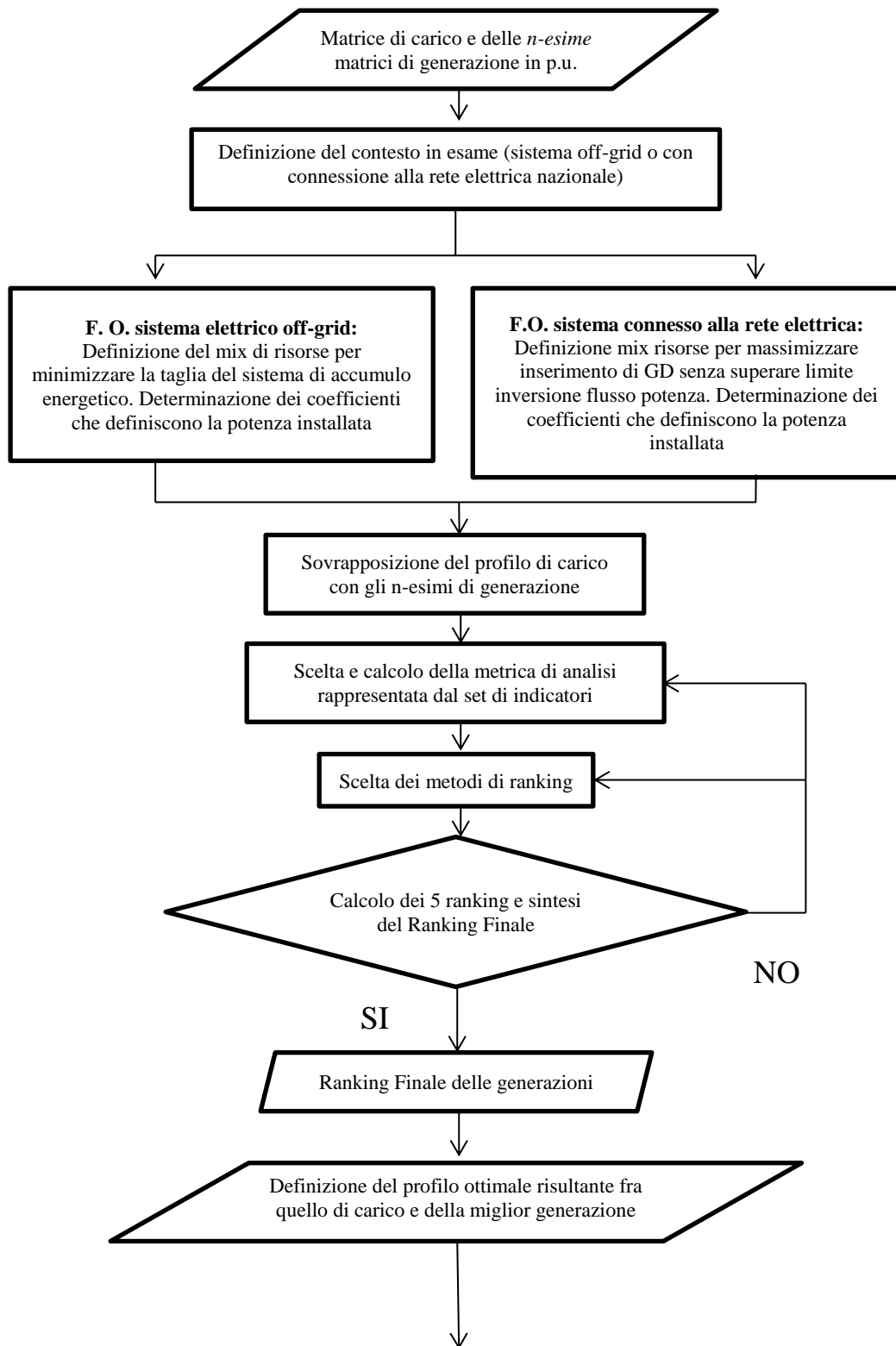
In questo capitolo viene riportato e descritto il metodo per l'implementazione dello strumento di pianificazione energetica. Le caratteristiche fondamentali su cui è basato l'approccio di lavoro sono quelle di concepire uno strumento matematico semplice nell'utilizzo a fronte di una rigorosa fase di calcolo. Tale applicativo ha come fine ultimo quello di aiutare a determinare la miglior organizzazione di un sistema energetico. Infatti una peculiarità che si è cercata di ottenere è quella di poter sfruttare l'impiego di questo strumento per ogni contesto applicativo, che vada dall'integrazione di GD, in particolare di FRNP, in un sistema elettrico ben consolidato ed efficiente come potrebbe essere uno scenario facilmente riscontrabile in un paese europeo, alla strutturazione di una microgrid in un territorio rurale senza connessioni alla rete elettrica nazionale nel quale vengono sfruttate al meglio e valorizzate le risorse presenti sul territorio. Inoltre il software è stato concepito per fornire risultati che siano univoci, riducendo il problema soggettivo umano a un problema matematico basato su indicatori numerici riportati e descritti nel paragrafo 5.1. Per lo sviluppo della procedura sono stati utilizzati Excel® per l'inserimento dei dati di input e per l'output dei risultati ottenuti, mentre per la fase di calcolo si è ritenuto più adeguato l'utilizzo del programma MATLAB/Simulink®. L'operatore è guidato e supportato in ogni fase dal programma.

5.1 Descrizione dell'algoritmo risolutivo del metodo sviluppato

Viene ora descritto il metodo con il quale è stato sviluppato lo strumento di pianificazione energetica, che ha il fine di definire un'utile programmazione per identificare le soluzioni, in termini di disponibilità e utilizzo delle risorse presenti sul territorio, che meglio si adattano con il fabbisogno energetico del contesto in esame. Facendo riferimento alla *Figura 5.1*, viene eseguita un'analisi di dettaglio di ogni sezione presente nel diagramma di flusso. Vengono perciò analizzati nell'ordine:

- i dati in input relativi ai profili di carico e di generazione, riguarda la prima fase del diagramma in cui è evidenziato l'inserimento dei dati relativi al carico e di quelli relativi alle generazioni;
- definizione del contesto e della relativa Funzione Obiettivo (F.O.), si fa riferimento alla sezione immediatamente riportata al di sotto del blocco che riporta l'inserimento dei dati. Come si nota dal diagramma le F.O. sono diverse in funzione del contesto analizzato;
- fase di analisi del programma, è la fase più corposa rappresentata dal diagramma di flusso. È prevista una fase di analisi dei dati tramite la metrica insita nel modello, un sistema di preferenza delle generazioni inserite nel modello, un'analisi di sensitività attraverso la quale è definita la struttura che soddisfa al meglio le richieste imposte. Infine è valutata la possibilità di inserimento di una generazione da fonte tradizionale;
- il contributo del modello di accumulo energetico insito nel programma, è sviluppato un algoritmo decisionale che valuta l'inserimento di un sistema di accumulo elettrochimico. Nello strumento sviluppato è integrato un modello che simula il comportamento di batterie elettrochimiche. Questa valutazione è espressa sia in termini energetici che economici per valutare la scelta migliore. Le restrizioni maggiori saranno legate al caso in cui il sistema energetico è off-grid;
- i risultati espressi in output, viene così definita la configurazione migliore del sistema energetico.

A seguito del diagramma, per rendere la comprensione più agevole, è inserita l'analisi di ogni parte dell'analisi sintetizzata in esso.



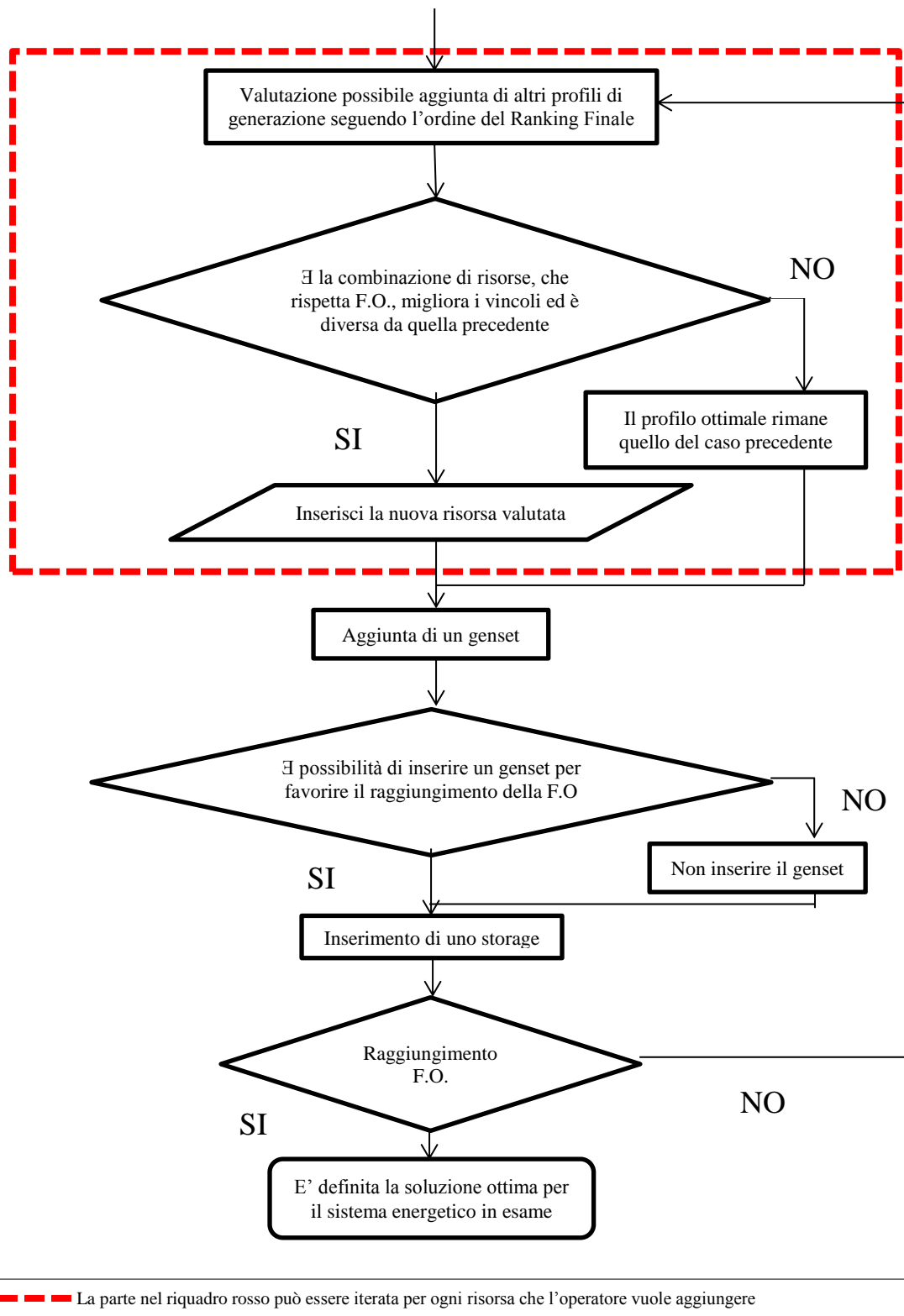


Figura 5.1 – Flow Chart del procedimento sviluppato nel modello di pianificazione energetica

5.1.1 Descrizione dei dati in input

La metodologia del tool sviluppato adotta un approccio bottom-up, definendo la scelta delle risorse energetiche disponibili localmente per definire il modello energetico di un'area particolare in un orizzonte di breve-medio periodo. I dati relativi al fabbisogno e alle risorse analizzate sono rappresentati nello schema come input necessari. Sia il carico che le generazioni sono caratterizzate da un vettore di dati in serie cronologica che definiscono i consumi e la produzione orari. Tali dati possono essere rappresentati in molti modi e differenti forme. In questo studio sono descritti per mezzo di una matrice, di cui un esempio è riportato nella *Figura 5.2*, dove l'asse delle ascisse indica i giorni in un anno, mentre quello delle ordinate determina le ore in un giorno.

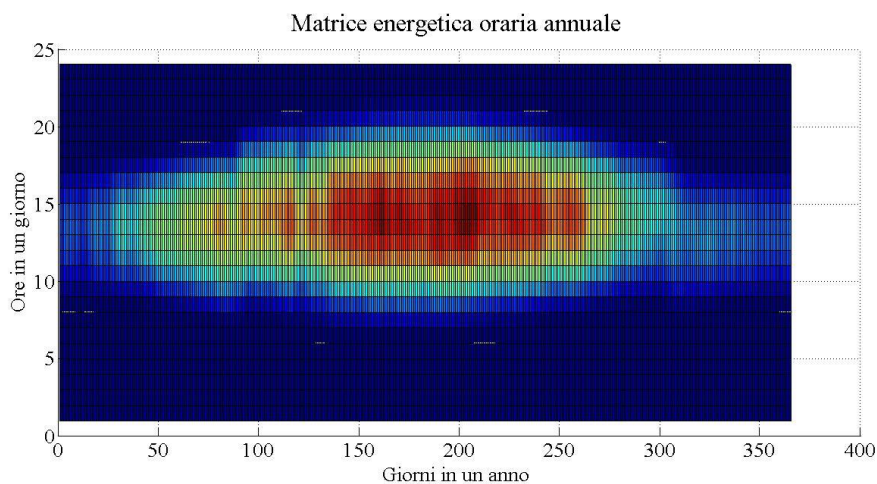


Figura 5.2 - Esempio di matrice energetica di un impianto PV

È così possibile identificare un valore della serie di dati muovendosi su questi due assi. La terza componente utile per la lettura della matrice è il colore. Esso descrive l'intensità della richiesta o produzione energetica avvenuta in una singola ora. Le zone con colori simili identificano dei trend di richiesta o di generazione. In particolare i colori vicino al rosso determinano elevati flussi di potenza, quindi consumi elevati o un fattore consistente di produzione, mentre i colori tendenti al blu descrivono orari con trend di basso consumo o produzione, quindi caratterizzati da limitati flussi di potenza.

Come definito, l'inserimento dei dati tramite la matrice energetica viene effettuato sia per il profilo di carico elettrico sia per le diverse risorse disponibili. I dati relativi alla produzione possono essere reali, legati a un impianto già esistente, o possono essere ricavati tramite simulazioni così da definire il comportamento della singola risorsa all'interno del contesto in esame. Terminata la fase di acquisizione dei dati necessari, è possibile inserirli come input al programma che così potrà cominciare la fase di analisi di compatibilità

di ognuna dell'*n-esime* risorse a disposizione con la richiesta energetica. L'analisi delle matrici energetiche inoltre, è estesa a diverse clusterizzazioni dei dati orari di ogni profilo. Infatti, come sarà definito meglio nell'ultima sezione del capitolo, i valori orari, oltre a essere considerati nel loro insieme, vengono ripartiti in diverse classi, e per ogni classe è possibile, tramite la definizione della metrica analitica, descrivere ogni specifica caratteristica del profilo analizzato.

5.1.2 Definizione del contesto applicativo e della relativa F.O.

Come è riportato nel diagramma di flusso, nello sviluppo del programma è stata considerata la necessità di poter utilizzare questo strumento in ogni situazione applicativa che potesse presentarsi. Per soddisfare questa caratteristica perciò, è stata effettuata una macro-divisione degli scenari in due categorie di simulazione: il primo fa riferimento a un sistema in condizione in isola elettrica, nel quale è molto importante il soddisfacimento dei bilanci di potenza effettuati ogni ora per garantire la continuità di servizio, mentre il secondo simula l'integrazione di GD, e in particolare di FRNP, in un sistema maturo da un punto di vista elettrico e con l'esistenza di una connessione con la rete di distribuzione. Essendo due scenari molto differenti, anche le rispettive F.O. divergono:

- Nel caso off-grid il fine dell'analisi è quello di trovare un mix di risorse per la generazione che garantisca la continuità di servizio e che agevoli l'inserimento di un sistema di accumulo energetico. Ciò equivale a definire la potenza di ogni risorsa scelta per ottenere un accumulo con dimensione minore possibile e definire la qualità e la continuità del servizio.
- Nella situazione con connessione alla rete, l'obiettivo è quello di favorire l'inserimento nel panorama delle generazioni una penetrazione maggiore di GD (in particolar modo di FRNP), così da sfruttare le risorse presenti sul territorio, a condizione però che vi sia un'inversione del flusso di potenza orario in rete accettabile ($\leq 5\%$). In sostanza viene preferita la risorsa che riesce a coprire più richiesta del carico senza creare criticità per il sistema elettrico.

5.1.3 Fase analitica e di elaborazione dei dati

È la fase tramite la quale lo strumento differenzia i risultati e raggiunge l'obiettivo di definire la soluzione ottima del mix di risorse per soddisfare il fabbisogno energetico considerato. Questa operazione si articola su diversi stadi riportati di seguito:

- Descrizione dei profili e determinazione del contesto analizzato.

- Definizione di un ordine di preferenza delle risorse analizzate per il soddisfacimento del fabbisogno energetico tramite l'utilizzo di una metrica analitica.
- Struttura della soluzione ideale del sistema energetico tramite la scelta e il dimensionamento delle generazioni.

Ciò che contraddistingue questa operazione è l'utilizzo di una metrica ben precisa che è determinata da un set di indicatori matematici (riportati nel paragrafo successivo). Questi indicatori esprimono le caratteristiche di ogni profilo, sia esso di carico o di generazione la metodologia non varia, e sono utilizzati per determinare una classifica di preferenza in cui è premiata la risorsa che soddisfa al meglio la soluzione della F.O. per il profilo di carico in esame. È stata utilizzata tale metrica di analisi proprio per le sue caratteristiche. L'utilizzo di indicatori matematico-statistici rende l'operazione analitica più oggettiva, senza che sia deformata da aspetti esterni e soggettivi legati a eventuali interventi dell'operatore, il quale però non è escluso dall'elaborazione e sarà tenuto a esprimersi per orientare l'analisi verso le proprie necessità effettuando opportune scelte, ma venendo sempre guidato e assistito dal sistema. La compatibilità delle generazioni porta con sé la considerazione implicita della potenziale capacità di soddisfare al meglio il profilo di carico. Questa fase prevede la sovrapposizione della matrice dell'*n-esima* generazione, opportunamente ridotta in *per unit* (*p.u.*), ovvero dividendo ogni dato orario per il massimo riscontrato, che verrà poi moltiplicata per un determinato coefficiente che varia in funzione del contesto del sistema energetico esaminato e definisce la potenza necessaria di ogni risorsa, su quella relativa al carico. I profili di generazione da inserire possono essere già in *p.u.* se si conosce il comportamento di una determinata tecnologia che sfrutta una fonte energetica ben precisa. La condizione che interessa al programma è la "forma" che il profilo di generazione assume, mentre la relativa intensità, e quindi la potenza necessaria, è calcolata e ottimizzata dal sistema di analisi di sensitività. Il risultato è l'ottenimento di un nuovo profilo che rappresenta il deficit o il surplus energetico della produzione della risorsa in esame. In pratica si determina la potenza necessaria della fonte di generazione affinché siano raggiunti gli obiettivi preposti. Tali obiettivi variano a seconda del contesto applicativo. Quindi nella prima fase di analisi a seconda dello scenario, le matrici di generazioni in *p.u.* vengono moltiplicate per due diversi coefficienti:

- Nel caso in isola elettrica il coefficiente rende equivalente l'integrale della richiesta energetica annua con quello della produzione di ogni risorsa, determinando quanta potenza è necessaria per raggiungere la parità tra energia richiesta e prodotta per un intero anno.
- Nel caso di connessione alla rete il coefficiente dimensiona la generazione per minimizzare la quota di fabbisogno soddisfatta

dall'approvvigionamento della rete, senza però eccedere il limite imposto nell'inversione di flusso.

In entrambi i casi esaminati la matrice di generazione così modificata è sovrapposta a quella del carico, ottenendo un nuovo profilo che descrive le differenze fra carico e generazione. Proprio su questo profilo è effettuata l'analisi con gli indicatori, che vengono calcolati per ogni accoppiamento carico-risorsa. Sulla sintesi di quest'ultimi è poi strutturato un ranking di preferenza (Ranking Finale) delle risorse che rappresenta l'output di questa seconda fase. Il sistema di classificazione è il risultato della combinazione di cinque diverse metodologie di valutazione molto differenti, le stesse per entrambi i contesti applicativi, e verranno presentate nel Capitolo 6. Questo passaggio ha lo scopo di evidenziare che l'approccio non ha la pretesa di ricercare un ottimo assoluto, ma che il processo ricerca una soluzione, che pur non essendo assoluto, rappresenta un ottimo per il sistema energetico pianificato. In questo modo viene inoltre premiata un'eventuale risorsa che ottenesse sempre il risultato matematico degli indicatori migliore.

Il successivo passo dell'analisi consiste nell'inserire, insieme alla prima risorsa del ranking, tutte quelle scelte dall'operatore. La metodologia di analisi non varia, ed è sempre la stessa per ogni risorsa aggiunta all'analisi. Questo passo è rappresentato dalla parte dello schema di *Figura 5.1* racchiusa dalla linea tratteggiata in rosso. Vengono perciò inserite le risorse stabilite in ordine di classifica. La potenza installata della prima generazione, calcolata nel primo step dell'analisi, viene ridotta a vantaggio dell'inserimento delle nuove risorse la cui capacità installata è valutata tramite un'analisi di sensitività. Un esempio del procedimento è riportato in *Figura 5.3* dove è descritto l'algoritmo di scelta e dimensionamento per tre generazioni. Le F.O. sono sempre le stesse per entrambi gli scenari e si ricerca sempre la composizione migliore delle risorse che soddisfino al meglio il fabbisogno energetico. È premiata quindi il caso in cui, con l'apporto di una nuova tecnologia di produzione energetica, il profilo risultante dalla sovrapposizione delle matrici energetiche di generazione, opportunamente dimensionate, su quello di richiesta viene ridotto dall'inserimento della nuova generazione. Se non si realizza questa condizione allora è preferibile mantenere il risultato ottenuto nella fase precedente con le matrici di generazione già analizzate e dimensionate. Come definito, tale scelta è effettuata tramite una *sensitivity analysis*, con la valutazione della metrica di analisi rappresentata dal set di indicatori. Viene perciò valutata la capacità di ridurre la taglia del sistema di accumulo per il caso ad isola, il quale dovrebbe coprire tutte le ore in cui la matrice di generazione (o il mix di generazioni) generi una potenza inferiore a quella richiesta e assorba quella in eccesso. Per il contesto con connessione alla rete è premiata la possibilità di incrementare la potenza della GD, riducendo l'apporto della rete senza invertire il flusso di potenza, così da rendere il carico più indipendente dal sistema elettrico di

distribuzione. Anche per questo caso è valutato l'inserimento di un sistema di accumulo energetico, che però dovrà rispettare dei target ben diversi dal caso off-grid. La procedura viene iterata per ogni risorsa disponibile e scelta dall'operatore.

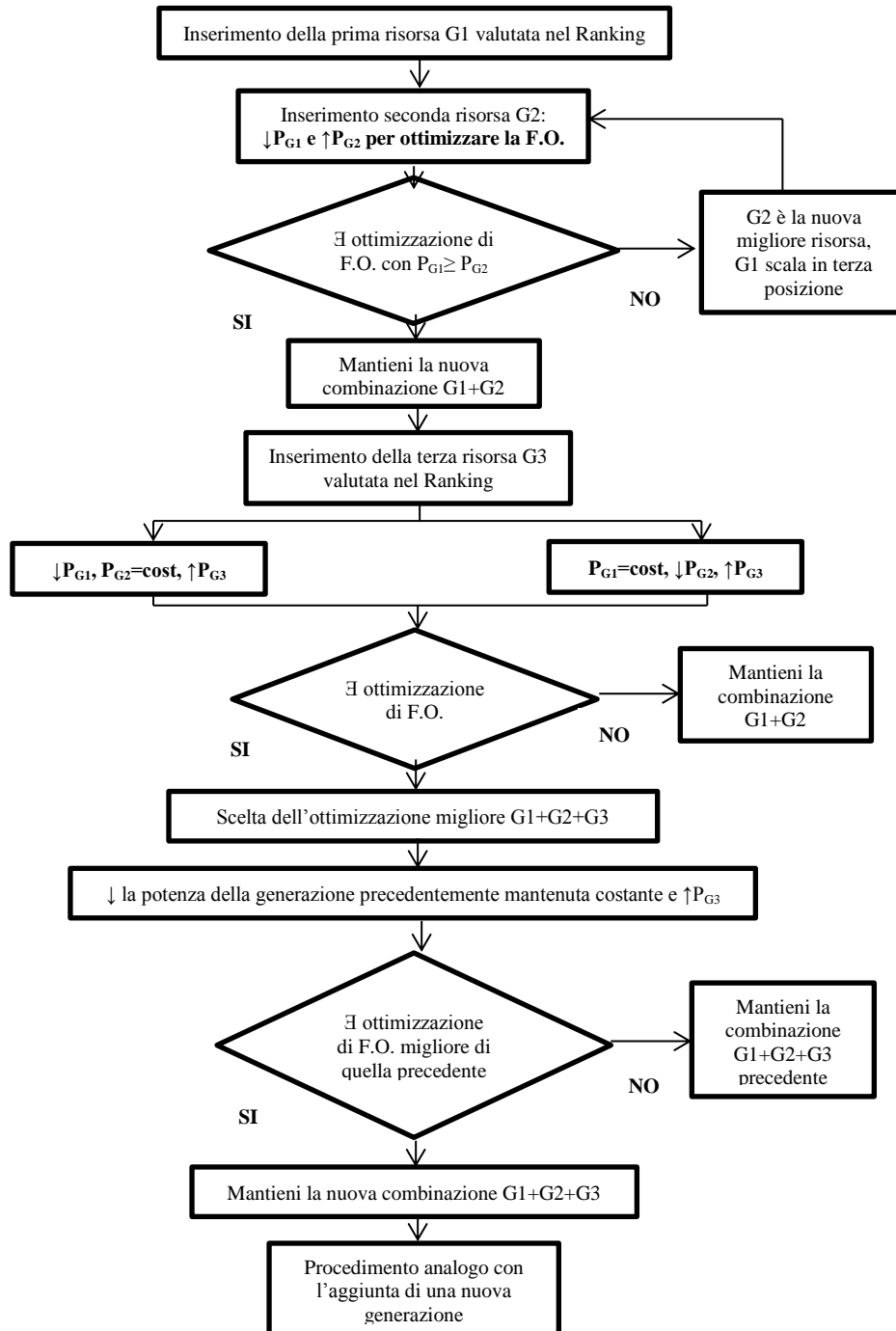


Figura 5.3 – Algoritmo di scelta della sensitivity analysis con tre generazioni

Nel processo effettuato dall'applicativo è coinvolto l'operatore, al quale è lasciata l'opportunità di intervenire nella scelta della metrica, rappresentata dagli indicatori da utilizzare per il processo analitico, ma anche nel "tarare" i metodi di ranking delle risorse, esprimendo preferenze o necessità che devono essere considerate nello svolgimento. Inoltre è lasciata sempre all'operatore la decisione finale di mantenere una certa combinazione delle risorse o se variarla con l'inserimento o l'esclusione di una o più generazioni.

Infine, è stimata la possibilità di inserire una fonte di generazione tradizionale. Questa aggiunta è valutata accettabile se nel profilo risultante dalla sovrapposizione della matrice di carico con le generazioni opportunamente dimensionate, vi sono dei deficit del mix di generazione che sono poco variabili, condizione favorevole per l'utilizzo di un generatore tradizione, come un motore diesel o un genset. La possibilità di inserire la fonte tradizionale è valutata in modo differente nei due scenari:

- nel sistema ad isola questa scelta è sempre finalizzata a valutare la riduzione del sistema di accumulo, stimando un trade off fra le voci di costo legate all'inserimento della fonte tradizionale o al dimensionamento di un accumulo energetico di taglia superiore;
- nel sistema connesso alla rete la funzione del genset determina l'aggiunta di GD e quindi l'aumento di indipendenza dalla rete, la quale avrebbe a carico meno oneri di approvvigionamento.

Terminata questa operazione il sistema ha quasi raggiunto il termine per la definizione dei risultati.

5.1.4 Modello di accumulo energetico

L'importanza dello storage è risaltata dall'inserimento di un modello che simuli il comportamento di batterie elettrochimiche. Infatti per completare l'analisi del sistema manca solo la valutazione dell'eventuale inserimento di un accumulo energetico. Il profilo risultante dalla sovrapposizione della matrice di carico con quelle di generazioni genera un profilo ultimo caratterizzato dai minor deficit e surplus energetici. Tali squilibri dal profilo nullo sono così coperti dalle batterie, che saranno dimensionate in funzione dell'energia ancora "scoperta" dalle risorse scelte o affidata al servizio svolto dalla rete elettrica di distribuzione. L'inserimento delle batterie è valutato in ottica differente fra i due scenari evidenziati:

- nel contesto in isola elettrica le batterie hanno un'importanza fondamentale. Il loro dimensionamento rappresenta la F.O., ed il loro funzionamento è rappresentato dal profilo risultante dalla sovrapposizione del carico con le generazioni opportunamente

dimensionate. Per il contesto off-grid la costituzione della soluzione energetica è sviluppata considerando la taglia del sistema di accumulo che deve essere installato per garantire l'erogazione del servizio, evitando la condizione di riduzione dei carichi o di blackout.

- Nello scenario con connessione alla rete l'utilizzo delle batterie è valutato non solo su aspetti economici, ma anche considerando la funzione che esse possono garantire per la regolazione elettrica. Il loro dimensionamento infatti è valutato sul vincolo imposto del limite di inversione di flusso di potenza e la funzione a cui sono tenute ad adempiere sono di tipo economico o relativi ai *servizi ancillari*, come il peak shaving e la regolazione in frequenza.

Un sistema che modella il comportamento di uno storage energetico è presente in molte delle soluzioni attualmente esistenti nel panorama della pianificazione energetica. Questo aspetto sta diventando sempre più importante non solo in quei contesti isolati e con mancanza di infrastrutture e di alternative, ma anche dove queste sono presenti e la trasformazione in atto nel sistema elettrico sta favorendo l'esame di nuove soluzioni. Questa fase chiude la definizione della struttura del sistema energetico, definendo così tutti i componenti e il loro dimensionamento. Il modello di accumulo presente nello strumento sviluppato è inserito nel Capitolo 6.

5.1.5 Output della procedura

L'output del programma, qualsiasi sia il contesto analizzato, è quello di restituire la composizione ideale di risorse energetiche per un determinato carico, garantendo il servizio e determinando la taglia di ogni componente esaminato in funzione delle esigenze e le necessità imposte dall'operatore. La soluzione non è un ottimo assoluto, ma rappresenta una situazione ideale relativa. Essendo questo un primo lavoro che utilizza tale approccio, e vista la quantità di informazioni fornite dagli indicatori difficilmente gestibili nel medesimo istante senza un background di supporto, si è deciso di limitare le informazioni e l'utilizzo degli stessi indicatori per la fase di elaborazione dei risultati, che non potranno perciò rappresentare una soluzione assoluta.

Nel Capitolo 6 sono esplicitati i modelli matematici su cui si è fondata la costruzione della struttura del sistema sviluppato.

5.2 Metrica della fase di analisi

La base del processo di analisi per la pianificazione energetica svolto dal programma sviluppato nel lavoro di tesi è rappresentata da un set di indicatori matematico-statistici. È stato volutamente scelto un approccio statistico per caratterizzare la risoluzione dei problemi riscontrati mediante l'efficace applicazione di principi scientifici, utilizzando così il metodo ingegneristico. L'utilizzo di tale metodo rende possibile descrivere in modo chiaro e conciso il problema identificando i principali fattori che influenzano il problema stesso o che possono svolgere un ruolo nella sua risoluzione. È così inoltre concepibile un modello che descriva il problema utilizzando conoscenze scientifiche del fenomeno in esame. Il metodo scelto presenta una forte interazione fra il problema, i fattori che ne possono influenzare la soluzione, il modello sviluppato e la sperimentazione atta a verificare l'adeguatezza del modello e della soluzione proposta. L'impiego di indicatori statistici è appropriato per la raccolta, la descrizione e l'uso dei dati ai fini dei processi decisionali e della risoluzione dei problemi.

I dati necessari in input allo strumento di pianificazione sono, come già stabilito, profili orari annui di richiesta e di generazione energetica. Tali dati sono assimilabili a serie storiche, ovvero quando le osservazioni sono una o più grandezze protrate nel tempo. Il caso delle serie storiche è caratterizzato dal fatto che il tempo ha una direzione, e quindi esiste la storia. Questo concetto porta a concepire che il dato rilevato all'istante t abbia una relazione con quello all'istante $t - 1$. Le osservazioni consecutive nel tempo non vengono quindi pensate come una realizzazione di un insieme di variabili casuali distinte ma come parte di un'unica realizzazione di un processo stocastico le cui relazioni sono date dal grado di connessione fra le variabili casuali che lo compongono.

Un ulteriore aspetto fondamentale è la raccolta dei dati che vengono analizzati. Se viene effettuata una buona procedura di raccolta dati allora si può ottenere una semplificazione dell'analisi garantendo conclusioni più affidabili. Nel lavoro di tesi sono stati utilizzati dati storici e simulati. I modelli derivanti da dati di origine storica vengono definiti modelli empirici. Gli studi retrospettivi presentano però degli svantaggi legati al rischio che alcuni dei dati essenziali non siano stati raccolti o siano andati persi o ancora trascritti o registrati in modo non preciso. Di conseguenza, i dati storici risentono spesso di problemi legati alla qualità dei dati stessi.

La metrica scelta per l'analisi dei profili energetici è articolata su 25 indicatori statistici. Questi esprimono caratteristiche dei dati riconducibili a tre macro-categorie: ordine di grandezza, dispersione e distribuzione. Gli indicatori possono riferirsi ai singoli valori orari o all'interazione fra essi e sono riportati di seguito [65]:

- **Integrale energetico (I_1):** rappresenta l'integrale dei valori di richiesta o di generazione energetica di un intero anno. È un dato fondamentale per l'analisi poiché determina informazioni fisiche importanti come la reale entità dell'energia consumata o prodotta in un anno. Definisce l'ordine di grandezza del profilo analizzato.

$$I_1 = \sum_{i=1}^N x_i \quad (5.1)$$

L'unità di misura è la stessa dei dati in input, in quanto rappresenta una somma fra essi. (In genere sono utilizzati i *Wh* e rispettivi multipli)

- **Media oraria (I_2):** la media è un singolo valore numerico che descrive sinteticamente l'insieme di dati considerati. È l'indice di posizione centrale di una distribuzione di frequenza. Esprime l'ordine di grandezza o la tendenza centrale dell'insieme dei dati rilevati. Nel contesto applicativo indica il valore energetico medio a livello orario espresso con la media aritmetica.

$$I_2 = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \quad (5.2)$$

Benché utile la media non fornisce tutte le informazioni su un campione di dati come la loro variabilità. Come nel caso dell'indicatore precedente l'unità di misura adoperata rimane inalterata rispetto a quella dei dati del profilo inserito.

- **Deviazione standard oraria (I_3):** è un indice di dispersione delle misure analizzate, vale a dire la stima della variabilità delle variabili casuali che compongono la serie storica. È uno dei metodi per esprimere la dispersione dei dati intorno a un indice di posizione, quale può essere la media. È un valore che, nel caso considerato, restituisce la variazione dei consumi o della produzione energetica dalla media.

$$I_3 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - I_2)^2}{N}} \quad (5.3)$$

L'unità di misura è la stessa degli indicatori precedenti.

- **Massimo valore orario (I_4):** rappresenta il valore maggiore misurato nella serie di dati considerata. Nel contesto applicativo rende l'idea del massimo carico orario da soddisfare o la massima potenza disponibile in un'ora.

$$I_4 = \max(x_i) \text{ con } i = 1, 2, \dots, N \quad (5.4)$$

Come per gli indicatori precedenti, essendo un valore della serie dei dati analizzata, l'unità di misura è pari a quella dei dati in input.

- **Minimo valore orario (I_5):** rappresenta il valore minore misurato nella serie di dati considerata. Definisce il limite inferiore del profilo esaminato.

$$I_5 = \min(x_i) \text{ con } i = 1, 2, \dots, N \quad (5.5)$$

Analogamente a I_4 l'unità di misura è la stessa dei dati di input.

- **Rapporto massimo/minimo orario (I_6):** è il rapporto fra I_4 e I_5 descrive l'ordine di grandezza del valore minimo orario in relazione a quello del massimo orario. Più tale rapporto è vicino all'unità più l'ordine di grandezza è simile e i due dati sono equidistanti da I_2 .

$$I_6 = \frac{I_4}{I_5} \quad (5.6)$$

Tale rapporto rende adimensionale questo indicatore.

- **Range dei valori orari (I_7):** è il più semplice indice di variabilità ed è dato dalla differenza tra la misura massima e quella minima. Può essere anche definito come "campo di variazione". Descrive l'ampiezza limite dei valori energetici richiesti da un carico nelle diverse ore e quella che un impianto di generazione riesce a soddisfare. Più I_7 è limitato, minore è l'intervallo di valori che possono essere assunti dai dati della serie in esame.

$$I_7 = I_4 - I_5 \quad (5.7)$$

L'unità di misura è la stessa dei dati in input.

- **Quartili [0.25, 0.5, 0.75] (I_8):** sono indici di posizione, ripartiscono i dati in quattro parti di uguale numerosità. Il primo quartile (q_1) è un valore che ha il 25% di osservazioni sotto di sé e il 75% sopra. Il secondo quartile (q_2) ha il 50% delle osservazioni sotto di sé ed è esattamente uguale alla mediana. Il terzo quartile (q_3) è complementare al primo con il 75% delle osservazioni sotto di sé. Sono indicatori utili per stabilire l'ordine di grandezza dei dati in esame.
- **Differenza interquartile (IQR, InterQuartile Range) (I_9):** è la differenza fra il terzo e il primo quartile, ovvero l'ampiezza della fascia di valori che contiene la "metà centrale" dei dati osservati. È un indice di

dispersione e viene utilizzato come misura della variabilità dei dati. Anche per il caso in esame è un indicatore importante per la descrizione della serie numerica.

$$I_9 = q_3 - q_1 \quad (5.8)$$

- **Moda (I_{10}):** la moda di una certa distribuzione di frequenza è la classe di modalità caratterizzata dalla massima frequenza. In altri termini è il valore che compare più frequentemente in una serie di dati.
- **Differenza media fra valori orari consecutivi (I_{11}):** rappresenta il valore medio delle differenze orarie dell'energia richiesta o generata. È utile per definire l'ordine di grandezza della *rampa* che caratterizza il profilo; ciò fornisce informazioni valide per l'aggregazione di più fonti energetiche e l'inserimento di un eventuale sistema di accumulo.

$$I_{11} = \frac{\sum_{i=2}^N (x_i - x_{i-1})}{N - 1} \quad (5.9)$$

- **Deviazione standard della differenza fra valori orari consecutivi (I_{12}):** come nella situazione precedente, anche in questo caso è utile avere oltre al valore medio anche l'informazione relativa alla dispersione della differenza fra le ore.

$$I_{12} = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^N ((x_i - x_{i-1}) - I_{11})^2}{N - 1}} \quad (5.10)$$

- **Differenza massima fra valori orari consecutivi (I_{13}):** indica il massimo valore che la rampa può assumere.

$$I_{13} = \max(x_i - x_{i-1}) \quad \text{con } i = 2, 3, \dots, N \quad (5.11)$$

- **Differenza minima fra valori orari consecutivi (I_{14}):** indica il minimo valore che la rampa può assumere.

$$I_{14} = \min(x_i - x_{i-1}) \quad \text{con } i = 2, 3, \dots, N \quad (5.12)$$

- **Ripartizione delle differenze orarie in base al segno (I_{15}):** le differenze fra valori orari consecutivi possono essere negative, positive o nulle. Tale ripartizione è stata studiata per definire quantitativamente i flussi di potenza oraria fra il sistema e un possibile accumulo energetico.

Nel lavoro di tesi è un indicatore utile nel caso di profili energetici risultanti dalla differenza fra carico e generazione.

- **Rapporto fra differenza massima oraria e differenza minima oraria (I_{16}):** è il rapporto fra I_{13} e I_{14} . Descrive l'ordine di grandezza dei due indicatori. Come nel caso precedente è un'informazione aggiuntiva per il dimensionamento di un eventuale sistema di accumulo.

$$I_{16} = \frac{I_{13}}{I_{14}} \quad (5.13)$$

- **Integrale delle differenze orarie ripartite in base al segno (I_{17}):** rappresenta la somma della differenza di energia fra un'ora e la precedente. La somma è effettuata fra le classi definite dall'indicatore I_{15} , cioè sono aggregate tutte le differenze orarie con lo stesso segno. Anche in questo caso l'indicatore esprime le potenzialità nel profilo risultante dalla differenza fra il carico e la generazione.
- **Rapporto fra la differenza media fra valori consecutivi e la deviazione standard (I_{18}):** è il rapporto fra I_{11} e I_3 . Definisce l'ordine di grandezza della differenza fra ore consecutive rispetto alla differenza del valore orario con la media. Se tale rapporto tende allo zero allora la differenza fra dati orari è meno significativa della dispersione dei dati stessi.

$$I_{18} = \frac{I_{11}}{I_3} \quad (5.14)$$

- **Ripartizione dell'integrale energetico in 10 classi (I_{19}):** in ognuna delle 10 classi vengono sommati i valori energetici orari che ricadono nei limiti imposti dal rispettivo intervallo. Ogni intervallo è stato costituito dividendo la distanza del valore massimo orario, espresso da I_4 , rispetto allo zero (equivalente alla richiesta energetica nulla per il carico e alla mancata produzione oraria per la generazione) in 10 classi uguali. Perciò nella prima classe ricadranno i valori orari inferiori al 10% di I_4 , nella seconda quelli compresi fra il 10% e il 20% di I_4 e così fino al completamento dell'ultima classe.
- **Ripartizione del numero delle ore in 10 classi (I_{20}):** la ripartizione del numero delle ore è effettuata in modo analogo al caso precedente, non viene sommato il valore energetico relativo all'ora in esame ma è considerato il contatore del numero di ore.
- **Indice di asimmetria (I_{21}):** l'indice di asimmetria di una distribuzione è un valore che cerca di fornire una misura della sua mancanza di simmetria intorno alla media. Se assume un valore negativo i dati sono

“spostati” alla sinistra della media semplice, se assume un valore positivo i dati sono “spostati” alla destra della media semplice. Se assume il valore nullo è una condizione necessaria ma non sufficiente per definire una distribuzione simmetrica.

$$I_{21} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - I_2)^3}{I_3^3} \quad (5.15)$$

- **Indice di Curtosi (I_{22}):** indica l’allontanamento dalla normalità distributiva. Se è minore di 3 indica una distribuzione più appiattita rispetto a una normale (detta anche distribuzione *platicurtica*), viceversa assumendo un valore maggiore di 3 definisce una distribuzione più allungata rispetto a una normale (detta anche distribuzione *leptocurtica*); infine se l’indice denota un valore pari a 3 caratterizza la distribuzione come normale. È un indicatore utilizzato per stabilire l’importanza delle “code” della distribuzione

$$I_{22} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - I_2)^4}{\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - I_2)^2\right)^2} \quad (5.16)$$

- **Coefficiente di variazione (I_{23}):** è un’ulteriore indice di dispersione dei dati. È calcolato come il rapporto fra la deviazione standard e il valore assoluto della media aritmetica.

$$I_{23} = \frac{I_3}{|I_2|} \quad (5.17)$$

- **Integrale energetico giornaliero medio (I_{24}):** è la media dell’integrale dei valori orari all’interno dell’intervallo temporale corrispondente ad un giorno (24 ore). Assume la medesima funzione dell’indicatore I_2 non più a livello orario ma giornaliero.
- **Autocorrelazione (I_{25}):** definisce il grado di dipendenza tra i valori di una serie di dati. Serve a fornire indicazione del fatto che un’informazione x_i sia da ritenersi o meno dipendente in una qualche misura da un’informazione ad un istante di tempo precedente x_{i-k} dove k è il passo di discretizzazione del tempo e viene considerato fino a un valore di $N/4$, con N che rappresenta il numero dei dati nella serie. L’analisi dell’andamento della funzione di autocorrelazione al variare di k è di fondamentale importanza per valutare la cosiddetta “memoria” della serie storica, ovvero quanto a lungo permane un’influenza di una

particolare osservazione di detta serie storica sulle osservazioni seguenti. Il grado di autocorrelazione può assumere valori compresi nell'intervallo $[-1,+1]$, detti indici di autocorrelazione. Se l'indice assume un valore vicino a -1 i dati considerati della serie storica sono inversamente correlati (quando varia x_i in un senso x_{i-k} varia in senso inverso), viceversa se il valore è vicino a 1 si verifica una correlazione assoluta fra i dati in esame (se x_i varia in un senso anche x_{i-k} varia nello stesso senso). La rappresentazione dei dati con k variabile può essere descritta come in *Figura 5.4*

Y_t	Y_{t-1}	Y_{t-2}	Y_{t-3}	\dots	Y_{t-K}
Y_1					
Y_2	Y_1				
Y_3	Y_2	Y_1			
Y_4	Y_3	Y_2	Y_1		
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
Y_{T-2}	Y_{T-3}	Y_{T-4}	Y_{T-5}	\vdots	Y_{T-K-2}
Y_{T-1}	Y_{T-2}	Y_{T-3}	Y_{T-4}	\vdots	Y_{T-K-1}
Y_T	Y_{T-1}	Y_{T-2}	Y_{T-3}	\vdots	Y_{T-K}

Figura 5.4 - Tabella rappresentazione dati serie storica con k variabile

Il calcolo viene effettuato facendo variare k da 1 a K ($N/4$) rilevando la correlazione r_k tra la colonna Y_t e la colonna della variabili ritardata Y_{t-k} (*autocorrelazione*).

$$r_k = \frac{\sum_{t=K+1}^T (Y_t - \bar{Y})(Y_{t-k} - \bar{Y})}{\sum_{t=K+1}^T (Y_t - \bar{Y})^2} \quad (5.18)$$

Dove \bar{Y} è la media della colonna Y_t .

Con l'utilizzo di questa equazione si possono ottenere i valori di r_k per ogni valore di k . Nel caso applicativo tale indicatore è utile per definire le relazioni fra valori orari aiutando nella previsione del comportamento del profilo energetico e caratterizzando le diverse fonti di generazione e carichi. L'analisi si avvale inoltre dell'utilizzo del *correlogramma*, un grafico cartesiano in cui sono presenti le coppie di valori (k, r_k) , con i ritardi sull'asse delle ascisse e i corrispondenti valori di autocorrelazione sulle ordinate. Di seguito vengono inseriti i tre modelli canonici con i quali sono confrontati i grafici risultanti di ogni singolo caso:

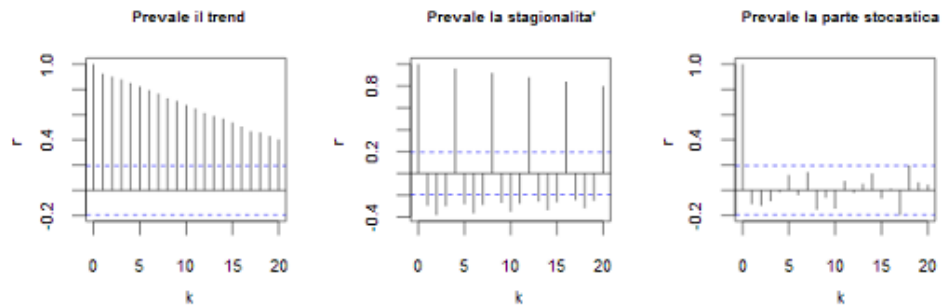


Figura 5.5 - Correlogrammi di riferimento

Il primo grafico in *Figura 5.5* rappresenta il caso in cui r_k è sempre positivo e decresce lentamente all'aumentare di k . Ciò evidenzia la forte correlazione tra i valori della serie storica e quelli della serie ritardata di un periodo; la correlazione diminuisce all'aumentare del periodo k , è così rilevata una tendenza di fondo, prevale il trend. Nel secondo grafico r_k varia in corrispondenza di valori di k tali da configurare una periodicità; questo tipo di grafico determina che i valori di un dato periodo temporale sono fortemente correlati con quelli di periodi equidistanti nel tempo dal ritardo k , in questo caso è rimarcata la componente stagionale. L'ultimo grafico corrisponde al caso in cui la serie non è significativamente correlata con le serie ritardate, ovvero che le variazioni da un istante, o periodo, ad un altro sono sostanzialmente casuali. Tale comportamento è riscontrato dalla variazione di r_k , con k crescente, sempre all'interno della banda ristretta evidenziata. In questa situazione prevale la componente accidentale o parte stocastica [66].

Questo set di indicatori permette di raggiungere il fine di descrivere in maniere articolata i profili di carico e generazione inseriti in input in modo da rappresentare un utile strumento per la pianificazione energetica. Questa metrica è il prodotto di una prima analisi convalidata dai casi esaminati nel lavoro svolto, ma non si esclude la possibilità di raffinarla anche grazie a un maggior utilizzo empirico.

5.3 Struttura della procedura di pianificazione energetica

Il software che si è voluto implementare è diviso nell'utilizzo di due programmi relativi alle due funzioni principali: da un lato l'inserimento dei dati e l'output dei risultati, e dall'altro la fase di elaborazione e di calcolo.

Per quanto concerne le fasi di input e output è stato ritenuto fondamentale sviluppare una procedura che si interfacci con l'utente in modo pratico e semplice. A tale scopo si è deciso di avvalersi del programma Excel® che è molto diffuso e conosciuto anche al di fuori dei contesti di programmazione e in particolare nell'ambito lavorativo nella maggior parte delle aziende. L'elaborazione dei dati in input per ottenere i risultati desiderati è affidata a uno strumento di calcolo più solido e rigoroso da un punto di vista scientifico come MATLAB/Simulink®, attraverso il quale vi è una maggiore libertà per la struttura di programmazione assicurando la possibilità di ottenere risultati con una validità scientifica esigente. Le due fasi sono caratterizzate da peculiarità ben determinate. E' fondamentale definire al meglio l'input dei dati così da sfruttare le potenzialità dello strumento di calcolo nell'ottenimento di risultati coerenti. Vengono ora analizzate le fasi descritte.

5.3.1 Inserimento dei dati in input

E' una fase delicata da cui dipende l'esito delle operazioni svolte a valle. Il ruolo dell'operatore è molto attivo, deve perciò essere guidato e aiutato per non compromettere la validità dei risultati. I dati di input devono avere una struttura ben precisa e conforme per l'implementazione del calcolo. Si dividono in due grandi macro-categorie:

- profilo di carico: sono i dati che rappresentano il consumo energetico del caso preso in analisi;
- profilo di generazione: sono i dati che rappresentano la produzione energetica del caso considerato.

Questi dati devono essere uniformi, vanno inseriti con la stessa unità di misura e devono essere corrispondenti, ovvero a un determinato dato del profilo di carico deve collimare uno del profilo di generazione. Il profilo di carico da inserire è unico e può rappresentare la sintesi di profili più piccoli. Per quelli di generazione non sono posti limiti, essi rappresentano i generatori energetici che sfruttano le risorse a disposizione sul territorio e il numero non è fissato ma è deciso dall'operatore e varia da caso a caso. È da considerare che nessun profilo di generazione è escluso a priori dall'analisi questo per esaltare e sfruttare al meglio le risorse a disposizione.

Tali dati, sia per il carico che per le generazioni, possono essere sia reali che simulati. I dati reali sono misurati o riferiti a valori storici mediati su diversi

anni. Quelli simulati possono essere il frutto di un software di simulazione molto preciso o una rielaborazione statistica/matematica di altri dati meno articolati. È a vantaggio dell'operatore garantire input con la miglior derivazione per ottenere una simulazione più precisa possibile.

Molto importante è anche la modalità di inserimento dei dati in input. Lo strumento di pianificazione energetica è progettato in modo da accettare una matrice strutturata su un "foglio" del programma Excel®. La matrice definita in principio di questo capitolo, ha dimensioni ben precise che devono essere rispettate corrispondenti a 24 righe e 365 colonne (24×365). Vengono così riportati i dati di un intero anno solare ripartiti in colonne, rappresentanti i giorni, e righe che riproducono le ore giornaliere. I dati di input devono perciò essere dati orari. Tale scelta di discretizzazione è frutto di un compromesso fra accuratezza dell'analisi, in riferimento all'intermittenza delle FRNP e alla possibilità di catturare gli aspetti statistici fondamentali, e la necessità di non sovraccaricare e rallentare la fase di calcolo senza arrivare a simulare i transitori elettrici o gli effetti dinamici che richiederebbero una discretizzazione temporale molto più ridotta. Nella fase di calcolo verranno valutati per ogni ora il comportamento del carico e delle generazioni.

Un'altra caratteristica rilevante per il corretto funzionamento dell'applicativo è la definizione delle condizioni al contorno che stabiliscono e delineano al meglio il contesto che deve essere simulato. Tale operazione è molto importante nella fase di input poiché lo strumento è stato sviluppato per poter essere utilizzato in ogni contesto di un sistema energetico. Questa è una caratteristica che determina la sensibilità e la capacità di utilizzo del programma, ma per essere sfruttata è necessario definire la situazione particolare. Perciò è in questa fase che l'operatore dovrà definire se si tratta di un sistema energetico *off-grid* o se la rete elettrica è presente e altre informazioni simili riguardanti il carico ma anche la generazione e i sistemi di back-up. Terminata questa fase l'operatore non deve inserire ulteriori informazioni di input, ma sarà chiamato a interagire con il programma. Il tool ha tutto il necessario per cominciare la fase di elaborazione e simulazione.

5.3.2 Fase di simulazione

Terminata l'operazione di inserimento dei dati necessari può cominciare la simulazione nella quale viene ricercata la miglior configurazione del sistema energetico. Come già definito è utilizzato il programma MATLAB/Simulink®, il quale legge i file Excel contenenti i dati in input e tramite apposite funzioni avvia la fase di elaborazione. In questo processo viene effettuato il bilancio di potenza orario considerando le richieste energetiche da parte del carico, la produzione da GD, l'apporto da rete elettrica (se previsto) o la possibilità di utilizzo di un sistema di accumulo energetico. Il bilancio deve essere soddisfatto per ogni ora dell'anno. L'aspetto fondamentale è che, al contrario di quanto

succede in programmi simili come HOMER®, nel quale vengono simulati tutti i casi possibili e solo in seguito è scelto il migliore per confronto, la risoluzione è fondata su un criterio puramente matematico. L'applicativo è in grado di stabilire, tramite il metodo basato sugli indicatori statistici, quale sia la configurazione migliore del sistema considerato secondo una logica energetica, stabilendo non solo i componenti che ne fanno parte ma arrivando a definire la taglia dei dispositivi per soddisfare al meglio le esigenze imposte. Il set di indicatori su cui si basa la simulazione è descritto nel paragrafo precedente. Rientra in questa logica l'inserimento dell'accumulo energetico, opportunamente definito tramite un modello interno al programma, che viene dimensionato e simulato in base alle condizioni imposte con l'input dei dati, perciò in funzione del contesto applicativo. Inoltre è calcolata l'energia che è scambiata dalle batterie in un anno per poter stabilire la vita utile delle stesse. Sono anche considerati aspetti che possono cambiare nel tempo, riferendosi alle differenze fra anno e anno, come il processo di usura e invecchiamento degli accumulatori elettrochimici. È presente una strategia di dispacciamento regolata dall'analisi effettuata dagli indicatori matematici nel caso siano considerate più generazioni e banchi di batterie. Questa fase ha il fine ultimo di individuare la miglior configurazione che soddisfi la richiesta del carico elettrico.

5.4 Elaborazione dei profili energetici

Come già descritto nei paragrafi precedenti, i dati di input sono inseriti grazie all'interfaccia del programma Excel® con l'utente. Difatti ogni profilo orario annuale, sia di richiesta energetica che di generazione, è disposto secondo la divisione dell'anno in giorni ed è immesso nella rispettiva area peculiare rappresentata da uno specifico foglio di lavoro. Successivamente questi valori sono importati dallo strumento di calcolo MATLAB/Simulink®, grazie alla funzione di lettura di fogli Excel® che permette il trasferimento dei dati tra i due programmi. La fase successiva avviene attraverso l'elaborazione e la descrizione dei diversi profili orari annuali. A tal fine è stata scelta una metodologia che riesca a delineare, in maniera scientifica, ogni tipologia di serie di dati inserita, senza distinzioni di procedimento a seconda che il profilo orario annuale considerato sia di richiesta energetica, generazione o una differenza tra le due. La metrica che permette di allinearsi al fine appena descritto è rappresentata dal set di indicatori matematici espressi nel paragrafo 5.2.

Come prima implementazione è considerato il profilo orario così come introdotto nel foglio Excel®, cioè il profilo orario annuo diviso per giorni. In questo modo, come già definito precedentemente, si crea una matrice costituita da 24 righe e 365 colonne, alle quali corrispondono rispettivamente le ore giornaliere e i giorni annui. Questa prima ripartizione dei dati porta alla

realizzazione di una *mappa oraria*, che rappresenta un intero anno di valori orari. È possibile figurare matematicamente questa *mappa oraria* come segue:

$$Y(i,j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \quad \text{con} \quad \begin{array}{l} i \in [1; 24] \\ j \in [1; 365] \end{array}$$

Dove $Y(i,j)$ esprime il profilo considerato nella sua totalità. Con il pedice i sono indicate le righe, e quindi le ore giornaliere, mentre con il pedice j sono rappresentati i giorni annui. In questo modo è possibile una rappresentazione tridimensionale del profilo annuo, in quanto, oltre alle dimensioni determinate rispettivamente dall'ora e dal giorno, ogni valore $x_{i,j}$ contraddistingue il singolo dato orario energetico.

Una volta definita la modalità che permette la riproduzione del profilo orario annuo, grazie agli strumenti di calcolo forniti dal programma MATLAB/Simulink®, è possibile continuare l'analisi attraverso la descrizione della serie di dati. Come prima accennato, questa seconda fase è attuabile attraverso l'utilizzo del particolare set di indicatori definito nel paragrafo precedente. Difatti il profilo analizzato è considerabile come una serie di tipo stocastico di valori, ovvero variabili casuali reali rappresentanti le trasformazioni dello stato iniziale nel tempo. Proprio i 25 indicatori sono ritenuti i più adatti al fine di ottenere una descrizione della serie rappresentante il profilo energetico. Perciò all'interno dell'area di lavoro di MATLAB/Simulink® avviene il calcolo e la definizione degli indicatori.

Terminata questa fase, l'analisi procede variandone il livello ed effettuando una prima divisione della matrice che definisce il profilo energetico completo. La $Y(i,j)$ subisce una suddivisione che segue la logica delle stagioni. Avviene così la generazione di 4 matrici, che derivano tutte da quella originale, ognuna per la corrispondente stagione. Anche in questo caso può essere effettuata una rappresentazione matematica della divisione:

$$P(i,j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \quad \text{con} \quad \begin{array}{l} i \in [1; 24] \\ j \in [1; N_{\text{giorni primavera}}] \end{array}$$

$$E(i,j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \quad \text{con} \quad \begin{array}{l} i \in [1; 24] \\ j \in [1; N_{\text{giorni estate}}] \end{array}$$

$$A(i, j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \text{ con } \begin{matrix} i \in [1; 24] \\ j \in [1; N_{\text{giorni autunno}}] \end{matrix}$$

$$I(i, j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \text{ con } \begin{matrix} i \in [1; 24] \\ j \in [1; N_{\text{giorni inverno}}] \end{matrix}$$

Dove $P(i, j)$, $E(i, j)$, $A(i, j)$ e $I(i, j)$ corrispondono alla divisione dei valori orari annuali nelle quattro stagioni. Come nel caso precedente, il pedice i corrisponde al numero di ore giornaliere, di conseguenza il relativo intervallo rimane invariato; viceversa cambia nel caso del pedice j , poiché il numero di giorni per ogni stagione non è fisso (se si fa riferimento alla divisione che avviene nell'emisfero boreale: 92 nel caso della primavera ed estate, 91 per l'autunno e 90 per l'inverno).

Effettuata questa prima suddivisione dei dati, per ognuna delle matrici risultanti è determinato il set di 25 indicatori già utilizzato nell'analisi del profilo completo. In questo modo il numero di indicatori è moltiplicato per il numero di ripartizioni della matrice generale; ciò consente di cogliere delle specificità relative all'intervallo di tempo considerato (in questo caso un intervallo stagionale) ampliando le informazioni derivanti dalla prima fase di analisi.

I due passaggi successivi, seguono la stessa logica che è valsa nella prima divisione della matrice originaria. Difatti avviene un riduzione dell'intervallo di tempo considerato, passando dalla logica stagionale a quella mensile prima e, successivamente, a quella settimanale, ottenendo nel primo caso 12 partizioni del profilo orario, mentre ne derivano 52 nel secondo. Di seguito sono rappresentate matematicamente le divisioni appena citate.

$$M_k(i, j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \text{ con } \begin{matrix} i \in [1; 24] \\ j \in [1; N_{\text{giorni mese}}^k] \\ k \in [1; 12] \end{matrix}$$

Dove $M_k(i, j)$ contraddistingue i valori orari corrispondenti al mese k -esimo. Come nel caso precedente l'intervallo del pedice i rimane inalterato ma varia quello di j che segue il numero di giorni relativi ad ogni mese.

$$S_z(i, j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \cdots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \cdots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \cdots & x_{I,J} \end{bmatrix} \text{ con } \begin{matrix} i \in [1; 24] \\ j \in [1; 7] \\ z \in [1; 52] \end{matrix}$$

In questo caso $S_z(i, j)$ comprende i valori orari per una settimana z -esima; gli intervalli dei pedici seguono la falsa riga della ripartizione mensile, ma con la differenza che rimangono fissi in quanto l'unità temporale corrispondente alla settimana è definita costante nel corso di un anno.

In ognuno dei due casi sopra rappresentati, l'analisi e la descrizione del profilo energetico diventano più specifiche, aumentandone la sensibilità con il variare dell'intervallo di tempo considerato. Infatti il set di indicatori proposto è ottenuto per ogni mese e per ogni settimana, fornendo quindi un numero di informazioni che cresce con l'aumentare delle ripartizioni. In questo modo è data la possibilità di effettuare analisi particolari a determinati lassi temporali.

Infine è svolto l'ultimo stadio che caratterizza la descrizione dei profili energetici. Così procedendo cambia la logica con la quale si osserva $Y(i, j)$. Non sono più effettuate partizioni temporali legate all'asse corrispondente alle colonne della matrice, ma elaborando i dati secondo l'ora che contraddistingue il loro collocamento lungo le righe della matrice stessa. In pratica si analizza il profilo giornaliero orario lungo il corso dell'anno. Il metodo scelto è quello di dividere ogni giorno della serie dati in due macro fasce orarie dei valori energetici: la fascia diurna, che raccoglie tutti i dati tra le 7 a.m. e le 6 p.m. comprese, e quella notturna, che è la complementare della precedente (quindi è generata da i valori tra le 1 a.m. – 6 a.m. comprese e tra le 7 p.m. – 11 p.m. comprese.). In questo modo la matrice originaria è suddivisa in due matrici delle quali è data una rappresentazione matematica:

$$D(i, j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \dots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \dots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \dots & x_{I,J} \end{bmatrix} \text{ con } \begin{matrix} i \in [1; 12] \\ j \in [1; 365] \end{matrix}$$

$$N(i, j) = \begin{bmatrix} x_{i,j} & x_{i,j+1} & \dots & x_{i,J} \\ x_{i+1,j} & x_{i+1,j+1} & \dots & x_{i+1,J} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{I,j} & x_{I,j+1} & \dots & x_{I,J} \end{bmatrix} \text{ con } \begin{matrix} i \in [1; 12] \\ j \in [1; 365] \end{matrix}$$

Le $D(i, j)$ e $N(i, j)$ sono esattamente complementari, la prima coglie tutta la fascia diurna del profilo per l'intero anno mentre la seconda quella notturna. Per quanto riguarda il pedice j non ci sono variazioni rispetto alla matrice originaria confermando i canonici 365 giorni; mentre il pedice i corrisponde alla metà del valore assunto negli altri casi.

Come per gli altri livelli di analisi, anche in questo caso sono determinati i 25 indicatori per entrambe $D(i, j)$ e $N(i, j)$, così ottenendo un insieme di 50 indicatori. Questa ripartizione è stata scelta per riuscire ad avere una descrizione del differente comportamento del profilo nelle ore diurne rispetto alle ore

notturne (si fa riferimento in particolare ad eventuali carichi o alla generazione di un impianto fotovoltaico).

L'insieme di set di indicatori computati è considerato una buona metrica di descrizione di un profilo energetico orario annuo, poiché generano una notevole quantità di informazioni. Nelle metodologie implementate nell'elaborato di tesi per una pianificazione energetica (che sono riportate nel Capitolo 6) è utilizzato solo il set di indicatori riferito al profilo completo, ma è probabile un utilizzo più ampio degli altri assortimenti di indicatori in sviluppi successivi, in modo da migliorare la precisione della pianificazione energetica, cogliendo anche le peculiarità legate ai diversi intervalli temporali e fasi del giorno.

6. Definizione dei modelli matematici

Questo capitolo è dedicato ad un'ampia descrizione della logica di funzionamento del modello sviluppato. In particolare vengono analizzate le fasi attraverso le quali è implementata la simulazione e in che modo lo strumento riesca a adattarsi al meglio in ogni situazione presentata in input. Sono perciò riportati i due modelli matematici che descrivono sia il contesto sviluppato per una condizione in isola elettrica sia lo scenario in cui è presente la connessione alla rete di distribuzione. Per entrambi i contesti è descritto l'algoritmo che il programma svolge per ottenere la definizione di un sistema energetico ottimale. In fondo al capitolo è descritto il modello che descrive il comportamento di un sistema di accumulo elettrochimico. Tale modello è opportunamente inserito all'interno dell'applicativo.

6.1 Introduzione

In un applicativo di utilizzo per la pianificazione energetica è indispensabile la possibilità di rappresentare contesti diversi, che descrivono territori e paesi in cui le necessità legate all'aspetto energetico variano notevolmente. Le problematiche evidenziate possono riferirsi a un contesto facilmente riscontrabile in un paese sviluppato con una struttura energetica efficiente ma che evidenzia criticità per lo sviluppo delle FRNP, specialmente impianti di piccola taglia diffusi nelle reti di distribuzione MT o BT. Ma è importante l'assistenza che può essere fornita nello sviluppo di un contesto radicalmente diverso come può verificarsi in un paese in via di sviluppo, dove le strutture elettriche nazionali sono carenti e frequentemente si verificano situazioni di black-out per mancanza di erogazione del servizio o più spesso si verifica l'assenza totale delle infrastrutture, favorendo lo sviluppo di micro-reti in isola indipendenti. In tale contesto è usuale interfacciarsi con la possibilità di non avere un servizio elettrico garantito per diverse ore o di limitare necessariamente il consumo dei carichi elettrici.

Per raggiungere il fine appena riportato sono state sviluppate nello strumento di pianificazione energetica due modalità differenti che simulano i due contesti. Rappresentano una prima macro-divisione che garantisce l'eccellenza dell'applicativo senza però alterarne l'approccio generale. Infatti l'analisi di ogni caso e la successiva risoluzione sono sempre fondate sulla metrica, evidenziata nel capitolo precedente, formata dal set di indicatori matematici. All'interno delle due categorie è possibile, tramite la definizione delle condizioni al contorno uniche per ogni caso in esame, arrivare alla singola combinazione particolare.

Di seguito sono riportate le modalità appena espresse. La prima identifica uno scenario in cui la rete elettrica è assente e il sistema considerato è riconosciuto come in isola elettrica, nella quale il bilancio del carico con la/le generazioni deve coincidere puntualmente nella discretizzazione temporale. Nella simulazione è introdotta anche la possibilità di inserire un sistema di accumulo energetico. Tale accumulo dovrà rispondere a certe esigenze imposte dal contesto, in particolare sarà indispensabile per garantire il servizio di fornitura durante i periodi in cui i generatori non saranno in grado di sopperire a questo compito. Il funzionamento delle batterie elettrochimiche dovrà essere simulato in base a precise funzioni obiettivo. Infatti esse hanno una funzione molto diversa nel contesto caratterizzato dalla presenza della rete elettrica nazionale, dove il loro utilizzo è meno legato a vincoli primari per la garanzia dell'erogazione del servizio, ma possono essere impiegate anche per l'applicazione di time-shift legato alla possibilità di ottenere benefici economici o attività di regolazione e supporto per i servizi ancillari. Questo secondo scenario è rappresentato dalla seconda modalità presente nello strumento

sviluppato, dove la presenza della rete condiziona e caratterizza in modo marcato il sistema energetico. In questo contesto sono esaltate le GD, in particolare lo sfruttamento delle risorse non programmabili, e viene ricercata la configurazione migliore per sfruttare le potenzialità del territorio senza compromettere la qualità del servizio energetico.

Di seguito vengono riportati i modelli e l'approccio su cui è stato sviluppato lo strumento di pianificazione energetica. Facendo riferimento alla *Figura 5.1*, in cui è riportato un diagramma di flusso che descrive la logica di iterazione dell'algoritmo, in questa sezione vengono analizzati più nel dettaglio i blocchi riportati. Le fasi del diagramma di flusso presenti nella struttura centrale evidenziano processi che sono comuni a entrambi i contesti simulati, mentre le fasi distinte sui due lati dello schema sono proprie di ogni scenario. Le due modalità sono il risultato dello sviluppo di un modello matematico che considera le finalità delle funzioni obiettivo, imponendo vincoli e condizioni che contraddistinguono il singolo caso per ottenere l'esito finale utilizzando come criterio cardine l'efficienza del sistema.

In conclusione al capitolo è riportato il modello che descrive il comportamento del sistema di accumulo con batterie elettrochimiche inserito nello strumento sviluppato nel lavoro di tesi. Tale modello è di tipo energetico ed è il frutto della sintesi di quelli presentati nel Capitolo 4.

6.2 Definizione del modello di un sistema elettrico off-grid

È riportato il modello incluso nell'applicativo che simula il primo contesto considerato, ovvero la situazione in isola elettrica in cui è totalmente assente la rete di distribuzione nazionale. Per rendere immediata la comprensione delle varie fasi analitiche, è inserito un esempio numerico così da rendere più trasparente e lineare la spiegazione al lettore. La descrizione segue pedissequamente lo schema di *Figura 5.1*, che viene diviso in parti per questa sezione:

- viene descritto l'inserimento dei dati e la definizione del contesto applicativo con la relativa F.O.;
- a seguire è mostrata la scelta della metrica di analisi e dei sistemi utilizzati per definire il sistema di classificazione;
- definizione della miglior configurazione delle risorse di generazione;
- analisi eventuale di un'aggiunta di un sistema di produzione energetica tradizionale e programmabile;
- in ultima istanza è valutato l'inserimento delle batterie elettrochimiche per mantenere il sistema energetico.

6.2.1 Inserimento dati e definizione del contesto applicativo con la relativa F.O.

La condizione off-grid presenta grandi criticità che devono essere affrontate per garantire il corretto funzionamento del sistema. Il mancato soddisfacimento di tali vincoli porta alla riduzione forzata del carico o a un eventuale blackout. Il sistema deve essere autosufficiente in ogni istante della discretizzazione temporale. La situazione assegna particolare importanza alla possibilità di sfruttamento delle risorse presenti direttamente sul territorio, in particolare le FRNP. Vengono così introdotte problematiche legate alla variabilità delle fonti, determinando un'importanza fondamentale ai sistemi di accumulo, come le batterie elettrochimiche, o la configurazione di impianti di back up, come motori diesel o sistemi cogenerativi.

Come descritto nel Capitolo 5 i dati in input sono le matrici energetiche relative ai profili di carico e delle n -esime generazioni. La determinazione del contesto è effettuata tramite la scelta dell'operatore nella fase iniziale del processo.

L'analisi è implementata sul profilo risultante dalla differenza fra la richiesta energetica da parte delle utenze considerate e l'approvvigionamento che le risorse di generazione sono in grado di garantire per ogni intervallo di discretizzazione temporale esaminato. Trattandosi di un contesto in isola elettrica la Funzione Obiettivo che deve essere soddisfatta è la seguente:

$$\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho_1^n \times \sum_{t=1}^T P_{g,t}^n = 0 \quad (6.1)$$

Dove:

- t rappresenta l'arco temporale scelto (orario in questo lavoro) ed è $t = 1, 2, \dots, 8760$;
- $P_{L,t}$ sono i dati orari appartenenti al profilo di carico;
- $P_{g,t}$ sono i dati orari del profilo di generazione considerato in *p.u.*;
- ρ_1^n è il coefficiente moltiplicativo della generazione n -esima per rendere valida la (6.1). Rappresenta quindi la quantità di potenza che si dovrebbe installare necessaria per ottenere la quantità di energia erogata pari a quella richiesta dalle utenze elettriche in un anno.

I due profili sono inseriti in input al software il quale li elabora per ottenere la relazione (6.1); è importante sottolineare che per ogni profilo di carico elettrico possono essere inseriti n profili di generazione P_G^n con $n = 1, 2, \dots, N$, a discrezione dell'operatore e del singolo caso in esame. Quindi per ogni abbinamento tra l'unico profilo di richiesta energetica e quelli di generazione è calcolato ρ_1^n . Il profilo risultante è rappresentato da valori orari in cui l'energia richiesta è maggiore dalla possibile fornitura oraria della P_G^n se assumono segno

positivo, e valori in cui il carico è inferiore rispetto all'approvvigionamento orario se assumono segno negativo. Le somme dei valori con lo stesso segno si equivalgono come vuole la (6.1).

Esempio 6.1 Viene ora presentato l'esempio numerico che verrà sviluppato con il prosieguo della spiegazione del modello. Si consideri:

- L'inserimento di una matrice energetica di carico (L)
- L'inserimento di tre matrici energetiche di generazione ($G1, G2, G3$)

Ogni matrice di generazione è ridotta in p.u. dividendo ogni valore orario per il massimo:

$$g1 = \frac{G1}{\max(G1)}$$

E così anche per gli altri profili ottenendo $g2$ e $g3$ i cui profili sono ottenuti sempre tramite la divisione di ogni dato per il massimo relativo ad ogni serie. Sono calcolati i valori dei coefficienti $\rho1$, $\rho2$ e $\rho3$ che validano il vincolo imposto di eguagliare l'integrale energetico della richiesta:

$$\sum_{t=1}^T L_t - \rho1 \times \sum_{t=1}^T g1_t = 0$$

Lo stesso metodo è utilizzato per il calcolo di $\rho2$ e $\rho3$.

Il fine dell'analisi è quello di stimare e descrivere il profilo ottenuto, premiando la minor dispersione dei valori. Infatti la Funzione Obiettivo, descritta anche nel Flow Chart di riferimento del Capitolo 5, in questo contesto esprime il raggiungimento della condizione di indipendenza energetica. Il concetto equivale a definire la situazione più favorevole per l'inserimento di un sistema di accumulo elettrochimico. Questo vincolo porta alla valorizzazione di un profilo di generazione energetica che segua in modo speculare l'andamento della richiesta, così da limitare la taglia del sistema di storage energetico e garantirne un utilizzo consono alle caratteristiche tecnologiche. Procedendo in questo modo è resa più realistica la possibilità di inserire delle batterie che siano in grado di bilanciare il flusso di potenza e garantire il corretto funzionamento del sistema elettrico.

6.2.2 Scelta della metrica di analisi e definizione dei criteri di classificazione

Per il prosieguo dell'algoritmo, seguendo il diagramma in *Figura 5.1*, è necessario definire una metrica di analisi. In pratica è richiesto all'operatore di scegliere quanti e quali indicatori utilizzare per procedere alla valutazione del profilo risultante dalla sovrapposizione della matrice di generazione determinata da ρ_1^n con quella di carico. Il sistema prevede attualmente l'utilizzo dei soli

indicatori della prima clusterizzazione della matrice, l'anno intero. Tali 25 indicatori primari sono identificati come:

$$ind(i) \text{ con } i = 1, 2, \dots, 25 \quad (6.2)$$

A ogni indicatore selezionato è assegnato un punteggio x_i , a cui è attribuito un peso α_i , con $i = 1, 2, \dots, 25$ che rimanda alla seguente scrittura:

$$\sum_{i=1}^{25} \alpha_i x_i^n + \alpha_\rho \rho_1^n = X_n \quad (6.3)$$

Dove n indica il profilo di generazione considerato e il termine $\alpha_\rho \rho_1^n$ è il coefficiente necessario per validare la (6.1) accompagnato dal relativo peso nell'analisi. Va evidenziato che è l'operatore a scegliere il numero degli indicatori e quali sono quelli ritenuti più interessanti nel proprio processo di analisi. X_n è il punteggio ottenuto dall'accoppiamento del profilo di carico con il profilo n -esimo di generazione. Al fine di valutare il ranking dei migliori accoppiamenti con il profilo di carico verranno valutati i punteggi finali riscontrati X_n , con $n = 1, 2, \dots, N$ numero dei profili di generazione. Il proposito di questa parte dell'analisi è quello di determinare, tramite il calcolo di X_n , una classificazione dei profili di generazione, premiando quelli con un accoppiamento al carico caratterizzato dalla minor dispersione di dati in previsione del sostentamento del sistema in isola elettrica. Sono state organizzate cinque metodologie di classificazioni, ognuna delle quali molto diversa dalle altre, che portano all'ottenimento del valore di $X_{n,j}$, dove $j = 1, 2, 3, 4, 5$ rappresenta i cinque metodi di classificazione. In ogni metodo di ranking sono valutati gli stessi indicatori ma con pesi e metodi molto differenti. Il Ranking Finale è fondato sulla sintesi dei risultati ottenuti nei cinque metodi $X_{n,j}$. Il sistema di classificazione e la scelta della metrica dell'analisi sono le stesse per il contesto con connessione alla rete elettrica. Se un profilo di generazione ottiene il punteggio migliore in ogni classificazione allora sarà considerato al 100% preferibile rispetto alle altre.

Sono ora presentati i modelli matematici che rappresentano le metodologie di assegnazione dei punteggi. Va ricordato che l'operatore può decidere di escludere una o più metodologie di classificazione se ritiene necessario per lo sviluppo della propria analisi:

- il primo metodo segue la seguente relazione $\left(\frac{x_i^n}{N}\right), \left(\frac{x_i^n}{N-1}\right), \dots, \left(\frac{x_i^n}{1}\right)$ dove i rappresenta l'indicatore esaminato, $n = 1, 2, \dots, N$ sono tutti gli accoppiamenti con il profilo di carico quanti sono i profili di generazione. $N, N-1, \dots, 1$ sono i valori di x_i^n , ovvero i punteggi

ottenuti dallo stesso indicatore valutato per tutti gli n abbinamenti con i profili di generazione, qui riportati in ordine dal migliore al peggiore. La logica di scelta è evidenziata dalla seguente relazione

$$f(x_i^n) \begin{cases} N & \text{se } ind(i)^n \text{ è il migliore} \\ N-1 & \text{se } ind(i)^n \text{ è il secondo migliore} \\ \vdots & \vdots \\ 1 & \text{se } ind(i)^n \text{ è il peggiore} \end{cases} \quad (6.4)$$

Dove l'indicatore $ind(i)$ è calcolato per gli n abbinamenti carico-generazione. $\alpha_i = 1$ determina che il peso assegnato ad ogni indicatore sia unitario. La logica di assegnazione dei punteggi va a valutare l'abbinamento migliore quello che riscontra la minor dispersione dei valori limitata nell'intorno dello zero. Con la (6.3) è quindi possibile stilare il primo ranking valutando le $X_{n,1}$ ottenute e ordinandole secondo una logica decrescente.

Esempio 6.1 Proseguendo con l'esempio numerico introdotto è possibile rendere chiara la metodologia che riguarda la composizione delle 5 metodologie di ranking e l'effettivo Ranking Finale:

Gli indicatori scelti per effettuare l'analisi sono: $ind(3)$, $ind(9)$, $ind(11)$ e $ind(12)$ con l'aggiunta del coefficiente ρ .

Il primo metodo di ranking, Tabella 6.1, assegna la prima posizione a $g1$, la seconda a $g3$ e l'ultima a $g2$.

Tabella 6.1 – Risultati primo metodo di ranking

	L-($\rho 1xg1$)	L-($\rho 2xg2$)	L-($\rho 3xg3$)
Ind(3)	3	1	2
Ind(9)	2	1	3
Ind(11)	3	2	1
Ind(12)	3	1	2
ρ	1	3	2
X_1	12	8	10

Come si nota non sono stati assegnati pesi agli indicatori e x_i , varia da $N(3)$ a 1 e X_1 rappresenta la somma degli x_i di ogni accoppiamento. Il valore più elevato di X_1 determina la generazione ritenuta più compatibile con il profilo di carico. A seguire in ordine decrescente le altre risorse.

- Il secondo metodo di classificazione è più netto e favorevole al caso carico-generazione risultante migliore. (x_i^n) , (x_i^n) , ..., (x_i^n) dove i rappresenta l'indicatore esaminato, $n = 1, 2, \dots, N$ sono tutti i possibili

accoppiamenti del carico con le generazioni. Come si può notare viene assegnato il punteggio unitario all'indicatore (lo stesso valutato fra le n generazioni inserite) che risulta migliore, mentre tutte le altre combinazioni carico-generazione, sullo stesso indicatore valutato, ottengono il punteggio nullo:

$$f(x_i^n) \begin{cases} 1 & \text{se } ind(i)^n \text{ è il migliore} \\ 0 & \text{se } ind(i)^n \text{ non è il migliore} \end{cases} \quad (6.5)$$

Anche in questo caso $\alpha_i = 1$, ogni indicatore è valutato con lo stesso peso. La logica di scelta è identica al caso precedente, ovvero scegliendo come caso migliore quello che comporta una minor dispersione nell'intorno di zero. Utilizzando la relazione (6.3) è quindi possibile determinare la nuova classifica relativa alla seconda metodologia di ranking valutando in ordine decrescente gli $X_{n,2}$ ottenuti.

Esempio 6.1 Il secondo metodo riporta il risultato evidenziato dalla Tabella 6.2 in cui la prima posizione è assegnata a $g1$ per il maggior numero di volte in cui il proprio indicatore è migliore di quello degli altri accoppiamenti.

Tabella 6.2 – Risultati secondo metodo di ranking

	L-(p1xg1)	L-(p2xg2)	L-(p3xg3)
Ind(3)	1	0	0
Ind(9)	0	0	1
Ind(11)	1	0	0
Ind(12)	1	0	0
p	0	1	0
X₂	3	1	1

I primi due metodi di classificazione sono più lineari, infatti il punteggio è valutato senza attribuire nessuna variazione di peso ad ogni indicatore. Sono la scelta più favorevole all'operatore che non conosce in modo accurato le caratteristiche delle risorse in esame.

- Il terzo metodo di classificazione è molto simile al primo nel sistema di attribuzione dei punteggi, ma molto differente dal punto di vista concettuale. $(x_i^n), (x_{N-1}^n), \dots, (x_1^n)$, dove i rappresenta l'indicatore che è esaminato, $n = 1, 2, \dots, N$ sono gli accoppiamenti con il profilo di carico quanti sono i profili di generazione. $N, N - 1, \dots, 1$, sono i valori di x_i^n i punteggi dello stesso indicatore per ogni accoppiamento in ordine dal migliore al peggiore. La logica è sempre quella espressa dalla (6.4)

ma vengono considerati diversi valori di α_i in funzione dell'indicatore esaminato secondo la seguente relazione:

$$f(\alpha_i) \begin{cases} 3 & \text{se } ind(i) \text{ è ritenuto molto importante} \\ 2 & \text{se } ind(i) \text{ è ritenuto mediamente importante} \\ 1 & \text{se } ind(i) \text{ è ritenuto poco importante} \end{cases} \quad (6.6)$$

I pesi che sono stati inseriti rimangono tali, ma l'operatore è libero di cambiarli e di abbinarli a piacimento nel set di indicatori prescelto. È definito il punteggio ottenuto da ogni n -esimo abbinamento tramite la (6.3) rappresentato dalle $X_{n,3}$. La classifica è determinata riportando in ordine decrescente i punteggi finali.

Esempio 6.1 Il terzo metodo riporta i risultati in Tabella 6.3, in questo caso cambiano le gerarchie. È stato ritenuto ρ come indicatore più importante a cui è stato assegnato un $\alpha_\rho = 3$, mentre l'altro indicatore che si distingue è $ind(3)$ a cui si è attribuito più importanza degli altri ma inferiore a ρ , $\alpha_3 = 2$

Tabella 6.3 – Risultati terzo metodo di ranking

	L-($\rho 1xg1$)	L-($\rho 2xg2$)	L-($\rho 3xg3$)
Ind(3)	3x2	1x2	2x2
Ind(9)	2x1	1x1	3x1
Ind(11)	3x1	2x1	1x1
Ind(12)	3x1	1x1	2x1
ρ	1x3	3x3	2x3
X_3	15	14	16

- Il quarto metodo di classificazione è ottenuto tramite la costituzione di 10 intervalli I_1, I_2, \dots, I_{10} di uguale dimensione. Ogni indicatore valutato è caratterizzato dagli intervalli che vengono dimensionati tramite una ripartizione equi-distanziata fra il valore massimo e minimo assunti da quell'indicatore fra gli n abbinamenti ($\max(ind(i)^n)$ e $\min(ind(i)^n)$). Il punteggio x_i^n è ripartito in funzione del valore dello stesso indicatore, più è vicino all'intorno di zero e ricade nei primi intervalli e più otterrà un valore alto secondo la seguente logica di distribuzione:

$$f(x_i^n) \begin{cases} 10 & \text{se } ind(i)^n \in [I_1) \\ 9 & \text{se } ind(i)^n \in [I_2) \\ \vdots & \vdots \\ 1 & \text{se } ind(i)^n \in [I_{10}) \end{cases} \quad (6.7)$$

Anche in questo caso il peso assegnato ad ogni indicatore è lo stesso, viene quindi considerato ancora $\alpha_i = 1$. È possibile determinare i valori di $X_{n,4}$ e conseguentemente anche il ranking.

Esempio 6.1 Il quarto metodo vede l'utilizzo degli intervalli. I punteggi, Tabella 6.4, riferiti agli indicatori sono relativi all'intervallo in cui l'indicatore ricade. Essendo 10 intervalli il migliore otterrà sempre $x_i = 10$ e il peggiore sempre $x_i = 1$. Tale metodo coglie in modo più preciso le differenze fra lo stesso indicatore per i diversi accoppiamenti.

Tabella 6.4 – Risultati quarto metodo di ranking

	L-($\rho 1 \times g 1$)	L-($\rho 2 \times g 2$)	L-($\rho 3 \times g 3$)
Ind(3)	10	1	7
Ind(9)	1	1	10
Ind(11)	10	4	1
Ind(12)	10	1	6
ρ	1	10	9
X_4	32	17	33

Il terzo e quarto metodo sono più fini e valutano, con un peso diverso nel primo caso e una miglior discretizzazione di punteggio nel secondo, più precisamente il valore dell'indicatore che caratterizza il profilo. Il loro utilizzo risulta più significativo se sono disponibili maggiori informazioni relative al sistema energetico da pianificare e nel quale si ricercano eventuali particolarità e criticità. Come già espresso viene misurata la sovrapposizione della matrice di generazione su quella di richiesta, perciò il punteggio che viene assegnato è più alto tanto più l'indicatore identifica una dispersione limitata e nell'intorno del valore nullo, mentre il punteggio corrispondente sarà basso tanto più l'indicatore riscontra un alto valore di dispersione. Questo criterio di valutazione è valido per tutti gli indicatori, tranne che per l'indicatore $ind(25)$ che rappresenta l'autocorrelazione e, come descritto nel Capitolo 5, determina una relazione più stringente fra il dato della serie al tempo t con quello all'istante $t - k$ tanto più è elevato il valore di output. Questo indicatore nei metodi sopra descritti è perciò valutato in forma inversa, premiando il caso in cui ottiene un punteggio maggiore. L'indicatore $ind(25)$ ha un grande potenziale, tale da ritenere possibile determinare il quinto metodo di classificazione:

- La quinta e ultima metodologia di ranking prevede l'analisi dell' $ind(25)$. Per ogni n -esimo abbinamento carico-generazione sono calcolati i valori di autocorrelazione per una discretizzazione temporale che arriva a 1/4 del numero di dati della serie numerica risultante. Vengono considerati i valori di autocorrelazione di un giorno, cioè i primi 25 poiché il primo ha un passo k nullo, di una settimana, cioè i

primi 169, di quattro settimane (mensile), cioè i primi 673 valori, e infine di una stagione, ovvero i primi 2,017. Di ogni clusterizzazione viene calcolata la media aritmetica dei valori di autocorrelazione riportati in valore assoluto, ottenendo i quattro dati medi $\mu_d^n, \mu_w^n, \mu_m^n, \mu_s^n$ (giornaliero, settimanale, mensile e stagionale), dove $n = 1, 2, \dots, N$ accoppiamenti del carico con n -esima generazione. Infine è calcolata la media delle quattro già ricavate e sarà quest'ultimo valore ha determinare l'accoppiamento migliore fra quelli in discussione tramite l'assegnazione di un punteggio x_i^n :

$$\mu_{tot}^n = \frac{\mu_d^n + \mu_w^n + \mu_m^n + \mu_s^n}{4} \quad (6.8)$$

$$f(x_i^n) \begin{cases} N & \text{se } \mu_{tot}^n \text{ è il migliore} \\ (N - 1) & \text{se } \mu_{tot}^n \text{ è il secondo migliore} \\ \vdots & \vdots \\ 1 & \text{se } \mu_{tot}^n \text{ è il peggiore} \end{cases} \quad (6.9)$$

Dove $n = 1, 2, \dots, N$ sono gli n -esimi accoppiamenti fra carico e generazione. Il migliore fra essi sarà quello che otterrà una media μ_{tot}^n più alta. È da sottolineare che la scelta delle medie delle diverse ripartizioni dei valori dell'autocorrelazione è arbitraria e l'analisi può comprendere un solo valore o tutti e quattro.

Esempio 6.1 Il quinto metodo vede la valutazione del solo ind(25) con il calcolo di μ_{tot}^n per i tre accoppiamenti. In questo esempio non è stato specificato quali componenti sono state utilizzate per definire μ_{tot} . In Tabella 6.5 sono riportati i risultati.

Tabella 6.5 – Risultati quinto metodo di ranking

	L-(p1xg1)	L-(p2xg2)	L-(p3xg3)
μ_{tot}	2	3	1
X_5	2	3	1

Avendo ottenuto tutti gli $X_{n,i}$ è ora possibile costituire una classificazione di sintesi (Ranking Finale) fondata sui risultati ottenuti dalle cinque sotto-classifiche. Viene espressa così la classifica finale che determinerà la scelta dell'inserimento dell'ordine delle risorse. Come già definito, l'operatore può scegliere di utilizzare tutti o anche solo un metodo di ranking. È anche libero, una volta valutato il Ranking Finale, di riproporre la fase di classificazione cambiando gli indicatori scelti o il peso che è stato inizialmente posto. Il Ranking Finale esprime in percentuale la valutazione della n -esima matrice di generazione di migliore compatibilità, vengono considerati così tutti i risultati conseguiti in tutti i metodi di classificazione utilizzati.

Esempio 6.1 È possibile ora stilare il Ranking Finale, che è determinato dalla sintesi dei cinque metodi di classificazione utilizzati, Tabella 6.6

Tabella 6.6 - Ranking Finale

	L-($\rho_1 \times g_1$)	L-($\rho_2 \times g_2$)	L-($\rho_3 \times g_3$)
Rank1	3	1	2
Rank2	3	2	2
Rank3	2	1	3
Rank4	2	1	3
Rank5	2	3	1
R.F. %	80	53,33	73,33

Dove i punteggi sono riferiti alla posizione assunta dall' n -esima generazione accoppiata con il profilo di carico nei singoli metodi di classificazione, valutando con un punteggio più alto e pari a N la generazione risultante migliore nella particolare sotto-classifica e 1 la peggiore. Mentre l'ultima riga indica la percentuale con la quale la sovrapposizione della matrice di generazione su quella di carico risulta la migliore.

Oltre alla determinazione del ranking vengono inoltre calcolati dei vincoli che determinano l'eventuale inserimento di un sistema di accumulo. Questi vincoli caratterizzano l'energia mancante o in eccesso nell'operazione di accoppiamento carico-generazione che in prospettiva sarà il contributo richiesto all'eventuali batterie installate. Osservando con quest'ottica il problema, appare evidente come la reale possibilità di coprire i disavanzi energetici con uno storage elettrochimico sia favorita dalla minor consistenza di tali differenze. Questo significherebbe l'installazione di un accumulo di taglia inferiore contenendo i costi e ottenendo un sistema più efficiente e concretamente realizzabile. I vincoli di cui si parla sono di tre tipi:

- **Vincoli in energia:** sono i vincoli che corrispondono alla minima e massima energia della curva del cumulato del profilo risultante dalla differenza fra carico e generazione n -esima moltiplicata per il coefficiente ρ_1^n . Sono rappresentati dalle seguenti relazioni:

$$\min \left(\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho_1^n \times \sum_{t=1}^T P_{g,t}^n \right) \quad (6.10)$$

$$\max \left(\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho_1^n \times \sum_{t=1}^T P_{g,t}^n \right) \quad (6.11)$$

L'ultima relazione esprime la quantità massima di energia che il sistema di accumulo dovrebbe essere in grado di conservare per soddisfare tutta la richiesta del carico non coperta dalla generazione *n-esima*. La prima rappresenta invece la massima taglia del sistema di accumulo per stoccare tutta l'energia in eccesso prodotta dalla generazione *n-esima* al netto del consumo effettivo.

- Vincoli in potenza: sono i vincoli che rappresentano il minimo e il massimo valore orario del profilo risultante dalla differenza fra carico e generazione *n-esima* moltiplicata per il coefficiente ρ_1^n :

$$\min(P_{L,t} - \rho_1^n \times P_{g,t}^n) \quad (6.12)$$

$$\max(P_{L,t} - \rho_1^n \times P_{g,t}^n) \quad (6.13)$$

La (6.12) rappresenta il massimo flusso di potenza che transita in entrata all'accumulo in un valore della discretizzazione temporale (un'ora). La (6.13) rappresenta il flusso di potenza in un'ora che l'accumulo deve essere in grado di fornire per garantire la stabilità del sistema. Il rapporto P/E (potenza su energia) per un sistema di accumulo registra un massimo di $0.7 \div 0.8$ per le batterie a litio. Nel modello è stato ipotizzato un valore di 0.5.

- Gli ultimi due vincoli sono relativi alla *rampa*, considerando la differenza massima e minima fra i valori orari consecutivi del profilo analizzato. Sono dei vincoli utili per determinare il comportamento dell'accumulo che dovrà essere in grado di coprire salti molto elevati fra un'ora e l'altra:

$$\min \left[\left(P_L(t) - \rho_1^n \times P_G^n(t) \right) - \left(P_L(t-1) - \rho_1^n \times P_G^n(t-1) \right) \right] \quad (6.14)$$

$$\max \left[\left(P_L(t) - \rho_1^n \times P_G^n(t) \right) - \left(P_L(t-1) - \rho_1^n \times P_G^n(t-1) \right) \right] \quad (6.15)$$

$$\text{con } t = 2, \dots, 8760$$

Tali vincoli sono calcolati con lo scopo di supportare l'operatore nella scelta della risorsa migliore. Possono essere utilizzati come verifica *ex post* dell'effettiva efficacia degli indicatori scelti ma anche inseriti nella metrica di analisi. Infatti tali dati sono molto importanti, soprattutto per questo scenario.

6.2.3 Determinazione della configurazione delle risorse di generazione

Definito e accettato sia il sistema della metrica di analisi che il Ranking Finale, il passo successivo rappresenta l'inserimento di nuove tecnologie di generazione per soddisfare la richiesta energetica esaminata. Facendo riferimento al diagramma di flusso del Capitolo 5 si entra così nella fase racchiusa dalla linea

tratteggiata rossa, che indica la possibilità di iterazioni. Il contesto corrisponde sempre a un sistema in isola elettrica. È importante sottolineare che la fase appena conclusa è propedeutica per il proseguo dell'analisi.

Il proseguimento vede la scelta del secondo profilo migliore in relazione al Ranking Finale risultante dai cinque metodi esplicitati in precedenza. L'avanzamento dell'analisi ha come fine quello di ridurre l'energia mancante o in eccesso al netto del bilancio fra richiesta e produzione. In pratica aggiungendo una seconda fonte si vuole ottenere la riduzione del profilo energetico risultante dall'interazione fra carico e produzione. Ciò è possibile se la fonte energetica aggiuntiva integra in modo complementare la produzione energetica coprendo i deficit della generazione precedentemente scelta senza andare ad evidenziare ulteriormente le criticità di sovrapproduzione. Il procedimento è molto simile ma invece di un confronto fra le singole generazioni viene ora espresso un raffronto fra diverse combinazioni delle due fonti energetiche scelte. La relazione che deve essere soddisfatta è la seguente:

$$\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho 1'_c \times \sum_{t=1}^T P_{g1,t} - \rho 2'_c \times \sum_{t=1}^T P_{g2,t} = 0 \quad (6.16)$$

Dove:

- t rappresenta l'arco temporale scelto ed è $t = 1, 2, \dots, 8760$;
- $P_{L,t}$ rappresenta i dati dell'unico profilo di carico relativi alla discretizzazione temporale;
- $P_{g1,t}$ sono i dati orari del profilo di generazione che ha ottenuto il primo posto nell'fase precedente considerato in *p.u.*;
- $P_{g2,t}$ sono i dati orari del profilo di generazione secondo classificato considerato in *p.u.*;
- $\rho 1'_c$ è il coefficiente moltiplicativo della prima fonte di produzione;
- $\rho 2'_c$ è il coefficiente moltiplicativo del secondo profilo di generazione.

I due coefficienti rendono valida la (6.16) e rappresentano la potenza installata delle due fonti per rispettare il vincolo imposto. Entrambi sono differenti dalla fase precedente. c rappresenta le differenti combinazioni di $\rho 1'$ e $\rho 2'$. Tali combinazioni variano in funzione della riduzione della prima fonte energetica, che passa dal valore di $\rho 1$, ottenuto nella prima fase analitica, a un valore ridotto progressivamente con un passo dell'1% di $\rho 1$, fino alla determinazione di $\rho 1'$; $\rho 2'$ è definito tramite la (6.16) per le varie combinazioni in cui varia $\rho 1$. L'analisi anche in questo caso è effettuata tramite gli indicatori scelti in precedenza e sono calcolati anche i vincoli per la valutazione dell'inserimento di un sistema di accumulo. La scelta fra la migliore combinazione delle due tecnologie però è affidata a un solo dato, cioè i vincoli in energia dell'accumulo

espressi nelle relazioni (6.17) e (6.18) calcolati con le due tecnologie di generazione e per ogni combinazione di ρ_1 e ρ_2 .

$$\min \left(\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho_1' \times \sum_{t=1}^T P_{g1,t} - \rho_2' \times \sum_{t=1}^T P_{g2,t} \right) \quad (6.17)$$

$$\max \left(\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho_1' \times \sum_{t=1}^T P_{g1,t} - \rho_2' \times \sum_{t=1}^T P_{g2,t} \right) \quad (6.18)$$

L'ultima relazione esprime la quantità massima di energia che il sistema di accumulo dovrebbe essere in grado di conservare per soddisfare tutta la richiesta del carico non coperta dalla combinazione *c-esima* fra le due generazioni. La prima rappresenta invece la massima taglia del sistema di accumulo per stoccare tutta l'energia in eccesso prodotta dalla combinazione *c-esima* fra le due generazioni al netto del consumo effettivo. Ci si aspetta che la capacità energetica dello storage diminuisca in questo passaggio rispetto al calcolo dei vincoli energetici definiti in precedenza. Se ciò non dovesse verificarsi allora il profilo migliore rimane quello derivante dalla prima fase analitica con una sola matrice energetica di generazione sovrapposta a quella della richiesta. Gli indicatori possono servire come valutazione *ex post* della scelta effettuata.

Esempio 6.1 Viene aggiunta la seconda risorsa definita dal Ranking Finale, esattamente g_3 . Tramite la variazione dell'1% del coefficiente ρ_1 calcolato nella prima fase di analisi è possibile tramite la (6.16) determinare le *c*-combinazioni. Per ogni combinazione il programma calcola tutti gli indicatori e i vincoli relativi all'eventuale inserimento di accumulo. È proprio su questi ultimi che si verifica la scelta del profilo migliore. Determinata la combinazione ottima è possibile definire di quanto ρ_1 si è ridotta fino a ρ_1' per permettere l'inserimento della $g_3 \times \rho_3'$. Se i vincoli espressi in (6.17) e (6.18) si riducono con l'aggiunta della g_3 allora questa combinazione sarà preferita rispetto a quella risultante dalla prima fase analitica in cui compariva solo la risorsa g_1 moltiplicata per ρ_1 . Viceversa il profilo migliore rimarrà quello espresso in output dalla prima fase. In questo caso i vincoli relativi all'accumulo migliorano e il profilo prescelto è:

$$\sum_{t=1}^T P_{L,t} - \rho_1' \times \sum_{t=1}^T P_{g1,t} - \rho_3' \times \sum_{t=1}^T P_{g3,t} = 0$$

Nell'esempio il coefficiente $\rho_1' = 73\%$ di ρ_1 definito nel passaggio precedente e $\rho_3' \neq \rho_3$ ed è la potenza necessaria di g_3 per validare la relazione. Il calcolo

degli indicatori è utile per verificare se l'effettivo miglioramento è riscontrato anche nella loro determinazione.

Definito quale sia il profilo ottimale l'analisi procede in modo perfettamente analogo con l'aggiunta progressiva delle matrici energetiche in ordine decrescente seguendo il Ranking Finale. Cambierà l'analisi di sensitività che dovrà gestire più informazioni e ampliare la casistica di monitoraggio delle variabili. Per esempio se si procedesse con l'aggiunta di un terzo profilo la soluzione ottima localmente sarebbe il risultato di un confronto, oltre che con il caso precedente con solo due generazioni, anche con i due scenari ottimi individuati diminuendo inizialmente la capacità installata della prima risorsa mantenendo invariata quella della seconda per poter aggiungere la terza, oppure diminuendo la seconda e mantenendo invariata la prima. Viene scelta la combinazione migliore e la risorsa la cui capacità era rimasta invariata viene ridotta progressivamente per accrescere ulteriormente la potenza della nuova risorsa inserita. Trovato l'ottimo con tre generazioni viene così confrontato con quello in cui ne sono presenti solo due. La ricerca dell'ottimo è una variante del Metodo del Gradiente. L'operatore non è obbligato a seguire tale ordine ma è guidato dall'applicativo in questa direzione. Inoltre può scartare delle risorse dall'analisi o può decidere che il risultato ottenuto sia soddisfacente alle proprie esigenze e interrompere il prosieguo della fase analitica.

Esempio 6.1 *Si valuta l'inserimento della terza generazione, definita da g_2 . Il procedimento è analogo al precedente inserimento di g_3 , ma con un'indagine più ampia. Sono riportate in Tabella 6.7 le due possibili soluzioni.*

Tabella 6.7 – Valutazione dell'ottimo con tre generazioni a seguito dell'inserimento della G_2

	ρ_1''	ρ_3''	ρ_2''
1° Caso	$\rho_1'' < \rho_1'$	$\rho_3'' = \rho_3'$	$\rho_2'' > 0$
2° Caso	$\rho_1'' = \rho_1'$	$\rho_3'' < \rho_3'$	$\rho_2'' > 0$

Nell'esempio l'ottimo è riportato nel 1°Caso perciò il passo successivo è quello di valutare l'aumento di ρ_2'' a scapito di una riduzione di ρ_3'' mantenendo costante ρ_1'' . L'ottimo con tre generazioni è stabilito fra il 1°Caso e la sua variante. Viceversa se fosse stato riscontrato l'ottimo nel 2°Caso la variante avrebbe visto la diminuzione di ρ_1'' in favore di una crescita di ρ_2'' mantenendo costante ρ_3'' . L'ottimo con tre generazioni è poi confrontato con quello determinato nel passaggio precedente.

6.2.4 Analisi per l'inserimento di una generazione tradizionale programmabile

La fase che segue prevede la valutazione di un possibile inserimento di una fonte tradizionale che vada a coprire le ore in cui la richiesta è maggiore del mix di produzione. Il genset potrebbe garantire un netto miglioramento per l'inserimento delle batterie elettrochimiche e quindi per il raggiungimento della F.O.; l'operatore ha due scelte: può non valutare questa opzione oppure può decidere di inserire il genset a monte dell'analisi, inserendolo come prima risorsa per "appiattare" il profilo di carico che poi può essere analizzato con il metodo esplicitato. La sua applicazione ridurrebbe il dimensionamento delle batterie, che allo stato attuale dell'analisi avviene su un orizzonte stagionale, determinando il caso peggiore e considerando un sovradimensionamento del sistema di accumulo che deve essere in grado di supportare il sistema nelle stagioni in cui le risorse sono deficitarie e viceversa, deve essere in grado di assorbire tutta l'energia prodotta da esse e non consumata dalla richiesta. La valutazione dell'inserimento è riportata nel seguente diagramma:

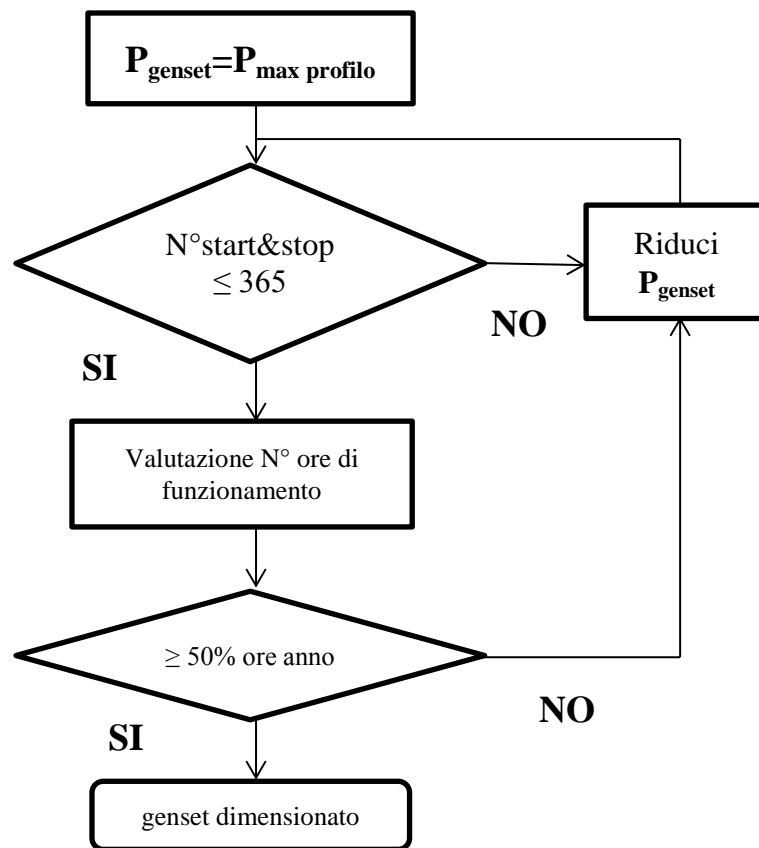


Figura 6.1 – Diagramma di flusso per la scelta della potenza del genset

Dal grafico si notano i due limiti imposti, l'operatore è libero di variarli a seconda delle proprie necessità. Definita la taglia della risorsa sarà poi l'operatore a scegliere se inserire o meno questa soluzione dipendentemente dal contesto e del dimensionamento delle batterie.

6.2.5 Dimensionamento del sistema di storage energetico

Infine per poter garantire la continuità di servizio è necessaria per questo scenario l'inserimento di un sistema di accumulo energetico. Questo aspetto è fondamentale per la determinazione della composizione del sistema energetico, specialmente in questo contesto applicativo, nel quale l'accumulo svolge un ruolo fondamentale. Come già definito allo stato attuale dell'analisi, con la valutazione dei soli indicatori del cluster della matrice intera, il dimensionamento effettuato è definito su un orizzonte stagionale, valutando così il caso peggiore in cui le batterie sono sovradimensionate. Ciò equivale a rendere il costo delle batterie molto elevato e intrinsecamente equivalente a quello legato alla possibilità di rendere il sistema autarchico del punto di vista energetico. La decisione legata all'accumulo elettrochimico è così importante che è al centro delle problematiche relative al contesto e definisce la F.O. dello scenario in isola elettrica. Questa soluzione è valutata con i vincoli definiti in precedenza che incidono sul dimensionamento di questa componente. Non sono le uniche considerazioni da effettuare, infatti il modello ha integrato un sistema che modella il comportamento di un sistema di accumulo elettrochimico valutati i flussi di potenza che transitano fra il sistema e lo storage. Il modello è definito nel paragrafo 6.3 e considera il processo di usura e di invecchiamento delle batterie elettrochimiche.

6.3 Definizione del modello di un sistema elettrico connesso alla rete elettrica nazionale

Nello strumento sviluppato è inserito anche il modello matematico che sintetizza il contesto in cui è presente la connessione alla rete elettrica. Le problematiche sono molto diverse da quelle analizzate nel modello precedente. Infatti il sistema ha meno criticità legate alla garanzia di corretto funzionamento; un eventuale deficit nell'approvvigionamento del carico da parte delle tecnologie che sfruttano le risorse presenti sul territorio può essere colmato dal servizio erogato dalla rete. Lo stesso accumulo ha utilizzi molto diversi che si fondano non solo su aspetti energetici ma anche economici (come un particolare utilizzo in time-shifting, immagazzinando energia dalla rete quando il prezzo è basso e erogandola quando è alto) o elettrici (servizi ancillari o peak shaving). In questo contesto è la stessa diffusione della GD specialmente di FRNP che mette in crisi un sistema collaudato. L'aiuto garantito dall'applicativo consiste nella scelta

delle migliori fonti disponibili localmente sul territorio per agevolare al meglio il cambiamento della concezione dell'organizzazione della struttura energetica.

6.3.1 Inserimento dati, definizione del contesto e relativa F.O. e descrizione procedura analitica

Come per il contesto precedente, l'operatore inserisce il profilo di carico e quello delle n -esime risorse sfruttate per la generazione, queste ultime devono assumere la configurazione in $p.u.$, nella consueta struttura a matrice. La seconda operazione è la definizione del contesto che sarà oggetto dell'analisi per differenziare questa fase dallo scenario in isola elettrica. L'algoritmo procede, in modo analogo al caso in isola elettrica, con lo studio del profilo risultante dalla sovrapposizione della matrice della generazione su quello relativo alla richiesta. L'approccio è del tutto simile alla fase analitica effettuata per il caso off-grid, ma essendo diverso lo scenario proposto cambia anche la Funzione Obiettivo che è riportata nella relazione (6.19):

$$P_{L,t} - \beta_1^n \times P_{g,t}^n \geq 0 \quad (6.19)$$

per N° di $t \geq 95\%$

Dove:

- t rappresenta l'arco temporale scelto (orario in questo lavoro) ed è $t = 1, 2, \dots, 8760$;
- $P_{L,t}$ sono i dati orari appartenenti al profilo di carico;
- $P_{g,t}$ sono i dati orari del profilo di generazione considerato in $p.u.$;
- β_1^n è il coefficiente moltiplicativo della generazione n -esima per rendere valida la (6.19) e rappresenta la quantità di potenza che si dovrebbe installare necessaria per garantire che la produzione della fonte di generazione non ecceda mai alla richiesta, ma che al più la equivalga per almeno il 95% delle ore in un anno.

I due profili sono inseriti in input al software il quale li elabora per ottenere la relazione (6.19); è importante sottolineare che per ogni profilo di carico elettrico possono essere inseriti n profili di generazione P_G^n con $n = 1, 2, \dots, N$, a discrezione dell'operatore e del caso in esame.

Il risultato che si vuole ottenere nella fase di pianificazione è di favorire l'inserimento di GD in un contesto elettrificato, evitando le criticità relative a questa operazione, cercando di garantire la quota maggiore di indipendenza energetica al carico in esame. In particolare la (6.19) esprime la necessità di evitare l'inversione del flusso di potenza, che normalmente avviene in "top-down", scongiurando l'immissione di elettricità da parte della GD (e specialmente da FRNP) nella rete di distribuzione. Tale vincolo deve essere

rispettato con una tolleranza che prevede l'inversione del flusso concesso al massimo per un 5% dei campioni orari misurati.

Anche in questa circostanza è importante valutare la dispersione dei dati, poiché trattandosi di un profilo che determina le differenze fra domanda e produzione è preferibile che essa sia contenuta e nell'intorno del valore nullo. L'algoritmo prosegue con la necessaria definizione della metrica di analisi. La scelta degli indicatori è sempre riservata all'operatore che è libero di inserire quanti indicatori preferisce. La scelta della metrica è sempre limitata alla prima clusterizzazione della matrice energetica, cioè l'anno intero. Il procedimento è identico al modello precedente, come evidenziato dalla *Figura 5.1*, viene assegnato un punteggio y_i a ogni indicatore a cui si attribuisce un peso δ_i , per $i = 1, 2, \dots, 25$, ottenendo la seguente scrittura:

$$\sum_{i=1}^{25} \delta_i y_i^n + \delta_p \beta_1^n = Y_n \quad (6.20)$$

Dove Y_n rappresenta il punteggio totale ottenuto dall'accoppiamento del carico con la generazione n -esima implementata dal coefficiente β_1^n . Analogamente allo scenario di isola elettrica vengono utilizzate le cinque modalità di assegnazione dei punteggi e sono identiche nei due casi. L'operatore può modificare il numero degli indicatori, ma anche quali metodi di classificazione utilizzare per ottenere il risultato più adeguato al proprio caso applicativo.

È ora ottenibile la sintesi delle varie classificazioni tramite la valutazione degli $Y_{n,i}$, e strutturando il Ranking Finale che identifica la risorsa ritenuta migliore nella sovrapposizione alla matrice di carico con β_1 che determina la capacità installata ideale della tecnologia. Anche in questo contesto sono calcolati i vincoli relativi all'accumulo. Ma come si può intendere il vincolo più stringente sarà quello relativo alla fase di carica, poiché il numero delle ore in cui è concessa l'inversione del flusso di potenza è molto basso ($\leq 5\%$).

Il procedimento continua con la valutazione dell'ipotesi di poter inserire la risorsa seconda classificata nel Ranking Finale. L'inserimento di questa tecnologia è valutato mantenendo lo stesso vincolo imposto dalla (6.19) con la tolleranza dell'inversione di flusso concesso nel 5% dei valori orari misurati:

$$P_{L,t} - \beta_1' \times P_{g1,t} - \beta_2' \times P_{g2,t} \geq 0 \quad \forall t \quad (6.21)$$

per N° di $t \geq 95\%$

Dove:

- $P_{L,t}$ esprime il valore di richiesta oraria del carico;
- $P_{g1,t}$ è il valore orario in *p.u.* della generazione fornita dalla tecnologia classificatasi come prima nella fase di analisi precedente;

- $P_{g2,t}$ è il valore orario in *p.u.* della generazione fornita dalla tecnologia classificata come seconda nella fase di analisi precedente;
- β'_{1c} e β'_{2c} sono i coefficienti che moltiplicano le due generazioni per mantenere valida la (6.21).

c indica la combinazione della capacità installata della prima e della seconda tecnologia. Infatti a ogni combinazione la potenza installata della prima tecnologia β_1 diminuisce dell'1% del valore stabilito nella precedente analisi, mentre β_2 , a ogni diminuzione di β_1 , cresce per mantenere valida la (6.21). In questa fase l'analisi è basata ancora sul calcolo degli indicatori, ma, come visto per il caso off-grid, la scelta della combinazione delle due tecnologie è affidata all'analisi di un solo parametro per poi verificare *ex post* se è riscontrato un miglioramento anche per i medesimi indicatori calcolati. Il parametro valutato è l'integrale energetico annuale, cioè $ind(1)$. Infatti questo indicatore esprime la funzione obiettivo del sistema energetico connesso alla rete, cioè quello di aumentare la generazione da GD (e in particolare da FRNP) riducendo il disavanzo fra la richiesta energetica e la fornitura (diminuzione di $ind(1)$) senza però evidenziare le criticità dell'inversione di flusso, ovvero rispettando il vincolo dato dalla (6.21). A tal proposito sarà quindi preferita la combinazione di capacità installata delle due tecnologie che riduce l'integrale energetico del profilo risultante dalla differenza fra la richiesta e le due generazioni. Questa soluzione è un ottimo locale che sarà confrontato con quello riscontrato nella prima parte dell'analisi di questo contesto. Verrà preferito quello che fornisce un risultato migliore. Il procedimento prosegue in modo analogo per ogni *n-esima* generazione disponibile e sarà sempre l'operatore che deciderà quali sono le risorse da valutare, come anche la scelta se mantenere un risultato ottenuto in una fase precedente della fase analitica o se avanzare con l'inserimento di una nuova risorsa.

6.3.2 Inserimento generazione da fonte tradizionale

Al termine della valutazione delle risorse è considerata la possibilità di inserire un generatore che sfrutti una risorsa tradizionale, come un motore diesel o un genset. Questa eventualità è stimata considerando l'utilizzo che si dovrebbe ottenere del genset. Infatti la situazione ottimale di questa tecnologia è un funzionamento costante con poche variazioni di potenza e di cicli *start&stop* limitati. La stima della modifica del profilo e dei vantaggi per l'inserimento del genset è definita tramite un algoritmo di *Figura 6.1*, che calcola la potenza ottima del motore endotermico per garantire un massimo di cicli *start&stop* annui non superiore a 365. Ciò equivale a una media di un'accensione e spegnimento giornaliero. La scelta di inserire un generatore di questo tipo è lasciata all'operatore che deciderà anche in funzione di un trade off fra parametri economici ed energetici.

6.3.3 Inserimento e dimensionamento del sistema di accumulo energetico

L'ultima parte dell'analisi riguarda, come nel caso in isola elettrica, la possibilità di inserire delle batterie elettrochimiche. Anche in questa situazione torna utile il modello, presente nello strumento sviluppato, che definisce il comportamento di un accumulo elettrochimico. La funzione che svolgono le batterie in questo contesto, in cui la presenza della connessione alla rete rende le operazioni meno vincolanti, sono più legate alle criticità del sistema, infatti consentono l'assorbimento dell'energia nelle ore in cui il mix di generazioni supera la richiesta energetica evitando le criticità definite dall'inversione di flusso. L'idea è che le batterie siano dimensionate su quel limite energetico e che vengano utilizzate per effettuare la funzione di peak shaving e di regolazione in frequenza. Anche in questo caso, per la fase di analisi le batterie sono dimensionate su un orizzonte stagionale. È il caso che sovradimensiona il sistema di accumulo. L'operatore però può decidere di inserire un accumulo che sia di taglia inferiore e che garantisca le funzioni relative ai servizi ancillari e, in funzione della necessità di diminuzione dei picchi essere in grado, di stabilirne la taglia. Va ricordato che anche in questa situazione è mantenuto il vincolo legato al numero massimo di ore garantito in cui si può verificare l'inversione di flusso di potenza. I vincoli che devono essere rispettati per garantire i servizi ancillari sono quelli di assicurare una quota di potenza delle batterie, che va dal 1.5% ÷ 3% della potenza nominale totale delle FRNP installate per 15 minuti per la regolazione primaria di frequenza. Il resto dell'energia stoccata può essere dedicata alla funzione di riduzione dei picchi di richiesta energetica. Nell'algoritmo si è valutato il caso peggiore, inserendo un vincolo del 3% della potenza nominale totale di FRNP. La scelta dell'inserimento del sistema di accumulo è sempre delegata all'operatore che una volta osservati i risultati sarà in grado di valutare la convenienza di tale operazione. L'operatore può decidere di sovradimensionare le generazioni per ottenere uno storage più consistente e che sia meno legato al vincolo dell'inversione del flusso.

6.4 Modello del sistema di accumulo

Come riportato nel Capitolo 4 il modello di accumulo in un sistema di pianificazione energetica è fondamentale per promuoverne l'efficacia. Molti strumenti come HOMER® o DEMS® hanno integrato un modello molto complesso. La distinzione fra due tipologie di modellizzazione di un sistema di accumulo prevede la distinzione in modello elettrico o energetico. La descrizione di entrambi è stata già effettuata precedentemente e per ognuno sono stati riportati dei modelli trovati in letteratura.

Il modello scelto per lo strumento sviluppato nel lavoro di tesi è di origine energetica. Questa scelta è giustificata dalle caratteristiche stesse del modello, il

quale si adatta perfettamente alla modellizzazione di un sistema energetico a livello globale, considerando perciò flussi di potenza o caratteristiche energetiche che vengono discretizzati. Sono così delineate le particolarità del sistema di accumulo in funzione delle interazioni con gli altri componenti del sistema. Il modello rappresentato in questo lavoro è frutto di una sintesi dei modelli energetici riportati nel Capitolo 4, con delle modifiche che rispondono alle necessità dello strumento sviluppato. Viene ora descritto insieme a un processo di validazione svolto tramite il programma MATLAB/Simulink®.

Le principali componenti del sistema energetico sono le tecnologie di GD, il sistema di accumulo elettrochimico, il carico elettrico e la rete di distribuzione (se presente). In accordo con le convenzioni di segno, il bilancio di potenza che descrive il sistema energetico è il seguente:

$$P_{grid}(t) + P_{load}(t) + P_{batt}(t) + \sum_{i=1}^N P_i^{GD}(t) = 0 \quad (6.22)$$

Dove:

- $P_i^{GD}(t)$ rappresenta la potenza generata da ogni i -esimo impianto di GD in un intervallo di tempo t , che nel lavoro sviluppato è pari a un'ora;
- $P_{load}(t)$ rappresenta la potenza richiesta dal carico elettrico nel medesimo intervallo di tempo orario;
- $P_{grid}(t)$ rappresenta la potenza fornita dalla rete elettrica (nel caso non fosse presente $P_{grid}(t) = 0, \forall t$) nel medesimo intervallo orario;
- $P_{storage}(t)$ è la potenza fornita o accumulata dal sistema di batterie elettrochimiche nell'intervallo orario.

Esistono dei vincoli alla (6.22), infatti la potenza che può essere scambiata con la rete è limitata da un massimo valore di capacità:

$$P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max} \quad (6.23)$$

Ma i limiti imposti che sono più restrittivi per il soddisfacimento della (6.22) sono quelli legati al sistema di accumulo energetico. Le restrizioni sono di natura fisica e dipendono dal processo di degrado e di usura della batterie e sono di seguito riportati:

$$P_{batt}^{min}(t) \leq P_{batt}(t) \leq P_{batt}^{max}(t) \quad (6.24)$$

La relazione (6.24) descrive i limiti del flusso di potenza che le batterie sono in grado di erogare in un determinato intervallo temporale. I limiti saranno definiti

in seguito per il modello sviluppato e sono in funzione del *State of Charge* (SOC) così definito

$$SOC(t) = \frac{S_{storage}(t)}{S_{storage}^{max}(t)}, \quad SOC \in (0,1) \quad (6.25)$$

Dove il numeratore rappresenta la quantità di energia immagazzinata nelle batterie all'istante temporale t , mentre al denominatore è espressa la massima capacità energetica delle batterie all'istante t , infatti anche questa componente varia con il processo di usura delle batterie. Da cui il limite per il SOC:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (6.26)$$

Il processo di invecchiamento delle batterie influenza le prestazioni fino a determinare il termine della vita utile. Per misurare tale aspetto è utilizzato lo *State of Health* (SOH) dell'accumulo elettrochimico definito come:

$$SOH = \frac{S_{storage}^{max}(t)}{S_{storage}^{ref}}, \quad SOH \in (0,1) \quad (6.27)$$

Dove $S_{storage}^{max}(t)$ rappresenta la massima energia accumulabile nel sistema di stoccaggio energetico al tempo t e $S_{storage}^{ref}$ è la capacità energetica nominale delle batterie ed è molto spesso riportata dai data sheet del produttore. Lo SOH determina la capacità di carica che le batterie sono in grado di erogare al tempo t . Il processo di invecchiamento influenza $S_{storage}^{max}(t)$. Dai modelli esposti nel Capitolo 4 sono riportate le equazioni che riassumono il processo di usura:

$$S_{storage}^{max}(t) = S_{storage}^{max}(t-1) - \Delta S_{storage}^{max}(t) \quad (6.28)$$

$$\Delta S_{storage}^{max}(t) = S_{storage}^{ref} \times Z \times [SOC(t-1) - SOC(t)] \quad (6.29)$$

Dove la (6.28) rappresenta la variazione della capacità massima di carica dopo ogni processo di scarica della batteria, in cui il termine che rappresenta la perdita di capacità $\Delta S_{storage}^{max}(t)$ è calcolato nella (6.29). Queste due equazioni sono valide per la fase di scarica, mentre per la carica è stata assunta l'ipotesi che la capacità massima rimanga costante. In questa relazione compare il coefficiente "Z" definito in [57] in cui sono riportati i valori determinati dallo studio effettuato in [59] di 3×10^{-4} per le batterie *lead acid*. Nella validazione del modello è stato considerato un coefficiente con un valore di 1.5×10^{-4} per simulare il comportamento in cui la batteria fosse portata a una perdita di prestazioni meno marcata, determinando un livello di capacità che fosse ridotto

40% ÷ 60% dopo 4,000 cicli. Integrando le due equazioni (6.28) e (6.29) e sostituendole nella (6.27) si ottiene la variazione dello SOH nel tempo:

$$SOH(t) = SOH(t - 1) - Z \times [SOC(t - 1) - SOC(t)] \quad (6.30)$$

Dove $SOH(t - 1)$ è lo SOH all'istante temporale precedente; Z è il coefficiente definito in precedenza, $[SOC(t - 1) - SOC(t)]$ è la differenza dei due SOC.

Definito il processo di usura, si possono delineare le equazioni che descrivono lo stato di carica delle batterie a ogni istante t . Lo stato di carica è legato alla quantità di carica disponibile all'istante precedente $t - 1$ e alla produzione o al consumo di energia del sistema durante il periodo fra $t - 1$ a t . Quando l'output totale di produzione delle GD (e l'erogazione della rete se presente) è maggiore della richiesta del carico il banco di batterie è nella fase di carica con $P_{batt}(t) > 0$. Viceversa, se la produzione è inferiore alla richiesta del carico il banco di batterie sarà nella fase di scarica e $P_{batt}(t) < 0$. Avendo definito le due fasi, è possibile tracciare la relazione dell'energia presente nel sistema di accumulo fra i due istanti di tempo:

$$S_{storage}(t) = S_{storage}(t - 1) \times (1 - \sigma) + P_{batt}(t) \times \eta_{batt} \quad (6.31)$$

Dove:

- $S_{storage}(t)$ è l'energia stoccata nelle batterie al tempo t ;
- $S_{storage}(t - 1)$ è l'energia stoccata al tempo $(t - 1)$;
- σ rappresenta il valore dell'autoscarica che nei modelli presentati assume un valore compreso fra 0.018 ÷ 0.02%;
- $P_{batt}(t)$ è la potenza che transita al tempo t fra le batterie e il sistema e assumerà valori positivi o negativi come definito in precedenza;
- η_{batt} è il rendimento della batteria che considera sia il rendimento della fase di carica sia quello della fase di scarica e assume valori compresi fra 0.86 ÷ 0.90.

6.4.1 Validazione del modello di accumulo energetico

Il modello così definito è stato validato tramite l'utilizzo del programma MATLAB/Simulink®. Per la validazione è stata effettuata una prima simulazione del comportamento di una batteria di 1[MWh] che passasse da una fase di scarica, con un SOC che variasse fra 0.8 e 0.2, e una successiva fase di carica con il SOC che tornasse ad assumere il valore di 0.8, per un totale di 4,000 cicli completi. Non è un'operazione semplice definire la vita utile di una batteria, vi sono molti fattori che intervengono, come la modalità di utilizzo, o la temperatura ambiente, e quantificarla in numero di cicli o in base agli anni è molto rischioso. I produttori della tecnologia inseriscono dei valori indicativi ma

sono dati relativi a prove effettuate con determinate condizioni. Non esiste una norma che definisca la vita utile di una batteria, sono considerazioni in stato preliminare. Osservando le varie tecnologie è stato stabilito che dopo 4,000 cicli mediamente lo SOH dovesse garantire prestazioni fra il 40 ÷ 60% e che la vita utile in anni arrivasse a 8 ÷ 10 anni. Si è considerato il livello di energia presente alla fine di ogni fase di carica e scarica, in cui si è tenuto conto del processo di invecchiamento riportato in *Figura 6.2*. Si nota come mantenendo lo stesso SOC, l'energia che può essere stoccata nella batteria si riduca nettamente alla fine dei 4,000 cicli.

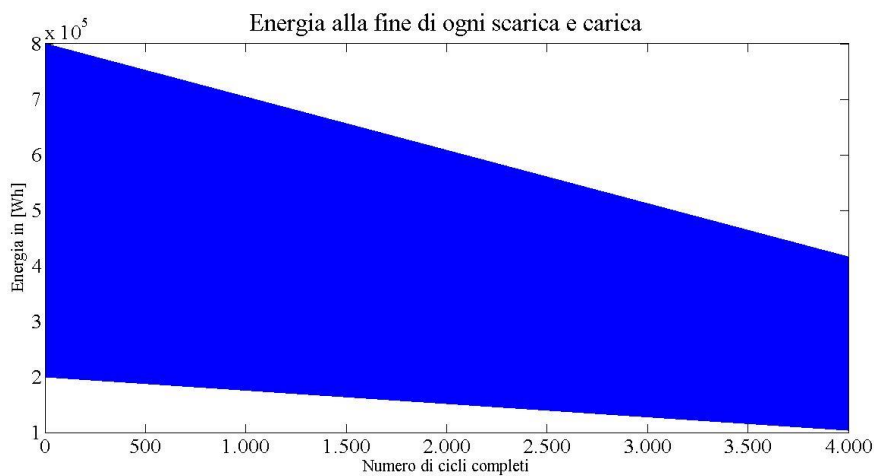


Figura 6.2 - Perdita di capacità della batteria con l'aumentare dei cicli

Questo trend è riscontrato anche se si analizza l'andamento dell'energia massima $S_{storage}^{max}(t)$, e dopo 4,000 cicli è poco più del 50% di quella iniziale di 1[MWh]. Così come il livello di SOH che è rappresentato in *Figura 6.3* che al termine della prova di validazione arriva al 52% rispetto al valore iniziale.

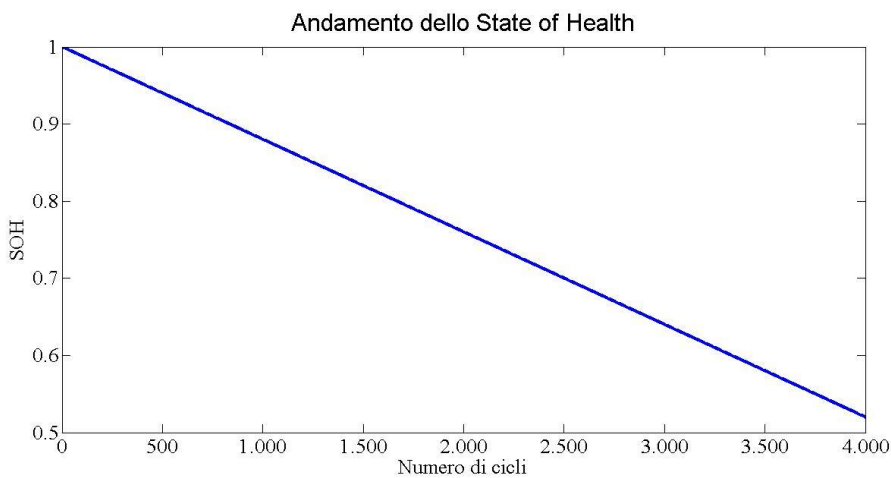


Figura 6.3 - Andamento dello SOH con l'aumento del numero dei cicli

Nel programma di validazione è stato inserito anche il trend progressivo dell'autoscarica che è maggiore quando la carica stoccata nell'accumulo definisce livelli di SOC maggiori.

Contemporaneamente è stato sviluppato il modello di accumulo con un comportamento ideale. Questa asserzione definisce l'assenza del rendimento di conversione energetica della potenza che fluisce fra le batterie e il sistema elettrico, inoltre non si verifica nessun fenomeno di autoscarica e le prestazioni rimangono costanti nel tempo senza risentire del fenomeno del decadimento per il processo di usura. Questa condizione è descritta dalle seguenti relazioni:

$$\eta_{batt} = 1 \quad (6.32)$$

$$\sigma = 0 \quad (6.33)$$

$$SOH(t) = SOH(t - 1) \quad (6.34)$$

Il processo di deterioramento può essere il risultato di reazioni chimiche parassite nella cella, o la crescita di cristallizzazioni o di dendriti che cambiano la morfologia delle particelle che compongono gli elettrodi. Entrambi questi fattori riducono l'effettivo volume della parte chimicamente attiva delle celle e conseguentemente la capacità, viceversa aumenta l'impedenza interna delle celle. Ma la decadenza di prestazione è fortemente influenzata dall'utilizzo. Il degrado risulterà inferiore tanto più è piccola la quantità di energia coinvolta, che equivale ad affermare che, se la batteria è sottoposta a cicli con un DOD elevati allora l'invecchiamento sarà più marcato e peggiorerà la capacità e le prestazioni dopo un numero di cicli che è inferiore rispetto al caso con un DOD minore. Ma il ciclo di vita della batterie dipende strettamente anche dalle temperature sia interna alla batteria sia relativa all'ambiente di utilizzo. Se la temperatura della batteria cresce rispetto al range indicato nei data sheet, la velocità delle reazioni chimiche indesiderate aumenterà causando una corrispondente perdita di durata della batteria secondo l'equazione di *Arrhenius* in cui si evidenzia che per ogni aumento di 10°C di temperatura la velocità di reazione raddoppia. Un altro parametro che determina il processo di usura è il "*Memory Effect*", cioè quando processi di carica/scarica ripetute causano l'alterazione della struttura cristallina degli elettrodi, provocando l'aumento dell'impedenza interna della cella e riducendo la sua capacità. La modalità di utilizzo e la temperatura influenzano tale aspetto. Ripetendo il processo di validazione ma eliminando tutti gli effetti di deterioramento delle prestazioni e considerando perciò il comportamento di una batteria ideale sono stati ottenuti tali risultati. Il decadimento nella capacità non è visibile nel secondo grafico di *Figura 6.4*, dove è riportato il risultato del comportamento ideale dello storage. Il primo grafico riporta il risultato già evidenziato in precedenza.

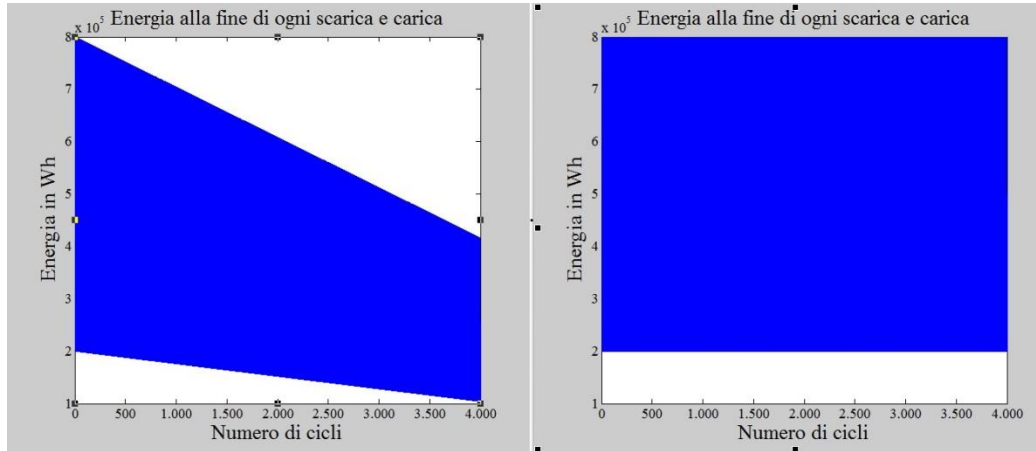


Figura 6.4 - Confronto fra comportamento reale e ideale del sistema di accumulo energetico nella perdita di capacità

Questo fattore si ripercuote sullo SOH, Figura 6.5, che per un accumulo con comportamento ideale non varia mai dall'valore unitario, infatti la capacità rimane inalterata e il rapporto della (6.27) vede il numeratore sempre fisso e uguale al denominatore.

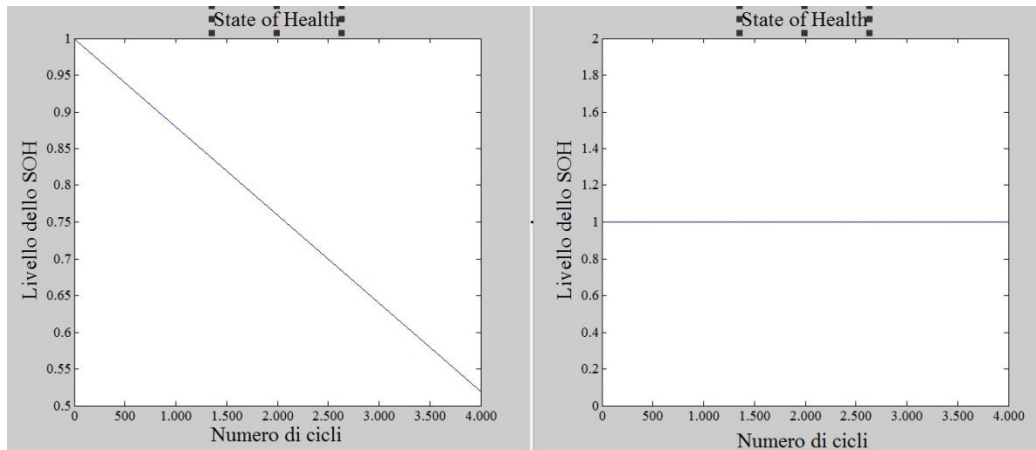


Figura 6.5 - Andamento dello SOH nel caso reale e ideale

Oltre ai limiti in energia vanno considerati anche quelli legati alla potenza. Infatti i flussi di potenza erogati nella fase di scarica e accumulati nella fase di carica dipendono dal SOC della batteria. È intuibile che nella fase di carica il flusso di potenza sia molto vicino al 100% di $P_{batt}^{max}(t)$ quando la batteria è quasi totalmente scarica, mentre si riduce la percentuale del flusso con il crescere del SOC. Viceversa nella fase di scarica il flusso di potenza sarà molto vicino al 100% del limite di $P_{batt}^{min}(t)$, ma con il diminuire del SOC anch'esso calerà. I limiti in fase di scarica sono però meno stringenti rispetto a quelli della carica. Sono perciò imposti delle discretizzazioni che limitano i flussi di potenza massimi sia in entrata che in uscita in funzione del livello di carica delle batterie.

Queste discretizzazioni sono riportate nel grafico in *Figura 6.6* dove la fase di scarica è contraddistinta da valori negativi per la convenzione di verso imposta.

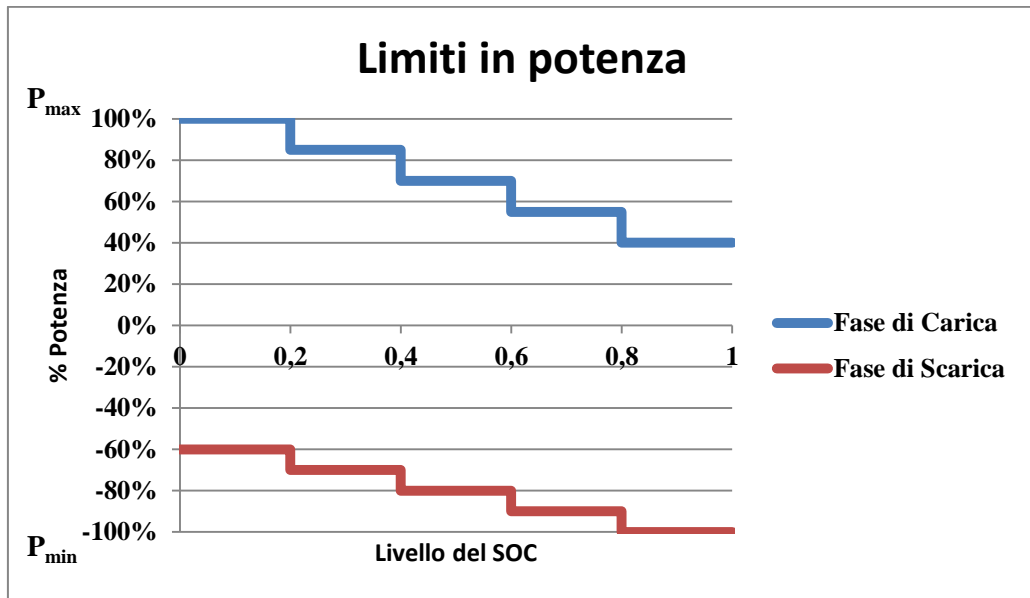


Figura 6.6 - Limiti in potenza per le fasi di carica e scarica

7.Descrizione dei casi studio analizzati nel lavoro di tesi

All'interno del lavoro di tesi sono stati considerati profili energetici che possono essere differenziati in due categorie. Come già riportato nel capitolo 5, l'analisi si avvale di profili di carico, ossia i consumi orari annui di determinate utenze, e di profili di generazione, cioè la produzione oraria annua di impianti di diverse tipologie. Nei paragrafi successivi saranno esaminati tutte le serie di dati che sono state utilizzate nel lavoro di tesi e oggetto dei casi applicativi svolti. La logica seguita per descrivere le due classi dei profili è la medesima. Difatti, grazie allo strumento di calcolo matematico MATLAB/Simulink®, sono utilizzati i set di indicatori già presentati nei capitoli precedenti, evidenziando le peculiarità di ogni caso.

7.1 Analisi dei profili di carico

In questo paragrafo sono approfondite le caratteristiche che contraddistinguono le serie di dati che si riferiscono alla tipologia di richiesta energetica. I profili che appartengono a questa categoria si riferiscono a due utenze e sono distinti da un diverso ordine di grandezza. Di seguito se ne approfondisce l'analisi.

7.1.1 Cabina Primaria di Legnano

Il primo profilo energetico di carico è rappresentato dai dati di richiesta di una delle oltre 2100 Cabine Primarie (CP) di Enel Distribuzione S.p.A. che convertono l'energia elettrica in ingresso ad alta tensione (AT) in energia in uscita a media tensione (MT). Nel caso particolare sono considerati i dati di richiesta energetica della CP di Legnano, una città del nord Italia che fa parte dell'alto milanese, una delle zone più industrializzate e densamente popolate del Paese. I dati sono stati forniti dal Politecnico di Milano grazie alla collaborazione con Euroimpresa,. In particolare la collaborazione riguarda il progetto Alpstore che prevede lo sviluppo di modelli d'uso delle auto elettriche e dei sistemi di accumulo nel contesto di diffusione di reti di distribuzione intelligenti e di sistemi di accumulo.

Come espresso in precedenza, questa analisi si avvale del set di indicatori, già definiti nel capitolo 5, per ogni clusterizzazione con la quale è ripartito il profilo energetico (quindi seguendo le divisioni temporali).

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

Il profilo è contraddistinto da:

- un integrale energetico annuo, $ind(1)$, pari a 111.1 [GWh];
- il valore orario di richiesta media, $ind(2)$, è di 12.7 [MW];
- il massimo valore orario, $ind(3)$, di 27.17 [MW];
- il valore minimo, $ind(4)$, pari a 2.45 [MW].

In *Figura 7.1* è riprodotta la matrice tridimensionale che rappresenta il profilo energetico diviso per le 24 ore giornaliere e i 365 giorni annui.

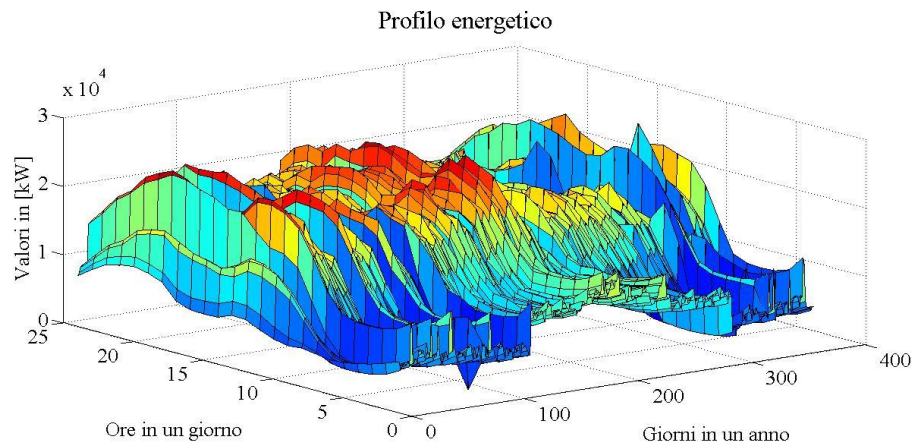


Figura 7.1 – Profilo energetico della città di Legnano diviso per ore giornaliere e giorni annui

A seguito di questa prima osservazione dei dati orari, si è proceduto affiancando un'analisi dei valori in *p. u.*. Attraverso questo metodo è possibile ottenere una descrizione qualitativa delle richieste orarie:

- La media oraria, *ind(2)*, già riportato in valore assoluto in precedenza, assume un'entità pari a 0.467. Ciò conferma una richiesta energetica non eccessivamente intensiva, in quanto è in media pari al 46.7% di quella massima.
- La ripartizione dei dati nei quartili *ind(8)*: si nota che la distribuzione risulta essere omogenea nelle tre classi che sono distinte da intervalli regolari (13.5% del massimo).
- La dispersione dei valori, definita dalla deviazione standard, *ind(3)*, risulta essere relativamente bassa, pari a 4.89 [MW] che corrisponde al 17.99% rispetto al valore più alto.
- La differenza media oraria, *ind(11)*, è conforme al 0.3% del massimo con una dispersione in valori assoluti, *ind(12)*, di 1.58 [MW].
- La *rampa* crescente massima, *ind(13)*, assume un valore di 8.88 [MW] mentre quella massima decrescente, *ind(14)*, è pari a -7.78 [MW].

Osservando invece la distribuzione della serie dati, si nota che essa è distante dal caso che distingue la normalità; infatti l'indice di Curtosi, *ind(22)*, riscontra un valore inferiore a 3 (ovvero 2.27), determinando una distribuzione denominata *platicurtica*, cioè la ripartizione è più "piatta" rispetto a quella normale. Ciò evidenzia una maggior importanza delle "code" della distribuzione. Valutando la forma della stessa distribuzione si osserva che l'indice di asimmetria, *ind(21)*, risulta molto vicino al valore nullo, denotando una forte simmetria.

Il profilo energetico della cabina primaria di Legnano assume delle caratteristiche peculiari. Tra queste si osserva una periodicità rilevata dal

correlogramma, il grafico relativo all'autocorrelazione tra i dati, $ind(25)$, riportato in *Figura 7.2*.

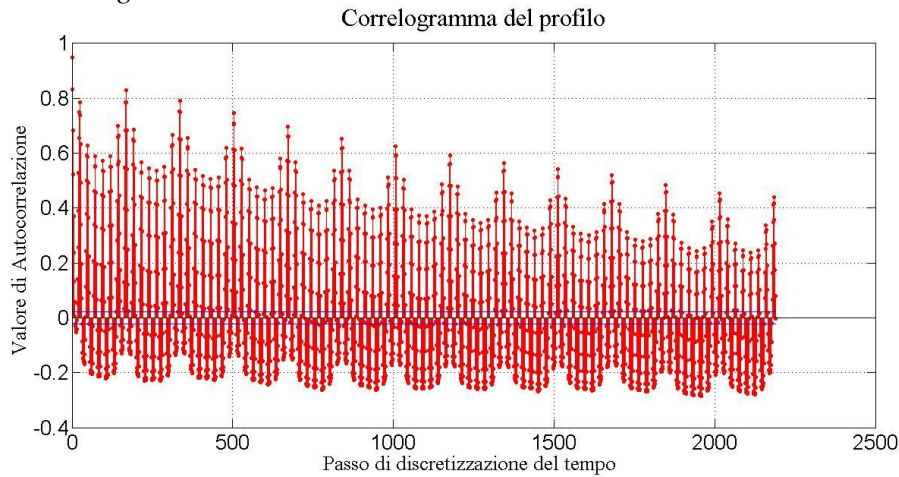


Figura 7.2 – Correlogramma del profilo energetico della cabina primaria di Legnano

La periodicità è riscontrata dai picchi, che si presentano con un passo di discretizzazione pari a 168 (ovvero un intervallo temporale pari ad una settimana). Ciò sottolinea la correlazione tra un valore orario e lo stesso della settimana seguente o di quelli delle settimane successive. La situazione si ripropone a livello giornaliero (con passo di discretizzazione temporale pari a 24 e suoi multipli) che rileva un valore di $ind(25)$ di 0.78, quindi leggermente inferiore a quella settimanale (anche in questo caso il trend di autocorrelazione è in diminuzione all'aumentare del passo di discretizzazione).

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

Queste osservazioni caratterizzano il carico di richiesta energetica della CP come ricorrente, sia a livello giornaliero che settimanale, senza particolari variazioni se non quelle contestualizzate dalle stagioni. E' infatti da notare la dipendenza del contesto dalla stagionalità. E' possibile osservare un incremento di intensità della richiesta dei carichi nelle stagioni centrali, ovvero primavera ed estate, rispetto a quelle più fredde. Ciò è evidenziato da un più alto valore della media (12.92 e 14.12[MW] per la primavera e l'estate, contro 12.1 e 11.6 [MW] per l'inverno e l'autunno), da una minore deviazione standard e da un aumento dei valori dei quartili per quanto riguarda le stagioni più calde. Questa analisi è riscontrata anche nella divisione della matrice in mesi e settimane che, con maggior precisione, confermano il trend prima indicato (con il caso particolare dell'ultima settimana dell'anno che è quella comprendente le vacanze natalizie ed è il periodo con la minore richiesta energetica). A prova di quanto affermato, è riportato in *Figura 7.3* l'integrale di richiesta energetica annua diviso per settimane.

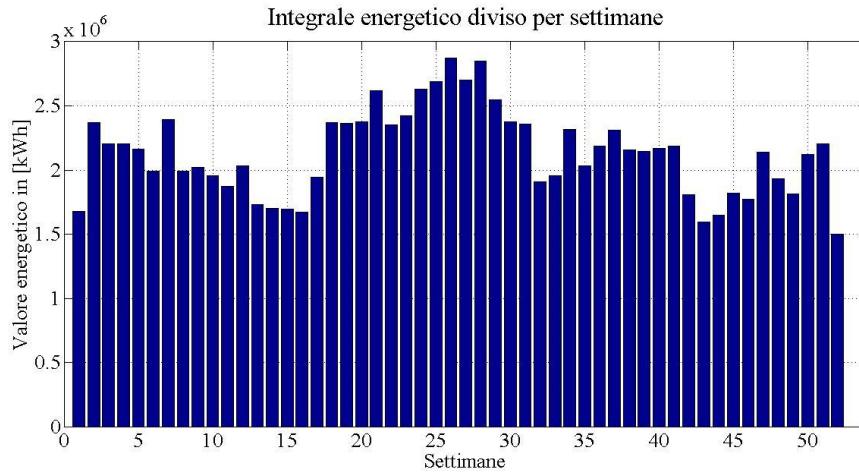


Figura 7.3 – Integrale della richiesta energetica annua della cabina primaria di Legnano diviso per settimane

Confrontando infine le caratteristiche delle due fasce orarie diurna e notturna, le diversità appaiono evidenti: la differenza fra le medie orarie è di circa 13 punti percentuali, lo stesso scarto è osservabile per il valore dei tre quartili (quelli diurni sono maggiori) e anche il valore della moda (il dato più ricorrente all'interno delle due fasce) è rappresentativo: quella diurna equivale al 65.5% del valore massimo, mentre quella notturna è il 17.3%. La differenza tra i consumi notturni e diurni ricalca l'andamento delle richieste nei paesi sviluppati come è evidenziato in Figura 7.4 che rappresenta il grafico dell'integrale annuo delle 24 ore giornaliere.

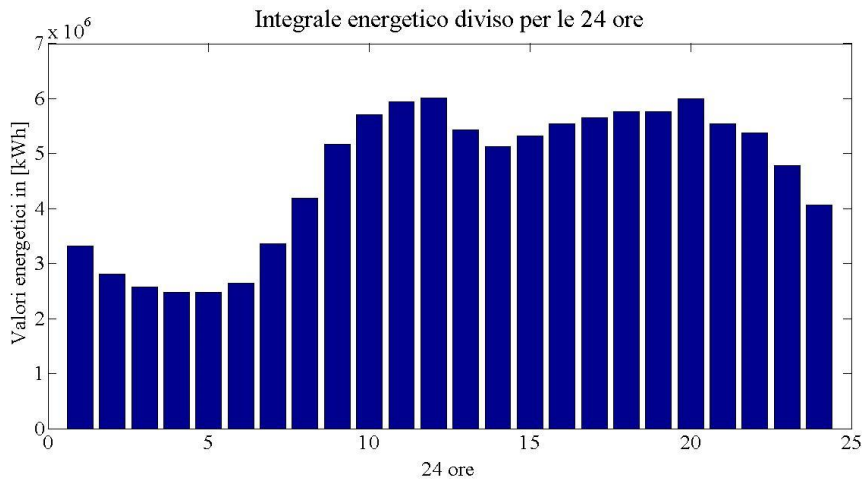


Figura 7.4 - Integrale della richiesta energetica annua della cabina primaria di Legnano diviso per le 24 ore giornaliere

7.1.2 Edificio del Politecnico di Milano del campus Bovisa Sud

Il secondo profilo di richiesta energetica riguarda i consumi del polo universitario del Politecnico di Milano, più precisamente si fa riferimento al campus sud nel quartiere milanese Bovisa. I dati a disposizione corrispondono al carico energetico di un edificio situato in Via La Masa 34, identificato con la sigla B12, al quale sono aggiunti quelli del complesso nel quale si trova la galleria del vento. L'edificio rappresenta la sede prevalentemente di aule didattiche e uffici, mentre nella galleria del vento è ubicato il laboratorio che studia i flussi dei fluidi. I dati sono stati forniti direttamente dal Politecnico di Milano.

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

Come per il profilo energetico precedente, i valori orari si riferiscono ad un anno completo, e l'analisi è stata effettuata secondo la medesima logica.

Risulta evidente che la serie di dati ora considerata appartiene ad un ordine di grandezza inferiore rispetto al profilo analizzato in precedenza.

- l'integrale di richiesta energetica, $ind(1)$, assume un valore di 3.31 [GWh] (poco inferiore al 3% del carico richiesto dalla cabina primaria di Legnano);
- la media oraria, $ind(2)$, pari a 377.64 [kW];
- la massima $ind(4)$ e la minima $ind(5)$ richiesta oraria rispettivamente di 1.7 [MW] e il valore di 42.46 [kW], che confermano una minor richiesta energetica.

Anche per questo profilo è riportata la rappresentazione in *Figura 7.5* della matrice tridimensionale che raccoglie tutti i valori della serie.

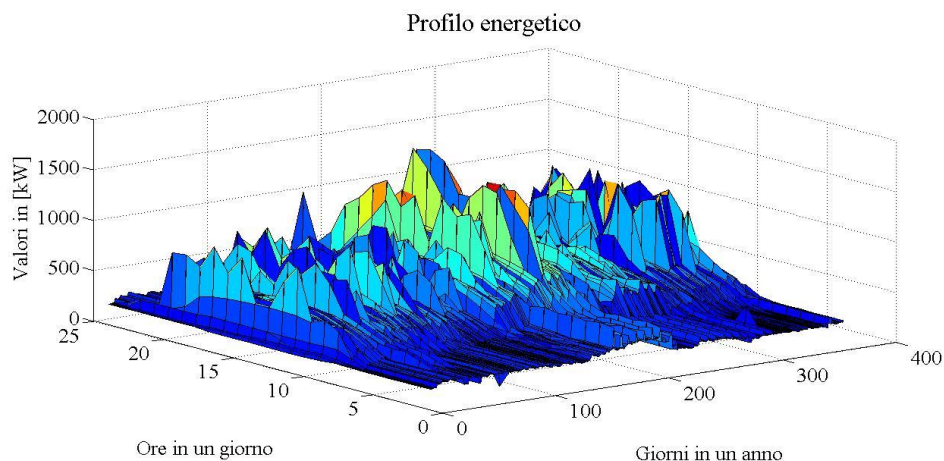


Figura 7.5 – *Profilo energetico dei carichi del campus Bovisa sud diviso per ore giornaliere e giorni annui*

Come per l'analisi del caso precedente, l'analisi è affiancata dalla valutazione dei dati in *p. u.*.

- Si nota che l'intensità di richiesta energetica è relativamente bassa, il valore orario medio, $ind(2)$, corrisponde al 22.26% del massimo; questa peculiarità è probabilmente attribuibile all'utilizzo della galleria del vento che non è sempre in funzione e quando è usata richiede una potenza elevata. È possibile riscontrare questa affermazione anche in *Figura 7.5*, dove è chiara la presenza di una base di consumi ricorrenti, mentre i picchi sono saltuari.
- Un secondo indicatore che conferma questa particolarità è individuato nella ripartizione nei quartili dei dati, $ind(8)$; infatti da questi risulta che il 75% dei valori è inferiore al 28.5% di quello massimo.
- Osservando invece la dispersione dei dati, $ind(3)$, si evidenzia la presenza di un carico di base; infatti la deviazione standard assume un valore pari a 205.6 [kW], cioè il 12.1% rispetto al massimo. e anche lo scarto interquartile, $ind(9)$, è solo il 14.57%.
- Considerando le differenze tra i valori orari si nota che la dispersione media, $ind(12)$, è molto bassa 83.84 [kW], ma le rampe crescenti e decrescenti ($ind(13)$ e $ind(14)$) assumono valori importanti rispettivamente pari al 42.5% e 44.74% del valore massimo, ciò conferma che nel momento di utilizzo del laboratorio per lo studio dei fluidi il carico può raggiungere valori quasi doppi.

La distribuzione dei dati si distanzia da una condizione normale; si rileva infatti una forma *leptocurtica* (l'indice di Curtosi, $ind(22)$, è pari a 7.3, maggiore del valore 3), più "allungata" e con un'importanza delle code inferiore, inoltre la simmetria non è confermata dall' $ind(21)$.

Il grafico del correlogramma dimostra le stesse particolarità del profilo della cabina primaria di Legnano, infatti sono alti i dati della correlazione con passo di discretizzazione 24 e 168 (e rispettivi multipli). Tale situazione è ordinaria per quanto riguarda le richieste energetiche che seguono lo stile di vita della società. Anche se per il profilo del campus universitario le correlazioni rilevano valori inferiori (0.68 nel caso giornaliero e 0.765 in quello settimanale), questo è ascrivibile al cambio dell'ordine di grandezza del carico che rimane più soggetto alle piccole variazioni se di bassa entità.

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

Osservando il prosieguo del profilo nel corso dell'anno, si nota che i valori che determinano la stagione dell'estate rilevano un forte incremento. Nel dettaglio di *Figura 7.6* è evidenziata la maggior richiesta principalmente nei mesi di Giugno e Luglio, mentre gli altri mesi sono caratterizzati da valori simili; questo è dovuto ad un maggiore carico nella stagione estiva, in accordo con l'andamento

della domanda di energia elettrica in Italia, e da un probabile uso più intenso della galleria del vento.

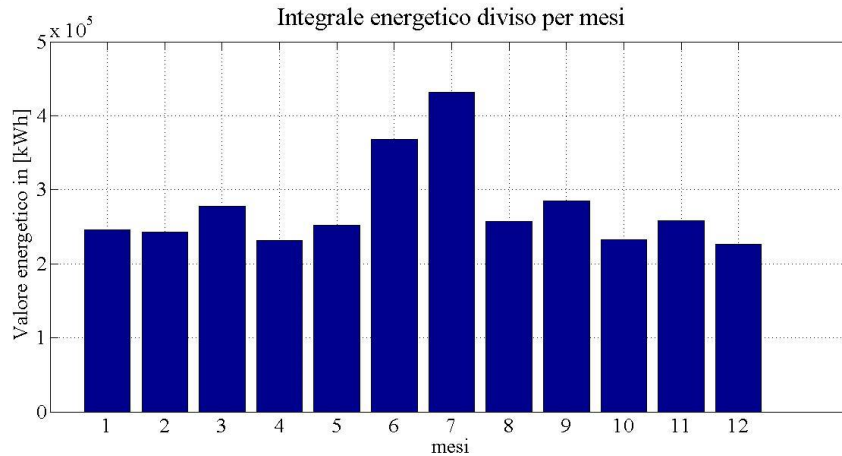


Figura 7.6 - Integrale della richiesta energetica annua del campus Bovisa sud diviso per i 12 mesi annui

Studiando il profilo secondo una logica che lo divide tra i sette giorni della settimana, è evidente che due giorni su sette risultano essere contraddistinti da una richiesta energetica inferiore. Gli integrali energetici che corrispondono ai rispettivi sette giorni settimanali lo confermano, come è sottolineato dalla Figura 7.7.

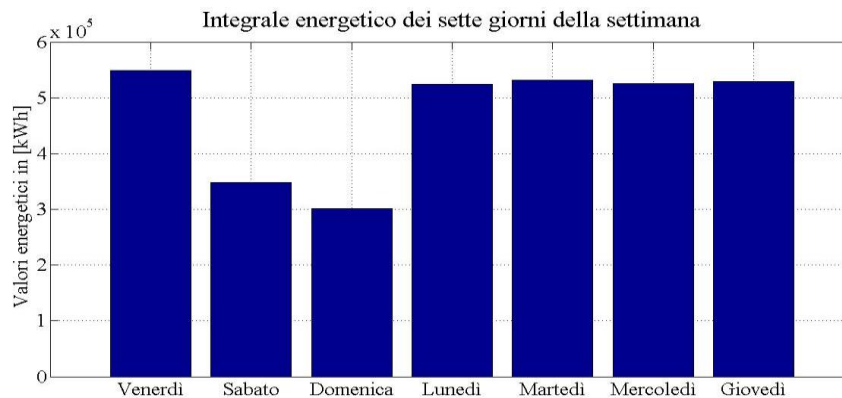


Figura 7.7 - Integrale della richiesta energetica annua del campus Bovisa sud dei 7 giorni settimanali

Questa osservazione rappresenta la riduzione di richiesta nel fine settimana, (si va da un massimo di 550 [MWh] annui nel giorno di Venerdì ai quasi 350 [MWh] del Sabato e ai poco più di 300 [MWh] per la Domenica).

Analogamente al profilo della CP di Legnano, anche per il carico del campus universitario si evidenzia una netta differenza tra la parte diurna e quella notturna del giorno. Infatti si nota che i valori di richiesta energetica nelle ore notturne è costante, come conferma il valore della deviazione standard per questi dati pari al 5% del massimo (contro il 13.8% della serie di dati diurna);

inoltre il valore medio orario notturno è molto inferiore rispetto a quello diurno (quasi 12 punti percentuali del valore massimo).

7.2 Analisi dei profili di generazione

Sono ora analizzati, con lo stesso criterio, i profili energetici di generazione, ovvero quei profili ottenuti da impianti di produzione di energia elettrica. Di seguito saranno presentate ed analizzate tre serie dati di questa tipologia.

7.2.1 Profilo di generazione 1

Il primo profilo di generazione energetica concerne un impianto solare fotovoltaico situato in Italia, più precisamente nei pressi di Mantova nella bassa Lombardia. I dati anche in questo caso sono stati forniti dal Politecnico di Milano. Sono dati reali misurati per un periodo di funzionamento pari a un anno. L'impianto è di piccola taglia, non è stata fornita la potenza installata ma dai dati misurati relativi all'energia oraria erogata è ipotizzabile che non superi i $6 \div 7 [kW]$ di potenza elettrica, molto inferiore alle richieste energetiche descritte nei paragrafi precedenti. In *Figura 7.8* sono riportati i dati inseriti nella matrice tridimensionale. La generazione considerata rappresenta la tipica generazione di piccola taglia che usufruisce delle FRNP sfruttando le risorse direttamente presenti sul territorio, in rapida diffusione nei paesi sviluppati: il fenomeno della GD, il cui sviluppo sta evidenziando delle criticità nel sistema elettrico (riportate anche nel Capitolo 2). Si può facilmente notare come l'impianto segua il classico trend di produzione della tecnologia del solare fotovoltaico, che genera una forma a “campana”.

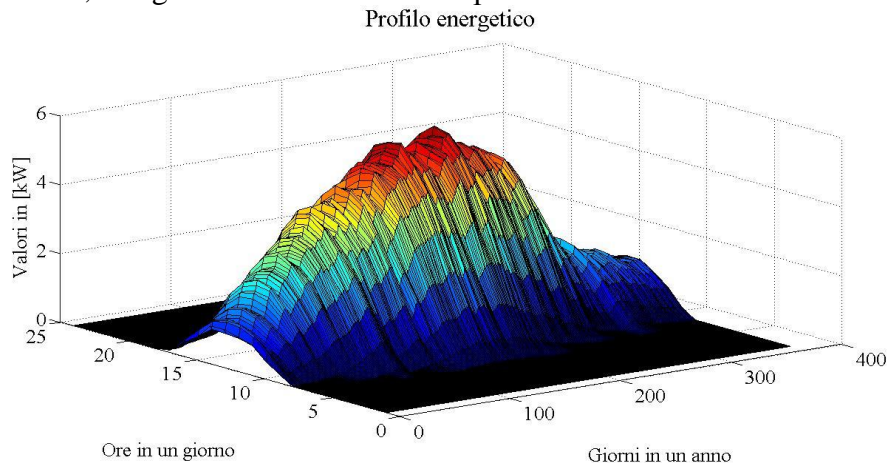


Figura 7.8 – Profilo energetico relativo alla produzione dell'impianto solare fotovoltaico situato a vicino a Mantova

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

L'ordine di grandezza è nettamente inferiore rispetto ai casi analizzati in precedenza e ciò è confermato da alcuni dati, come:

- l'integrale energetico annuo, $ind(1)$, che raggiunge i $9.59[MWh]$.
- Il dato relativo alla produzione media oraria, $ind(2)$, è pari a $1.09[kW]$, mentre. Il dato medio è così basso per l'alto numero di ore in cui l'impianto non produce (infatti il valore modale è appunto 0).
- il massimo, $ind(4)$, raggiunge i $5.83[kW]$ e il valore del minimo, $ind(5)$, è scontato e pari al valore nullo.

Se vengono inseriti nell'analisi anche i dati in *p. u.*:

- E' evidente come sia bassa l'intensità di generazione energetica. Se si osserva il valore medio orario sopra riportato, si conferma questa caratteristica poiché esso equivale appena al 18.8% del picco massimo (valore inferiore fra tutte le serie di dati analizzati). Questa caratteristica è ancor più esaltata osservando la distribuzione dei quartili, $ind(8)$, dove il 50% dei valori misurati produce meno del 1.2% del valore di produzione massima.
- La dispersione dei dati rappresentata dalla deviazione standard ($ind(3)$), è invece molto ristretta ed è la minore rispetto agli altri profili esaminati, raggiungendo il 18.8% del picco di produzione massima. Lo scarto interquartile ($ind(9)$), pari al 31.8% dello stesso dato.
- La seconda singolarità della serie analizzata è riportata dal grafico in cui le ore vengono ripartite fra le classi che rappresentano la percentuale di potenza erogata in una determinata ora rispetto al dato di produzione massima ($ind(19)$ e $ind(20)$). Osservando i due grafici in *Figura 7.9* e *7.11* appare evidente come sia elevato il numero di ore in cui la produzione sia compresa fra lo 0 e il 10% del valore massimo arrivando a toccare più di 5,000 ore; mentre le altre classi raggiungono le poche centinaia. Ma l'integrale energetico suddiviso nelle stesse classi in *Figura 7.10* mostra come la produzione è concentrata nelle poche ore in cui i pannelli toccano i picchi di fornitura, ovvero le ore centrali della giornata.



Figura 7.9 - Ripartizioni delle ore nelle classi per la percentuale di potenza erogata in relazione al valore massimo

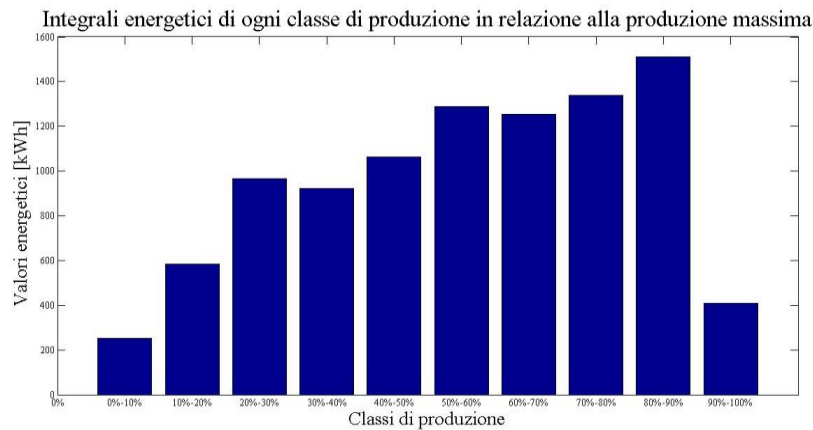


Figura 7.10 – Integrale energetico ripartito nelle classi in funzione della potenza erogata in relazione al valore massimo

- Un altro aspetto rilevante è caratterizzato dalla differenza media fra un dato orario e il successivo, $ind(11)$, che in questo caso è approssimabile al valore nullo. Viene così espressa la già citata caratteristica di variazione “dolce” fra dati contigui.

È possibile analizzare la distribuzione della serie numerica osservando gli indici di asimmetria e di Curtosi ($ind(21)$ e $ind(22)$), i quali descrivono una distribuzione sbilanciata a destra rispetto al valore della media semplice e leptocurtica.

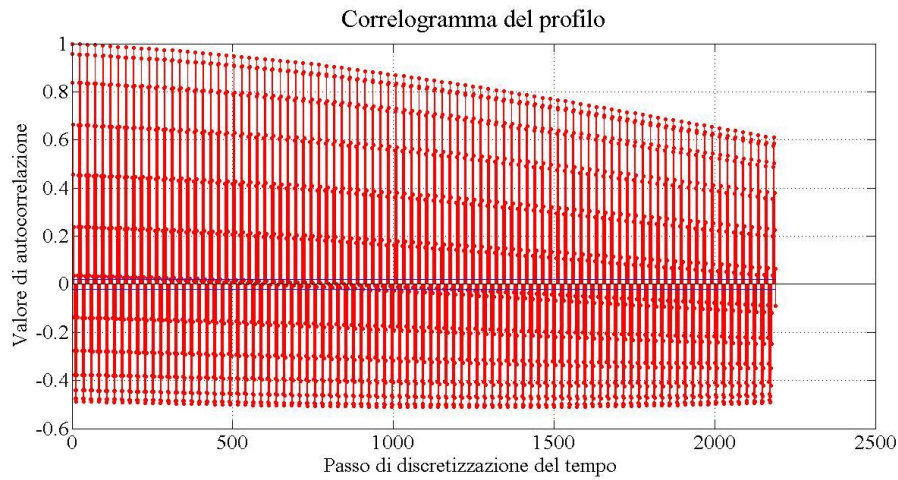


Figura 7.11 - Correlogramma del profilo energetico di produzione dell'impianto fotovoltaico italiano

Osservando la relazione fra dati misurati in diversi momenti di discretizzazione temporale descritti dal correlogramma di $ind(25)$ in Figura 7.11 appare notevole la dipendenza fra i valori considerati con passo di 24 ore e sui multipli mantenendo sempre un valore di autocorrelazione elevato, mentre appare evidente la dipendenza inversa (caratterizzata da un valore negativo di autocorrelazione) se si considera un passo temporale di 12 ore e suoi multipli.

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

Appare evidente la differenza di produzione fra le ore notturne e quelle diurne. Dividendo in due fasce di 12 ore ciascuna e calcolando l'integrale energetico di entrambe per ogni giorno si ottiene il grafico riportato in Figura 7.12.

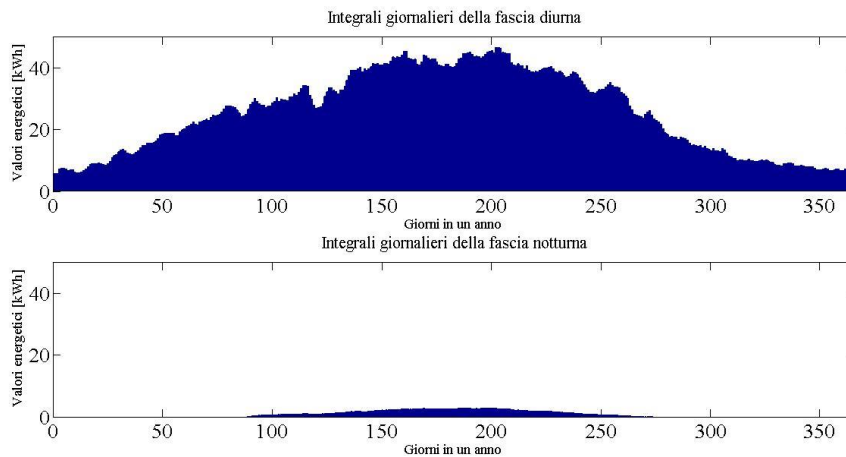


Figura 7.12 - Integrali giornalieri di produzione divisa nelle due fasce diurna e notturna

La differenza di produzione è nettissima, ancor più se si visualizzano i due valori delle medie orarie che sono rispettivamente $2.11 [kW]$ per la fascia diurna e appena $0.08 [kW]$ per quella notturna.

Oltre alla differenza fra le due fasce giornaliere, è evidente anche la netta relazione fra la produzione e la stagionalità. Con riferimento alla *Figura 7.8* è osservabile che nei mesi centrali dell'anno (corrispondenti ai mesi estivi) la produzione è nettamente superiore rispetto alle fasce laterali dove sono rappresentati i mesi invernali. Questo aspetto è riscontrabile in ogni grafico che suddivida l'integrale energetico in stagioni, mesi, settimane o giorni.

7.2.3 Profilo di generazione 2

Il secondo profilo di generazione energetica è il risultato dell'aggregazione della produzione di tutti gli impianti eolici allacciati alla rete elettrica del Belgio, sia quelli on-shore che quelli off-shore. In questo caso i dati utilizzati sono la raccolta e la somma dei valori che si riferiscono all'anno 2012. Il profilo è stato ottenuto grazie al sito del Transmission System Operator (Elia Group) [67] del paese francofono che oltre ai dati storici di produzione degli impianti, fornisce anche le previsioni in tempo reale dei dati di generazione.

Come nei casi precedenti la serie di dati ora considerata si riferisce ad un intero anno ed è stata analizzata secondo la medesima logica degli indicatori prima riportata.

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

L'ordine di grandezza di questo profilo risulta essere nettamente superiore a quello precedentemente osservato, in quanto non si riferisce ad un singolo impianto ma considera l'integrale energetico prodotto da tutti gli impianti eolici. Questa caratteristica rende particolare i dati poiché oltre ad aumentarne l'entità, alcune particolarità sono mediate dall'elevato numero di impianti che sono dislocati in zone differenti del territorio.

- L'integrale energetico annuo, $ind(1)$, corrisponde a $2,327 [GWh]$.
- La media oraria, $ind(2)$, pari a $265.63 [MW]$ e i valori di massimo e minimo orario, $ind(4)$ e $ind(5)$, rispettivamente di $879.61 [MW]$ e di $2 [MW]$, determinano l'alto ordine di grandezza, in particolare il minimo diverso dal valore nullo caratterizza la produzione come continua, questo è dovuto alla attenuazione dei valori dovuta alla somma delle generazioni degli impianti.

In *Figura 7.13* è rappresentato il profilo orario con lo stesso sistema utilizzato per le serie dati precedenti.

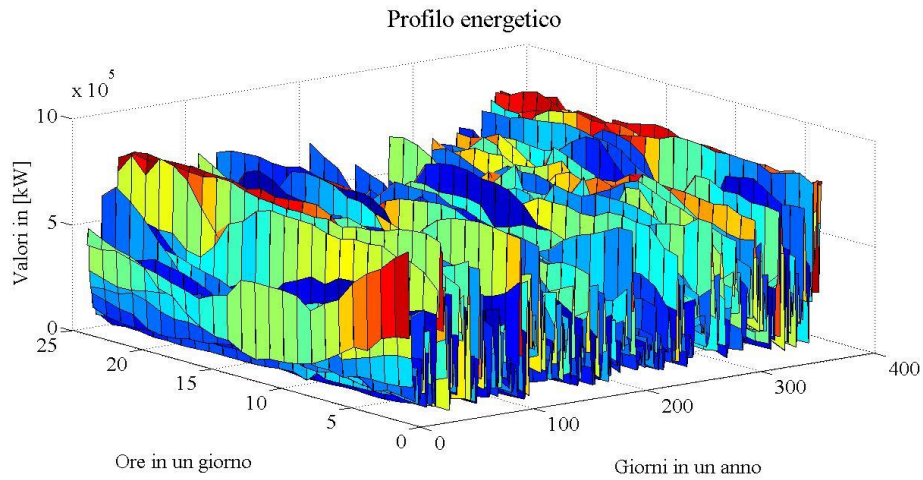


Figura 7.13 – Profilo energetico degli impianti eolici aggregati del Belgio nel 2012

Analizzando i dati secondo una logica in *p. u.*:

- è possibile rilevare che la produzione non è intensiva, in quanto il valore medio si assesta al 30.2% della massima produzione oraria. Questa caratteristica è confermata anche dalla ripartizione dei dati nei quartili, *ind(8)*, infatti si può constatare che il 75% dei dati è inferiore al 43.27% del valore massimo.
- Lo sbilanciamento verso potenze orarie basse è riscontrabile anche dalla distribuzione dei dati secondo l'indice di asimmetria, *ind(21)*, pari a 0.98.

Il correlogramma rappresentato in *Figura 7.14*, assume una forma molto diversa dai casi precedentemente analizzati.

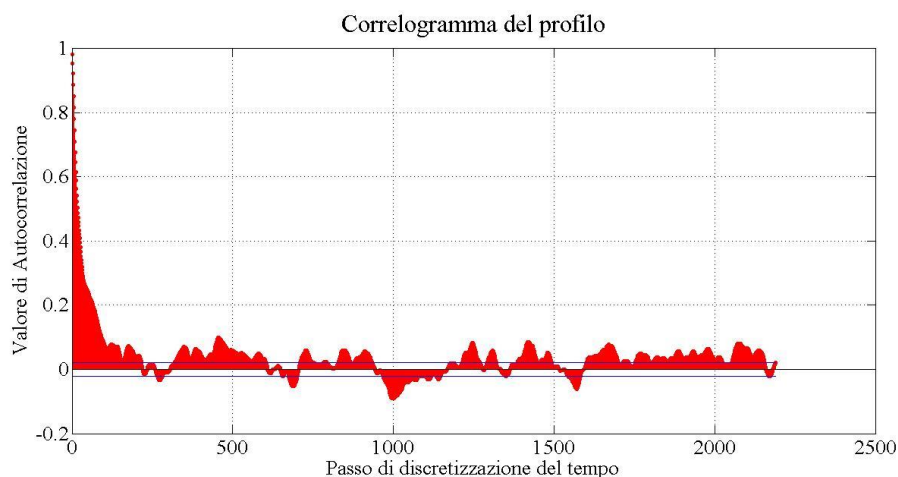


Figura 7.14 – Correlogramma del profilo energetico di produzione degli impianti eolici del Belgio aggregati

Infatti questa rappresentazione conferma la bassa correlazione tra le ore annue, raggiungendo valori di autocorrelazione bassi con passi di discretizzazione temporale anche di piccola entità. Nessuna periodicità è confermata, e i valori orari sono caratterizzati da dati molto scostanti nel corso dell'anno, rendendo difficile la previsione di produzione degli impianti. Questa caratteristica è dovuta all'aggregazione dei profili di generazione di diversi parchi eolici che, se anche singolarmente sono soggetti a condizioni metereologiche ricorrenti, questa informazione è persa nel momento della somma dei dati, in quanto alcune condizioni si eludono.

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

La particolare situazione di impianti aggregati è riscontrabile anche nella poca differenza tra la produzione notturna e diurna. Infatti le medie nelle due fasce orarie risultano molto simili (259.8 [MW] e 271.5 [MW]), come l'integrale energetico annuo che corrisponde alle 24 ore giornaliere rappresentate in *Figura 7.15*, dove si nota solo una leggera flessione di produzione nelle ore centrali della giornata.

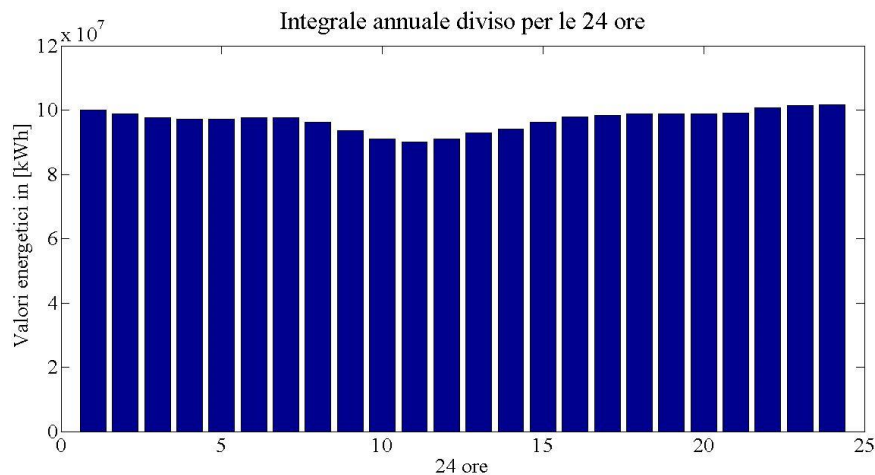


Figura 7.15 – Integrale energetico annuo di produzione dei campi eolici del Belgio nel 2012 diviso nelle 24 ore giornaliere

Osservando il profilo nel corso dell'anno si rileva una produzione mensile elevata ad inizio periodo, mentre i mesi che corrispondono alla primavera e all'estate sono contraddistinti da una diminuzione della generazione, che invece torna a crescere nella parte finale dell'anno in autunno e inizio inverno. Questa peculiarità è ben rappresentata nella *Figura 7.16*.

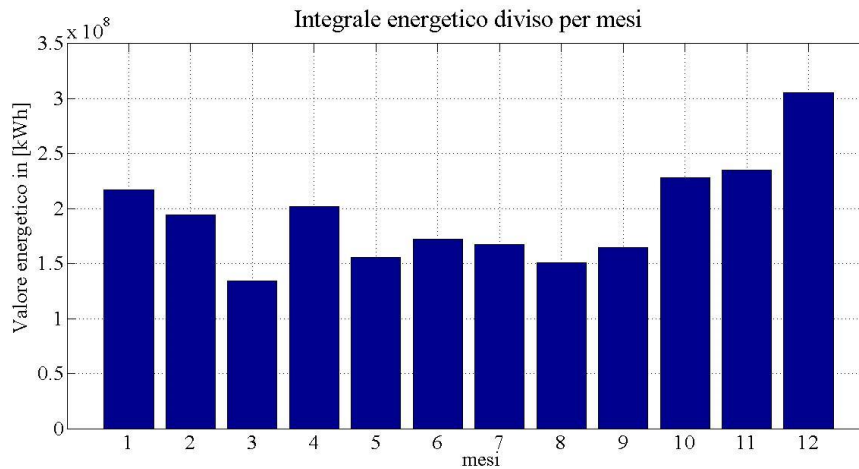


Figura 7.16 – Integrale della produzione energetica dei campi eolici del Belgio nel 2012 divisa per mesi

7.2.4 Profilo di generazione 3

L'ultimo profilo di generazione utilizzato per l'analisi è quello di un sistema di cogenerazione. Tale profilo, al contrario di quelli visti fino ad ora sia per la richiesta che per la generazione, non deriva da misurazioni derivate da un impianto realmente esistente ma sono dati simulati. Infatti è stato considerato il comportamento tipico di un impianto di cogenerazione che prevede un periodo di spegnimento durante le ore notturne e un'accensione progressiva durante il giorno fino a raggiungere il funzionamento a pieno regime nelle ore centrali della giornata. La stessa rampa che si verifica al mattino è ottenuta in modo quasi speculare per la sera, quando il generatore riduce l'erogazione di potenza arrivando allo spegnimento. Inoltre durante i giorni festivi del fine settimana l'impianto rimane totalmente spento. L'impianto simulato ha una potenza di $300[kW_{el}]$ con la possibilità di fornire potenza termica (nel lavoro di tesi è stata considerata solo la produzione elettrica). È un tipico impianto di piccola taglia che può corrispondere facilmente a un impianto di GD presente in un sito industriale.

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

La simulazione del profilo di produzione è stata sviluppata per un intero anno e in Figura 7.17 è rappresentato tridimensionalmente. La forma assunta deriva dalla modularità della produzione giornaliera che risulta identica per ogni giorno, con l'eccezione dei fine settimana. Questa fonte non risente delle variazioni esterne legate al clima o al periodo dell'anno, infatti il punto di forza è proprio la programmabilità.

- L'integrale energetico annuo, $ind(1)$, corrisponde a $816.7 [MWh]$.
- Il valore medio orario, $ind(2)$, della generazione è di $93.2[kW]$.
- Il massimo valore orario, $ind(4)$ è rappresentato dalla potenza nominale dell'impianto $300 [kWh]$, mentre il minimo $ind(5)$, è il valore nullo.

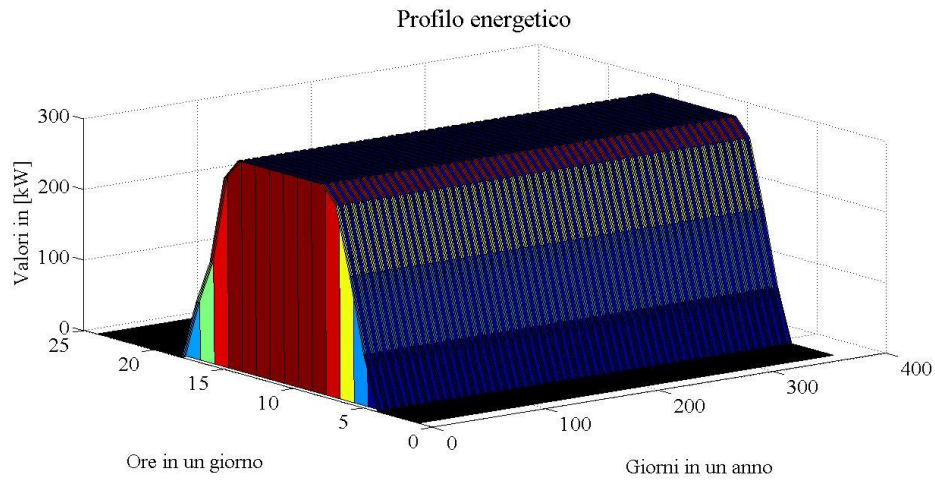


Figura 7.17 - Profilo energetico annuo dell'impianto di cogenerazione simulato

Avvalendosi dello studio della serie dati in *p. u.*:

- si nota come l'intensità di produzione non sia elevata, con il valore medio che è pari a 31.1% del valore di produzione massima, mentre è elevata la dispersione dei valori. Questo è dovuto all'considerabile utilizzo dell'impianto sia al massimo della produzione sia alle ore notturne in cui la produzione è nulla. Infatti il valore della deviazione standard, *ind(3)*, è il più alto fra i profili analizzati, pari al 42.8% della produzione massima. Tale aspetto è convalidato dalla ripartizione dei quartili, *ind(8)*, nella quale si determina che almeno il 50% dei valori assume un valore di produzione oraria nullo, mentre il 75% dei valori è compreso dal valore pari al 90% del picco produttivo.

Se si osserva il correlogramma di *ind(25)* in *Figura 7.18* si nota come assomigli molto a quello riscontrato nei profili di richiesta energetica.

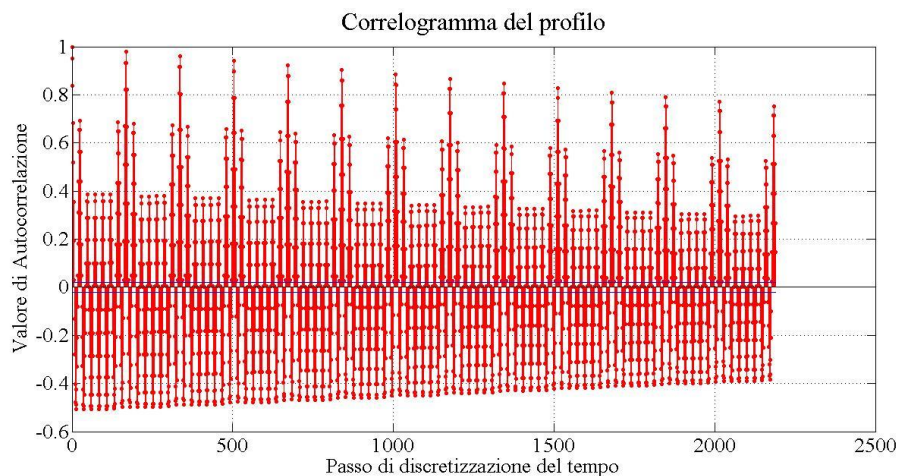


Figura 7.18 - Correlogramma del profilo energetico di produzione dell'impianto di cogenerazione

Ciò è dovuta alla periodicità evidente nell'utilizzo dell'impianto con un valore di autocorrelazione molto elevato se si utilizza un passo di discretizzazione temporale di 168 (cioè se è considerato lo stesso valore orario della settimana successiva). L'altro passo che evidenzia una forte correlazione fra i dati è quello giornaliero, cioè 24. Mentre si nota una netta dipendenza inversa con un passo di 12 ore. Il correlogramma è una sintesi fra quello che caratterizza i carichi per la periodicità e quello relativo all'impianto solare fotovoltaico con una dipendenza inversa fra giorno e notte, quando gli impianti non producono.

- La differenza media fra un'ora e la sua successiva, $ind(11)$, è la più bassa riscontrata fra tutti i profili ed è approssimabile al valore nullo. Questa caratteristica è determinata dall'andamento produttivo contraddistinto da variazioni "dolci", ancor più di quelle riscontrate per l'impianto fotovoltaico.
- La distribuzione della serie di dati è molto lontano da quella normale, infatti l'indice di asimmetria, $ind(21)$, è vicino all'unità determinando uno sbilanciamento dei dati alla destra del valore della media aritmetica e il valore dell'indice di curtosi, $ind(22)$, è pari a 1.8, contrassegnando la serie come *platicurtica* e assegnando una importanza maggiore alle code distributive.

7.3 Caso proposto dalla società Building Energy S.p.A.

Building Energy S.p.A. è una società fondata nel 2010 con sede a Milano che opera nel mondo delle energie rinnovabili. Principalmente si propone sul mercato sviluppando e realizzando soluzioni per ogni tipo di impianto al fine di ottenere un connubio tra il massimo rendimento energetico ed un ritorno finanziario garantito. Le attività che Building Energy S.p.A. svolge interessano l'intero ciclo di vita dell'impianto:

- Sviluppo di progetti greenfield e brownfield in Italia e all'estero: questa fase riguarda la ricerca e l'analisi dei siti più idonei per la realizzazione di un impianto di produzione da fonti rinnovabili, studiando la fattibilità dell'intero progetto (dalle valutazioni tecniche ed economiche fino alle necessarie autorizzazioni e alle costituzioni delle entità legali per l'esercizio dell'impianto);
- EPC: Energy Performance Contract per la realizzazione di impianti a terra o su copertura in accordo con i più elevati standard di bancabilità dei progetti sviluppati;
- Consulenza finanziaria per la scelta dei più corretti e utili strumenti finanziari per la realizzazione degli impianti (leasing o project finance);

- Operation & Maintenance (O&M) per impianti fotovoltaici con contratti a lungo termine fino a 25 anni;
- Asset management.

Attualmente la società opera in quattro continenti, sviluppando progetti in Europa (principalmente in Italia e Romania), in Africa (essenzialmente in Sud Africa dove è localizzata una sede della società, a Cape Town), in America del Nord (negli USA, dove è presente una sede, e nella Repubblica Dominicana) e in Asia (con la presenza in Giappone e proprio dall'inizio del 2014 è stata aperta una nuova sede a Dubai negli Emirati Arabi). Legata al contesto africano, è nata una nuova business unit denominata Mining Energy. Questa unit si propone al settore minerario per i paesi subequatoriali. Questo scenario è caratterizzato da un contesto estremamente energivoro e soggetto ad onerosi e pericolosi disservizi della rete elettrica nazionale, ai quali si intende sopperire tramite la progettazione, la fornitura e la gestione di impianti ad energia rinnovabile e relativi sistemi di storage in grado di garantire la produzione di energia elettrica per le miniere sia durante i transitori di massimo assorbimento che durante interruzioni dell'alimentazione elettrica da parte del provider locale.

La società è stata molto importante per lo sviluppo del lavoro di tesi. Infatti in primo luogo ha proposto un contesto nel quale sono presenti delle criticità legate alla fornitura di energia elettrica che è stato considerato come un caso sul quale lavorare e sviluppare il modello di pianificazione energetica oggetto della tesi. Inoltre sono stati forniti dei profili energetici annui, sia di richiesta che di generazione, utili per l'implementazione del modello che saranno analizzati nei paragrafi successivi.

7.3.1 Profilo energetico relativo ad un sito industriale subequatoriale

Il profilo energetico riguarda il contesto di un sito industriale nella zona subequatoriale del continente africano. Come espresso nel capitolo precedente, i dati sono stati forniti dalla società Building Energy S.p.A..

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

La prima osservazione riguarda l'ordine di grandezza della richiesta energetica del sito industriale:

- l'integrale del carico annuo, $ind(1)$, corrisponde a 2,478 [GWh], un dato che non è comparabile con i profili fino ad ora esaminati (perfino superiore alla produzione degli impianti eolici aggregati del Belgio);
- l'osservazione precedente è sottolineata anche dalla media oraria, $ind(2)$, pari a 282.9 [MW] e dal massimo e minimo dato orario, $ind(3)$ e $ind(4)$, (384 [MW] e 78.7 [MW]).

Il profilo energetico è rappresentato in *Figura 7.19*.

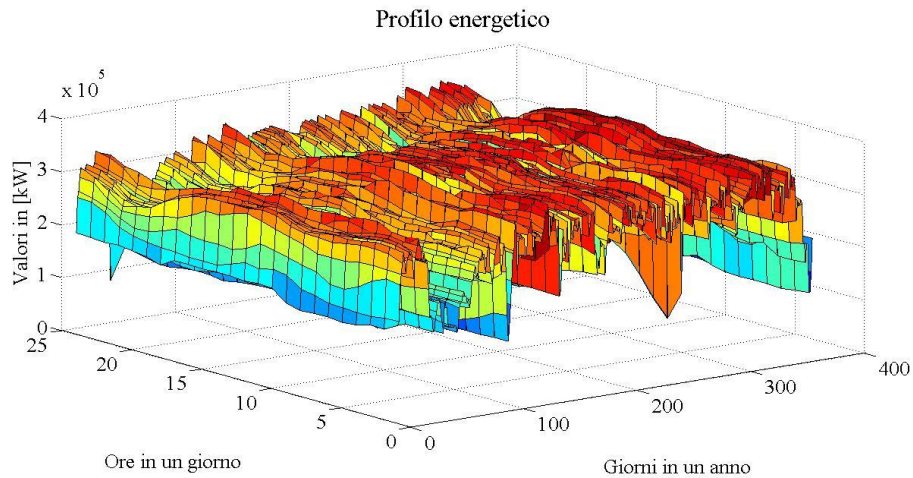


Figura 7.19 – Profilo di richiesta energetica del sito industriale africano sub-equatoriale

Come si evince dall’alto ordine di grandezza del profilo, il sito industriale è contraddistinto da un’elevata ed intensa richiesta energetica. Infatti, introducendo l’analisi in *p. u.* si può notare:

- la richiesta media oraria raggiunge il valore del 73.6% del valore massimo orario, così come la dispersione dei dati attorno alla media che è espressa dalla deviazione standard, la quale risulta solo il 13.9% dello stesso massimo;
- anche la distribuzione dei quartili, *ind(8)*, sottolinea la consistente entità del carico, con solo il 25% dei dati orari che è caratterizzato da un valore inferiore al 66.2% del massimo. Il minimo orario espresso in precedenza, rileva una richiesta che non è mai interrotta, come negli altri casi riguardanti i profili di richiesta energetica;
- la rampa crescente e decrescente, *ind(13)* e *ind(14)*, risultano relativamente basse (pari al 23.8% e al 36% della massima produzione oraria);
- la distribuzione risulta poco simmetrica con la presenza di una “coda” a sinistra del valore medio (confermata dall’indice di asimmetria con valore negativo, *ind(21)*), mentre l’indice di Curtosi, *ind(22)*, è quello più vicino alla condizione di normalità.

Osservando il correlogramma di *ind(25)* in *Figura 7.20* si nota una situazione simile a quella presente per la serie dati degli impianti del *Profilo di generazione 2*.

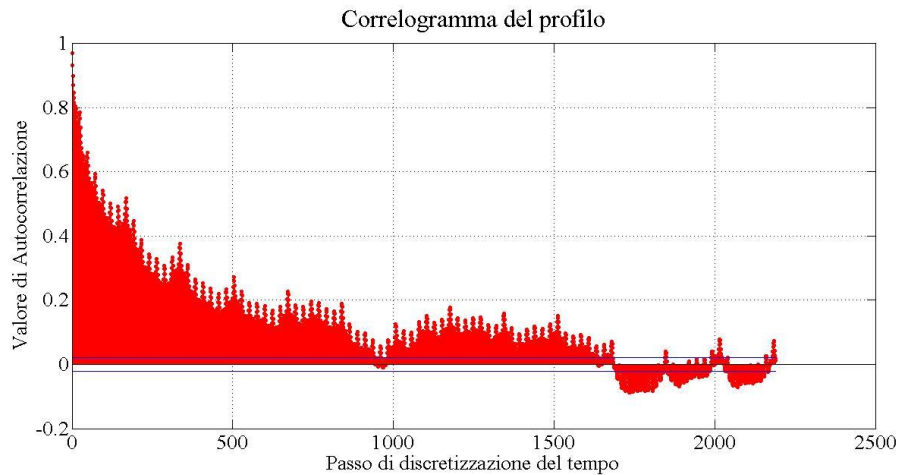


Figura 7.20 – Correlogramma del profilo di richiesta energetica del sito industriale africano sub-equatoriale

Il grafico rileva un'autocorrelazione elevata per piccoli intervalli di discretizzazione temporale, che però crolla con l'aumento di questo fattore. Questo contesto rileva una maggiore relazione tra i valori orari relativamente vicini, ma una mancanza di periodicità e relazione possibile con valori più distanti nell'asse temporale.

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

Osservando il profilo nel corso dell'anno si nota che i mesi sono caratterizzati da una richiesta energetica confrontabile sullo stesso ordine di grandezza, l'unica eccezione è rappresentata dal mese di febbraio (il solo mese distinto da una media oraria inferiore ai 200 [MW], gli altri mesi sono tutti superiori ai 260 [MW]). Ciò è ben rappresentato in *Figura 7.21* dove sono rappresentati gli integrali mensili di richiesta energetica.

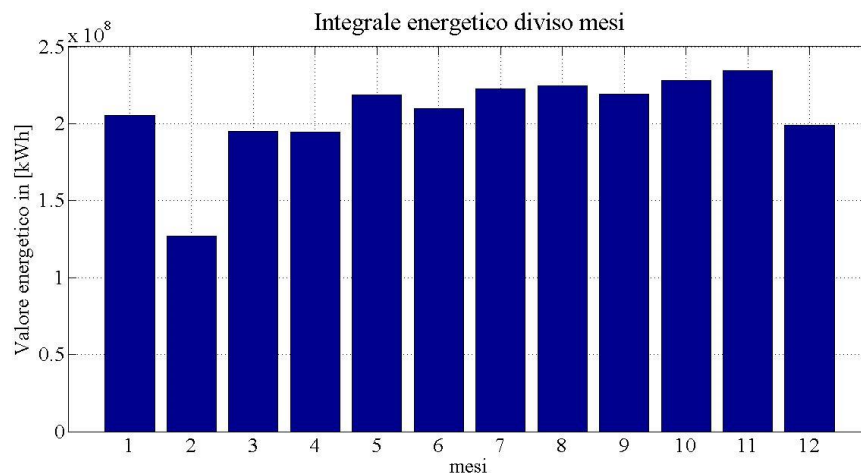


Figura 7.21 – Integrale di richiesta energetica del sito industriale africano divisa per mesi

Ricordando che il mese di Febbraio risulta essere in piena estate nell'emisfero australe, è possibile presupporre che sia il mese dedicato all'importante fase di manutenzione degli impianti presenti nel sito.

La continuità del carico, oltre ad essere riscontrabile nel corso dell'anno, è rilevabile anche nell'intervallo temporale delle 24 ore. Infatti, se nei casi dei profili di carico analizzati in precedenza si notava un calo nelle ore notturne, per il sito industriale ciò non avviene. Anzi se si osservano gli integrali giornalieri delle fasce orarie diurna e notturna (rappresentati in *Figura 7.22*), si possono considerare sullo stesso ordine di grandezza, con comportamenti simili, e valori pressoché identici relativi alla media oraria, alla deviazione standard e alla ripartizione dei dati nei tre quartili. Ciò caratterizza il profilo come energivoro.

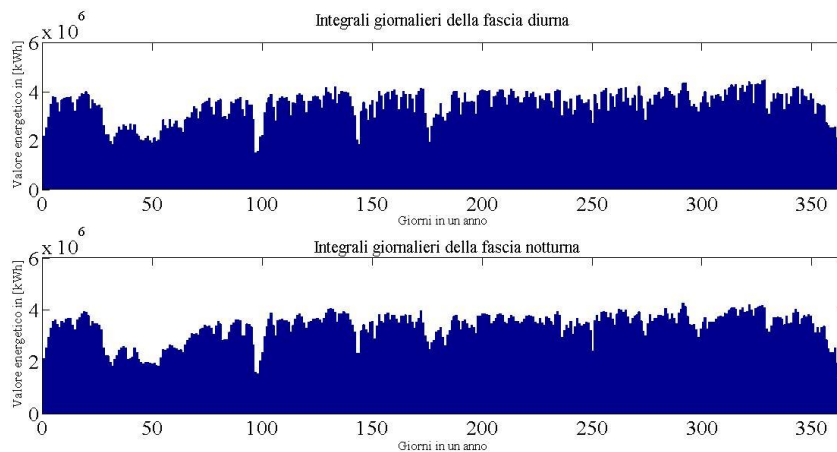


Figura 7.22 – Integrali di richiesta energetica giornaliera divisi per le due fasce orarie del sito industriale

7.3.2 Profilo di generazione 4

È il primo profilo di generazione che Building Energy S.p.A. ha fornito per contribuire al lavoro di tesi. Tale profilo riguarda un impianto PV di 10 [MW]. I dati sono stati calcolati tramite un simulatore interno dell'azienda in cui è considerata una differenza di produzione del 20% fra la stagione estiva e quella invernale. Inoltre il profilo è stato simulato inserendo un sistema di inseguimento solare mono-assiale. Questo impianto è strettamente legato al profilo di richiesta energetica appena descritto del sito industriale nella zona subequatoriale del continente africano. Infatti il contesto in esame è un'utenza isolata in cui le infrastrutture elettriche sono assenti o hanno una capacità insufficiente per garantire un corretto funzionamento determinando la necessità di sviluppare un sistema ibrido. La soluzione desiderata da Building Energy S.p.A. sarebbe quella di ottenere, per motivi economici legati al prezzo dell'energia erogata dalla rete, un *energy shifting* di 30 [MWh] con la potenza installata del PV nelle ore diurne dalle 6 p.m. alle 8 p.m.; l'impianto fotovoltaico

andrebbe a caricare un sistema di storage di batterie che avrebbe un ciclo di carica/scarica giornaliero.

E' incluso il profilo nell'analisi per l'implementazione dell'applicativo di pianificazione energetica e viene brevemente descritto tramite la metrica di analisi, rappresentata dagli indicatori descritti in precedenza.

L'impianto PV esaminato riporta caratteristiche molto simili al *Profilo di generazione 1* descritto in precedenza, ma è caratterizzato dalla diversa ubicazione. Essendo in una regione africana dell'emisfero australe le stagioni sono invertite perciò in *Figura 7.23* si nota la diversa forma della "campana" di produzione.

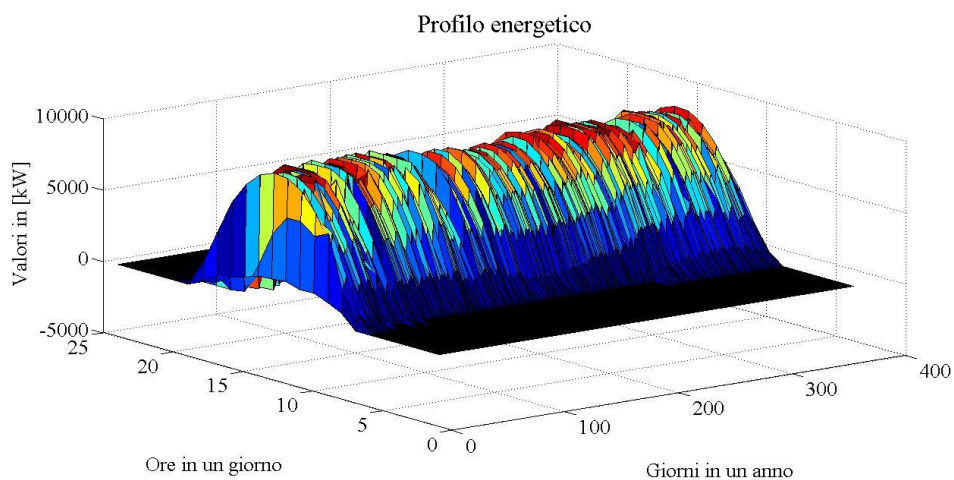


Figura 7.23 - Profilo energetico relativo alla produzione dell'impianto solare fotovoltaico situato in un territorio subequatoriale africano

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

La differenza più marcata nella forma è la minor influenza stagionale sulla produzione.

- I picchi di produzione massima (il massimo valore di produzione oraria, *ind(4)*, è di 9.45 [MW]) sono molto simili, con una lieve riduzione nelle fasi centrali dell'anno, cioè in corrispondenza delle stagioni invernali. Questa differenza più ridotta deriva dalle caratteristiche climatiche del sito di installazione, dove le differenze stagionali sono meno marcate (20% fra estate e inverno come riportato), e inoltre dalla derivazione dei dati che sono ottenuti tramite una simulazione e in più è stato utilizzato un sistema di eliostati a inseguimento solare. Se si osserva la generazione giornaliera la curva di produzione rispetta la forma canonica della tecnologia utilizzata.
- L'altra differenza fra i due impianti è relativa alla potenza installata. L'impianto ora in esame è molto più grande, ha una produzione media oraria, *ind(2)*, pari a 2.2 [MW], (circa pari a un quarto dell'integrale

energetico di produzione annua del PV italiano) e un integrale energetico annuo, $ind(1)$, pari a 19,3[GWh].

- Il correlogramma di $ind(25)$ è molto simile al caso con la stessa tecnologia e si notano le dipendenze marcate per un passo temporale di 24 ore.

Analizzando i dati in *p. u.* è più accessibile un confronto fra i due impianti PV.

- Analizzando le medie orarie quella dell'impianto africano vede un disavanzo maggiore di ben 5 punti percentuali e pari al 23.3% (contro il 18.8%).
- Osservando la ripartizione fra i quartili, $ind(8)$, si nota che almeno il 50% dei valori è pari al valore nullo, ma analizzando l'ultimo quartile risulta che circa il 25% dei dati orari è maggiore della metà del picco di produzione massima (mentre per il PV italiano l'ultimo quartile evidenziava un 25% dei valori orari maggiore del 31.8% del picco massimo).
- Questo confronto è evidente se analizziamo il grafico della divisione dell'integrale energetico in relazione alla percentuale della potenza prodotta in rapporto alla produzione massima, $ind(20)$, di *Figura 7.24*.

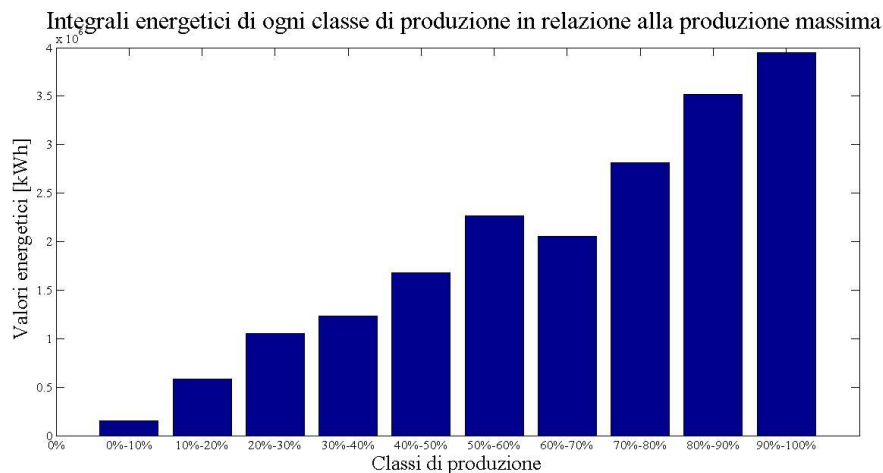


Figura 7.24 - Integrale energetico ripartito nelle classi in funzione della potenza erogata in relazione al valore massimo

La ripartizione delle ore è molto simile, con un leggero aumento nella produzione delle fasce più elevate, mentre è ben diversa la ripartizione dell'energia prodotta, dove crescono notevolmente le stesse classi.

Queste condizioni però accentuano la dispersione attorno al valore medio caratterizzando una deviazione standard, $ind(3)$, pari a 32.1% rispetto al valore di produzione massima. Anche per questo profilo la differenza

media oraria è molto contenuta, determinata dalla curva caratteristica di produzione della tecnologia.

- Per quanto riguarda la distribuzione di probabilità, non si segnalano particolari differenze rispetto al fotovoltaico italiano.

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

E' particolare ed evidente la differenza della produzione delle due fasce giornaliere esaminate. Osservando il grafico in *Figura 7.25* appare chiaro che, mantenendo la stessa divisione delle fasce di tempo la produzione notturna è praticamente inesistente, questo segnala che le ore sfruttabili dalla tecnologia fotovoltaica nella zona subequatoriale sono di una fascia più ristretta. Inoltre è molto diverso il profilo di produzione anche durante la fascia diurna. Se nel caso italiano era ben delineata la "campana" di produzione caratteristica della tecnologia derivante dalla stagionalità, cioè raggiungendo dei picchi produttivi massimi nella zona centrale dell'anno, nel caso africano questo andamento caratteristico non è evidenziato. Se fosse presente si noterebbe che gli estremi del grafico sarebbero caratterizzati da una produzione più elevata, ma in realtà ciò non è riscontrato in modo significativo.

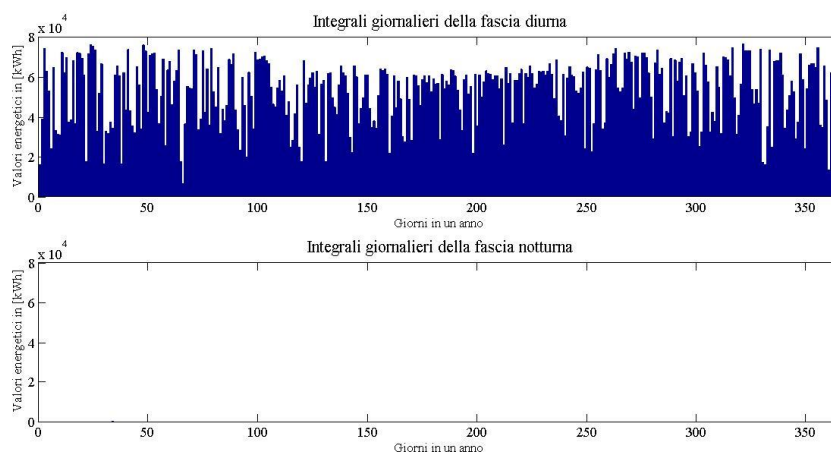


Figura 7.25 - Integrali giornalieri di produzione divisa nelle due fasce diurna e notturna

7.3.3 Profilo di generazione 5

L'ultimo profilo esaminato fornito da Building Energy S.p.A. descrive la produzione oraria per un intero anno di una turbina eolica. Questi dati sono ancora una volta frutto di una simulazione che l'azienda ha svolto. La simulazione prevede l'inserimento delle velocità del vento mediata per ogni ora. Per ogni dato è ricavata la produzione di una turbina Acciona da 3[MW] secondo la curva di potenza riportata in *Figura 7.26*

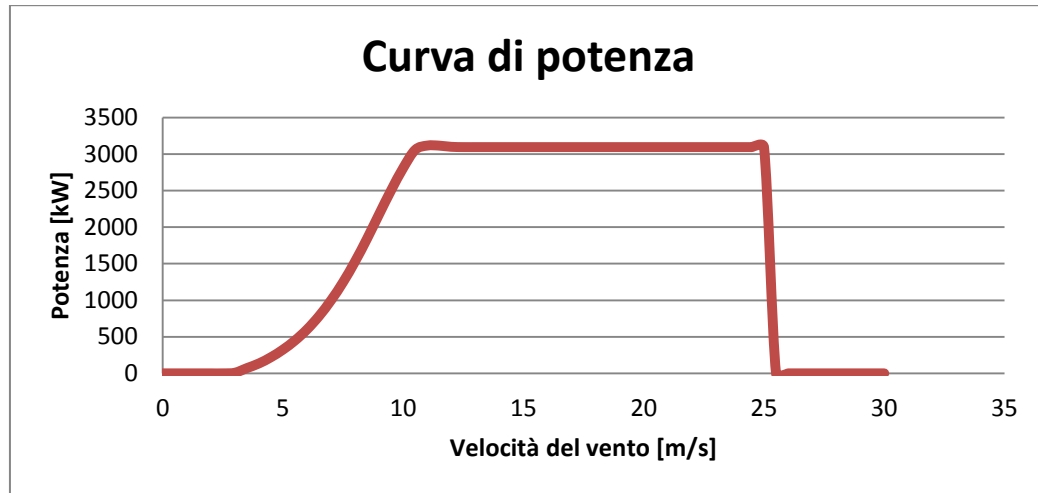


Figura 7.26 - Curva di potenza della Turbina eolica Acciona da 3 [MW]

La misurazione dei dati relativi alla velocità del vento non è resa nota dall'azienda, ma una simulazione di un anno porta al seguente profilo rappresentato nella ormai consueta modalità di matrice energetica tridimensionale in Figura 7.27.

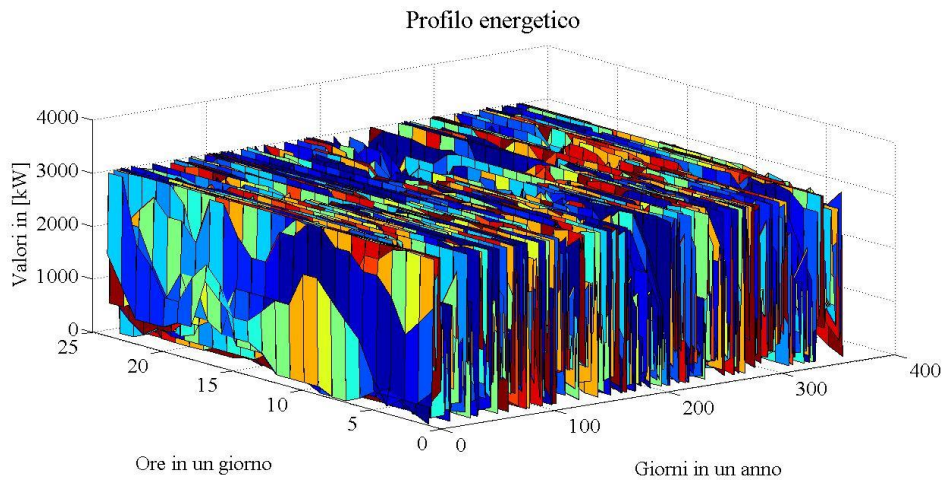


Figura 7.27 – Profilo energetico relativo alla produzione della turbina eolica

Analisi degli indicatori della prima clusterizzazione dei dati

- Il valore massimo di produzione, $ind(4)$, tocca i 3.12[MW], raggiunto più volte dalla turbina poiché è il valore della potenza nominale e rappresenta la produzione per un range elevato di velocità del vento, infatti il valore medio di produzione oraria, $ind(2)$, è abbastanza elevato segnalando 1.47[MW].
- L'integrale energetico di produzione, $ind(1)$, tocca i 12.9 [GWh], valore paragonabile all'impianto PV appena descritto, anche se la turbina eolica

ha una potenza nominale decisamente inferiore. Questo dato giustifica l'alta intensità di produttiva.

Passando all'analisi in *p.u.* si possono notare le seguenti particolarità:

- l'impianto è caratterizzato da una buon intensità di utilizzo, la media dei valori orari infatti corrisponde al 44.22% del valore di produzione massima. Questo dato è il maggiore riscontrato fra tutti i profili di generazione energetica a disposizione;
- la ripartizione dei quartili, *ind(8)*, è molto uniforme, il 25% dei valori è inferiore del 10.43% del valore massimo o superiore al 90.18% della produzione oraria massima;
- la produzione dell'impianto è molto variabile, tale aspetto è evidenziato se si osserva l'*ind(19)*: il numero di ore in cui l'impianto lavora fra il 90%-100% della propria capacità, supera le 2,000 ore, e quello in cui la produzione è molto bassa, cioè fra la totale mancanza di produzione e il 20% arrivando a toccare le 3,000 ore;
- ad avvalorare questo trend è l'osservazione della deviazione standard oraria, *ind(3)*, che è pari al 36.58% della massima capacità produttiva, è il secondo dato più elevato fra le generazioni, e lo scarto interquartile *ind(9)*, che invece è il più alto riscontrato e tocca il 79.75%;
- anche la differenza fra ore consecutive è molto variabile, infatti la turbina passa dall'essere ferma alla massima produzione e viceversa in molti casi;
- l'impianto è caratterizzato inoltre da una produzione giornaliera media maggiore fra tutti i profili di generazione (se valutata in *per unit*);
- per quanto concerne la probabilità di distribuzione, il valore dell'indice di asimmetria, *ind(21)*, è pari a 0.21, molto vicino al valore nullo caratteristico di una distribuzione simmetrica, mentre l'indice di curtosi, *ind(22)*, è inferiore alla distribuzione perfettamente normale determinando una distribuzione *platicurtica* con relativa importanza attribuita alle code.

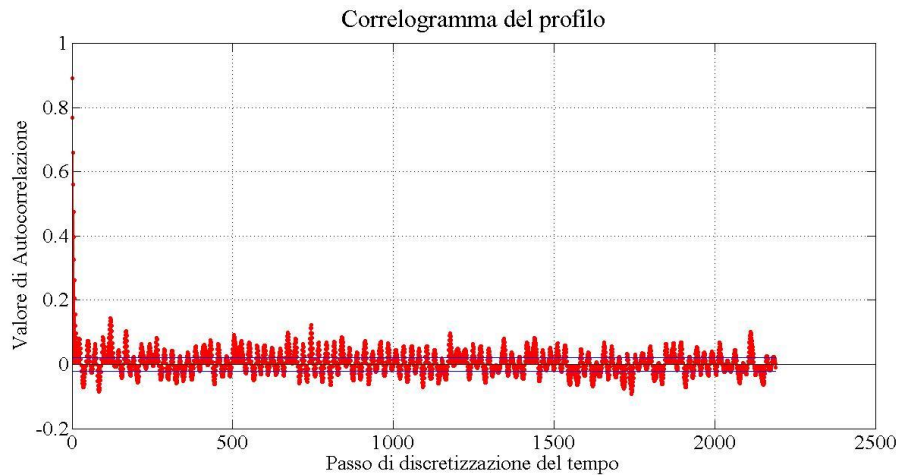


Figura 7.28 - Correlogramma del profilo di produzione energetica della turbina eolica Acciona

Analizzando infine il correlogramma di $ind(25)$, in *Figura 7.28* appare chiara la mancanza di dipendenza dei valori, come per altro era già stato riscontrato nel caso degli impianti eolici aggregati, che però si distinguono da una maggiore correlazione per piccoli passi di discretizzazione, ciò è probabilmente dovuto all'aggregazione di più impianti che smorzano le differenze orarie. Infatti in questo caso l'indipendenza fra un valore e l'altro è più marcata.

Valutazione degli indicatori delle clusterizzazioni diverse dall'anno intero

- Un altro aspetto interessante corrisponde all'invariabilità del dato della produzione media oraria; infatti sia per il raffronto giorno/notte sia nelle clusterizzazioni stagionali o inferiori il dato risulta poco sensibile, tranne che per i mesi centrali dove tocca il 38.63% del valore massimo di produzione.
- È particolare il fatto che in ogni settimana la produzione della turbina tocchi sia il valore massimo che il minimo. Inoltre in ognuna delle 24 ore giornaliere è presente almeno una volta la produzione massima e la situazione di fermo. Come già descritto non si riscontrano particolarità legate alla stagionalità, mentre è più sensibile la differenza di produzione fra mattino e pomeriggio come riportato nel grafico di *Figura 7.29*

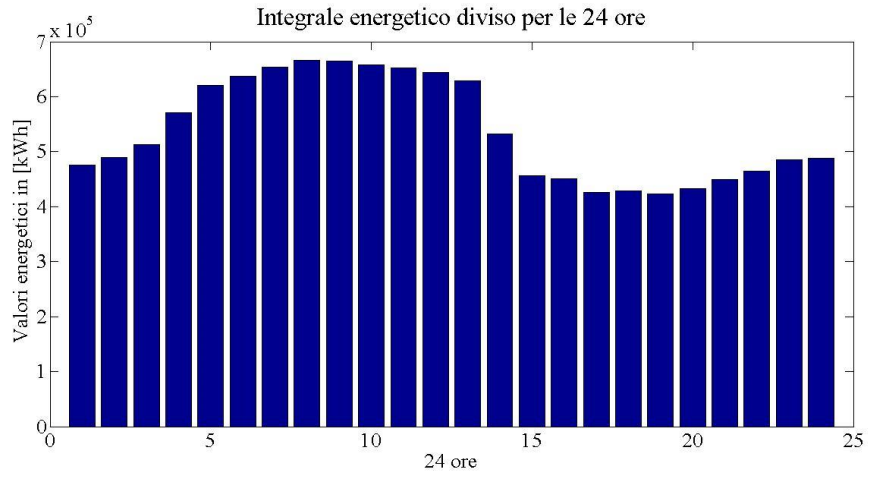


Figura 7.29 - Integrale energetico annuo di produzione della turbina eolica diviso nelle 24 ore giornaliere

8.Applicazioni sperimentali

In questo capitolo sono analizzati due applicazioni del sistema di pianificazione energetica sviluppato nel lavoro di tesi utili ad esemplificare i due contesti proposti nel Capitolo 6, ovvero la situazione in cui è prevista l'analisi di un sistema in isola elettrica e quella di un sistema connesso alla rete prevalente. La scelta dei casi è stata effettuata fra i profili energetici a disposizione, stabilendo con criterio quali di essi aderisse più adeguatamente ai contesti espliciti. In particolare è stato ritenuto utile lo studio del caso corrispondente all'edificio del Politecnico di Milano del campus Bovisa Sud per valutare la condizione di sistema elettrico off-grid, mentre la risoluzione è ricaduta sul profilo energetico registrato dalla Cabina Primaria di Legnano per stimare il modello per il contesto con connessione alla rete elettrica nazionale. Nei prossimi paragrafi verranno presentati i risultati e gli esiti riscontrati nel modello di pianificazione energetica sviluppato, seguendo il procedimento delineato dai modelli matematici presentati in precedenza per i due contesti applicativi.

8.1 Applicazione sperimentale a un sistema elettrico off-grid

Come già definito il profilo scelto per questa applicazione è quello rappresentato dall'edificio del Politecnico di Milano del campus Bovisa Sud. Tale edificio attualmente non presenta la situazione di isola elettrica, ma è stato selezionato per questo caso poiché più conforme alla realizzabilità di un sistema off-grid. Infatti, come descritto nel Capitolo 7, è il profilo di richiesta energetica con un apporto necessario che è minore rispetto agli altri due esplicitati di qualche ordine di grandezza. Riesaminando il profilo, il picco massimo è di $1.7[MWh]$, che è un dato nettamente inferiore rispetto agli altri casi, e una richiesta media oraria di $377.64 [kWh]$. La funzione obiettivo per la situazione di isola elettrica è quella di ottenere, tramite l'inserimento di una o più tecnologie di generazione, la condizione più ideale per l'utilizzo di un sistema di accumulo elettrochimico, raggiungendo la soluzione che ne prevede l'entità minore. Questa condizione è riscontrata quando il profilo risultante dalla differenza fra richiesta energetica del carico e apporto delle generazioni è il più possibile limitato nell'intorno del valore nullo. Più si verifica tale condizione e più il sistema di accumulo da introdurre sarà realistico attribuendo un presupposto di maggior fattibilità. In *Figura 8.1* è riportato il profilo nella rappresentazione tridimensionale.

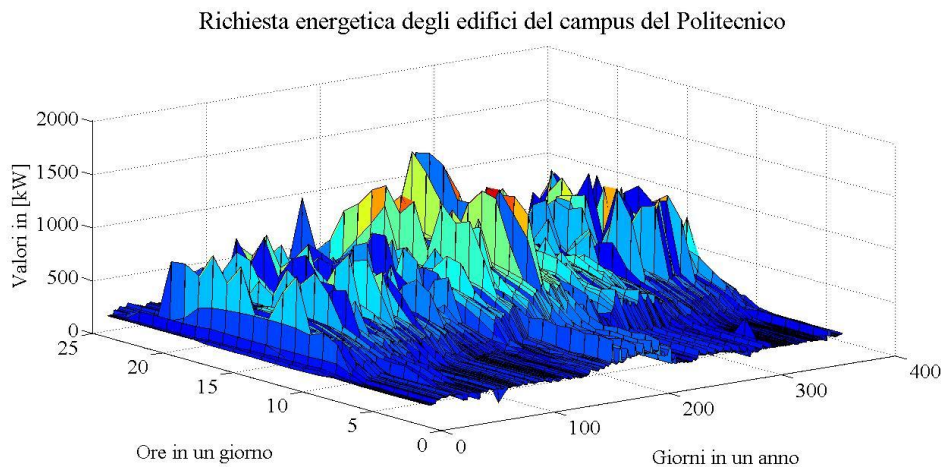


Figura 8.1 – Richiesta energetica degli edifici del campus Bovisa sud del Politecnico

Per il contesto di applicazione, è importante che il profilo di richiesta oraria vada ad “appiattirsi” sui valori più vicini al valore nullo. In questo senso è riportato in *Figura 8.2* il profilo orario in due dimensioni.

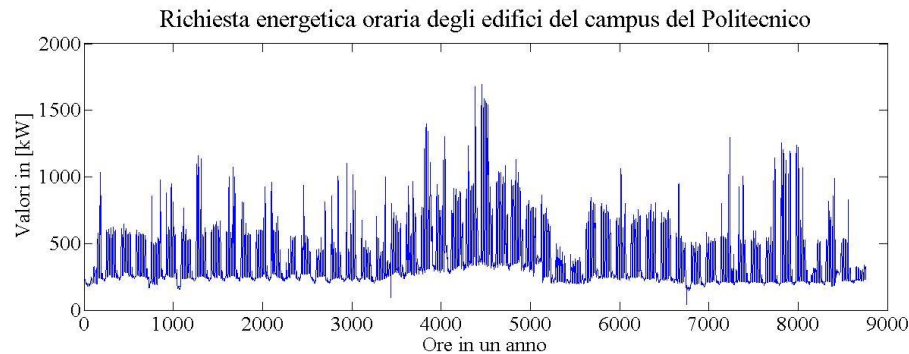


Figura 8.2 – Richiesta energetica degli edifici del campus per ogni ora dell'anno

8.1.1 Scelta della metrica analitica

Per il prosieguo dell'analisi sono stati considerati tutti e cinque i profili di generazione descritti nel Capitolo 7. In questo modo è stato possibile ottenere un maggior numero di dati utili. A valle di questa decisione, il modello ha ricevuto in input:

- Un profilo energetico rappresentante il carico.
- Cinque profili di generazione in valori *p.u.*.

La fase iniziale dell'analisi ha portato alla scelta degli indicatori sui quali fosse possibile determinare e valutare i vari accoppiamenti tra il carico e i singoli profili di generazione. È stata effettuata quindi una selezione dei 25 indicatori presentati nel Capitolo 5, portando ad una scelta che ne limita il numero a 11, che corrispondono a: ρ , *ind(3)*, *ind(4)*, *ind(5)*, *ind(8)*, *ind(9)*, *ind(11)*, *ind(12)*, *ind(13)*, *ind(14)* e *ind(25)*. In questo modo, oltre alla potenza nominale dell'impianto FER da installare, definito dal coefficiente ρ , gli indicatori forniscono informazioni riguardanti la dispersione dei dati (in particolare si fa riferimento tra quelli selezionati da *ind(3)* a *ind(9)*); inoltre per valutare il possibile inserimento di un sistema di accumulo, è stato considerato importante lo sviluppo orario (analizzato grazie agli indicatori dal *ind(11)* al *ind(14)*); infine è stata considerata la possibilità di riscontrare una relazione tra i dati, espressa dal *ind(25)*. Conclusa la scelta degli indicatori, è stata iniziata la procedura di sovrapposizione dei profili, alle quali sono stati applicati gli stessi indicatori, necessari alla determinazione del Ranking Finale. In *Tabella 8.1*, *Tabella 8.2* e *Tabella 8.3* sono illustrati in dettaglio i valori riscontrati.

Tabella 8.1 – Valore degli 11 indicatori proposti per i 5 accoppiamenti tra il profilo di carico e quelli di generazione

Indicatori	Profilo di generazione 1	Profilo di generazione 2	Profilo di generazione 3	Profilo di generazione 4	Profilo di generazione 5
p [kW]	2,010.75	1,250.55	1,215.24	1,619.21	798.24
ind (3) [kW]	444.46	352.96	524.00	463.75	360.24
ind (4) [kW]	1,174.58	1,616.54	1,589.28	1,543.00	1,613.16
ind (5) [kW]	-1,631.88	-1,033.63	-1,215.24	-1,461.91	-798.27
ind (8) [kW]	*	*	*	*	*
ind (9) [kW]	432.12	412.80	803.45	510.71	534.02
ind (11) [kW]	0.0037	0.0005	0.0037	0.0037	-0.0865
ind (12) [kW]	152.12	98.34	175.57	194.04	159.97
ind (13) [kW]	755.41	722.44	1,050.98	1,006.82	908.08
ind (14) [kW]	-759.00	-778.54	-759.00	-1,179.00	-843.14
ind (25)	°	°	°	°	°

Tabella 8.2 – Dettaglio dei valori dell'indicatore (8)

Valore dei quartili *	Profilo di generazione 1	Profilo di generazione 2	Profilo di generazione 3	Profilo di generazione 4	Profilo di generazione 5
25%	-174.28	-205.67	-491.05	-242.30	-295.68
50%	212.52	38.22	226.38	217.36	21.57
75%	257.84	207.13	312.40	268.40	238.34

Tabella 8.3 – Dettaglio dei valori dell'indicatore (25)

Autocorrelazione °	Profilo di generazione 1	Profilo di generazione 2	Profilo di generazione 3	Profilo di generazione 4	Profilo di generazione 5
I° valore	0.9414	0.9604	0.9439	0.9125	0.9013
II° valore	0.8095	0.9093	0.8302	0.7417	0.7877
III° valore	0.6268	0.8501	0.6877	0.5278	0.6768

8.1.2 Definizione del Ranking Finale

Determinati i valori degli 11 indicatori che fungono da metrica analitica, si è svolta la fase di classificazione delle generazione. Il Ranking Finale rappresenta la soluzione alla quale si arriva grazie ai cinque metodi di classificazione descritti nel Capitolo 6. Per l'applicazione considerata, sono stati conservati i primi quattro sistemi di ranking, relegando l'impiego del quinto per un'eventuale situazione di parità di punteggio nella valutazione finale. I metodi sopra indicati sono riassunti con rappresentazioni grafiche sotto riportate.

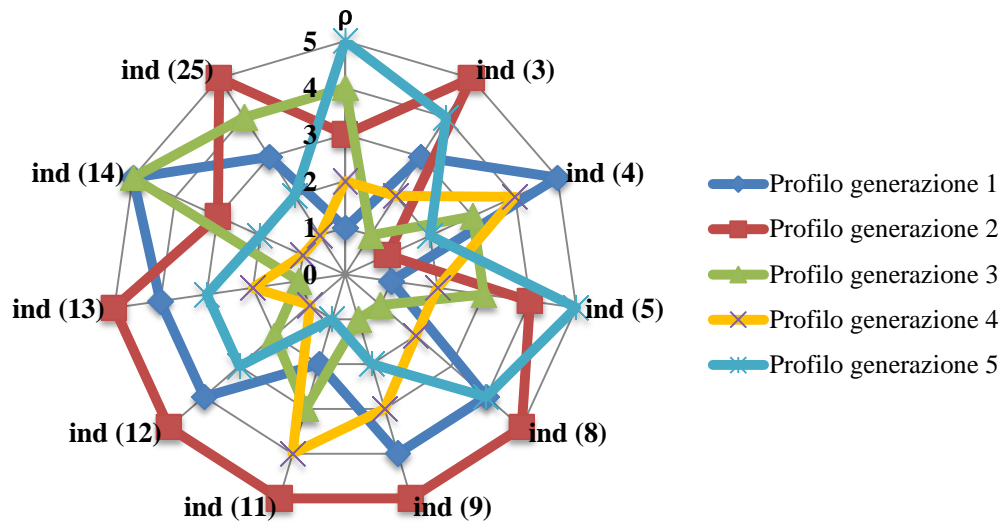


Figura 8.3 – Rappresentazione dei risultati del primo metodo di classificazione

In questa rappresentazione le linee colorate identificano l'accoppiamento della richiesta energetica con ogni singola generazione. I tratti concentrici descrivono il punteggio possibile per ogni indicatore, che a loro volta sono individuati dalle rette che convergono verso l'origine. Più è alto il punteggio relativo all'indicatore e meglio è valutata la sovrapposizione del profilo di generazione rispetto alla richiesta energetica. In *Figura 8.3* è rappresentato il primo metodo di ranking. Dall'immagine si evince che l'accoppiamento che rileva le condizioni migliori è rappresentato dal *Profilo generazione 2*, infatti 7 indicatori su 11 registrano le migliori prestazioni. Secondo classificato si pone il *Profilo generazione 1* che evidenzia 2 indicatori con punteggio equivalente a 5. Infine il *Profilo generazione 5* è classificato come terzo profilo. In *Figura 8.4* è riportata la raffigurazione del secondo metodo di ranking.

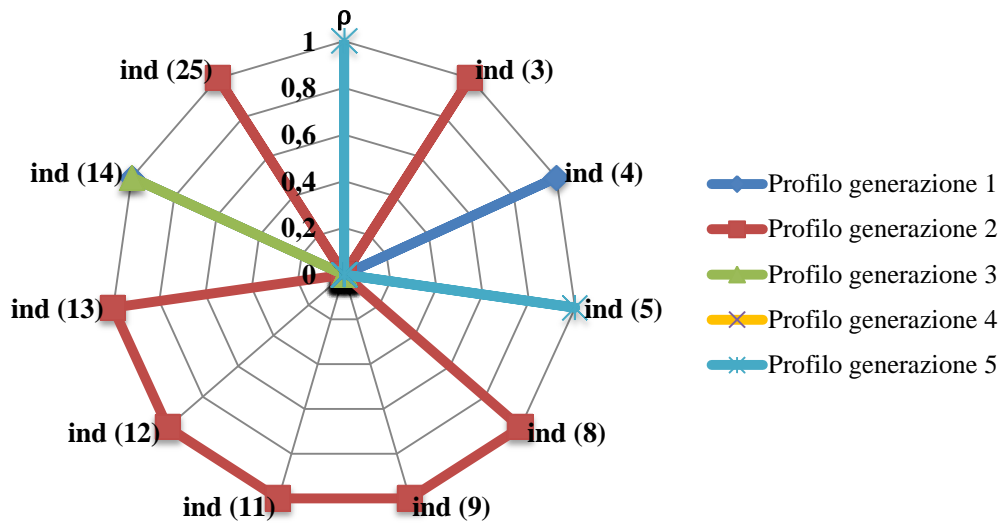


Figura 8.4 – Rappresentazione dei risultati del secondo metodo di classificazione

Anche questo metodo di classificazione conferma il *Profilo generazione 2* come prima scelta, in seconda posizione si affermano sia il *Profilo generazione 1* che *Profilo generazione 5*, i quali registrano entrambi il miglior risultato su 2 indicatori.

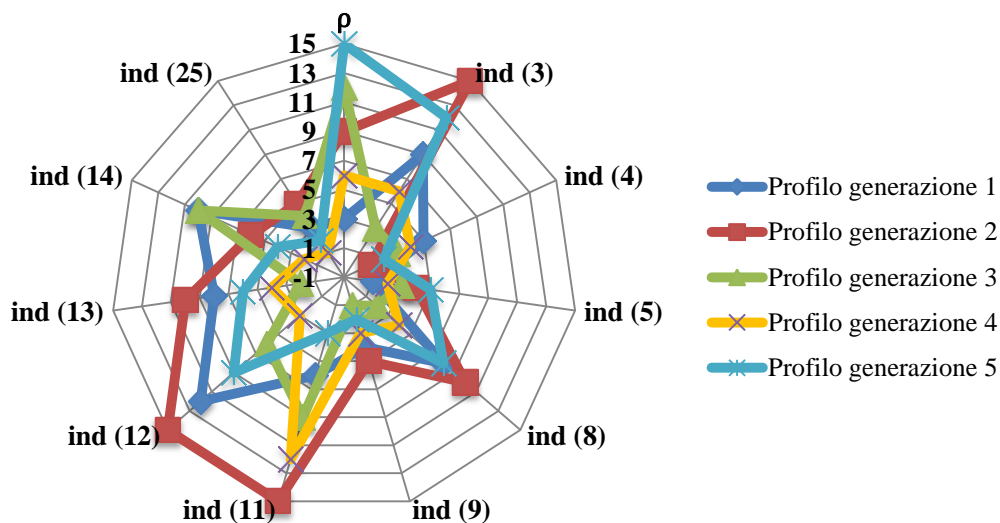


Figura 8.5 – Rappresentazione dei risultati del terzo metodo di classificazione

In *Figura 8.5* è descritto il terzo metodo di classificazione. Per questo passaggio è stata scelta la possibilità di pesare, attraverso l'utilizzo di coefficienti, i

risultati di alcuni indicatori riscontrati nel primo metodo di classificazione. Infatti si è scelto un fattore moltiplicativo pari a 3 per ρ , $ind(3)$, $ind(11)$ e $ind(12)$, un fattore di 2 per $ind(8)$, $ind(13)$ e $ind(14)$; gli altri indicatori non sono stati alterati. Ancora una volta è rilevato il *Profilo generazione 2* come il migliore, a seguito si classificano il *Profilo generazione 1* e il *Profilo generazione 5*.

Infine è riportato il quarto ranking in *Figura 8.6*. Per la quarta volta si conferma prima scelta il *Profilo generazione 2*, che come nel primo caso riporta 7 indicatori su 11 con il miglior punteggio, la seconda e la terza posizione non variano rispetto al metodo precedente, confermando rispettivamente ancora il *Profilo generazione 1* e il *Profilo generazione 5*.

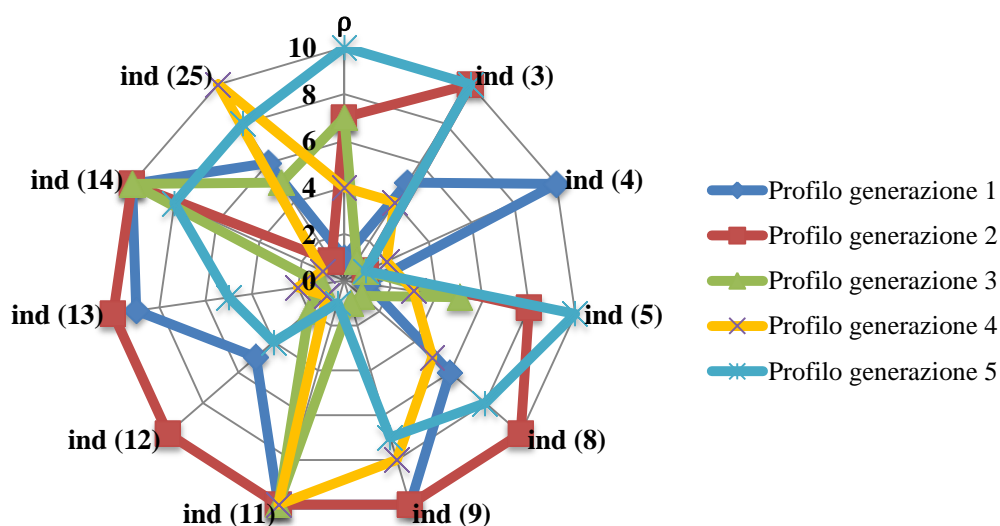


Figura 8.6 – Rappresentazione dei risultati del quarto metodo di classificazione

I risultati sono espressi in *Tabella 8.4*, che riassume i cinque risultati ottenuti e delinea i tre profili energetici che sono impiegati nei passaggi successivi. Si osserva che il profilo di accoppiamento migliore è confermato nel *Profilo generazione 2*, che registra la probabilità di essere al 99.02% (non è pari al 100% poiché il quinto ranking lo registra come terzo) la risorsa maggiormente compatibile con il carico; a questo segue come secondo il *Profilo generazione 1* che si pone in ognuno dei ranking intermedi nella stessa posizione, riportando una percentuale del 80.49% (come migliore soluzione). Infine terzo risulta il *Profilo generazione 5* con un risultato pari a 63.90%.

Tabella 8.4 – Sintesi dei metodi dei 5 metodi di classificazione e ranking finale

Modalità	Profilo generazione 1	Profilo generazione 2	Profilo generazione 3	Profilo generazione 4	Profilo generazione 5
Rank 1	4	5	2	1	3
Rank 2	4	5	2	1	4
Rank 3	4	5	2	1	3
Rank 4	4	5	1	2	3
Rank 5	0.5	0.3	0.2	0.4	0.1
RANKING IN %	80.49	99.02	35.12	26.34	63.90

Per una maggiore comprensione, è rappresentato nella stessa modalità degli altri metodi di classificazione anche il Ranking Finale, che è riportato in *Figura 8.7*.

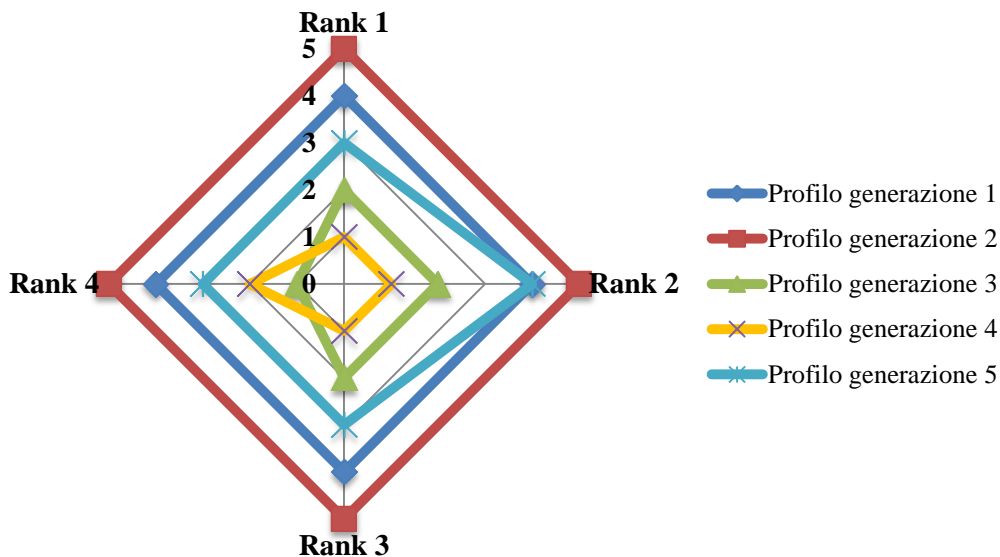


Figura 8.7 – Rappresentazione dei risultati del ranking finale

8.1.3 Analisi di sensitività e definizione del mix di risorse ottimale

Terminata la definizione delle tre generazioni, considerate le più adatte alla combinazione con il profilo di carico, avviene la fase di *sensitivity analysis* che prevede la risoluzione con la scelta possibile di inserire più di un profilo di generazione al fine di ottimizzare la funzione obiettivo (cioè quella di diminuzione dell'entità dell'accumulo). Le operazioni svolte in questa fase sono descritte nei Capitolo 5 e 6. La simulazione vede l'inserimento fino alla terza

generazione classificata, arrivati all'ottenimento di questa soluzione, si è deciso di terminare la simulazione.

I dati ottenuti per questa simulazione sono riportati in *Tabella 8.5*.

Tabella 8.5 – Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell'iter del processo

Caso	Entità del sistema di accumulo elettrochimico [kWh]	Potenza installata Profilo generazione 1 (I° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 2 (II° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 4 (III° classificato) in [kW]	Totale potenza installata in [kW]
1 generazione	512,615	1,250.55	0.00	0.00	1250.55
2 generazioni	134,855	725.32	844.51	0.00	1569.83
3 generazioni I caso	133,194	616.52	844.51	69.45	1530.48
3 generazioni II caso	133,844	725.32	836.07	3.35	1564.74
3 generazioni III caso	133,104	616.52	836.07	72.80	1525.39

In verde è evidenziato il caso di ottimo che riguarda la funzione obiettivo, cioè l'entità del sistema di accumulo elettrochimico. Viceversa in rosso è sottolineato il caso in cui è registrata la peggiore prestazione. Quest'ultima è rilevata dalla soluzione che considera una sola generazione. La funzione obiettivo è nettamente ottimizzata nel passaggio al contesto che prevede l'inserimento di un'ulteriore tecnologia di generazione FER. Infatti in questo caso, l'entità del sistema di accumulo si riduce al 26.31% di quella del caso precedente. In *Figura 8.8* è riportato il valore della funzione obiettivo (l'entità della capacità delle batterie) in funzione della combinazione della potenza delle due tecnologie di generazione. Il minimo è riscontrato al valore pari al 58% della potenza della prima risorsa.

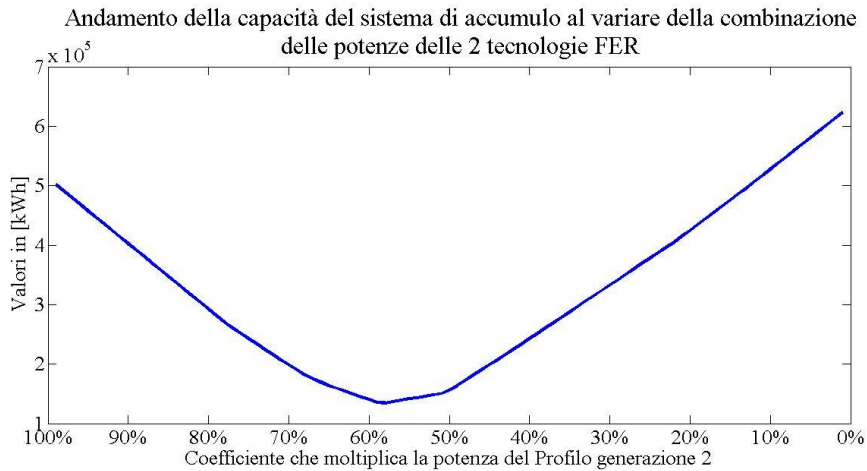


Figura 8.8 – Andamento della capacità del sistema di accumulo al diminuire della potenza installata della prima generazione e, in modo complementare, al crescere della seconda

Infine l’ottimo è riscontrato nel contesto in cui è inserita la terza generazione classificata.. Secondo questa combinazione, la capacità dell’accumulo è ridotta a 133,104 [kW], il 98.70% del caso precedente. Si è deciso di non inserire ulteriori profili di generazione visto il miglioramento della F.O. di entità ridotta. Per completare l’analisi, si riportano, in *Tabella 8.6*, *Tabella 8.7* e *Tabella 8.8* il set di indicatori selezionato all’inizio del processo per ognuno dei risultati rappresentanti l’ottimo locale nei diversi contesti.

Tabella 8.6 – Valore del set degli 11 indicatori per i 5 casi di ottimo locale

Indicatori	1 generazione	2 generazioni	3 generazioni I caso	3 generazioni II caso	3 generazioni III caso
p1 [kW]	1,250.55	725.32	616.52	725.32	616.52
p2 [kW]	0	844.51	844.51	836.07	836.07
p3 [kW]	0	0	69.45	3.35	72.80
ind (3) [kW]	352.96	246.01	233.69	245.24	232.99
ind (4) [kW]	1,616.54	1,117.52	1,078.53	1,120.17	1,081.18
ind (5) [kW]	-1,033.63	-1,065.3	-972.11	-1,058.80	-965.57
ind (8) [kW]	*	*	*	*	*
ind (9) [kW]	412.80	305.06	278.149	304.41	277.39
ind (11) [kW]	0.0005	0.0019	-0.0057	0.0015	-0.006
ind (12) [kW]	98.34	93.69	93.22	93.42	93.03
ind (13) [kW]	722.44	721.79	721.99	721.56	721.76
ind (14) [kW]	-778.54	-770.33	-747.75	-769.32	-746.74
ind (25)	o	o	o	o	o

Tabella 8.7 – Dettaglio dell'indicatore (8)

Valore dei quartili *	1 generazione	2 generazioni	3 generazioni I caso	3 generazioni II caso	3 generazioni III caso
25%	-205.67	-143.41	-131.25	-143.50	-131.31
50%	38.22	37.28	32.31	37.05	31.99
75%	207.13	161.65	146.90	160.90	146.08

Tabella 8.8 – Dettaglio dell'indicatore (25)

Autocorrelazione °	1 generazione	2 generazioni	3 generazioni I caso	3 generazioni II caso	3 generazioni III caso
I° valore	0.9604	0.9271	0.9201	0.9270	0.9200
II° valore	0.9093	0.8311	0.8155	0.8315	0.8158
III° valore	0.8501	0.7220	0.6968	0.7233	0.6980

Evidenziati in rosso sono le prestazioni peggiori ed in verde quelle migliori che sono rappresentate rispettivamente dalla soluzione che prevede una sola generazione (con 7 indicatori peggiori su 11) e da quella denominata *3 generazioni III caso* (con 6 prestazioni migliori su 11). I risultati espressi dal set di 11 indicatori conferma quanto stabilito dalla *sensitivity analysis*.

8.1.4 Variante definita dalla Funzione Obiettivo

In seguito alla prima simulazione effettuata, si è deciso di eseguire una nuova analisi stabilendo una nuova serie di indicatori che determinasse un nuovo Ranking Finale. Si è optato per questa nuova simulazione, in quanto il ranking precedente ha portato alla scelta del primo profilo quello contraddistinto da un'entità maggiore dell'accumulo stesso, che rappresenta l'oggetto della funzione obiettivo. Infatti il set è stato variato in modo tale che considerasse direttamente la capacità delle batterie, la quantità energetica di carica e scarica massime per ore consecutive e la massima e minima differenza di potenze orarie. La particolarità è rilevata dal fatto che i nuovi indicatori sono stati pesati in modo da essere decisivi per la formazione del nuovo Ranking Finale. Il processo è terminato con il raggiungimento del seguente Ranking Finale: primo classificato *Profilo generazione 4*, secondo classificato *Profilo generazione 2* e terzo *Profilo generazione 3*. I risultati delle combinazioni sono riassunti in *Tabella 8.9*.

Tabella 8.9 - Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell'iter del processo

Caso	Entità del sistema di accumulo elettrochimico [kWh]	Potenza installata Profilo generazione 1 (I° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 2 (II° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 4 (III° classificato) in [kW]	Totale potenza installata in [kW]
1 generazione	284,043	1,619.21	0.00	0.00	1,619.21
2 generazioni	284,900	1,603.02	12.51	0.00	1,615.53
3 generazioni I caso	279,045	1,138.14	12.51	348.89	1,499.54
3 generazioni II caso	284,052	1,603.02	0.12	16.03	1,619.17
3 generazioni III caso	284,052	1,138.14	0.12	480.91	1,619.17

I dati riscontrano la combinazione peggiore nel contesto rappresentato da 2 generazioni, mentre l'ottimo è raggiunto nel passaggio immediatamente successivo, ovvero 3 generazioni I caso, nel quale è diminuita la potenza del Profilo generazione 4 del 29% rispetto al caso 2 generazioni, calando a 1,138.14 [kW]. Il deficit è colmato dall'inserimento della terza generazione per un totale di 348.89 [kW]. Variando le combinazioni delle tre generazioni i risultati peggiorano.

Confrontando i risultati tra la classificazione iniziale e la variante, si nota che l'entità finale delle batterie in quest'ultimo caso è circa il 210% dell'applicazione iniziale. Ciò è dovuto al fatto che, profili che analizzati singolarmente registrano prestazioni negative (per quanto concerne la funzione obiettivo), combinati tra loro possono assumere la caratteristica di soluzione migliore. Questa particolarità sarà di sicuro sviluppo al lavoro svolto, in quanto essendo una prima elaborazione è sicuramente migliorabile, sia attraverso l'attuazione di combinazioni di profili di generazioni nella fase del calcolo della metrica degli indicatori, sia nell'utilizzo del set degli stessi indicatori che risultano dalle altre clusterizzazioni del profilo energetico analizzato. Inoltre è da ricordare che gli indicatori non sono assoluti, sicuramente necessitano di un utilizzo applicativo che possa raffinare la scelta e la metodologia di impiego a seconda dei contesti di interesse.

8.1.5 Valutazione dell'inserimento di un generatore tradizionale

L'analisi prosegue con l'inserimento di un generatore tradizionale per valutare la possibile diminuzione della capacità del sistema di accumulo, rendendo più favorevole, anche da un punto di vista economico, l'autarchia energetica dell'utenza. Visti i risultati ottenuti dalle due analisi precedenti, si è scelto di

effettuare questo studio sul caso che ha evidenziato il risultato migliore. Di conseguenza ci si riferisce ad esso nella comparazione.

Come primo passo, si è valutata la potenza installata del genset e il suo profilo di funzionamento annuo; questi dati sono stati ricavati in modo tale da non obbligare l'impianto ad un numero di *start&stop* superiore a 365 (una media di 1 spegnimento al giorno). Successivamente si è ottenuto un nuovo profilo di richiesta energetica, ciò è avvenuto sottraendo la produzione energetica dell'impianto tradizionale al carico iniziale. In *Tabella 8.10* sono riportati i dati che riguardano l'impianto aggiunto.

Tabella 8.10 – Dati relativi all'impianto di generazione tradizionale

Potenza genset	197.98	[kW]
Energia richiesta alla rete al netto del genset	1,635,219.16	[kWh]
Energia fornita dal genset	1,672,932.69	[kWh]
Ore di funzionamento del genset	8,450	[h/anno]

L'entità dell'apporto del genset è evidenziato in *Figura 8.9* dove sono confrontati il profilo di richiesta iniziale con quella netta della generazione dell'impianto aggiunto.

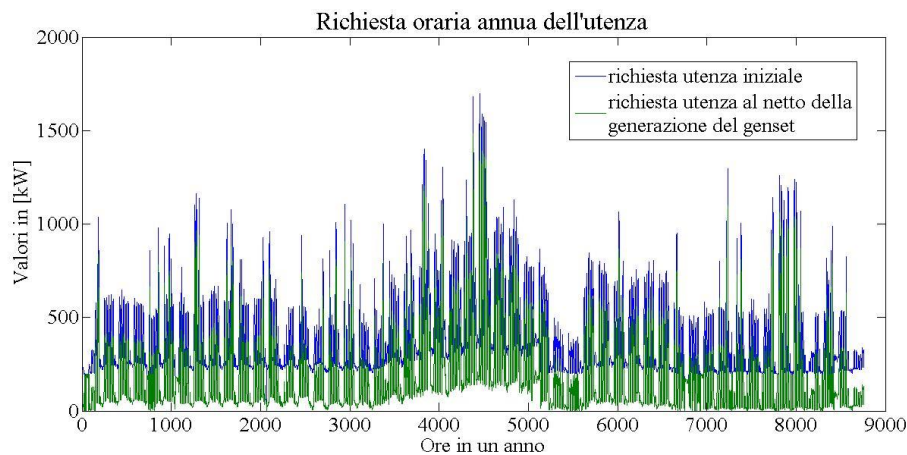


Figure 8.9 – Profili di richiesta energetica dell'utenza

Effettuata questa prima fase si è poi proseguito determinando un nuovo Ranking Finale che stabilisse le generazioni di tipo FER da considerare. In *Figura 8.10* è riportata la rappresentazione della nuova classificazione attraverso l'utilizzo di un grafico radar.

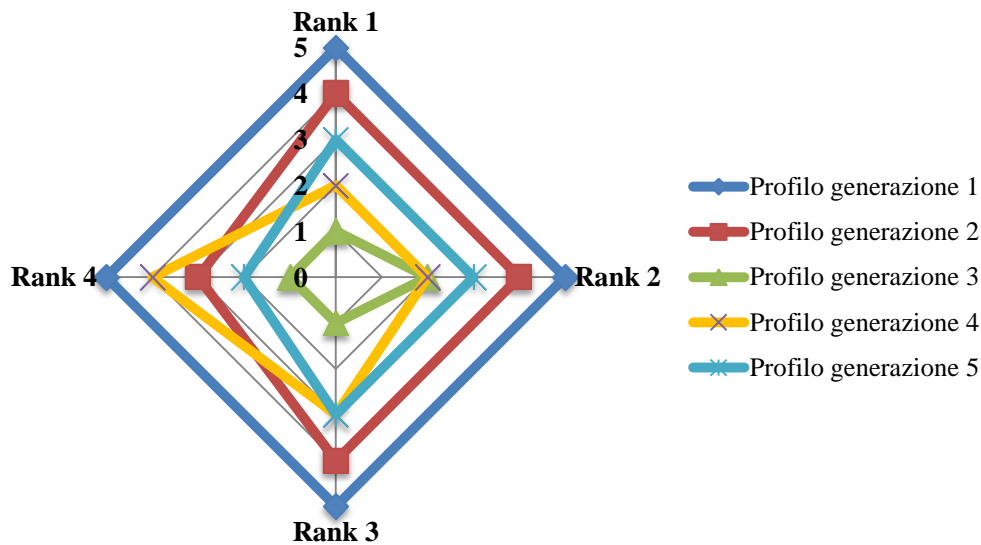


Figura 8.10 – Ranking Finale delle generazioni FER dopo l’inserimento del genset

Tabella 8.11 - Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell’iter del processo

Caso	Entità del sistema di accumulo elettrochimico [kWh]	Potenza installata Profilo generazione 1 (I° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 2 (II° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 4 (III° classificato) in [kW]	Totale potenza installata in [kW]
1 generazione	267,083	993.91	0.00	0.00	993.91
2 generazioni	130,171	626.16	228.71	0.00	854.87
3 generazioni I caso	130,922	619.90	228.71	2.49	851.10
3 generazioni II caso	130,239	626.16	226.43	1.46	854.05
3 generazioni III caso	130,937	619.90	226.43	3.94	850.27

Confrontando i risultati ottenuti, si osserva in *Tabella 8.11* che la soluzione migliore è confermata dal contesto *2 generazioni*, nel quale la capacità definita per un sistema di accumulo in ottica stagionale si riduce fino al 48.69% del caso con una singola generazione, pari a 130,171 [kWh]. Mentre con l’inserimento della terza generazione i risultati ottenuti non migliorano questo dato. È però utile confrontare questi valori con il contesto senza generatore tradizionale. Infatti per quanto riguarda l’entità della capacità batterie si riscontra una diminuzione pari al 2.20%. Il dato più significativo è invece rappresentato dalla

netta diminuzione di potenza installata da FER, che passa da 1,499.54 [kW] a 854.87 [kW] (riduzione pari al 43%).

8.1.6 Studio del sistema di accumulo

Vengono riportati i risultati relativi al sistema di accumulo per il caso senza l'inserimento del genset, presentato all'inizio di questa sezione, e il caso con la generazione da fonte tradizionale a monte dell'analisi effettuata successivamente con la metrica di analisi. Questo è possibile grazie al modello sviluppato per il comportamento di un accumulo elettrochimico, descritto nel Capitolo 6. Nell'ultimo caso il genset va a coprire una buona fetta di fabbisogno energetico, definendo il mix di risorse FRNP ottimale ridotto a due profili invece che tre come nel caso senza genset. Anche il comportamento del sistema di accumulo elettrochimico è molto differente. In *Figura 8.11* e *Figura 8.12* sono riportate le curve dell'integrale energetico che il sistema di storage deve soddisfare nei due casi.

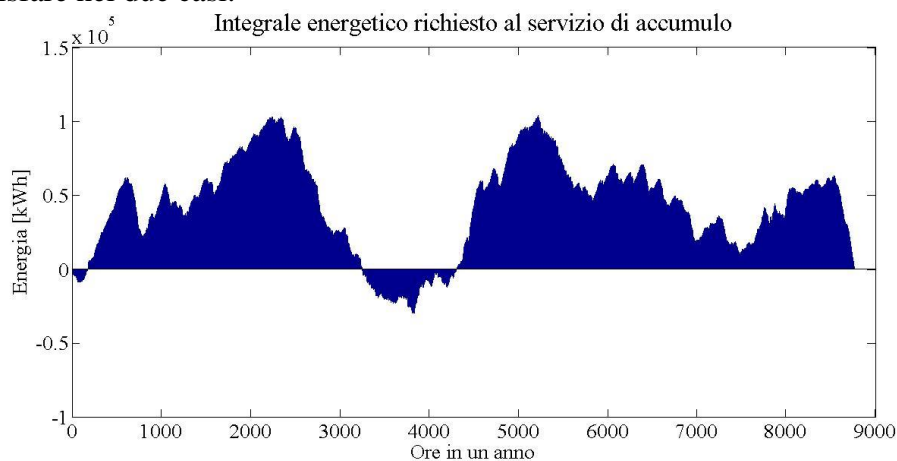


Figura 8.11 - Integrale energetico richiesto allo storage (caso senza genset)

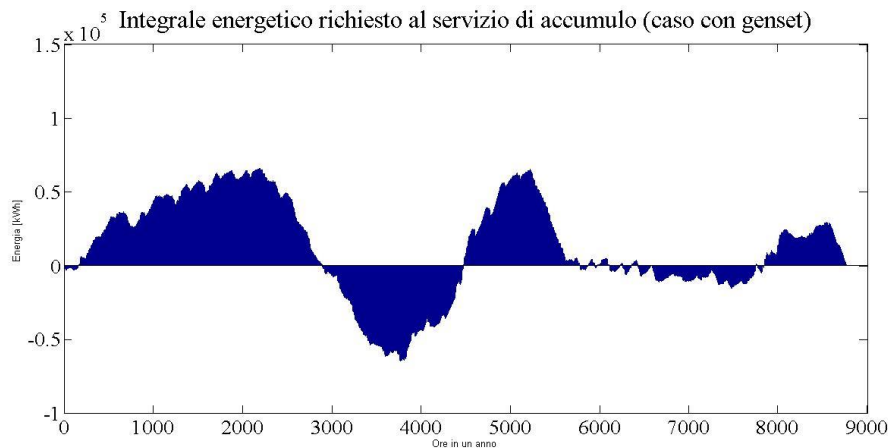


Figura 8.12 - Integrale energetico richiesto allo storage (caso con genset)

Si può notare come l'integrale sia più "schiacciato" nel caso con il genset inserito nel parco di generazione, ma per il dimensionamento non vi sono particolari variazioni. L'appunto da sottolineare prima di procedere con il dimensionamento è che questo viene ricercato mantenendo un'ottica stagionale. Quindi la capacità necessaria dell'accumulo è definita tramite la valutazione della somma in valore assoluto del picco massimo, che rappresenta la massima energia che l'accumulo deve essere in grado di stoccare, e del picco negativo, che rappresenta la massima energia che il sistema di storage deve essere in grado di fornire. Questo rappresenta il caso peggiore e definisce la taglia tale da garantire la fornitura energetica mancante durante un'intera stagione e lo stoccaggio di quella in eccesso per diversi mesi. Dai due grafici si nota che con l'inserimento del genset il picco massimo positivo si riduce, ma cresce quello negativo, il risultato è che la misura del primo dimensionamento rimane identica.

È analizzato il caso di un accumulo energetico con comportamento ideale, questo determina un rendimento di conversione energetica unitario e l'assenza del processo di usura e dell'autoscarica, e reale, con rendimento di conversione del 90% e la considerazione del processo di usura. I risultati di entrambi i casi sono riportati in *Tabella 8.12*.

Tabella 8.12 - Confronto dati relativi al sistema di accumulo ideale e reale per il caso senza genset

CASO SENZA GENSET				
Comportamento accumulo	Capacità [kWh]	SOC a inizio anno	SOC a fine anno	Energia persa [kWh]
IDEALE	138,428.54	75%	75%	0.00
REALE	232,932.64	95%	24.45%	164,377.1

Considerando il sistema con genset integrato, analogamente alla situazione precedente, sono considerati sia il comportamento ideale che reale dell'accumulo energetico. I risultati sono riportati in *Tabella 8.13*.

Tabella 8.13 - Confronto dati relativi al sistema di accumulo ideale e reale per il caso con genset integrato

CASO CON GENSET INTEGRATO				
Comportamento accumulo	Capacità [kWh]	SOC a inizio anno	SOC a fine anno	Energia persa [kWh]
IDEALE	132,4774.74	50%	50%	0.00
REALE	162,714.14	85%	17%	110,690.7

In *Figura 8.13* è rappresentato l'andamento del SOC di batteria per il caso reale senza genset. Il livello riscontrato a fine anno non è sufficiente per eguagliare i bilanci energetici di quello successivo.

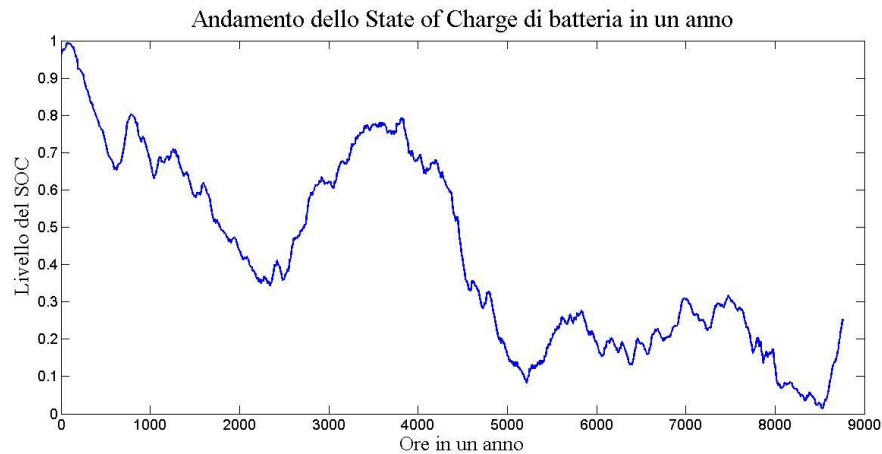


Figura 8.13 – Andamento del SOC di batteria in un anno per il caso senza genset

Mentre in *Figura 8.14* è riportato l'andamento del SOC per il caso reale con genset inserito. Anche in questo caso non sufficiente per sostenere i bilanci di un nuovo anno.

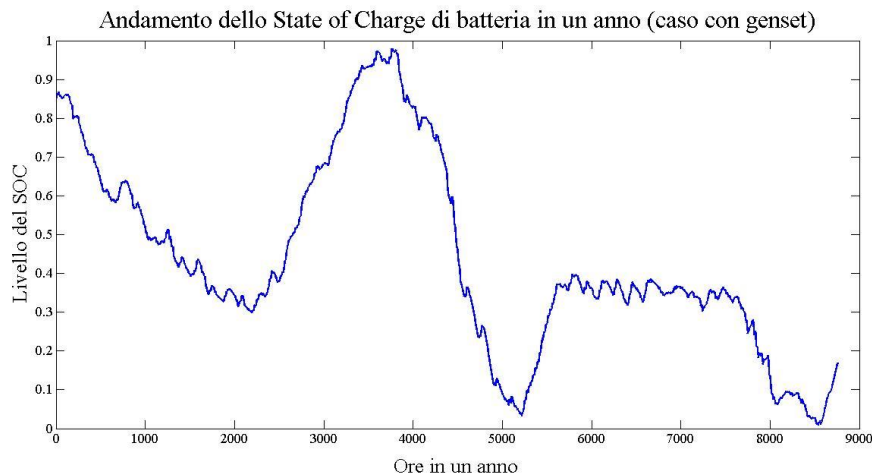


Figura 8.14 - Andamento del SOC di batteria in un anno per il caso con genset

Ripetendo, questo risultato è il caso peggiore considerando un accumulo stagionale, capace di sopperire alla mancanza di produzione energetica nelle stagioni peggiori. Una valutazione alternativa poteva essere il dimensionamento di un accumulo con un ottica di funzionamento giornaliera o un arco temporale inferiore. Inoltre in questo studio si è definita una potenza del genset fissa durante tutte le ore di funzionamento, questa scelta causa criticità per il

dimensionamento delle batterie che, con un funzionamento a potenza variabile del genset sarebbero risultate di una taglia molto inferiore.

In entrambi i casi i limiti in potenza non sono significativi. Richiamando il limite di $P/E \leq 0.5$, dove P è il flusso di potenza massima e E la capacità del sistema di accumulo, si nota che in questo contesto non è critico, poiché il flusso massimo di potenza è di circa $1.1[MW]$, molto lontano dal limite imposto. Anche l'usura e il processo di invecchiamento non sono critici, le variazioni di SOC orarie sono così basse che non provocano un degrado marcato, ma anzi è quasi del tutto inesistente. Inoltre non è stato applicato il fenomeno dell'autoscarica presentato nel modello del Capitolo 6, questa decisione è stata presa a seguito di alcune simulazioni che non riportano un corretto comportamento delle batterie e per mancanza di sufficienti risultati utili si è per tanto deciso di non considerare.

8.2 Applicazione sperimentale ad un sistema connesso alla rete elettrica nazionale

Come già riportato in precedenza, la scelta del profilo di richiesta energetica in questo contesto, che simula la presenza di una rete elettrica nazionale affidabile, è ricaduta sui dati rappresentanti la Cabina Primaria della città di Legnano riportati in *Figura 8.15*. La funzione obiettivo di questa applicazione, come già evidenziato nei capitoli precedenti, è rappresentata da una maggiore penetrazione di FRNP secondo una logica di GD, principalmente connesse alla rete elettrica di distribuzione. Questa soluzione comporta una diminuzione della percentuale di carico energetico approvvigionato dal sistema rappresentato dalla rete a favore di un aumento di energia fornita dagli impianti GD. Questo sviluppo riscontra un limite alla potenza di FER installata, rappresentato dal numero massimo di ore annue in cui è accettabile, da parte del sistema elettrico, un'inversione del flusso di potenza (dalle utenze alla CP); infatti ciò comporterebbe importanti criticità alla gestione della rete allo stato attuale, che sono state già riportate nel Capitolo 2.

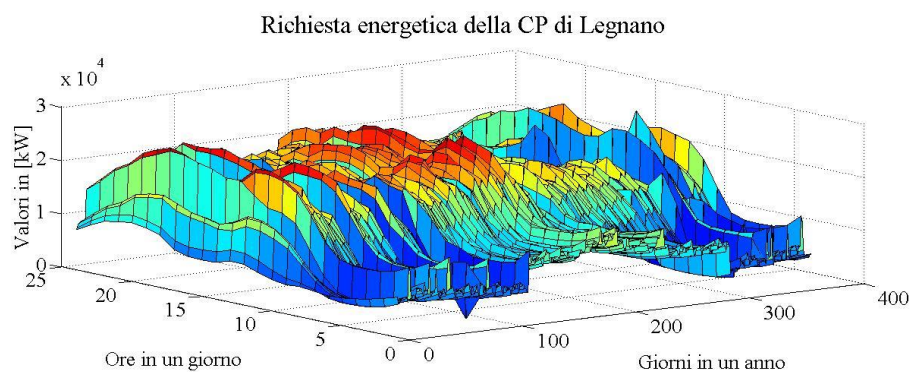


Figura 8.15 – Profilo energetico della CP di Legnano diviso per ore giornaliere e giorni annui

È importante ricordare l'integrale di richiesta energetica del profilo, già citato nel Capitolo 7, pari a 111.1 [GWh] poiché sarà oggetto della funzione di ottimizzazione dell'applicazione del modello.

8.2.1 Scelta della metrica analitica

Anche in questo caso, per quanto riguarda i cinque profili di generazione, è stata assunta volutamente la possibilità di riscontrare la presenza di ognuno di essi sul territorio rappresentato dal contesto in questione. Di conseguenza il modello ha avuto in input come nel caso precedente:

- Un profilo di richiesta energetica in valori assoluti;
- Cinque profili di generazione energetica in *p.u.*.

Sono stati selezionati un set di 11 indicatori, all'interno dei 25 già descritti nel Capitolo 5, ritenuti i più adeguati per la definizione della soluzione rispetto alla funzione obiettivo, che corrispondono a: β , *ind*(1), *ind*(2), *ind*(3), *ind*(9), *ind*(11), *ind*(12), *ind*(13), *ind*(14), *ind*(20) e *ind*(25). Questo set è composto da indicatori che evidenziano l'entità della potenza nominale del relativo impianto di generazione (β), quella del profilo ottenuto dalla sovrapposizione dei dati di richiesta con quelli di generazione (in particolare *ind*(1), *ind*(2), *ind*(3), *ind*(9) e *ind*(20)), da indicatori che analizzano l'andamento del medesimo profilo nel tempo (da *ind*(11) a *ind*(14)), ed infine, attraverso l'utilizzo di *ind*(25), come nel caso applicativo precedente, è valutata la possibile esistenza di relazioni tra i dati orari che ne permettono un'eventuale previsione. Definiti gli indicatori, si è proceduto con la sovrapposizione dei profili carico-generazione, sempre considerando il limite imposto di ore in cui può avvenire inversione di flusso di potenza (pari a 438 ore/anno). In *Tabella 8.14*, *Tabella 8.15* e *Tabella 8.16* sono riportati i valori relativi al set di 11 indicatori proposti per ogni accoppiamento.

Tabella 8.14 – Valore degli 11 indicatori proposti per i 5 accoppiamenti tra il profilo di carico e quelli di generazione

Indicatori	Profilo di generazione 1	Profilo di generazione 2	Profilo di generazione 3	Profilo di generazione 4	Profilo di generazione 5
β [kW]	19,146.90	10684.40	8,765.60	14,915.30	7,279.60
<i>ind</i> (1) [kWh]	795,83,841.95	82,821,025.19	87,222,995.71	80,612,090.24	80,916,934.24
<i>ind</i> (2) [kW]	9,084.91	9,454.45	9,956.96	9,202.29	9,237.09
<i>ind</i> (3) [kW]	5,305.81	5,477.12	6,006.50	5,441.92	5,603.99
<i>ind</i> (9) [kW]	7,228.85	7,930.29	9,366.00	7,788.14	8,227.97
<i>ind</i> (11) [kW]	-0.02	-0.04	-0.02	-0.02	-0.84
<i>ind</i> (12) [kW]	1,910.94	1,646.93	1,909.41	2,023.49	2,011.13
<i>ind</i> (13) [kW]	8,878.13	8,774.96	8,884.52	9,218.89	10,272.84
<i>ind</i> (14) [kW]	-7,675.98	-7,662.09	-7,781.25	-10,724.83	-10,078.26
<i>ind</i> (20)	*	**	***	****	*****
<i>ind</i> (25)	o	o	o	o	o

Tabella 8.15 – Dettaglio dei valori dell'indicatore (20)

Profilo Generazione 1										
*	829	1250	1261	1767	1599	1024	637	328	45	20
Profilo Generazione 2										
**	1001	953	1161	1492	1420	1247	963	413	92	18
Profilo Generazione 3										
***	1077	1136	1156	1364	1265	1116	992	476	147	31
Profilo Generazione 4										
****	826	1327	1271	1601	1441	1034	724	430	81	25
Profilo Generazione 5										
*****	1142	1086	1223	1524	1417	1081	794	369	102	22

Tabella 8.16– Dettaglio dei valori dell'indicatore (25)

Autocorrelazione °	Profilo di generazione 1	Profilo di generazione 2	Profilo di generazione 3	Profilo di generazione 4	Profilo di generazione 5
I° valore	0.93514	0.95425	0.94946	0.93086	0.93545
II° valore	0.78245	0.85632	0.84015	0.78947	0.82019
III° valore	0.57841	0.72908	0.70422	0.60738	0.68075

8.2.2 Definizione del Ranking Finale

Come nella simulazione del sistema in isola elettrica, la scelta effettuata in questa fase è ricaduta sui primi quattro metodi, mentre il quinto è stato impiegato in caso di effettiva parità di punteggio di due o più accoppiamenti (esattamente come il metodo applicativo precedente. In *Figura 8.16* è riportato il ranking del primo metodo di classificazione attraverso l'utilizzo di un grafico radar. Dal grafico si evince che la combinazione che registra i migliori risultati è quella del carico con il *Profilo di generazione 1* (definito dalla linea blu). Il secondo profilo classificato è identificato nel *Profilo di generazione 2* (linea rossa). A seguire il *Profilo di generazione 4* (linea gialla) si classifica come terzo.

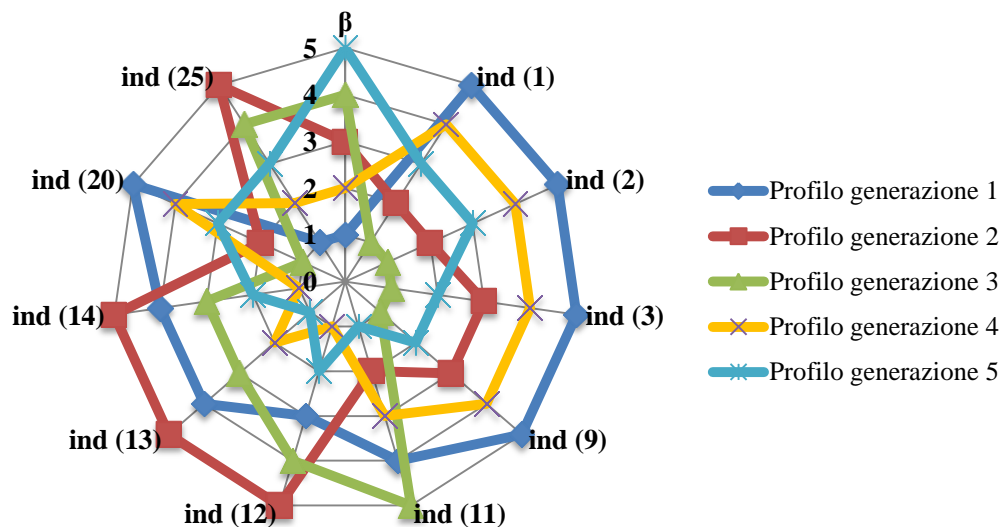


Figura 8.16 – Rappresentazione dei risultati del primo metodo di classificazione

Di seguito sono riportate le altre tre metodologie di ranking rappresentate in modo analogo a quella appena descritta.

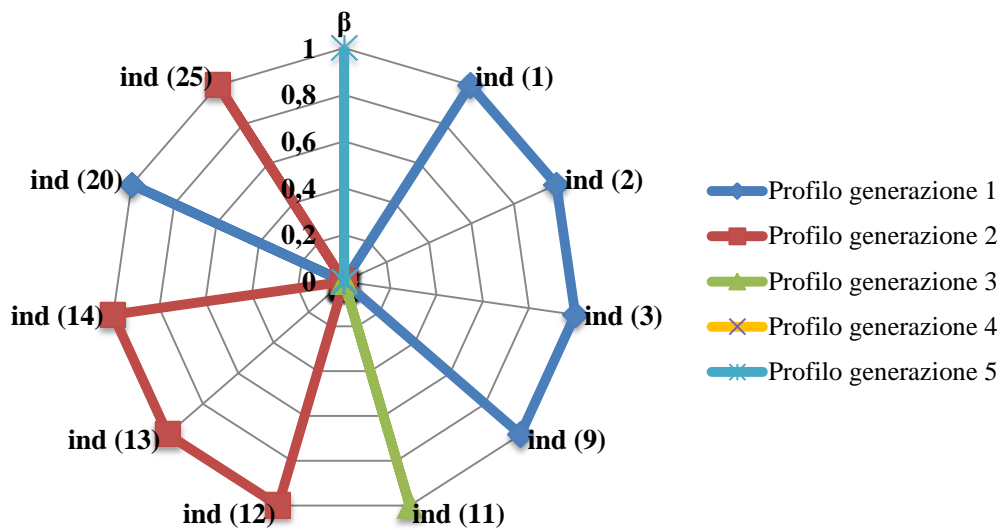


Figura 8.17 – Rappresentazione dei risultati del secondo metodo di classificazione

Il secondo metodo di ranking, *Figura 8.17*, conferma i risultati di quello precedente per quanto riguarda le prime due posizioni della classifica, mentre rileva un punteggio eguale del *Profilo generazione 3* (in verde, la cogenerazione) e del *Profilo generazione 5* per la terza posizione, mentre il *Profilo generazione 4* registra l'ultima posizione.

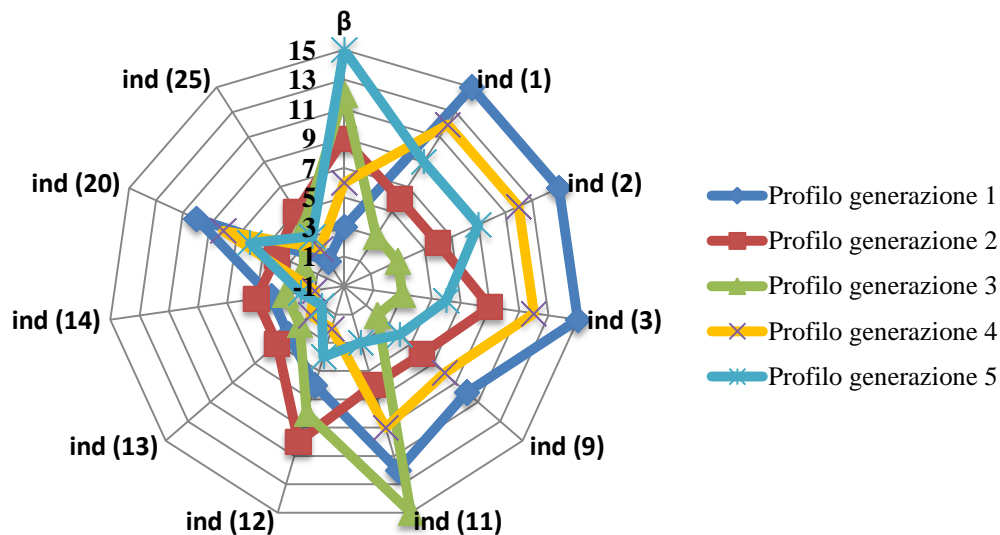


Figura 8.18– Rappresentazione dei risultati del terzo metodo di classificazione

In *Figura 8.18* è riportato il terzo metodo di ranking nel quale è stato scelto di attribuire dei pesi, tramite coefficienti moltiplicativi, ai risultati identificati da alcuni indicatori nel ranking iniziale. Infatti si è scelto un fattore moltiplicativo pari a 3 per β , $ind(1)$, $ind(2)$, $ind(3)$, $ind(11)$, un coefficiente pari a 2 per $ind(9)$, $ind(12)$, $ind(20)$, mentre i restanti indicatori sono rimasti invariati rispetto al primo metodo di classificazione. Esaminando i risultati, si evidenzia che in questo caso si conferma il *Profilo generazione 1* come il migliore, seguito dal *Profilo generazione 4* e in terza posizione il *Profilo generazione 2*. Infine, in *Figura 8.19*, è riportata la rappresentazione dell'ultimo dei quattro ranking scelti per definire la classifica finale degli accoppiamenti richiesta energetica-generazione.

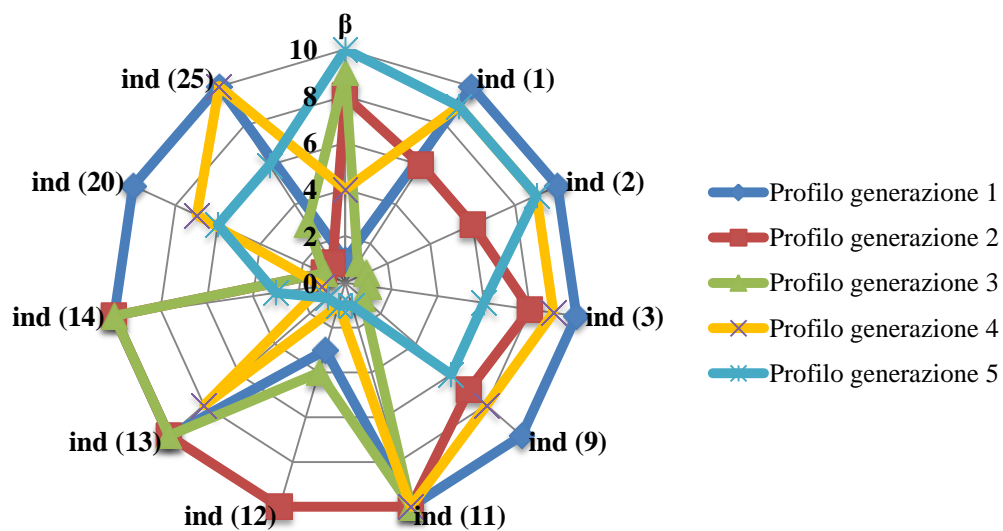


Figura 8.19 – Rappresentazione dei risultati del quarto metodo di classificazione

Nel quarto metodo si ripetono ancora una volta il *Profilo generazione 1* e il *Profilo generazione 2* rispettivamente come il primo e secondo classificato, mentre come terzo è indicato il *Profilo generazione 4*.

Anche per questo caso applicativo, visti i risultati nei quattro metodi di ranking, il quinto non è fondamentale alla composizione del Ranking Finale, a titolo informativo l'esito è comunque riportato in *Tabella 8.17*.

Tabella 8.17 – Sintesi dei metodi dei 5 metodi di classificazione e ranking finale

Modalità	Profilo generazione 1	Profilo generazione 2	Profilo generazione 3	Profilo generazione 4	Profilo generazione 5
Rank 1	5	4	2	3	1
Rank 2	5	4	3	1	3
Rank 3	5	3	1	4	2
Rank 4	5	4	1	3	2
Rank 5	0.3	0.4	0.5	0.1	0.2
RANKING IN %	99.02	75.12	36.59	54.15	40.00

Si nota come la classificazione della prima risorsa sia ben delineata, infatti il *Profilo generazione 1* risulta essere la prima scelta al 99.02% (a causa del terzo posizionamento nell'ultimo ranking), mentre il *Profilo generazione 2* e il *Profilo generazione 4* si confermano rispettivamente seconda e terza scelta (con un risultato di 75.12% e 54.15% di probabilità di essere la generazione che determina la migliore compatibilità con il carico. In *Figura 8.20* è rappresentata la *Tabella 8.17* grazie all'utilizzo di un grafico radar.

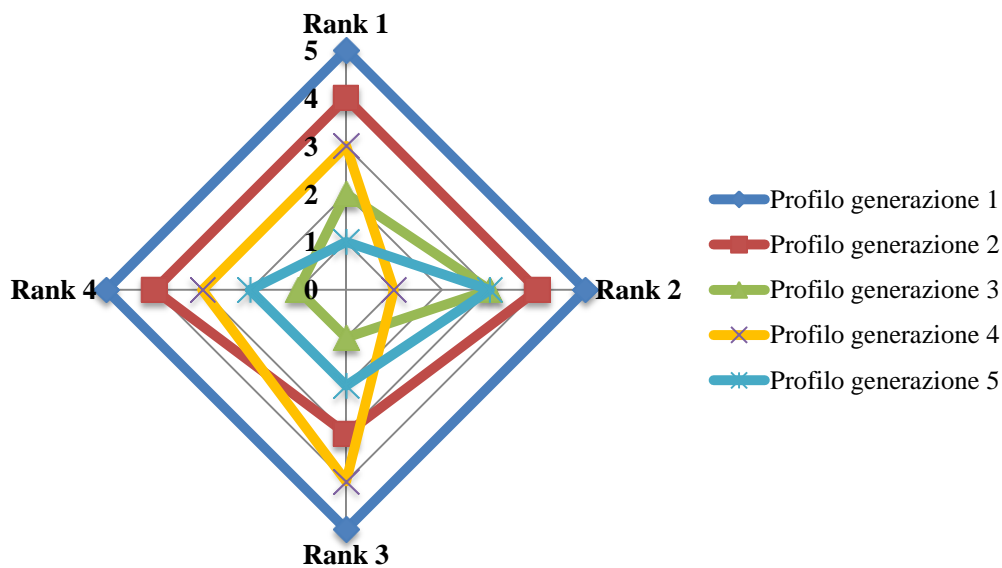


Figura 8.20 – Rappresentazione dei risultati del ranking finale

8.2.3 Analisi di sensitività e definizione del mix di risorse ottimale

Come nella simulazione precedente, il procedimento continua con l'inserimento dei profili di generazione classificati nella seconda e terza posizione. In questa applicazione però la funzione obiettivo riguarda la minimizzazione dell'energia

elettrica approvvigionata attraverso la rete elettrica. Il caso simulato della Cabina Primaria di Legnano ha portato alle soluzioni riassunte in *Tabella 8.18* nella quale sono riepilogati le potenze nominali delle tre generazioni classificate e l'entità della richiesta energetica soddisfatta dalla rete.

Tabella 8.18 – Risultati dei casi di ottimo registrati in ogni passaggio dell'iter del processo

Caso	Richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica in [kWh]	Potenza installata Profilo generazione 1 (I° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 2 (II° classificato) in [kW]	Potenza installata Profilo generazione 4 (III° classificato) in [kW]	Totale potenza installata in [kW]
1 generazione	79,583,841.95	19,146.90	0.00	0.00	19,146.90
2 generazioni	69,238,253.60	13,402.83	7,483.30	0.00	20,886.13
3 generazioni I caso	68,709,556.00	10,186.15	7,483.30	2,849.10	20,518.55
3 generazioni II caso	69,168,206.00	13,402.83	6,510.47	1,293.90	21,207.20
3 generazioni III caso	68,718,327.40	10,186.15	7,408.47	2,941.70	20,536.32

In verde è evidenziata la soluzione che riporta il risultato migliore relativo alla funzione obiettivo. Viceversa in rosso si sottolinea la soluzione peggiore. Passando da una a due generazioni si osserva un miglioramento della funzione obiettivo. In *Figura 8.21* è riportato il grafico che evidenzia il caso di ottimo della combinazione tra le due generazioni, dove si evidenzia il minimo apporto della rete riscontrato.

Richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica al netto delle due generazioni rispettando il limite del 5% del numero di ore caratterizzate da un'inversione del flusso di potenza



Figura 8.21 – Andamento della richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica al diminuire della potenza installata della prima generazione e, in modo complementare, al crescere della seconda

Viene ora considerato il caso con tre generazioni in cui si ottimizza ulteriormente la funzione obiettivo. In *Figura 8.22* è riportato l'approvvigionamento della rete elettrica legata alla diminuzione della potenza installata della prima generazione a favore di un aumento della terza; si nota che l'ottimo è riscontrato al 76% della potenza installata della prima generazione individuata nel caso con due generazioni.

Richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica al netto delle tre generazioni rispettando il limite del 5% del numero di ore caratterizzate da un'inversione del flusso di potenza

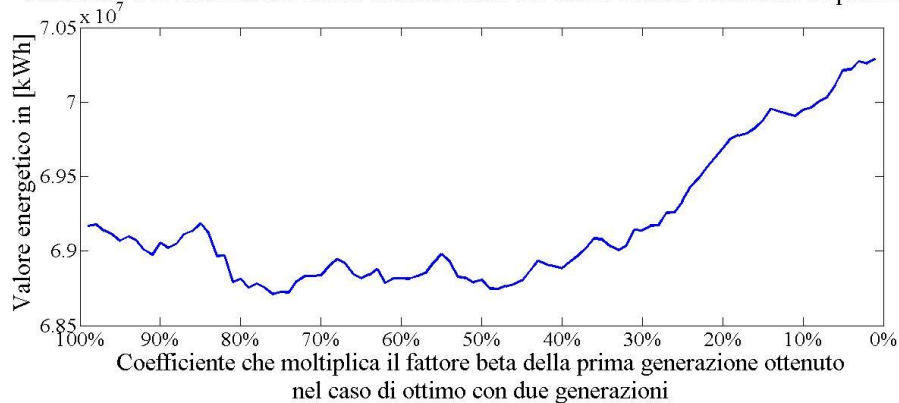


Figura 8.22 – Andamento della richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica al diminuire della potenza installata della prima generazione (ottenuta nel caso con due generazioni) e, in modo complementare, al crescere della terza

Il dato significativo è rappresentato da un calo nella richiesta soddisfatta dalla rete, che risulta pari a 68,709,556 [kWh] all'anno (pari al 99.24% del caso con due generazioni e al 61.24% di quella totale). Inoltre è da sottolineare che la potenza di produzione energetica installata totale diminuisce, passando a 20,518.55 [kW].

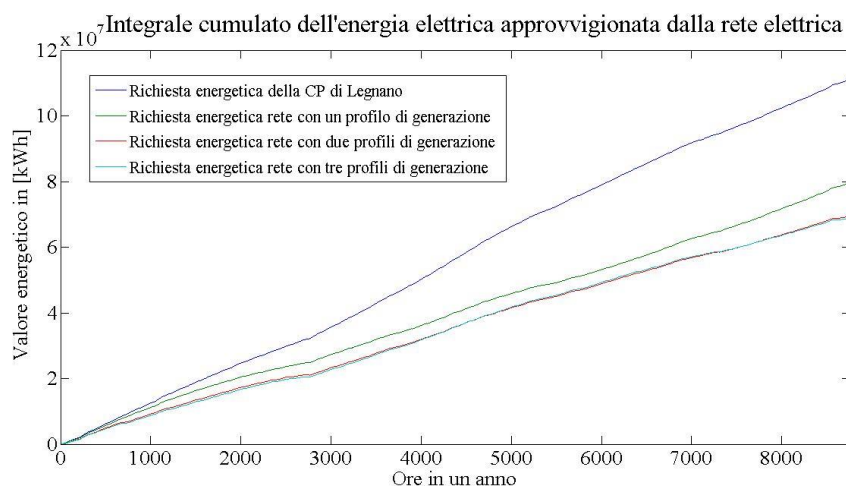


Figura 8.23 – Richiesta di energia elettrica approvvigionata dalla rete nei quattro casi: senza generazione, con una generazione, con due generazioni e con tre.

In *Figura 8.23* sono riportati nello stesso grafico gli andamenti dell'integrale cumulato dell'energia approvvigionata dalla rete elettrica nel corso dell'anno, considerando il caso senza generazione, il caso in cui è inserita la generazione classificata come prima nel Ranking Finale, quello di ottimo locale con due generazioni ed infine quello che identifica la condizione di ottimo con tre generazioni.

Per una maggiore comprensione dei risultati espressi dall'applicazione del modello, sono riportati in *Tabella 8.19*, *Tabella 8.20* e in *Tabella 8.21* il set degli undici indicatori scelti per questa applicazione, in ognuno dei casi espressi precedentemente che rappresentano le diverse soluzioni di ottimi locali.

Tabella 8.19 – Valore degli 11 indicatori per i cinque casi di ottimo locale

Indicatori	1 generazione	2 generazioni	3 generazioni I caso	3 generazioni II caso	3 generazioni III caso
$\beta 1$ in [kW]	19,146.90	13,402.83	10,186.15	13,402.83	10,186.15
$\beta 2$ in [kW]	0.00	7,483.30	7,483.30	6,510.47	7,408.47
$\beta 3$ in [kW]	0.00	0.00	2,849.10	1,293.90	2,941.70
ind (1) [kWh]	79,583,841.95	69,238,253.63	68,709,555.63	69,168,206.19	68,718,327.36
ind (2) [kW]	9,084.91	7,903.91	7,843.56	7,895.91	7,844.56
ind (3) [kW]	5,305.81	4,838.85	4,795.94	4,861.89	4,797.34
ind (9) [kW]	7,228.85	6,840.81	6,786.45	6,773.63	6,797.17
ind (11) [kW]	-0.0171252	-0.0363184	-0.0363184	-0.03382329	-0.03612647
ind (12) [kW]	1,910.94	1,715.63	1,684.72	1,738.36	1,686.97
ind (13) [kW]	8,878.13	8,805.87	8,448.34	8,652.90	8,437.45
ind (14) [kW]	-7,675.98	-7,624.10	-7,708.22	-7,665.12	-7,711.21
ind (20)	*	**	***	****	*****
ind (25)	o	o	o	o	o

Tabella 8.20 – Dettaglio dei valori dell'indicatore (20)

1 generazione										
*	829	1250	1261	1767	1599	1024	637	328	45	20
2 generazioni										
**	1243	1229	1454	1794	1448	922	498	141	21	10
3 generazioni I caso										
***	1246	1248	1450	1777	1427	922	509	156	16	9
3 generazioni II caso										
****	1236	1246	1453	1802	1431	888	516	156	23	9
3 generazioni III caso										
*****	1246	1245	1456	1775	1422	922	513	156	16	9

Tabella 8.21 – Dettaglio dei valori dell'indicatore (25)

Autocorrelazione	1 generazione	2 generazioni	3 generazioni I caso	3 generazioni II caso	3 generazioni III caso
I° valore	0.93514	0.93688	0.93803	0.93588	0.93790
II° valore	0.78245	0.79691	0.80262	0.79221	0.80215
III° valore	0.57841	0.61546	0.62652	0.60421	0.62549

È immediato notare che la configurazione con una sola generazione rappresenta quella che registra il maggior numero di valori peggiori degli indicatori (ben 8 su 10), si differenziano infatti *ind*(11), che invece registra la prestazione migliore, e *ind*(14). Viceversa la soluzione *3 generazioni I caso* è quella che rileva il numero maggiore di indicatori migliori (6 su 10). Ciò conferma la situazione che era stata evidenziata dalla *sensitivity analysis*.

8.2.4 Valutazione dell'inserimento di un sistema di accumulo

La procedura continua considerando la possibilità di inserimento di un sistema di accumulo elettrochimico. Il modello è quello espresso nel Capitolo 6, dove si stabilisce che nel contesto caratterizzato dalla presenza della rete elettrica nazionale, il sistema possa attuare principalmente le operazioni di peak shaving e di regolazione di frequenza, quest'ultima deve essere assicurata da una capacità pari al 1÷3% della totale potenza di FER installata (nel caso specifico è stato scelto di considerare il caso più estremo, cioè il 3%) per una durata di 15 [min]. In questo contesto, l'energia in ingresso ed uscita in delle batterie in un anno è determinata dalla sommatoria dei flussi di potenza inversi che avviene per un massimo del 5% delle ore annue. Il caso è poco attuabile allo stato dell'arte odierno, si è scelto comunque di rappresentarlo in modo da definire il caso più estremo possibile dal punto di vista economico, considerando un accumulo stagionale che riuscisse ad utilizzare tutti i flussi di potenza inversi, e che rendesse maggiormente autarchica da un punto di vista energetico l'utenza. Per lo sviluppo di questa fase è stata considerata solo la condizione che è risultata di ottimo rispetto alla funzione obiettivo, quindi quella denominata *3 generazioni I caso*. È inoltre da sottolineare che questo primo studio considera l'utilizzo di un sistema di accumulo ideale, quindi senza tenere conto del rendimento e del degrado delle prestazioni dello stesso, e del fenomeno dell'autoscarica.

In *Tabella 8.22* sono riportati i dati sensibili al sistema di accumulo energetico. L'energia prodotta dalle batterie è utilizzata per il 99.98% nel servizio di peak shaving, mentre il restante 0.02% (pari a 307.78 [kWh]) è utilizzato per la regolazione di frequenza.

Tabella 8.22 – Valore della capacità del sistema di accumulo

Profilo generazione 1	10,186.15	[kW]
Profilo generazione 2	7,483.30	[kW]
Profilo generazione 4	2,849.10	[kW]
Capacità del sistema di accumulo ideale	304,938.53	[kWh]
Energia fornita accumulo dedicata al servizio per la regolazione di frequenza	307.78	[kWh]
Totale energia scambiata dall'accumulo dedicata al servizio per l'attività di peak shaving	792,713.05	[kWh]
Energia richiesta alla rete	67,916,842.95	[kWh]

In *Figura 8.24* è riportato l'esercizio di peak shaving da parte delle batterie nel corso dell'anno. In *Figura 8.27* è invece sottolineato il dettaglio di funzionamento nella forma tridimensionale.

Servizio di peak shaving nel corso dell'anno svolto dal sistema di accumulo elettrochimico

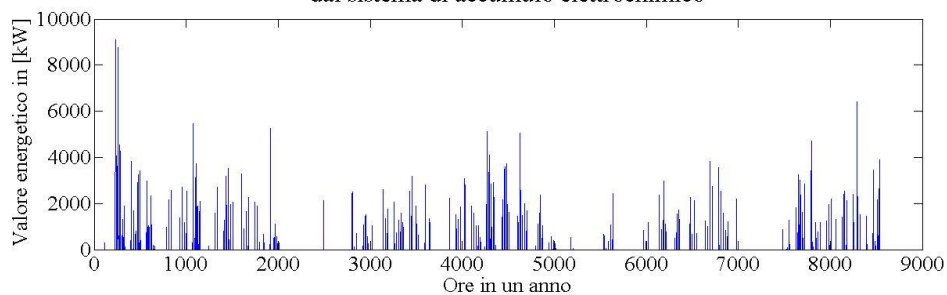


Figura 8.24 – Applicazione del servizio di peak shaving nel corso dell'anno (dettaglio 2D)

Servizio di peak shaving nel corso dell'anno svolto dal sistema di accumulo elettrochimico in 3D

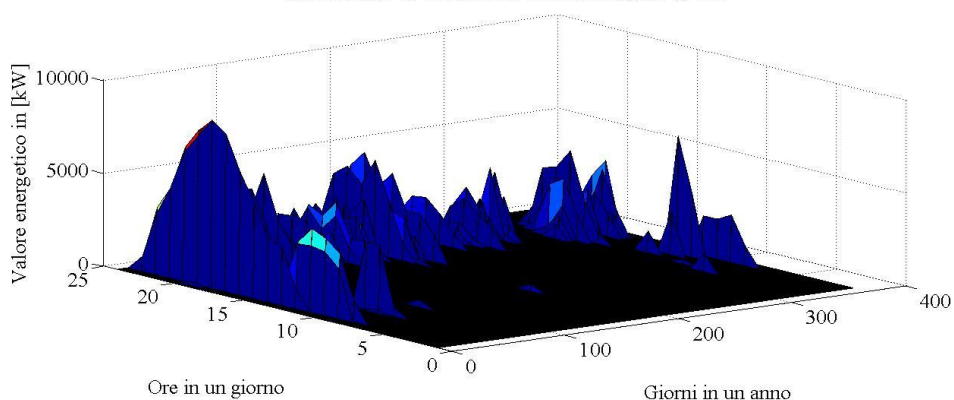


Figura 8.25 – Applicazione del servizio di peak shaving (dettaglio 3D)

Dalla *Figura 8.25* è possibile rilevare che l'attività di peak shaving è effettuata sul secondo picco di richiesta energetica della giornata, principalmente tra le 5 p.m. e le 10 p.m..

È ora analizzato il comportamento del sistema di accumulo reale e i risultati, a confronto con quelli relativi al comportamento ideale, sono riportati in *Tabella 8.23*.

Tabella 8.23 - Confronto dati relativi al sistema di accumulo ideale e reale per il caso senza genset

CASO SENZA GENSET				
Comportamento accumulo	Capacità [kWh]	SOC a inizio anno	SOC a fine anno	Energia persa [kWh]
IDEALE	304,938.53	100%	100%	0.00
REALE	362,876.86	100%	54%	167,331.4

Dai dati riportati risulta una capacità reale che deve essere il 19% in più di quella sufficiente per l'accumulo ideale. Il profilo in cui sono definiti i flussi di potenza è il seguente, *Figura 8.26* opportunamente espressi tenendo in considerazione l'efficienza di conversione espressa nel modello nella sezione Capitolo 6.3.

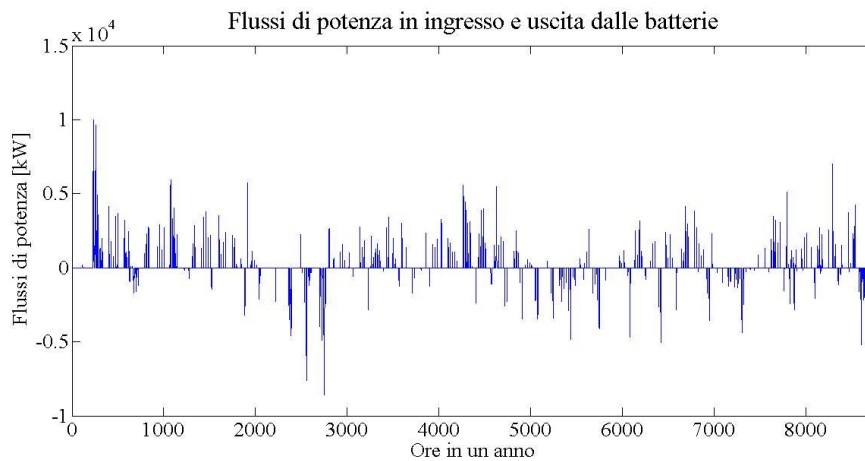


Figura 8.26 - Flussi di potenza in ingresso e uscita dalle batterie

I picchi positivi sono le fasi di scarica, ovvero quando le batterie sono usate per effettuare il peak shaving, mentre in negativo sono le fasi di carica, cioè quando la generazione supera la richiesta del carico (5% delle ore in un anno).

In *Figura 8.27* è rappresentato l'andamento del SOC per il sistema ideale, si nota come a fine anno le batterie abbiano un livello pari al 100%, identico al livello di inizio anno. Mentre se si visualizza il grafico in *Figura 8.28* dove sono riportate le variazioni del SOC durante l'anno per il caso reale si osserva come il

bilancio di energia presente a fine anno sia nettamente divergente rispetto a quello all'inizio. Questo è dovuto al fenomeno della conversione e del decadimento delle prestazioni (che è presente seppure minimo).

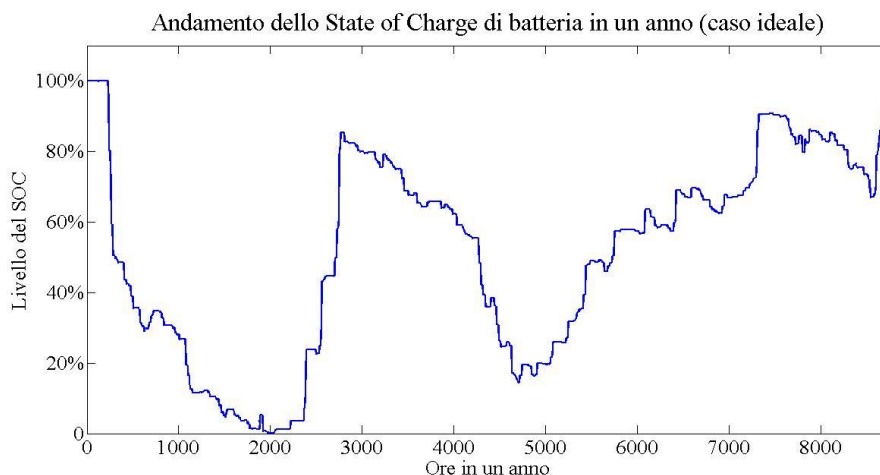


Figura 8.27 – Andamento del SOC in un anno per il caso ideale

Come nel caso in isola elettrica, nello studio non è stata però considerato il valore dell'autoscarica, poiché quella definita dal modello si è verificata eccessiva e in mancanza di prove empiriche si è deciso di non considerare.

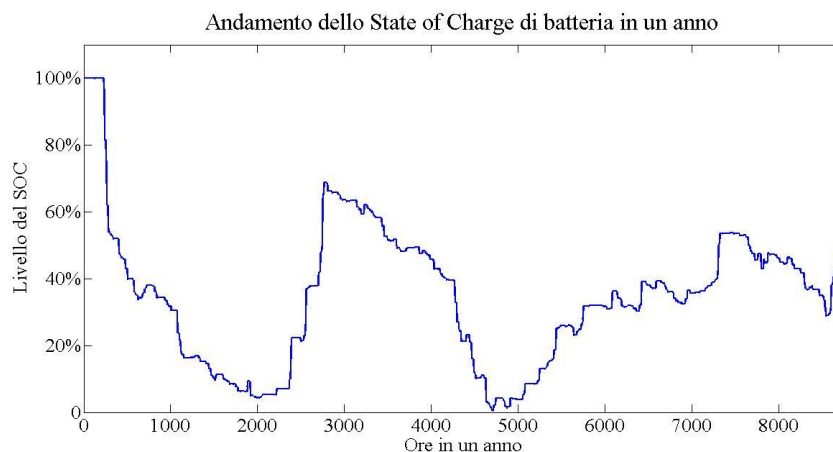


Figura 8.28 - Andamento del SOC di batteria in un anno

L'ultimo aspetto esaminato è il decadimento delle prestazioni. Secondo il modello questo deriva dalla variazione del livello del SOC fra un'ora e l'altra nella fase di scarica, mentre l'usura non è modellizzata nella fase di carica. Il grafico riportato in *Figura 8.29* descrive l'andamento dell'SOH che come si può notare in un anno varia meno dello 0,1% garantendo una capacità massima di 362,744.68 [kWh].

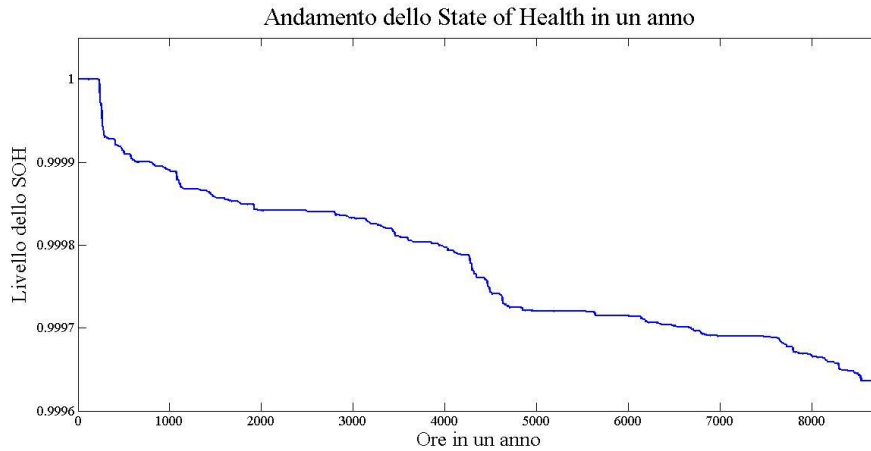


Figura 8.29 – Andamento del SOH in un anno

Pur essendo inseriti nel modello di accumulo, i limiti in potenza non sono criticità per questo scenario, infatti la massima potenza erogabile è pari a 9,007.4 [kW], valore ben inferiore del limite $P/E \leq 0.5$. Il processo di invecchiamento è così ridotto poiché la variazione di SOC fra un'ora e l'altra è molto piccola. Basta considerare i flussi di potenza in relazione alla capacità energetica per rendersene conto. Va ricordato che questo è il caso peggiore in cui l'accumulo subisce il dimensionamento più elevato. Un'altra soluzione sarebbe stata quella di determinare il dimensionamento sull'integrale energetico più ampio di valori consecutivi in cui il flusso di potenza osservava un 'inversione.

8.2.5 Valutazione dell'inserimento di una generazione tradizionale

L'ultima fase del modello, prevede lo svolgimento di un'analisi relativa al possibile inserimento di una tecnologia di generazione tradizionale nel mix di impianti FER determinati dal caso di ottimo. Il vincolo necessario da considerare in questo stadio dell'analisi, riguarda il numero di *start&stop* massimo al quale è sottoposto l'impianto da inserire. Infatti un funzionamento caratterizzato da un'alta frequenza di interruzioni oltre ad abbassare il rendimento dell'impianto, porta ad un deterioramento maggiore dei componenti, diminuendone la vita utile e aumentando i costi di *O&M*. Nel caso sviluppato si è posto un numero massimo di *start&stop* pari a 365, ovvero una media di uno stop al giorno. In *Tabella 8.24* sono riportati i dati relativi al sistema di accumulo e all'inserimento dell'impianto genset.

Tabella 8.24 – Potenza e produzione dell'impianto genset, in verde la richiesta approvvigionata dalla rete elettrica

Profilo generazione 1	10,186.15	[kW]
Profilo generazione 2	7,483.30	[kW]
Profilo generazione 4	2,849.10	[kW]
Profilo generazione genset	1,166.76	[kW]
Capacità del sistema di accumulo reale	362,876.86	[kWh]
Energia fornita accumulo dedicata al servizio per la regolazione di frequenza	307.78	[kWh]
Totale energia necessaria per l'attività di peak shaving	792,713.05	[kWh]
Energia richiesta alla rete	58,576,929.15	[kWh]
Energia fornita dal genset	9,339,913.80	[kWh]
Ore di funzionamento del genset	8,005	[h/anno]

Per quanto riguarda il sistema di accumulo energetico i dati sono gli stessi presentati per il caso precedente. Questo perché, quando vi è inversione di flusso il genset è spento e la taglia di circa 1 [MW] non influisce sulle attività di peak shaving (si osservi il grafico di *Figura 8.35*) e perciò non incide sulla valutazione del dimensionamento. In grigio sono evidenziate le caratteristiche dell'impianto tradizionale. Il dato riguardante le ore di funzionamento identifica una media di 2 [h/giorno] di fermo. La produzione risulta circa il 15.95% della richiesta energetica rimasta approvvigionata dalla rete elettrica che, al netto di tutte produzioni delle GD considerate, cala a 58,576,774.9 [kWh], arrivando al 52.77% della richiesta energetica iniziale della CP di Legnano.

In *Figura 8.30* sono riportati gli andamenti del cumulato dell'integrale energetico fornito dalla rete elettrica nel corso dell'anno. Sono confrontati gli scenari fino a qui descritti: la richiesta iniziale della CP di Legnano, la richiesta al netto dell'inserimento delle tre generazioni FER nel caso di ottimo e quella diminuita dall'introduzione dell'impianto di generazione tradizionale con l'apporto del sistema di accumulo energetico.

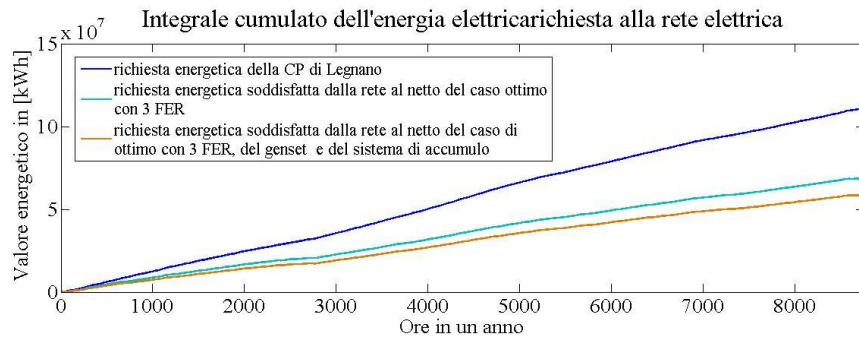


Figura 8.30 – Richiesta di energia elettrica approvvigionata dalla rete nei tre contesti

Infine sono rappresentati, secondo la consueta modalità tridimensionale, il profilo energetico di richiesta iniziale della CP (*Figura 8.31*), quella netta con l’inserimento della produzione dei tre impianti FER valutati nella condizione di ottimo (*Figura 8.32*), e quest’ultimo scenario con l’aggiunta dell’attività di peak shaving del sistema di accumulo elettrochimico e del genset (*Figura 8.33*). Le ore in cui la richiesta è negativa, non presenti in *Figura 8.31*, corrispondono ai periodi in cui la generazione complessiva è maggiore del carico; il loro numero è limitato dal vincolo pari al 5 % delle ore complessive annue, e coincidono con la carica del sistema di accumulo elettrochimico.

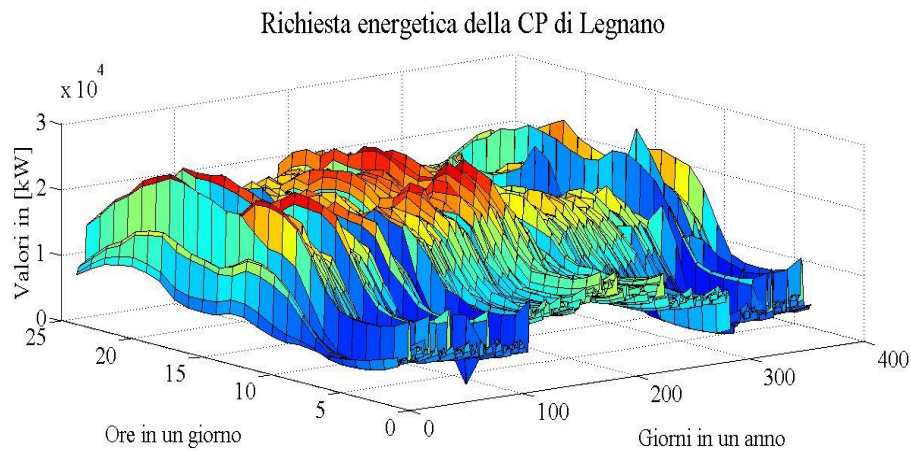


Figura 8.31 – Profilo di richiesta energetica della CP di Legnano

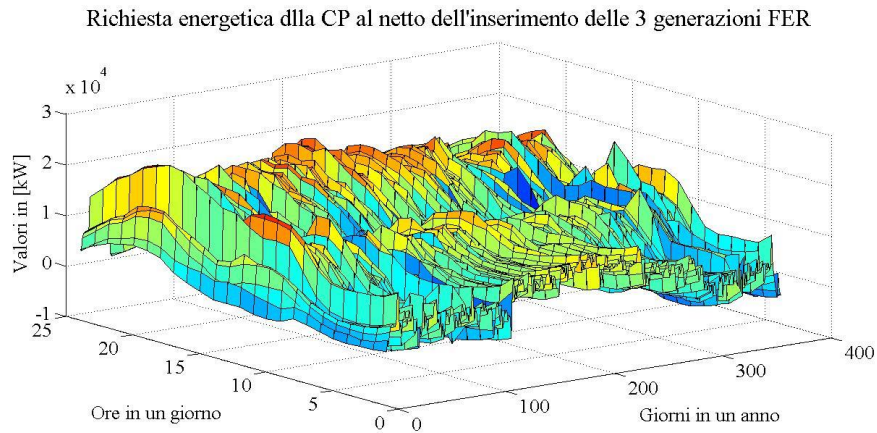


Figura 8.32 – Profilo di richiesta energetica della CP di Legnano al netto della GD inserita

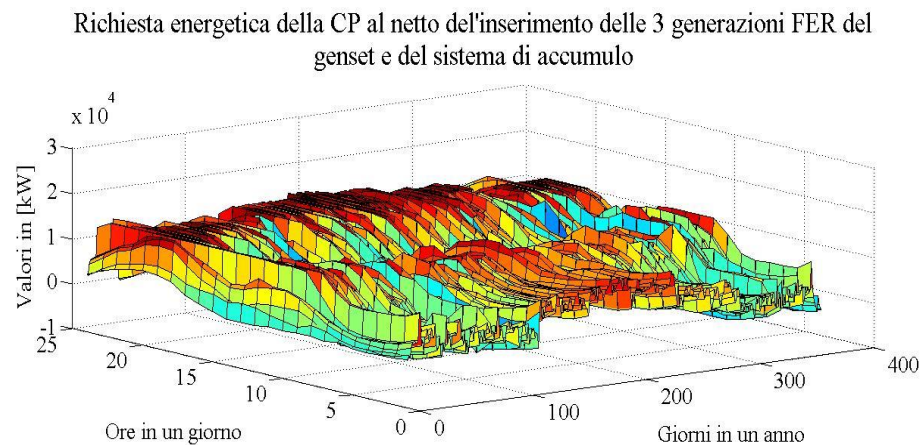


Figura 8.33 – Profilo di richiesta energetica della CP di Legnano al netto della GD inserita e dell'attività di peak shaving del sistema di accumulo elettrochimico

8.2.6 Valutazione dell'inserimento di un sistema di accumulo di 10 [MWh]

Vista l'enorme dimensione del sistema di accumulo, si è voluto procedere con lo svolgimento di un caso più realistico, che prevede l'inserimento di batterie che arrivino ad una capacità massima pari a 10,000 [kWh], che diano la possibilità di eseguire i servizi ancillari (corrispondenti principalmente alla regolazione primaria di frequenza e di tensione) considerando il vincolo pari al 2% della potenza totale di FER installate (invece che il 3%). Con l'utilizzo della capacità rimanente è svolta l'attività di peak shaving. In questo contesto non è stata prevista l'utilizzo di un generatore tradizionale. I dati sono riassunti in *Tabella 8.25*.

Tabella 8.25 – Valore della capacità del sistema di accumulo di 10,000 [kWh]

Profilo generazione 1	10,186.15	[kW]
Profilo generazione 2	7,483.30	[kW]
Profilo generazione 4	2,849.10	[kW]
Capacità del sistema di accumulo	10,000.00	[kWh]
Energia fornita accumulo dedicata al servizio per la regolazione di frequenza	205.18	[kWh]

In *Figura 8.34* e *Figura 8.35* sono riportati i grafici della distribuzione dei valori di potenza oraria, nella prima si evidenzia la richiesta della CP. Nella seconda si rappresentano i tre profili diversi riportati:

- il primo vede la richiesta energetica della CP al netto della generazione fornita dalle 3 FER scelte per raggiungere l'ottimo;
- il secondo rappresenta il profilo della CP che oltre alla presenza delle FER, è diminuito dell'attività di peak shaving del sistema di accumulo da 304,938 [kWh];
- il terzo segue la logica del secondo, con la differenza dell'inserimento di un accumulo accettabile pari a 10,000 [kWh].

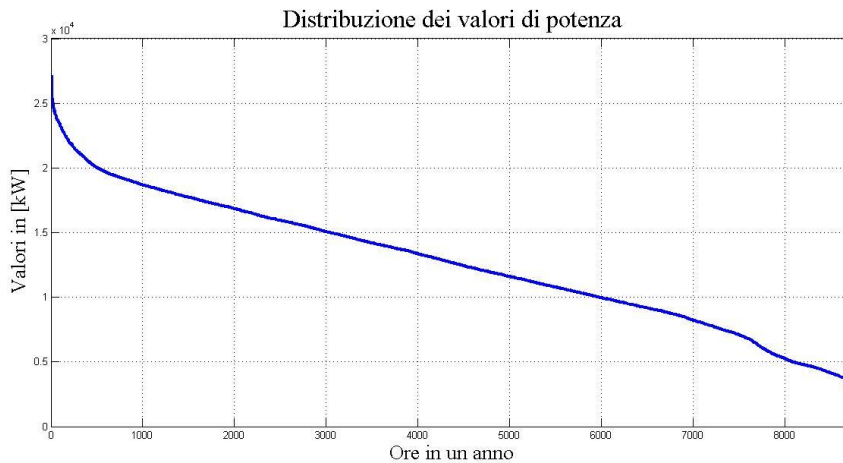


Figura 8.34 – Distribuzione dei valori delle potenze orarie richieste dalla CP di Legnano

In *Figura 8.34* si rileva il picco massimo che risulta pari a 27,169.0 [kW], tutte le potenze di richiesta sono positive in quanto non essendoci impianti di tipo GD, non avviene inversione di flusso di potenza.

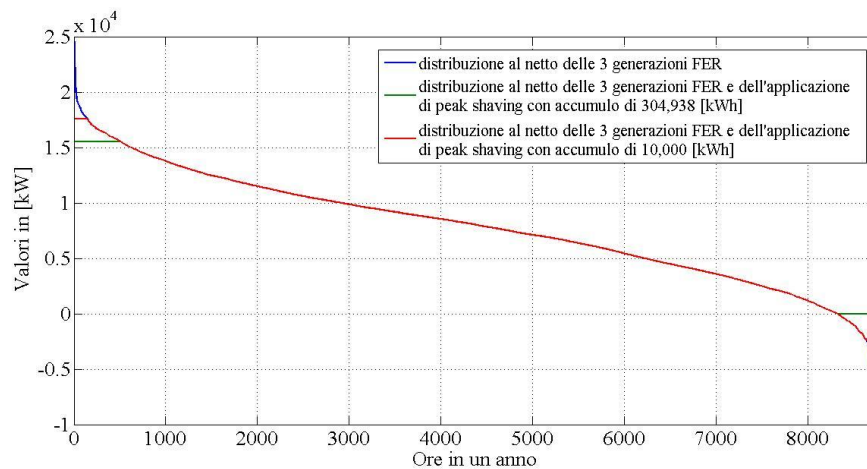


Figura 8.35– Distribuzione di valori delle potenze orarie dei 3 profili descritti

In Figura 8.35 si nota come, la linea blu che rappresenta il netto della richiesta energetica della CP con la generazione delle 3 FER, definisca un picco massimo di 24,534.0 [kW] (il 10% più basso del caso senza GD). Il secondo profilo (la linea verde), che si ottiene stimando la capacità del sistema di accumulo quanto il totale dei flussi di potenza inversa. Non riscontra valori negativi e sono ben evidenti i tagli del picco di richiesta, con una richiesta massima di potenza di 15,527.0 [kW] (pari al 57.15% del picco della CP e al 63.29% del profilo al netto delle 3 FER). Anche il terzo profilo effettua peak shaving, ma in questo caso il numero di ore in cui avviene l'applicazione, è nettamente inferiore (147 contro 504), come anche la potenza a cui vengono portati i valori di picco pari a 17,581.0 [kW] (circa il 28.34% inferiore del profilo caratterizzato dalla linea blu). I calcoli sono stati espressi valutando entrambi i sistemi di accumulo ideali. È importante considerare anche l'eventuale ingombro che il sistema avrebbe nel sito di ubicazione. Per questa dimostrazione è stata scelta la capacità del sistema di accumulo pari a 10,000[kWh]. Per il contesto della CP di Legnano, è stato individuato un sito in cui è possibile l'installazione del sistema, riportato in Figura 8.36, che è esattamente adiacente alla posizione della CP stessa.

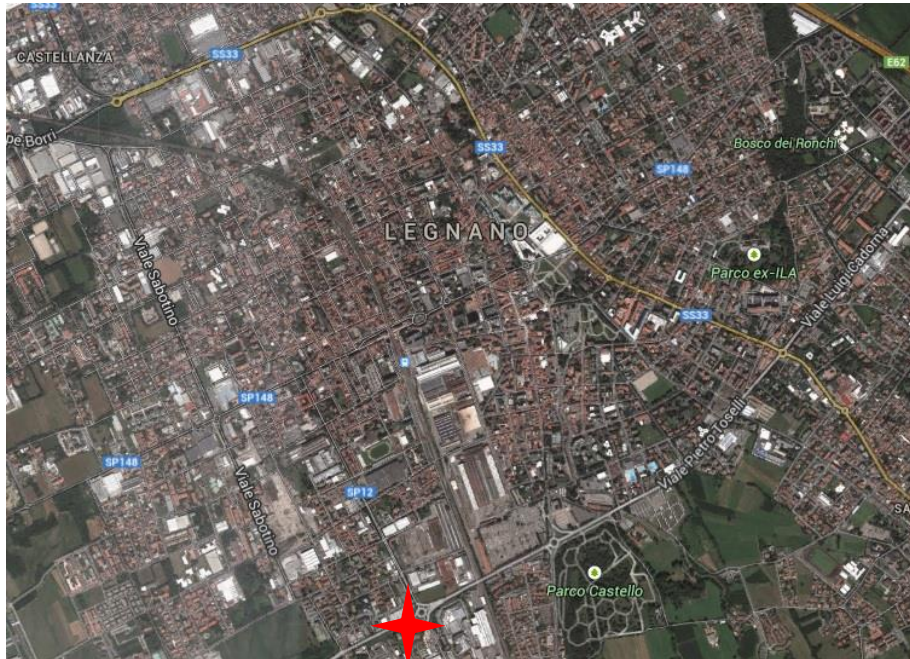


Figura 8.36 – Possibile sito di ubicazione del sistema di accumulo in Legnano

Per dare un'idea dell'ingombro del sistema, in *Figura 8.37*, si riporta la possibile rappresentazione delle batterie in container, ognuno dei quali è caratterizzato da una capacità pari a 1,000 [kWh]. Da questa raffigurazione è ancora più comprensibile come la soluzione contraddistinta da un accumulo di 304,938.53 [kWh] sia impraticabile, oltre che economicamente anche logisticamente.



Figura 8.37 – Rappresentazione dell'installazione del sistema di accumulo presso la CP di Legnano

8.2.7 Considerazioni economiche

In questo paragrafo si esegue un esame di fattibilità economica riguardante la possibile installazione del sistema di accumulo da 10,000[kWh] accoppiato ai 3 impianti FER che caratterizzano la soluzione ottima.

È da sottolineare che l'intenzione non è quella di eseguire un'analisi impeccabile dal punto di vista economico, ma quella di riuscire a delineare l'ordine di grandezza degli investimenti possibili. Quindi, per semplicità, si è posto il costo di tutta la potenza FER di pari entità, cioè $c_{FER} = 1,000 \text{ €/}[kW]$. Nello stesso modo si è proceduto per determinare il costo che riguarda il sistema di accumulo; infatti è da considerare che essi sono compresi in un range di $c_{accumulo} 100 \div 1,000 \text{ €/}[kWh]$ a seconda del tipo di batteria scelto; non è impensabile considerare le batterie distinte dal costo più elevato come la scelta verosimile per il contesto della CP.

Di seguito sono riportate semplici equazioni che definiscono la stima degli investimenti:

$$C_{FER} = c_{FER} \times P_{FER} = 20,518,000 \text{ [€]} \quad (8.1)$$

$$C_{accumulo} = c_{accumulo} \times S_{accumulo} = 10,000,000 \text{ [€]} \quad (8.2)$$

Nella (8.1) e nella (8.2) sono riportati i costi effettivi rispettivamente degli impianti FER e del sistema di accumulo elettrochimico (pari al 50% dell'investimento totale). L'inserimento delle batterie ha un peso elevato sull'investimento, anche se ciò porterebbe ad una diminuzione degli scambi con la rete, sia positivi che negativi (inversione di flusso di potenza). Inoltre è da ricordare che l'accumulo ha la possibilità di effettuare i *servizi ancillari* che comprendono principalmente la regolazione primaria di frequenza e di tensione (già approfondite nel Capitolo 3), che non sono garantiti dagli impianti FER. Perciò è necessario l'utilizzo di una capacità pari a 205.18 [kWh] del sistema elettrochimico che garantisca l'erogazione dei servizi ancillari. Questo pesa ulteriormente sul costo degli impianti FER (che non sono in grado di fornire questi servizi). Ciò è quantificabile come 1,000 [€/kWh], per un totale di 205,180 [€]. Questo utilizzo delle batterie ne riduce drasticamente la vita utile, perciò si rende necessario cambiare una capacità pari a 205,180 [kWh] ogni 5 anni, portando ad un costo di $C_{ancillari} = 800,000 \text{ [€]}$ per la completa vita utile degli impianti FER (ipotizzata a 20 anni), pari a circa il 5% del costo degli impianti FER stessi. In questo modo l'entità totale dell'investimento, espresso in maniera molto semplice, risulta:

$$C_{inv} = C_{FER} + C_{accumulo} + C_{ancillari} = 31,318,000 \text{ [€]}$$

Conclusioni

La crescente diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e le criticità riscontrate nei sistemi elettrici da un lato, l'opportunità di sfruttare le risorse disponibili sul territorio dall'altro, portano alla necessità di trovare nuovi mezzi che siano in grado di rispondere in modo adeguato all'ampio ventaglio di scenari e contesti che possono essere riscontrati per lo sviluppo dei sistemi energetici.

Dall'esigenza di fornire una solida soluzione alle problematiche e ai cambiamenti in atto nasce il fine di questo lavoro di tesi, che ha avuto l'intento di approcciare queste tematiche con una nuova metodologia, attraverso la quale è stato sviluppato uno strumento indirizzato alla pianificazione energetica. La procedura definita è di carattere generale, utile sia nello sviluppo di un sistema che vede la connessione alla rete elettrica prevalente, scenario che può facilmente corrispondere alla struttura dei sistemi elettrici nei paesi industrializzati, ma in grado di operare anche per l'analisi di una realtà in isola elettrica che sfrutti le risorse presenti sul territorio, contesto ricorrente in molti paesi in via di sviluppo.

Entrambe le situazioni riportate rilevano criticità di difficile risoluzione. La diffusione della GD, in particolare FER, alimentata da diversi fattori fra i quali le nuove politiche energetiche, lo sviluppo di nuove tecnologie sempre più efficienti e più sostenibili economicamente, hanno evidenziato inefficienze nella concezione e nella gestione attuale del sistema elettrico, destabilizzando i principi di funzionamento che lo hanno contraddistinto fino agli anni più recenti. Il ruolo sempre più fondamentale dell'energia elettrica nello sviluppo sociale ed economico, ha determinato la necessità di trovare soluzioni che garantissero un maggior grado di accesso all'elettricità anche in quei contesti difficilmente approvvigionabili dalle tecnologie tradizionali.

Data l'importanza di soddisfare le nuove esigenze provocate dai cambiamenti in atto nel mondo energetico, lo strumento elaborato nell'ambito del progetto di tesi è stato concepito con un'ottica di procedura generale che possa adeguarsi ad ogni particolare situazione fornendo una risposta conforme alle caratteristiche peculiari del caso analizzato. Secondo questa logica sono stati definiti due algoritmi risolutivi che considerano, attraverso la determinazione delle condizioni al contorno, le diverse condizioni riscontrabili nei due contesti riportati.

L'applicativo è stato ideato con l'intenzione di promuovere l'interazione con l'operatore, il quale può intervenire in ogni fase della procedura per determinare quelle condizioni e i vincoli necessari per uniformare l'elaborazione analitica alle esigenze, proprie di ogni contesto che si sottopone allo studio. La procedura

prevede nella fase iniziale l'inserimento dei dati di contesto e di serie storiche relative al comportamento energetico. Questi corrispondono ai profili di fabbisogno energetico e a quelli delle risorse di generazione presenti sul territorio. La configurazione dei valori in ingresso è definita dalla "matrice energetica", distinta da una particolare struttura composta da 24 righe coincidenti alle ore presenti in una giornata, e 365 colonne raffiguranti i giorni in un anno. Al termine dell'inserimento dei dati, è svolta la fase di analisi. Questa si articola tramite una metrica rappresentata da un set di indicatori statistico-matematici. Il fine ricercato è stato quello di ottenere una valutazione delle risorse disponibili, definendo un grado di compatibilità in relazione al fabbisogno energetico del particolare scenario. Per la ricerca della soluzione più adeguata è stato proposto un procedimento che segue la logica della *sensitivity analysis*. La procedura consente di arrivare a definire una soluzione che non garantisce il raggiungimento di un ottimo assoluto, poiché non è considerata la totalità delle informazioni rilevate, ed è lo stesso operatore, attraverso la definizione di vincoli e condizioni di preferenza, a limitare il campo di analisi. Viceversa l'obiettivo è stato quello di avere una procedura robusta (il problema è condizionato da un insieme molto numeroso di parametri ed ipotesi) e di diretta interpretazione da parte dell'utente. In molti scenari, infatti le informazioni disponibili sono solo parziali, da cui l'importanza di un'interazione efficace con l'operatore, chiamato ad introdurre ipotesi di contesto e a valutare, appunto grazie alla procedura proposta, l'impatto delle varie scelte sulla soluzione finale. Inoltre va rimarcato che trattandosi di un procedimento innovativo e data l'ingente quantità di informazioni da gestire, è stata effettuata la scelta di limitare la fase analitica alle variabili ritenute più rilevanti; questa condizione è sicuramente un limite attuale, che rimanda a sviluppi futuri il compito di integrare e completare l'analisi con ciò che non è stato possibile utilizzare. Il lavoro di tesi ha infatti beneficiato di diversi scambi informativi con società operanti nel settore (Building Energy S.p.A., Euroimpresa) e con il gruppo di ricerca del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano; tali scambi hanno ben evidenziato come i casi reali siano caratterizzati da informazioni parziali e da misure limitate, delineando quindi un contesto che mal si presta ad essere risolto con un approccio puramente matematico.

A scopo di validazione della procedura concepita, sono stati introdotti tre esempi applicativi. Il primo, legato allo scenario in isola elettrica, ha previsto lo studio per rendere energeticamente "autarchico" il complesso di due edifici del campus universitario del Politecnico di Milano nella zona di Bovisa. Attraverso la pianificazione energetica si è realizzato il dimensionamento di impianti di Generazione Distribuita (GD) che sfruttano risorse FER, alle quali è stato affiancato un sistema di accumulo elettrochimico, così da rendere totalmente autonome dal punto di vista energetico le utenze. La funzione obiettivo che ha segnato l'iter analitico è rappresentata dalla minimizzazione del costo del sistema di accumulo. I risultati ottenuti in questa simulazione hanno dato un

esito positivo definendo un sistema autosufficiente ma con una taglia delle batterie poco sostenibile ai costi attuali. Perciò è stata considerata la possibilità di integrare una generazione programmabile che sfrutti risorse tradizionali. Questa soluzione ha portato a un'effettiva riduzione della capacità dell'accumulo, anche se non sufficiente per risolvere la criticità evidenziata. Ciò può essere uno spunto di indagine per eventuali sviluppi futuri e, in termini generali, esemplifica il ruolo, difficilmente sostenibile, che oggi nei paesi industrializzati la rete elettrica ricopre rispetto ai fabbisogni energetici. Diverse conclusioni potrebbero essere raggiunte nello studio di applicazioni caratterizzate da fabbisogno energetico limitato, come in quelle rurali dei paesi in via di sviluppo.

Nel secondo caso applicativo si è valutata la possibilità di ridurre l'approvvigionamento dalla rete elettrica dell'utenza rappresentata dalla città di Legnano, aumentando la penetrazione di impianti di tipo FER secondo una logica che segue le caratteristiche della GD. L'analisi ha inoltre proposto l'inserimento di una generazione programmabile che garantisca un'ulteriore miglioramento verso il target della funzione obiettivo. Infine si è valutato l'installazione di sistemi di accumulo con due diversi approcci, il primo in grado di evitare l'inversione dei flussi di potenza, critici per il sistema elettrico, il secondo considerando anche l'impatto economico di questa tecnologia ossia valutandone il rapporto costi-benefici. In entrambi i casi si è dedicato il loro utilizzo alla funzione di peak shaving e all'applicazione per i servizi ancillari.

Il terzo esempio ha considerato l'analisi di un'utenza connessa alla rete elettrica prevalente, rispetto alla quale si va a ricercare una riduzione del costo di approvvigionamento energetico sfruttando un'opportuna combinazione di FER e di un sistema di accumulo. La particolarità dell'applicazione è determinata dalla diversa logica con la quale sono state svolte le attività di pianificazione energetica, nella fattispecie l'approccio ha previsto di rileggere i consumi in ragione del prezzo orario dell'energia, operando quindi un peak shaving giornaliero non in termini di potenza elettrica ma in termini di costo economico per la fornitura. I risultati evidenziano quindi una riduzione del costo dei servizi della rete.

Si sottolinea, infine, come nell'ambito del progetto di tesi si sia sviluppata una collaborazione sinergica con la società Building Energy S.p.A.. La cooperazione, concreta in una proposta di un caso applicativo (riportato in appendice), ha indirizzato lo sviluppo della procedura di pianificazione energetica verso un utilizzo che non sia limitato al campo della ricerca, ma che consenta di proporre l'impiego anche nel mondo tecnico delle imprese.

In merito agli sviluppi futuri, ricordando che il lavoro svolto rappresenta un primo passo di sviluppo e di validazione della procedura proposta, è auspicabile che la procedura possa essere oggetto di approfondimenti rispetto a molteplici casi applicativi, e in questo modo essere resa più solida e funzionale.

Appendice A.1

In questa appendice si vuole riproporre la modalità d'uso rispetto alla quale l'utente è chiamato ad interfacciarsi con i programmi informatici definiti nel Capitolo 5, che si ricordano essere Excel® e MATLAB/Simulink®, utili a risolvere il problema matematico di pianificazione energetica.

Come già rilevato, l'utente esegue la prima operazione inserendo i dati in un foglio di lavoro di Excel®. L'inserimento avviene secondo una forma e disposizione ben definita che è rappresentata dalla matrice 24×365 , nella quale le righe corrispondono alle ore nel corso dell'intera giornata e le colonne sono paragonabili ai giorni che costituiscono l'anno solare.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	MATRICE DI RICHIESTA ENERGETICA ANNUALE 24x365								
2	Inserire i valori orari nella tabella seguente, dove i giorni sono rappresentati da								
3									
4			1	2	3	4	5	6	7
5	1	201,08	198	197,78	198,66	202,4	204,38	200,2	241,12
6	2	199,54	196,02	196,02	198,22	202,62	203,5	197,78	242,4
7	3	198,44	194,48	196,24	198,44	202,84	204,6	196,02	241,12
8	4	197,12	194,7	194,92	196,68	201,96	203,28	198,22	242
9	5	198,88	194,7	196,9	197,34	201,74	203,28	205,04	242
10	6	198	195,58	195,36	196,9	202,62	204,16	200,64	241,12
11	7	209	197,56	195,14	204,554	208,12	265,32	247,94	308
12	8	220	201,52	196,68	231,88	225,28	324,06	499,4	445,94
13	9	232,76	190,52	182,38	249,48	234,96	323,4	577,94	508,42
14	10	219,78	182,38	179,52	240,68	226,82	316,58	519,2	538,34
15	11	220,44	179,96	180,18	241,12	218,68	317,9	546,92	1035,32
16	12	220,44	180,4	178,42	241,12				
17	13	222,64	182,16	180,18	236,6				
18	14	222,2	184,58	179,74	232,5				
19	15	220,88	182,6	181,5	223,5				
20	16	220,22	182,82	180,84	222,8				
21	17	215,16	183,92	183,92	222,6				
22	18	200,64	198	196,24	208,1				
23	19	199,32	196,24	197,34	208,1				

Inserimento dei dati di richiesta energetica, evidenziati in rosso, in file Excel di 24 righe (ore in un giorno) e 365 colonne (giorni in un anno)

Figura A.1.1 – Matrice di inserimento dati di richiesta energetica

Il procedimento riportato in *Figura A1.1* è riferito all'inserimento dei dati relativi alla richiesta energetica. Tale procedura è identica per i profili delle n -esime generazioni che devono essere inserite nello stesso file Excel, ma nei fogli successivi. I dati relativi alle risorse di generazione possono essere inseriti sia in valore assoluto, che in $p.u.$

Per avviare la simulazione l'operatore dovrà chiudere il file Excel, e aprire il prompt dei comandi del computer, aprire la directory in cui è presente il codice MATLAB/Simulink che deve essere utilizzato e richiamare la funzione attraverso la quale si attiva il processo tramite le toolbox presenti nel programma. In *Figura A1.2* è riportato un esempio in cui il comando per l'avvio del processo è inserito in C:/.

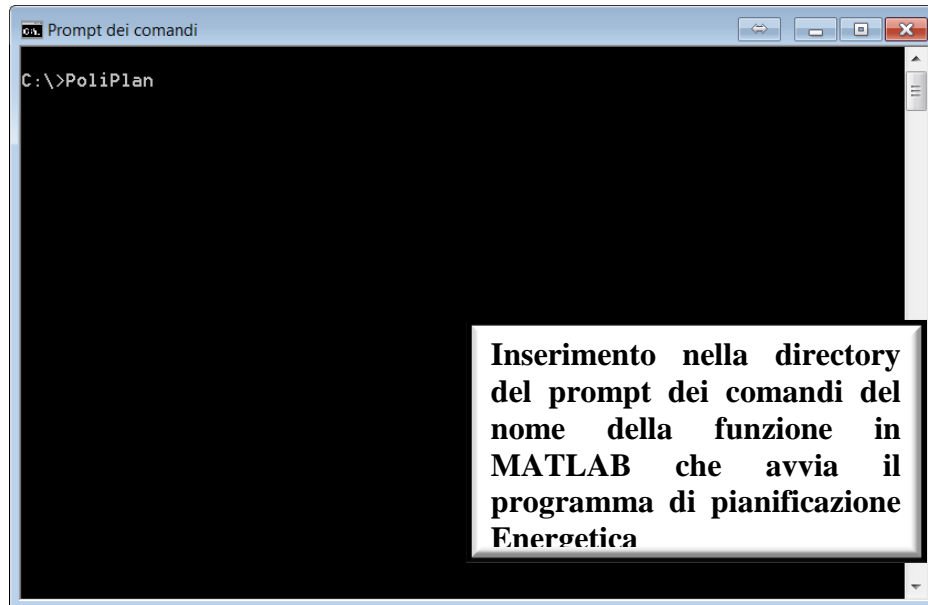


Figura A1.2 - Finestra dei prompt dei comandi attraverso la quale si richiama la funzione per l'avvio dei processi

In *Figura A1.2* è evidenziato il nome del comando (PoliPlan) dell'avvio. Tramite questo comando, MATLAB, senza aprirsi, esegue il lo script. In particolare, quindi, PoliPlan è stato adottato come nome dell'intera procedura di calcolo e, contestualmente, dell'applicativo di calcolo da eseguire. I risultati sono riportati e stampati su un file Excel creato dalla funzione di MATLAB. Terminato il processo l'utente potrà aprire tale file per visualizzare i risultati di output.

Appendice A.2

In questa appendice viene definito il caso proposto dalla società che ha collaborato al lavoro di tesi, Building Energy S.p.A., azienda italiana con sede nella città di Milano. La società è stata uno stimolo molto importante per lo sviluppo del lavoro di tesi. Infatti in primo luogo ha proposto un contesto nel quale sono presenti delle criticità legate alla fornitura di energia elettrica che è stato considerato come un caso sul quale lavorare e sviluppare il modello di pianificazione energetica oggetto della tesi. Inoltre sono stati forniti dei profili energetici annui, sia di richiesta che di generazione, utili per l'implementazione del modello che saranno analizzati nei paragrafi successivi.

Il contesto applicativo dell'azienda prevede l'interazione fra un impianto industriale ad alta intensità di consumo energetico connesso alla rete elettrica nazionale, situato in una zona sub equatoriale. La soluzione desiderata da Building Energy S.p.A. sarebbe quella di ottenere, per motivi economici legati al prezzo dell'energia erogata dalla rete, un *energy shifting* di 30 [MWh] nelle ore diurne dalle 6 p.m. alle 8 p.m.. Questa soluzione verrebbe resa possibile dall'installazione di tre componenti:

- un impianto fotovoltaico;
- un impianto di generazione eolica;
- un sistema di accumulo di 30 [MWh].

La configurazione prevista dall'azienda sarebbe quella di interfacciare gli impianti di generazione direttamente con il sistema di accumulo energetico, che quindi sarebbe caricato durante il giorno, mentre verrebbero completamente scaricate nella fascia oraria evidenziata in precedenza per ridurre l'approvvigionamento energetico dalla rete. Tale fascia temporale definisce uno dei periodi in cui si verifica la tariffa di prezzo dell'energia maggiore nel corso della giornata. La volontà non è quella di sostituire completamente l'apporto della rete ma di ridurlo. Infine il sistema di accumulo energetico tramite batterie elettrochimiche subirebbe un processo di carica/scarica giornaliero.

Building Energy S.p.A. ha fornito sia il profilo di carico del sito industriale ad alta intensità di consumo energetico, sia i profili di produzione dell'impianto PV, ottenuto tramite un simulatore e considerando un sistema di inseguimento solare mono-assiale, sia il profilo di generazione dell'impianto eolico, già descritto nei capitoli precedenti, rappresentato dalla produzione energetica della turbina Acciona di 3 [MW]. Le caratteristiche di questi profili sono state già riportate all'interno del Capitolo 7.

In *Figura A.2.1* è definito il profilo di richiesta energetica fornito dall'azienda nella classica rappresentazione tridimensionale.

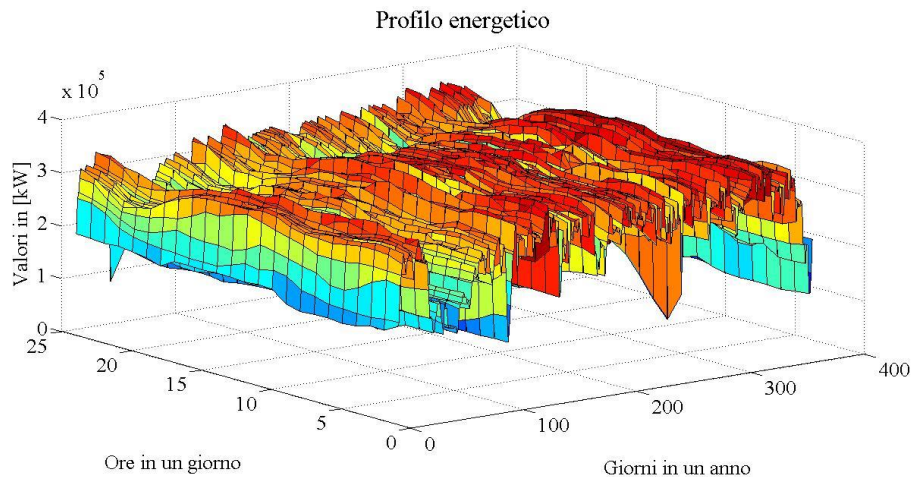


Figura A.2.1 – Profilo di richiesta energetica annua del sito industriale

La modalità di analisi ricalca quella effettuata per i casi dei sistemi connessi alla rete elettrica nazionale, perciò i passaggi riportati fanno riferimento a questa metodologia. Inoltre il caso può essere assimilabile al contesto definito dalla Cabina Primaria di Legnano (Capitolo 8), di conseguenza sono state mantenute le caratteristiche della fase analitica. La differenza è rappresentata dalla limitata presenza di fonti energetiche (solo 2 nella fattispecie del caso in analisi); inoltre si è voluto imporre un limite agli impianti FER più restrittivo, ovvero la potenza di tali impianti è limitata dalla necessità di non avere flussi di potenza in direzione inversa (mentre per la CP si accettavano un numero pari al 5% delle ore).

Di seguito sono quindi riportati il risultato del Ranking Finale (*Figura A.2.2*). Si osserva che il *Profilo generazione 5* (quello che rappresenta la tecnologia eolica) risulta esser la miglior soluzione per tre classificazioni su quattro, raggiungendo un risultato finale pari ad una percentuale di 86.58% come prima scelta. Quest'esito è guidato dall'alta richiesta energetica del sito industriale anche nelle ore notturne, periodo nel quale la tecnologia fotovoltaica risulta inattiva.

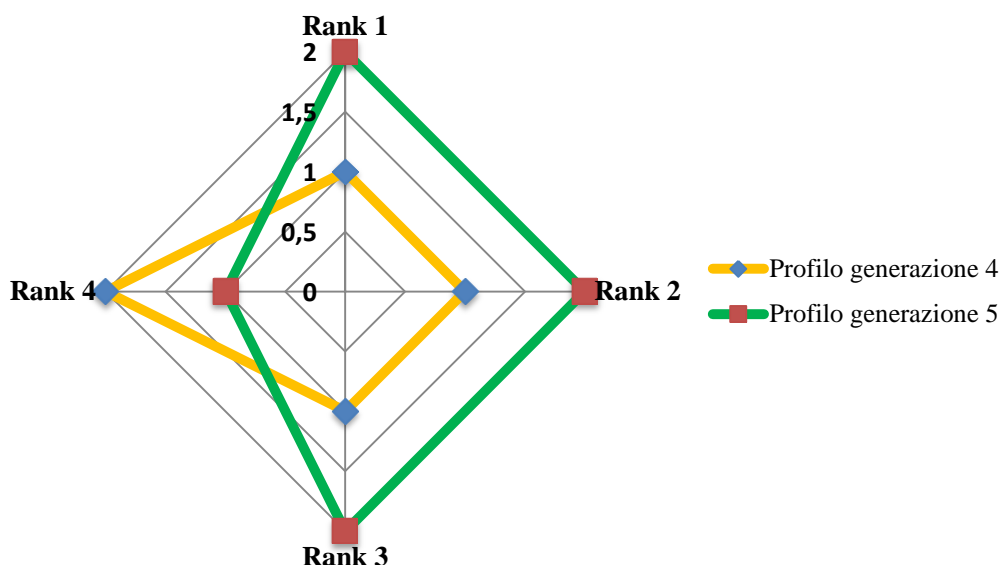


Figura A.2.2 – Ranking Finale delle due risorse energetiche

In *Tabella A.2.1* sono riassunti i risultati di ottimo nei due contesti possibili, una sola generazione e due generazioni.

Tabella A.2.1 – Risultati energetici nei casi con un'unica generazione e nel caso di ottimo con due generazioni

Caso	Richiesta energetica soddisfatta dalla rete elettrica in [MWh]	Potenza installata PV [MW]	Potenza installata Wind [MW]	Totale potenza installata in [MW]
1 generazione PV	2,195,092.91	138.7	0	138.7
1 generazione Wind	2,013,487.59	0	112.2	112.2
2 generazioni Wind + PV	1,989,943.11	13.8	111.08	124.88

Dai dati riportati, si nota come l’inserimento di un impianto PV di potenza massima raggiungibile pari a 138.7 [MW], considerando il vincolo della assenza di ore contraddistinte da inversione di flusso di potenza, riduce la richiesta energetica approvvigionata dalla rete all’88.58% di quella iniziale (pari a 2,478 [GWh]). Considerando invece l’impianto eolico la riduzione è più marcata, infatti cala fino all’81.23% di quella iniziale, inoltre è installata una potenza inferiore, pari a 112.2 [MW]. La soluzione di ottimo, è ottenuta riducendo dell’1% la potenza della generazione eolica in favore dell’impianto fotovoltaico. In questo caso l’approvvigionamento dal sistema elettrico risulta di 1,989.94 [GWh], l’1.2% inferiore al caso del solo eolico.

Nella fase successiva è stato considerato l’inserimento delle tariffe orarie nelle valutazioni dell’analisi. In *Figura A.2.3* è rappresentata l’entità delle tariffe orarie nel corso dell’anno.

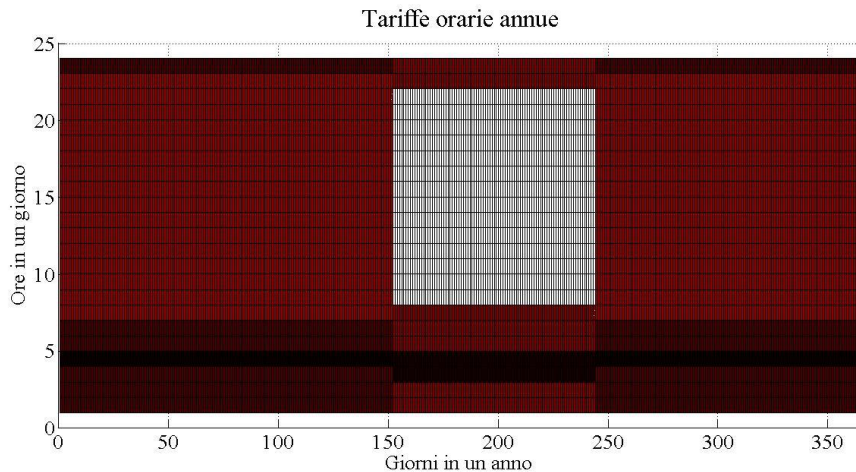


Figura A.2.3 – Tariffe orarie nel corso dell’anno

Si osserva che le tariffe sono stagionali (i colori più chiari identificano una tariffa più elevata). Infatti la massima tariffa è riscontrata nella stagione denominata High Demand Season tra i mesi di Giugno e Agosto, mentre il resto dell’anno è considerato Low Demand Season. Ogni giorno a sua volta è caratterizzato da tre fasce di tariffe orarie definite: *Peak*, *Standard* e *Off-Peak*. I valori pecuniari sono riportati in *Tabella A.2.2*.

Tabella A.2.2 – Tariffe orarie per le 3 fasce orarie giornaliere

Stagione	Tariffa <i>Peak</i> [€/MWh]	Tariffa <i>Standard</i> [€/MWh]	Tariffa <i>Off-Peak</i> [€/MWh]
High Demand Season	142.865	43.273	23.502
Low Demand Season	46.601	32.074	20.358

Stabilite le tariffe orarie, il profilo di richiesta energetica è stato modificato in un profilo di costi dell’energia. In *Figura A.2.4* è raffigurata la spesa energetica nel corso dell’anno.

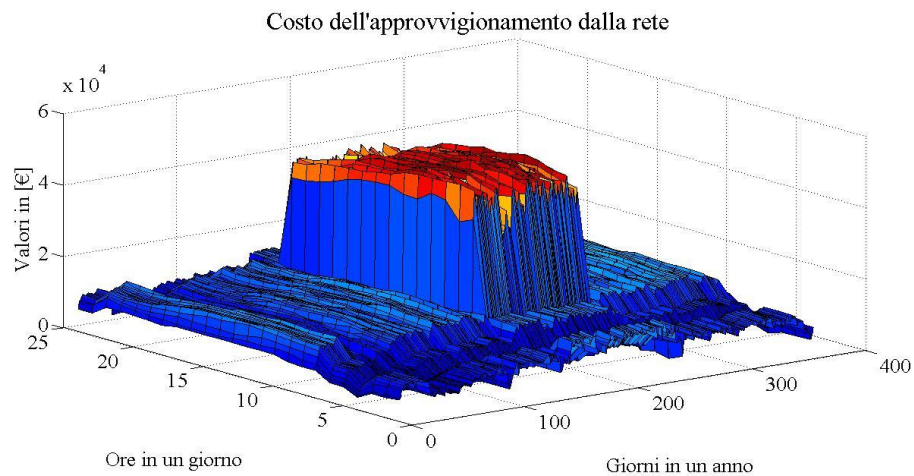


Figura A.2.4 – Profilo di spesa per l'energia elettrica fornita dalla rete

Successivamente si è effettuata la stessa analisi del caso energetico, ma sui profili modificati dal valore della tariffa oraria. Il risultato ha confermato l'inserimento dell'impianto eolico come la miglior soluzione anche dal punto di vista economico (limitandosi al costo sostenuto per l'utilizzo dell'energia elettrica fornita dalla rete) rispetto al fotovoltaico, mentre l'ottimo è riscontrato sempre nel contesto delle due generazioni. I dati sono riportati in *Tabella A.2.3*.

Tabella A.2.3 – Costo dell'energia elettrica approvvigionata dalla rete nazionale

Caso	Costo dell'energia elettrica approvvigionata dalla rete elettrica in [€]	Potenza installata PV [MW]	Potenza installata Wind [MW]	Totale potenza installata in [MW]
1 generazione PV	119,661,240.53	138.7	0	138.7
1 generazione Wind	114,945,243.29	0	112.2	112.2
2 generazioni Wind + PV	113,187,796.19	13.8	111.08	124.88

Considerando il caso in assenza degli impianti FER, il costo dell'energia elettrica approvvigionata dalla rete in un anno è pari a 139,825,503.84 [€/anno]. Osservando il caso di ottimo (evidenziato in verde) il risparmio è di 26,637,707.65 [€/anno], che rappresenta una riduzione del 19.05% del costo dell'energia elettrica. Il dettaglio dei risparmi per ogni ora è dato in *Figura A.2.5*.

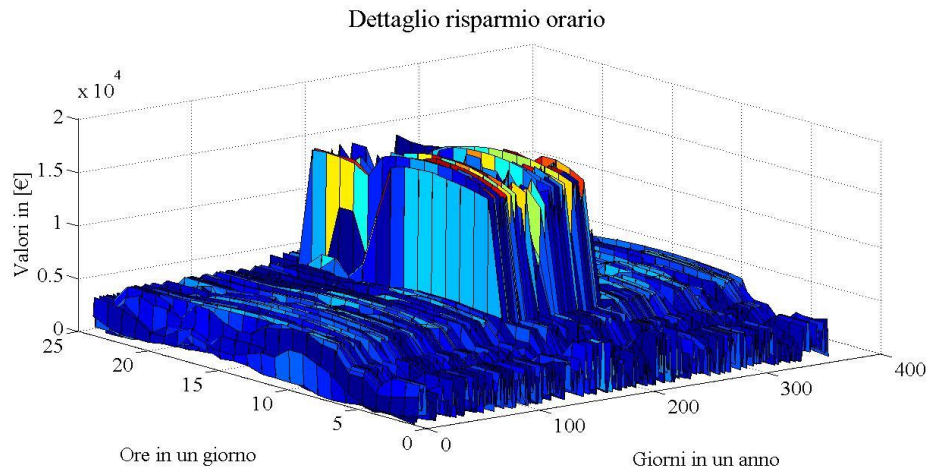


Figura A.2.5 – Risparmio orario nel corso dell'anno

L'analisi prosegue con l'inserimento di un sistema di accumulo elettrochimico utile ad eseguire l'operazione di peak-shaving. In questo caso il target non è determinato da esigenze o criticità di tipo energetico o elettrico, ma esclusivamente relativo ad ottenere un vantaggio economico. Perciò l'utilizzo delle batterie di capacità nominale pari a 30 [MWh] è caratterizzato da un ciclo di carica/scarica giornaliero. La fase di carica avviene grazie ad una quota di energia prodotta dagli impianti FER nelle ore distinte dalla tariffa oraria inferiore nel corso della giornata. La fase di scarica avviene concentrata in due ore, dalle 6.00 p.m. alle 8.00 p.m., nelle quali si riscontra il prezzo tariffario più elevato nella giornata. Questa soluzione riduce l'apporto diretto delle FER alla richiesta del carico determinando un aumento dell'approvvigionamento dalla rete elettrica nelle ore in cui il prezzo dell'energia è basso durante la fase di carica delle batterie, mentre, grazie alla scarica del sistema di accumulo, diminuisce l'energia richiesta dalla rete nelle ore in cui il prezzo è più elevato. Inizialmente è stato considerato un accumulo con comportamento ideale, l'unica condizione imposta riguarda il flusso massimo di potenza che deve rispettare il vincolo $P_{max}/E \leq 0.5$, in questo caso $P_{max} = 15$ [MW]. Il ciclo di

carica/scarica risulta identico per ogni giorno, con la fase di carica che avviene nelle ore iniziali del giorno, e la fase di scarica nella fascia oraria evidenziata. In Figura A.2.6 sono riportati i flussi di potenza in entrata e uscita dalle batterie nel corso del primo mese dell'anno.

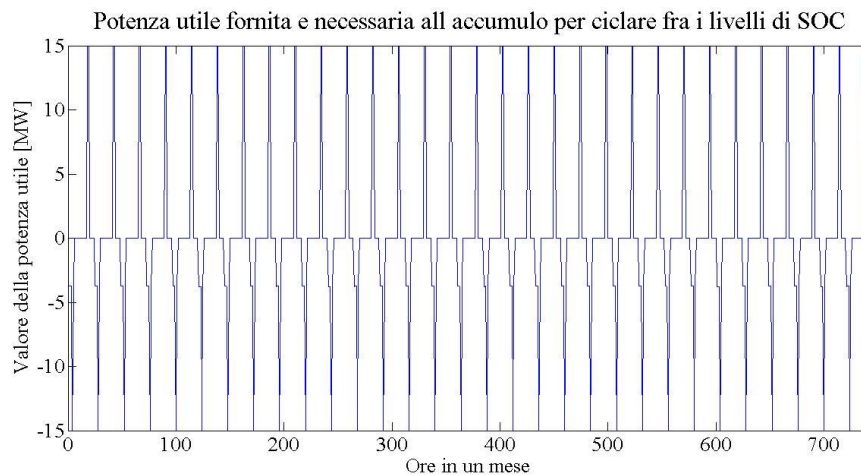


Figura A.2.6 - Flussi di potenza in ingresso e uscita dalle batterie per il primo mese dell'anno

Considerando il comportamento reale delle batterie, cioè inserendo un rendimento di conversione pari al 90% sia in ingresso che in uscita, e valutando il processo di usura che riduce la capacità utile dello storage energetico si arriva a un risultato sensibilmente diverso. La diminuzione della capacità massima delle batterie è riportata in *Figura A.2.7*, dove è evidenziata una perdita del 5.63% in un anno.

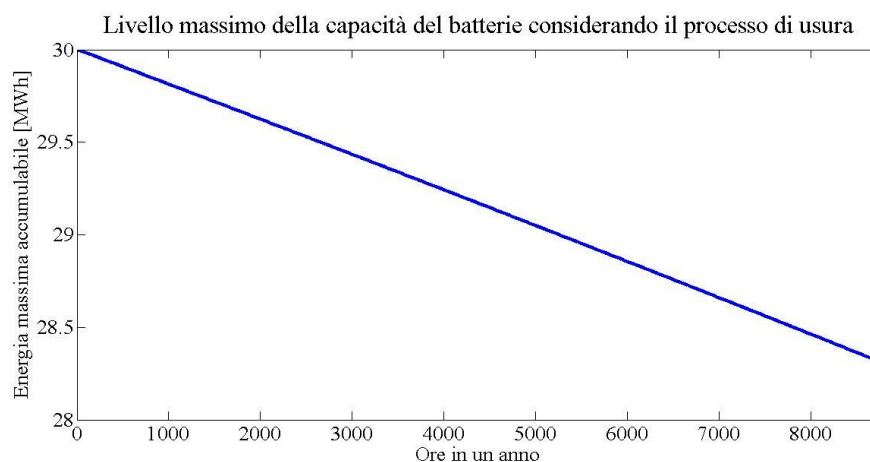


Figura A.2.7 - Decadimento prestazioni delle batterie in un anno

Per garantire le prestazioni dell'accumulo con comportamento ideale si deve fornire nella fase di carica il 10% in più di energia, mentre nella fase di scarica è garantita l'erogazione ridotta del 10%, per entrambi i casi la differenza tra caso reale e ideale in un anno pari a 1,094.72 [MWh].

Non è stato considerato il limite in funzione del SOC per i flussi di potenza.

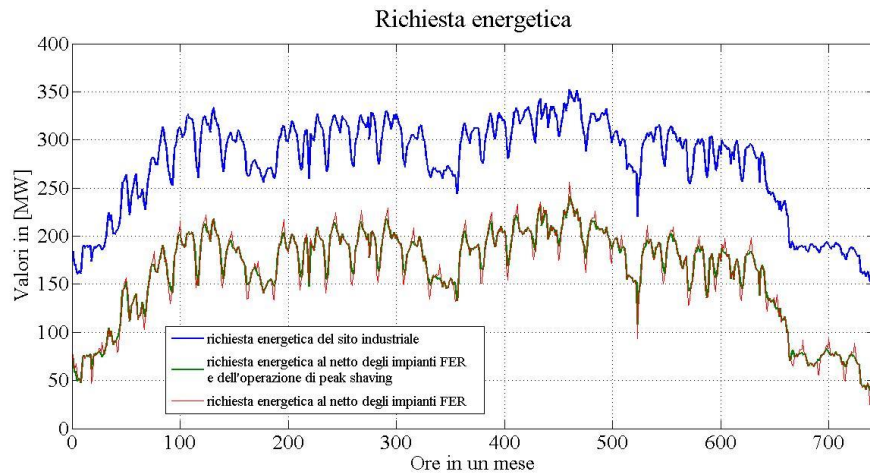


Figura A.2.8 – Variazione de profilo di richiesta energetico al netto della produzione degli impianti FER e dell’apporto delle batterie elettrochimiche

In *Figura A.2.8* è riportato il profilo di richiesta energetica del sito industriale nel dettaglio del primo mese dell’anno. Sono presenti tre curve diagrammate, ognuna rappresenta la richiesta energetica soddisfatta con l’approvvigionamento della rete elettrica, quella iniziale in cui è considerato lo scenario attuale con la presenza della sola rete (in blu), quella al netto dell’apporto energetico delle due generazioni FER (in rosso) e in ultimo quella che prevede l’utilizzo del sistema di accumulo per l’attività di peak shaving (in verde).

Di seguito è brevemente riportata un’analisi economica semplificata, che ha il solo scopo di fornire un’idea generale delle entità finanziarie da considerare.

Come quanto supposto nel Capitolo 8, il costo degli impianti FER è approssimato a $c_{FER} = 1,000$ [€/kW], mentre il costo relativo alle batterie è stato posto a $c_{accumulo} = 1,000$ [€/kWh]. Il costo dell’energia elettrica derivante dalla fornitura della rete è c_{rete} , che varia tra i valori di *Tabella A.2.2* in funzione dell’orario e del periodo dell’anno considerato.

Il costo dell’attuale approvvigionamento del sito industriale alla rete elettrica è pari a:

$$c_{EE,1} = 139,825,503.84 \text{ [€/anno]}$$

Con l’inserimento delle FER il costo relativo all’energia elettrica derivante dalla rete si riduce.

$$c_{EE,2} = 113,187,796.19 \text{ [€/anno]}$$

Si aggiungono però i costi relativi all’installazione dei nuovi impianti per:

$$\begin{aligned} C_{FER} &= c_{FER} \times P_{FER} = 1,000 \text{ [€/kW]} \times 124,880.00 \text{ [kW]} \\ &= 124,880,000.00 \text{ [€]} \end{aligned}$$

Considerando un risparmio dell'energia elettrica fornita dalla rete di:

$$\Delta c_{EE,1} = 26,637,707.65 \text{ [€/anno]}$$

Senza considerare i tassi di attualizzazione, il *Pay Back Time* (PBT) è di:

$$PBT_{FER} = \frac{C_{FER}}{\Delta c_{EE}} = 4.68 \text{ anni}$$

Inserendo nel bilancio l'apporto del sistema di accumulo. Il costo per l'installazione del sistema di storage energetico è di:

$$\begin{aligned} C_{storage} &= c_{accumulo} \times S_{nom} = 1,000 \text{ [€/kWh]} \times 30,000 \text{ [kWh]} \\ &= 30,000,000 \text{ [€]} \end{aligned}$$

Si riscontra però un costo aggiuntivo annuo per l'apporto energetico dalla rete nella fase di carica delle batterie, $c_{EE,carica}$, mentre grazie all'attività di peak shaving delle batterie lo stesso costo si riduce di $c_{EE,scarica}$, definendo un costo totale annuo per l'approvvigionamento dalla rete elettrica pari a:

$$\begin{aligned} c_{EE,3} &= c_{EE,2} + c_{EE,carica} - c_{EE,scarica} \\ &= 113,187,796.19 + 279,484.90 - 775,839.90 \\ &= 112,691,441.19 \text{ [€/anno]} \end{aligned}$$

Calcolando il PBT comprendendo l'investimento delle batterie, risulta:

$$PBT_{FER+STORAGE} = \frac{C_{FER} + C_{storage}}{\Delta c_{EE,2}} = \frac{124,880,000 + 30,000,000}{27,134,063.65} = 5.7 \text{ anni}$$

Con $\Delta c_{EE,2} = c_{EE,1} - c_{EE,3}$. Passati i primi 6 anni dall'investimento l'operazione porta a un guadagno pari a 27,134,063.65 [€/anno] per ogni anno di vita del sistema di accumulo e degli impianti FER. Non sono considerati i costi *O&M*. Questo studio è stato effettuato considerando una potenza installata totale di FER determinata dal processo di ottimizzazione del modello. Nell'effettivo studio del caso sono da considerare altri vincoli che possono intervenire sul dimensionamento degli impianti, quali limiti imposti dalle normative vigenti nel territorio di installazione, sostenibilità dei costi di investimento, intensità della fonte rinnovabile sul territorio, senza dimenticare limitazioni fisiche legate all'ingombro dei singoli componenti.

Bibliografia

- [1] World Bank Report, Vienna Energy Forum 2013
<http://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/Global-Tracking-Framework-Report>
- [2] World Energy Resources 2013 Survey ,World Energy Council ,
www.worldenergy.org
- [3] BP Statistical Review of World Energy June 2013,
<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html>
- [4] Clerici A., Chairman Gruppo di Studio WEC “Risorse Energetiche” e Senior Advisor del CESI, “Risorse energetiche nel Mondo negli ultimi 20 anni: e l’Italia?”
- [5] “IAEA Annual Report 2012”, International Atomic Energy Agency
- [6] “Key World Energy STATISTICS 2013”, International Energy Agency, IEA
- [7] “Renewables 2013 Global status report”, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
- [8] “Renewable Energy Source and Climate Change Mitigation, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”, Cambridge University Press
- [9] “Climate Change 2007: Synthesis Report”, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Geneva, Switzerland, pp 104,
http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_ipcc_fourth_assessment_report_synthesis_report.htm
- [10] “Co-generation and Renewables, Solution for a low-carbon energy future”, International Energy Agency (IEA), 2011
- [11] “Cogeneration and District Energy, Sustainable energy technologies for today...and tomorrow”, International Energy Agency (IEA), 2009
- [12] “World Energy Outlook 2009”, International Energy Agency (IEA)

- [13] E. Colombo, G. Casseti: “Accesso all’energia nei paesi poveri: una leva per lo sviluppo”, AEIT, Giugno 2011
- [14] “Position Paper on Smart Grid: An ERGEG Conclusions Paper”, European Regulators’ Group for Electricity and Gas (ERGEG) E10-EQS-38-05, Giugno 2010
- [15] Prof. Delfanti M., Ing. Olivieri V.: ”Sviluppo delle smart grid: opportunità per le aziende italiane del settore”, Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia, Dicembre 2013
- [16] “Guida tecnica. Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione”, ABB
- [17] Coster E. J., “Distribution Grid Operation Including Distributed Generation: Impac on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior”, Settembre 2010
- [18] G. Mauri, “L’evoluzione delle reti di distribuzione verso le Smart Grid”, RSE S.p.A, Aprile 2012
- [19] Elettropicplus, “I limiti di potenza della rete italiana” - http://www.elettropicplus.it/temi/Energia_Elettrica/articoli/I_limiti_di_potenza_della_rete_italiana.aspx
- [20] MIT Energy Initiative, “The Future of the Electric Grid”, Massachusetts Institute of Technology, 2011
- [21] “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2011”, Autorità per l’Energia Elettrica il Gas ed il sistema idrico (AEEG), <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/129-13all.pdf>
- [22] Terna, 2011 Carichi orari <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=GmadrE7TnSw%3d&tabid=418&mid=2501>
- [23] Galliani A., Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico (AEEG), “L’integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico”, Febbraio 2014
- [24] ANSA, Ambiente&Energia, “In Spagna eolico principale fonte di energia nel 2013”, https://www.ansa.it/web/notizie/canali/energiaeambiente/rinnovabili/2014/01/08/Spagna-eolico-principale-fonte-energia-2013_9866133.html

- [25] WADE-World Alliance for Decentralized Energy, “Energy Access in Developing Countries”, http://localpower.org/ben_access.html
- [26] Blyden B. K., Lee W. J., “Modified Microgrid Concept for Rural Electrification in Africa”
- [27] Suberu M. Y., Bashir N., Adefemi O. M., Usman U., “Renewable Energy Distributed Electricity Generation and Microgrid Implementation in Rural Villages: A Review”
- [28] Palma-Behnke R., Reyes L., Jiménez-Estévez G., “Smart Grid Solutions for Rural Areas”
- [29] Ricerca sul Sistema Elettrico – RSE S.p.A., “L’accumulo di energia elettrica”
- [30] G. D’Amato, “Energy Storage Value Propositions”, STRATEGEN consulting, Febbraio 2011
- [31] TERNA, “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”, Allegato A15, Luglio 2008
- [32] TERNA, “Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale”, Allegato A10, Marzo 2006
- [33] EPRI, “Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits”, Dicembre 2010
- [34] SBC Energy Institute, “Electricity Storage”, Leading the Energy TransitionFactBook, Settembre 2013
- [35] HRW Hydro Review Worldwide, “Europe’s Pumped Storage Construction Opportunity”, Luglio-Agosto 2011
- [36] Castelvechi D., “Spinning into Control”, [Sciencewriter.org](http://sciencewriter.org/flywheels-spinning-into-control/)
- [37] Bradbury K., “Energy Storage Technology Review”, Agosto 2010
- [38] Chen H., Cong T. N., Yang W., Tan C., Li Y., Ding Y., “Progress in electrical energy storage system: A critical review”, Progress in Natural Science, vol. 19, Marzo 2009

[39] CEI-Comitato Elettrotecnico Italiano, Norma CEI 0-16 aggiornamento Dicembre 2013, Norma CEI 0-21 aggiornamento Dicembre 2013 <http://www.ceiweb.it/it/comunicati/news/>

[40] AEEG, DCO 613/2013/R/EEL, “PRIME DISPOSIZIONI RELATIVE AI SISTEMI DI ACCUMULO – ORIENTAMENTI”, 19 Dicembre 2013

[41] Felix A. Farret and M. Godoy Simoes, “Integration of Alternative Sources of Energy”, Tom Lambert, Paul Gilman and Peter Lilienthal “Micropower System Modeling With HOMER”, pp 379-417, 2006

[42] “HOMER The Micropower Optimization Model, Getting Started Guide for Homer Legacy”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2011

[43] Leonardo Ambrosi, Lorenzo Caldera, Claudia Guenzi, Manuela Di Fiore, Alberto Latorre, Fabio Zanellini, “Decentralized Energy Management System: soluzioni per la gestione di Virtual Power Plant e Microgrid”, Siemens SpA Infrastructure & Cities Sector – Smart Grid Division – Energy Automation

[44] Programma FENIX,
http://fenix.iwes.fraunhofer.de/html/work_description.htm

[45] “Renewable Microgrid Controller MGC600”, ABB ,
<http://www.abb.us/industries/db0003db004332/e1c6015233ddb82c1257a850040bdd3.aspx>

[46] H. James Green, James Manwell, “Hybrid2 – A versatile model of the performance of hybrid power system”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Mechanical Engineering Department University of Massachusetts

[47] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan, U. Abdulwahid, K. Wu, “HYBRID2- A HYBRID SYSTEM SIMULATION MODEL, THEORY MANUAL”, Renewable Energy Research Laboratory, Department of Mechanical Engineering, UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS, 2006

[48] Mathias Hable, Peter Schegner, Gert Winkler, Dresden University of Technology, and Christine Schwaegerl, Siemens AG, “An integral energy management for decentralized power systems”

[49] Jonas Enerback, Oscar Nalin Nilsson, “Modelling and Simulation of Smart Grids using Dymola/Modelica”, Division of Industrial Electrical Engineering and Automation Faculty of Engineering, Lund University

- [50] Francisco M. Gonzales-Longatt, "Circuit Based Battery Models, A Review", II CIBELEC 2006
- [51] H. L. Chan and D. Sutanto, "A new battery model for use with battery energy storage systems and electric vehicles power systems", in IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, January 2000, vol. 1, pp. 470-475
- [52] Jean Paul Cun, Jean No Fiorina, Michael Fraisse, Henri Mabouxx, "The Experience of a UPS Company in Advanced Battery Monitoring", MGE UPS Systems, Grenoble, France, [Online]. Available: <http://www-merlin-gerin.eunet.fr/news/techpap/tp02us.ht>
- [53] Robyn A. Jackey "A Simple, Effective Lead-Acid Battery Modeling Process for Electrical System Component Selection", The MathWorks, Inc., 2007
- [54] Olivier Tremblay, Member IEEE, Louis-A. Dessaint, Senior Member IEEE, and Abdel-Ilah Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles", Electrical Engineering Department, Ecole de Technologie Superieure, IEEE, 2007
- [55] Takae Shimada , Kosuke Kurokawa, "High Precision Simulation Model of Battery Characteristics", Kosuke Kurokawa Lab., Tokyo University of Agriculture and Technology, RENEWABLE ENERGY 2006 Proceedings
- [56] Caruana Cedric, Sattar Adnan, Al-Durra Ahmed and Muyeen S.M, "Modeling and Analysis of Battery Performance for Renewable Energy Application", Power Electronics and Applications (EPE), 2013 15th European Conference on
- [57] J. F. Manwell and J. G. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems", Solar Energy, Vol. 50, pp. 399-405, 1993.
- [58] Han-I Su, Abbas El Gamal, Department Of Electrical Engineering, Stanford University, "Modelling and Analysis of the Role of Fast_response Energy Storage in the Smart Grid", Forty-Ninth Annual Allerton Conference Allerton House, UIUC, Illinois, 2011
- [59] Yann Rieffonneau, Seddik Bacha, Franck Barruel, and Stephane Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol.2, No. 3, 2011

- [60] A. Delaille, “Development of New State-of-Charge and State-of-Health Criteria for Batteries Used in Photovoltaic Systems”, University Pierre et Marie Curie, Ph.D Report (French), 2006
- [61] E. Lemaire-Potteau, F. Mattera, A. Delaille, and P. Malbranche, “Assessment of storage ageing in different types of PV systems technical and economical aspects”, in Proc. 24th EU Photovoltaic Solar Energy Conf., Valencia, Spain, 2008
- [62] I. Baniasad Askarl, M. Amerl, “Optimal sizing of a photovoltaic-battery power system in a remote region in Kerman, Iran”, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 2009
- [63] Hongxing Yang, Lin Lu, Wei Zhou, “A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system”, Solar Energy 89, pp 76-84, 2007
- [64] Jong Hwan Lim, Department of Mechatronics , Jeju national University, Jejusi, Korea, “Optimal Combination and Sizing of a New and Renewable Hybrid Generation System”, International Journal of Future Generation Communication and Networking, vol. 5, No. 2, 2012
- [65] Douglas C. Montgomery, George C. Runger, Norma Faris Hubele, “Engineering Statistics”, 3rd edition, John Wiley & Sons, Inc., 2004
- [66] George E. P. Box, Gwilym M. Jenkins, Gregory C. Reinsel, “Time Series Analysis: Forecasting and Control”, 4th edition, John Wiley & Sons, Inc, Hoboken, New Jersey, 2008
- [67] ELIA group, Belgian transmission system operator, <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/wind-power>