



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA  
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA  
TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**Evoluzione della generazione distribuita in Veneto da  
fonti rinnovabili**

Relatore: *Roberto Turri*  
*Dipartimento di Ingegneria Elettrica*

Correlatore: *Stefano Danesi*  
*Enel Distribuzione S.p.a.*

Laureando: *Andreato Enrico*

ANNO ACCADEMICO 2012-13



*Ai miei genitori,  
per esser stati un costante sostegno  
durante questo  
lungo e intenso percorso.*



## Indice

Sommario	Pag. 3
1. Introduzione	Pag. 3
2. L'energia rinnovabile in Italia	Pag. 5
2.1. Situazione attuale e sviluppi futuri	Pag. 5
3. La regolazione della connessione degli impianti FER alla rete	Pag. 13
3.1. Evoluzione normativa	Pag. 14
3.2. Testo integrato delle connessioni attive (TICA)	Pag. 18
3.2.1. Condizioni procedurali generali	Pag. 18
3.2.2. Realizzazione delle connessioni in bassa e media tensione	Pag. 23
3.2.2.1. Modalità procedurali	Pag. 23
3.2.2.2. Condizioni economiche	Pag. 35
3.2.2.3. Connessione di un lotto di impianti di produzione	Pag. 37
3.2.2.4. Realizzazione in proprio della connessione	Pag. 38
3.2.3. Realizzazione delle connessioni in alta e altissima tensione	Pag. 39
3.2.3.1. Modalità procedurali	Pag. 39
3.2.3.2. Condizioni economiche	Pag. 41
3.2.3.3. Realizzazione in proprio della connessione	Pag. 42
3.2.4. Regolamentazioni tecniche	Pag. 42
3.2.5. Allegato A. 70	Pag. 43
3.2.5.1. Campo di funzionamento degli impianti di produzione	Pag. 43
3.2.5.2. Trasmissione dei dati necessari ai fini del controllo del SEN	Pag. 44
3.2.5.3. Regolazioni	Pag. 44
3.2.6. Allegato A. 72	Pag. 47
3.3. Forme di valorizzazione dell'energia elettrica	Pag. 48
3.4. Sistemi di incentivazione	Pag. 50
3.4.1. Novità introdotte dal Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012	Pag. 53
3.4.2. Evoluzione del Conto Energia	Pag. 54
3.4.2.2. Quinto conto energia	Pag. 55
4. La rete di distribuzione in Veneto	Pag. 65
4.1. Evoluzione della rete di distribuzione	Pag. 68
5. Impianti di produzione installati nella rete BT e MT	Pag. 73

5.1. Analisi per provincia	Pag. 73
5.1.1. Rete di Distribuzione in Bassa Tensione	Pag. 73
5.1.2. Rete di Distribuzione in Media Tensione	Pag. 76
5.1.3. La provincia di Treviso	Pag. 80
6. Impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione	Pag. 81
6.1. Problematiche autorizzative	Pag. 81
6.2. Problematiche tecniche	Pag. 84
6.2.1. Inversione del flusso	Pag. 84
6.2.2. Protezioni di interfaccia	Pag. 86
6.2.2.1. Impianti di produzione connessi alla rete MT	Pag. 87
6.2.2.2. Impianti di produzione connessi alla rete BT	Pag. 90
6.2.3. Fenomeno dell'isola indesiderata	Pag. 92
6.2.3.1. Generalità	Pag. 92
6.2.3.2. Come può verificarsi un'isola indesiderata	Pag. 92
6.2.3.3. Problematiche relative all'isola indesiderata	Pag. 99
6.2.3.4. Protezioni anti-islanding	Pag. 100
6.2.3.4.1. Metodi passivi	Pag. 101
6.2.3.4.2. Metodi attivi	Pag. 104
6.2.3.4.3. Metodi basati sui sistemi di comunicazione	Pag. 107
7. Conclusioni	Pag. 109
Bibliografia	Pag. 111

## Lista dei simboli

FER = Fonte Energetica Rinnovabile  
CIL = Consumo Interno Lordo  
TICA = Testo Integrato delle Connessioni Attive  
POD = Point Of Delivery  
STMG = Soluzione Tecnica Minima Generale  
STMD = Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio  
MCC = Modalità e Condizioni Contrattuali  
SEN = Sistema Elettrico Nazionale  
LVRFT = Low Voltage Fault Ride Through  
IAFR = Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili  
DTR = Distribuzione Territoriale della Rete  
CP = Cabina Primaria  
CS = Cabina Secondaria  
RTN = Rete di Trasmissione Nazionale  
SPI = Sistema di Protezione d'Interfaccia  
DDI = Dispositivo Di Interfaccia  
NDZ = Non Detective Zone  
AVR = Automatic Voltage Regulator  
PCC = Point of Common Coupling

## Sommario

È ormai evidente come la necessità di rispettare gli obiettivi energetici determinati a livello europeo abbia portato, negli ultimi anni, a uno sviluppo notevole della Generazione Distribuita (GD). Per tale motivo in questo studio, attraverso un'analisi prima nazionale e poi regionale, sono descritte le direttive che vanno a regolare il fenomeno della generazione distribuita evidenziando al contempo il rapporto che interviene tra i Produttori di energia e le Società di Distribuzione. In particolar modo, grazie alla collaborazione con Enel Distribuzione S.p.A., sono stati analizzati i dati riguardanti la produzione di energia sulla rete di distribuzione in Veneto ed evidenziati i cambiamenti principali che hanno interessato il Sistema Elettrico di Distribuzione.

## 1. Introduzione

Uno dei più grandi cambiamenti avvenuti al sistema elettrico di distribuzione è stato l'espansione della generazione distribuita; fenomeno completamente nuovo, nato come risposta per diversificare l'efficienza dei processi energetici, incrementare l'uso delle energie rinnovabili e ridurre le emissioni di gas dannosi al clima. Con il termine Generazione Distribuita (GD), d'ora in poi, si definisce l'insieme di impianti con potenza nominale inferiore a 10 MW connessi alla rete di distribuzione, sia in media tensione MT sia in bassa tensione BT, caratterizzati da una natura non prevedibile, e con una dislocazione spaziale e temporale delle immissioni di potenza sulla rete elettrica non prestabilita.

Per descrivere al meglio tale fenomeno in questo studio, dopo aver fornito una panoramica nazionale sull'evoluzione della produzione di energia da fonti rinnovabili, ci si è concentrati sui fenomeni regolatori e tecnici che hanno interessato tale sistema di produzione. Nella prima parte dell'elaborato si sono affrontate le direttive emanate dall'Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas, che vanno a regolare il fenomeno della Generazione Distribuita, considerando i sistemi di incentivazione che hanno interessato le diverse fonti d'energia con particolare riferimento al sistema d'incentivazione denominato "Conto Energia", rivolto alla produzione di energia elettrica da parte degli impianti solari fotovoltaici.

Nella parte centrale dello studio si è passati alla descrizione della Rete di Distribuzione in Veneto, evidenziando la sua evoluzione e riportando i dati relativi alla Numerosità e Potenza degli impianti da fonte rinnovabile installati a oggi. Nella parte conclusiva della tesi si sono analizzate le problematiche tecniche principali che stanno interessando le reti di Distribuzione, facendo riferimento in particolar modo all'inversione del flusso di energia e al rischio di formazione dell'isola indesiderata.

## 2. L'energia rinnovabile in Italia

Il ruolo delle fonti rinnovabili in Italia, storicamente legato al comparto idroelettrico, è in fase di profondo cambiamento. A seguito del processo di liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica, e dell'adozione di incentivi economici dedicati alla promozione dell'energia sostenibile, negli ultimi anni si sono affermate nuove forme di produzione di energia da fonte rinnovabile, con particolare riferimento al solare, all'eolico e alle bioenergie. La prima fase di tale sviluppo è ormai in via di conclusione e presenta un bilancio positivo di grande diffusione, di numerosi impianti di piccola e media taglia distribuiti lungo tutta la penisola italiana. Successivamente, attraverso il recepimento della direttiva europea 2009/28/CE, si è aperta invece una seconda fase che trova nell'anno 2020 il proprio orizzonte temporale e nel raggiungimento del 17 % di consumo di energia da fonte rinnovabile il proprio obiettivo vincolante (quota relativa all'Italia per raggiungere a livello europeo, una quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili pari almeno al 20 % sul consumo finale lordo di energia della Comunità Europea, entro il 2020). E' in questa prospettiva che s'inserisce, qui di seguito, la descrizione e l'analisi sintetica della situazione attuale italiana, relativa alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

### 2.1. Situazione attuale e sviluppi futuri

Il settore dell'energia elettrica da fonte rinnovabile, in Italia sta vivendo un notevole fermento ormai da diversi anni. Per descrivere il fenomeno da un punto di vista quantitativo risulta necessario definire innanzitutto cosa s'intende per fonti rinnovabili: tale definizione viene fornita dall'art. 2 del D. Lgs 387/03 il quale indica come rinnovabili le fonti energetiche non fossili quali eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

I dati ufficiali e definitivi più recenti relativi al mondo dell'energia elettrica rinnovabile, indicati nella tabella 2.1 e aggiornati al 2011, vengono forniti dal *Gestore dei Servizi Energetici (GSE)*, il quale rappresenta a oggi uno degli operatori nazionali di riferimento per energia intermediata, occupandosi di tutte quelle attività finalizzate allo sviluppo di una produzione di energia elettrica sostenibile, come l'incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, la promozione dell'efficienza energetica e la diffusione dell'informazione rivolta a tutti gli operatori del settore e ai cittadini per promuovere la cultura dell'uso dell'energia sostenibile.

I dati riportati nella tabella sottostante registrano a fine 2011 un numero di impianti in servizio pari a 335.151, numero più che raddoppiato rispetto al 2010 grazie alla notevole crescita del solare fotovoltaico. Proprio il numero di impianti fotovoltaici influenza la distribuzione regionale delle installazioni: il 98 % circa degli impianti è a energia solare. Come si può osservare, la regione settentrionale con il maggior numero di impianti è la Lombardia (14,7 %) seguita dal Veneto (13,6%), mentre al sud primeggia la Puglia con il 6,9 %.

Riguardo alla potenza installata, pari a 41.399 MW, l'incremento rispetto al 2010 è stato del 26,8%, dovuto anche in questo caso all'aumento sostanziale dell'energia proveniente dalla fonte solare, con circa 9.304 MW nuovi impianti. Si può osservare che a fine 2011 (ma a oggi non si rilevano sostanziali cambiamenti) la Lombardia con

il 16,9% è la regione con la percentuale più alta, la Toscana, grazie soprattutto al geotermico, rimane la regione con maggior potenza installata nel centro Italia mentre, nel sud Italia, un forte incremento percentuale è dato dalle regioni Puglia e Sicilia, grazie soprattutto alla quantità di potenza fotovoltaica entrata in esercizio nel 2011.

La produzione rinnovabile italiana è aumentata di circa 6 TWh rispetto al 2010, con una distribuzione percentuale regionale simile a quella dell'anno precedente, l'unica eccezione è data dalla regione Puglia che da un 5% del 2010 è passata al 7% nel 2011.

Le regioni del nord Italia contribuiscono con il 58% alla produzione di energia rinnovabile, quelle del centro con il 15% e con il 27% le regioni meridionali e insulari.

La fonte che ha registrato l'incremento percentuale maggiore in termini di potenza installata tra il 2010 e il 2011 è stata nettamente il solare (da 3.469,9 MW a 12.773,4 MW con un aumento percentuale del 368,1 %) ed è proprio per questo motivo che nell'analisi dello studio ci si concentrerà in particolar modo sull'evoluzione degli impianti fotovoltaici e dell'influenza che essi hanno avuto sulla Generazione Distribuita, che in Veneto, per l'appunto, rappresentano circa il 95 % della totalità di impianti.

È inoltre importante far notare che, pur essendo gli impianti fotovoltaici concentrati per il 46 % nelle regioni settentrionali, la regione con la potenza installata più elevata e con la maggior produzione è rappresentata in percentuale dalla Puglia (rispettivamente il 17,1 % della totale potenza nazionale installata e il 19,4 % della produzione nazionale). Questo è dovuto all'introduzione nel 2008 di due leggi regionali volte ad agevolare la realizzazione di impianti di taglia "media": c'è la legge regionale n° 31 del 2008 che ha permesso un'autorizzazione semplificata agli impianti fotovoltaici al di sotto di 1 MW, e la legge regionale 25 del 2008 sulla autorizzazione delle linee MT, che rende più semplice autorizzare gli impianti di connessione. [1]

Tab.2.1 - Numerosità, potenza e produzione degli impianti da fonte rinnovabile in Italia nel 2011.

Regione	Idraulica			Eolica			Solare			Geotermica			Bioenergie			Totale		
	n°	MW	GWh	n°	MW	GWh	n°	MW	GWh	n°	MW	GWh	n°	MW	GWh	n°	MW	GWh
Piemonte	615	2.571,6	6.575,4	7	14,4	21,7	24.095	1.070,5	830,3	-	-	-	129	175,4	807,3	24.846	3.831,9	8.234,8
Valle d'Aosta	87	899,5	2.743,4	1	0	0	1.118	13,9	11,1	-	-	-	2	0,9	6,1	1.208	914,3	2.760,7
Lombardia	418	5.015,9	11.048	3	0	0	48.692	1.321,6	995,3	-	-	-	319	655,4	2319,5	49.432	6.992,9	14.363
Trentino Alto Adige	602	3.183,9	9.773,4	8	3,1	0,4	14.968	299,8	277,8	-	-	-	111	70,6	153,9	15.689	3.557,4	10.205
Veneto	270	1.113,8	4.227,7	9	1,4	1,5	44.997	1.157,4	913	-	-	-	149	209,7	703,1	45.425	2.482,3	5.845,3
Friuli Venezia Giulia	171	494,8	1.832	2	0	0	17.291	295,8	246,1	-	-	-	29	76,3	240,4	17.493	866,9	2.318
Liguria	57	84,3	190,9	23	23,1	46,4	3.212	53,6	43,7	-	-	-	10	19,6	125	3.302	180,6	405,9
Emilia Romagna	105	307,7	872,7	29	18,1	19,8	31.010	1.267	1.092	-	-	-	154	477,5	1542,8	31.298	2.070	3.527
Toscana	125	343,1	576,2	48	45,6	72,7	17.479	468,5	423,6	33	772	5.654	58	134,2	375,9	17.743	1.763	7.102
Umbria	35	511,3	1.574	4	1,5	2,4	8.007	318,6	286,1	-	-	-	21	35,5	49,9	8.067	866,9	1.912
Marche	129	238,5	445,8	17	0,7	0,3	12.048	786,6	658,4	-	-	-	33	24	102,5	12.227	1.049	1.206
Lazio	73	401,3	949,8	12	51	22,4	17.954	861,3	806,9	-	-	-	41	160,2	546,4	18.080	1.473,8	2.325,6
Abruzzo	57	1.002,4	1.839,9	27	220,4	297,4	7.746	451,5	329	-	-	-	14	10,3	41,7	7.844	1.684,7	2.507,9
Molise	27	86,2	221,6	26	367,2	617,1	1.605	117	84,2	-	-	-	5	42,2	161,7	1.663	612,6	1.084
Campania	36	346,4	583,1	114	1.067,1	1.344,3	10.071	376	302,1	-	-	-	26	210,3	829,2	10.247	1.999,8	3.058,8
Puglia	4	1,6	5,6	257	1.393,5	2.255,8	22.926	2.186,2	2.095,7	-	-	-	32	228,6	1414,1	23.219	3.809,9	5.771,1
Basilicata	10	132,2	340,9	54	301,9	455,1	3.716	221,9	189,6	-	-	-	6	32,7	113,7	3.786	688,7	1.0990
Calabria	45	738,1	1.469,8	45	783,9	1.281,4	8.770	237,2	196,1	-	-	-	22	130,6	549	8.882	1.889,8	3.496,4
Sicilia	17	151,3	98,1	82	1.680,9	2.369,9	19.862	865,7	670,4	-	-	-	34	53,9	109,9	19.995	2.751,8	3.248,3
Sardegna	19	468,3	452,9	39	962,2	1.047,8	14.629	403,2	344,1	-	-	-	18	77,6	640	14.705	1.911,2	2.484,9
<b>ITALIA</b>	<b>2.902</b>	<b>18.092,3</b>	<b>45.822,7</b>	<b>807</b>	<b>6.936,1</b>	<b>9.856,4</b>	<b>330.196</b>	<b>12.773,4</b>	<b>10.795,7</b>	<b>33</b>	<b>772</b>	<b>5.654,3</b>	<b>1.213</b>	<b>2.825,30</b>	<b>10.832,4</b>	<b>335.151</b>	<b>41.399,2</b>	<b>82.961,5</b>

## Evoluzione della potenza rinnovabile in Italia dal 2000 al 2011



Fig. 2.1 - Evoluzione della potenza rinnovabile in Italia. [1]

Dal grafico sopra rappresentato (Figura 2.1) si evidenzia chiaramente l'evoluzione che hanno avuto le fonti rinnovabili, in termini di potenza, nel nostro territorio nazionale. Più precisamente nel periodo compreso tra il 2000 e il 2011 la potenza efficiente lorda installata in Italia si è più che raddoppiata passando da 18.335 MW a 41.399 MW.

Viene evidenziata inoltre la potenza addizionale rappresentata dai nuovi impianti, entrati in esercizio nell'anno di riferimento. Si osserva in particolar modo come nel 2011 la potenza addizionale installata sia pari a 11.115 MW, ovvero tre volte quella installata nel 2010.

Tra il 2000 e il 2011 il tasso di crescita medio annuo della potenza complessiva è stato pari al 5%, raggiungendo per la nuova potenza installata nel 2011 un valore del 35%. Incrociando i dati forniti dalla tabella 2.1 con quelli rappresentati nella figura 2.1, risulta evidente come il parco nazionale sia caratterizzato soprattutto dagli impianti che sfruttano la fonte idraulica, la cui potenza installata è rimasta negli ultimi anni pressoché costante (+0,8% medio annuo). Quello che però è cambiato è la percentuale con cui essi contribuiscono alla totale potenza installata a livello nazionale: mentre nel 2000 la potenza degli impianti idroelettrici rappresentava circa il 91% di quella nazionale, a oggi ne rappresenta solamente il 44%, essendo cresciuto in maniera considerevole, grazie l'avvento dei sistemi di incentivazione, lo sfruttamento di nuove fonti rinnovabili come la solare-fotovoltaica, l'eolica e le bioenergie.

## Evoluzione della produzione rinnovabile in Italia

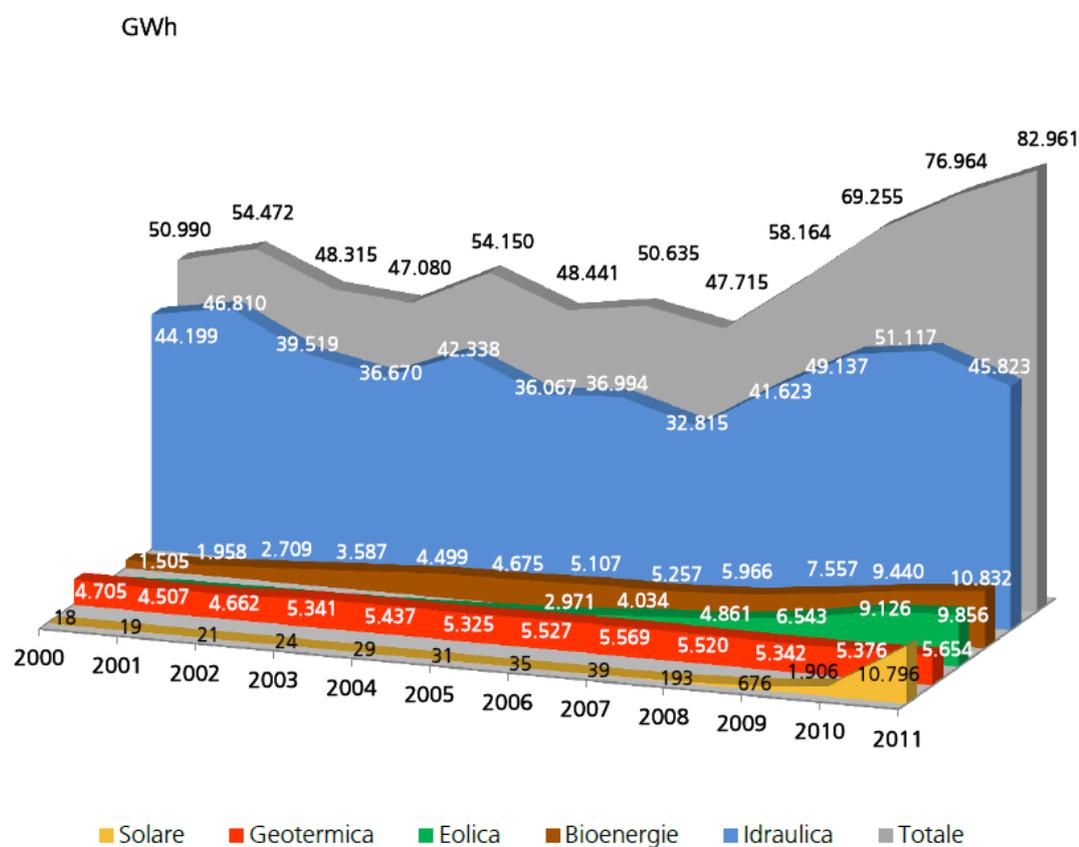


Fig.2.2 - Evoluzione della produzione rinnovabile in Italia. [1]

Osservando l'andamento della produzione risulta evidente come dal 2008 in poi, si sia assistito a un'evoluzione incredibile della produzione da fonti rinnovabili, tanto da raggiungere nel 2011 un valore pari a 82.961 GWh, mai il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) era stato così rilevante.

Il 2011 ha rappresentato inoltre un anno di svolta, fino ad allora infatti la variabilità e l'entità della produzione rinnovabile nazionale, erano influenzate principalmente dalla fonte idraulica, oggi invece le "nuove rinnovabili" (solare, eolico e bioenergie) ricoprono, nel loro complesso, un ruolo di uguale importanza come viene evidenziato dalla figura 2.2. Rispetto al 2010 la produzione idraulica, diminuita del 10% a causa delle sfavorevoli condizioni climatiche, è stata più che compensata, come si può notare, dall'incremento della produzione fotovoltaica, eolica e degli impianti alimentati da bioenergie.

Si osservi inoltre come dal 2000, quando erano presenti pochi impianti solari per la maggior parte incentivati tramite il programma "Tetti Fotovoltaici", la produzione sia cresciuta fino a 10.796 GWh, pari a un aumento del 79% medio annuo.

Per quanto riguarda la produzione da bioenergie si osserva come nel 2011 abbia raggiunto un valore pari a 10.832 GWh, con un aumento del 15% rispetto al 2010 e con un tasso di crescita medio annuo calcolato dal 2000 pari al 20%. La produzione

eolica ha raggiunto i 9.856 GWh, con un aumento dell'8% rispetto all'anno precedente e ben il +30% come crescita media annua tra il 2000 e il 2011. Per quanto riguarda la fonte geotermica invece essa continua a garantire una produzione piuttosto stabile nel corso degli anni.

## Evoluzione della produzione lorda totale in Italia

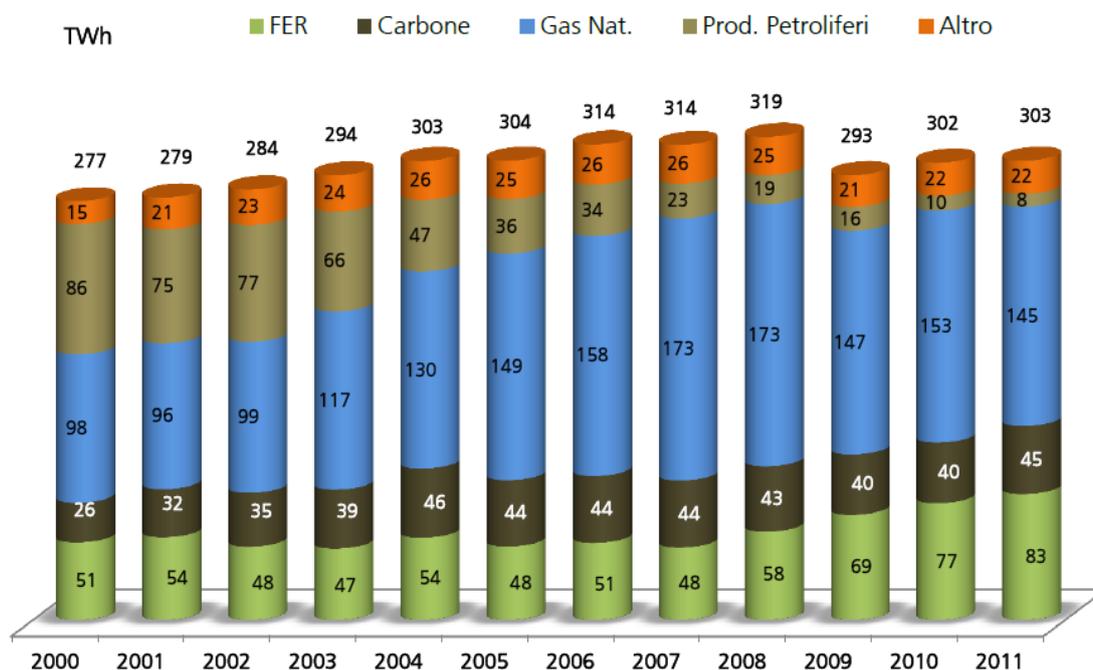


Fig. 2.3 - Evoluzione della produzione lorda totale in Italia. [1]

Nel 2011 in Italia la produzione lorda totale di elettricità è stata pari a 303 TWh, poco più alta di quella generata durante il 2010.

Come si può osservare dalla figura 2.3 la produzione lorda è stata storicamente caratterizzata da un trend in crescita, spinta dalla necessità di soddisfare i consumi nazionali.

Negli ultimi anni però la crisi economica ha provocato una brusca frenata nei consumi, e quindi nella produzione lorda, in particolare tra il 2008 e il 2009. La crescita degli ultimi due anni è stata infatti minima e non sufficiente a riportare il valore della produzione nazionale ai livelli pre-crisi.

Nel 2011 il 48% della produzione nazionale deriva dal gas naturale; si rileva un aumento delle rinnovabili e del carbone e una diminuzione dell'utilizzo dei prodotti petroliferi (soprattutto olio combustibile).

## Quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo al 2020 in Italia

I prossimi anni vedranno un ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili in ragione degli impegni che il governo italiano ha sottoscritto a livello europeo. La direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili impone infatti agli Stati Europei degli obiettivi da raggiungere entro il 2020.

Tab. 2.2 - Evoluzione della quota di energia rinnovabile. [1]

Anno	Produzione Rinnovabile (TWh)		CIL (TWh)	Quota percentuale (%)	
	Effettiva	Normalizzata		Eff/CIL	Norm/CIL
2005	48,4	56,4	346,0	14,0	16,3
2006	50,6	56,2	352,7	14,4	15,9
2007	47,7	56,6	354,5	13,5	16,0
2008	58,2	58,8	353,6	16,5	16,6
2009	69,3	62,7	333,3	20,8	18,8
2010	77,0	68,9	342,9	22,4	20,1
2011	83,0	81,6	346,4	24,0	23,5

Per tale motivo l'Italia, come è già stato accennato, dovrà coprire al 2020 con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali. Quest'obiettivo è stato a sua volta opportunamente ripartito nel Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili tra i tre settori: Elettrico, Termico e dei Trasporti. Per il settore elettrico l'obiettivo specifico è rappresentato dal rapporto tra la produzione normalizzata (pari al consumo finale lordo<sup>1</sup> da FER) e il consumo finale lordo di energia da tutte le altre fonti energetiche (pari al CIL<sup>2</sup> indicato nella tabella 2.2) ed è pari al 26,4% (per il settore Termico è il 17,1 % e per i Trasporti il 6,4%). La produzione normalizzata per raggiungere gli obiettivi prefissati dovrebbe così raggiungere un valore di circa 99 TWh nel 2020, ossia il 21% in più rispetto agli 82 TWh prodotti nel 2011.

<sup>1</sup> Come definito dal Decreto Legislativo 28/2011 esso indica i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione.

<sup>2</sup> Indica il Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL) è pari alla produzione lorda di energia elettrica al netto della produzione da pompaggi, più il saldo scambi con l'estero (o tra le Regioni). Il CIL equivale al Consumo Finale Lordo di energia elettrica introdotto dalla Direttiva Europea 28/2009/CE.

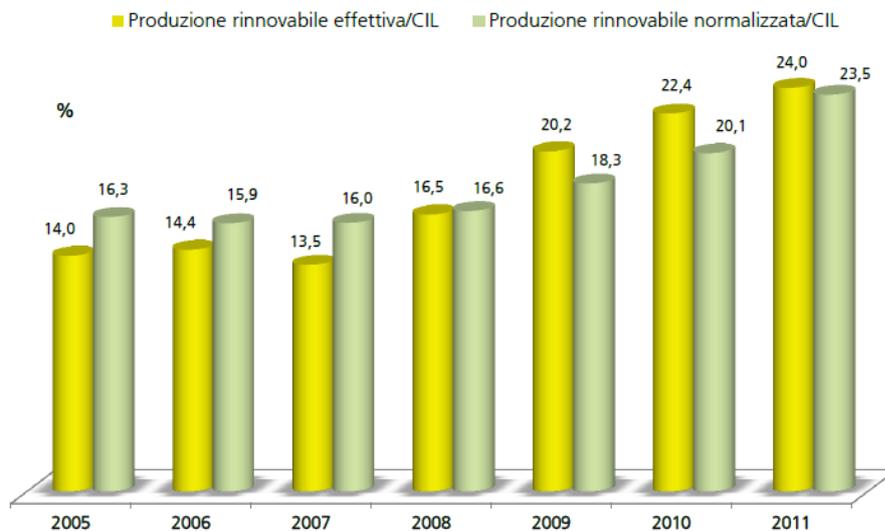


Fig. 2.4 - Evoluzione della produzione da FER rispetto al CIL. [1]

Come si può osservare dalla figura 2.4 nel confronto con il 2005 (anno di riferimento della direttiva), l'incidenza sul CIL della produzione rinnovabile effettiva è aumentata dal 14% al 24% mentre per quanto riguarda la produzione rinnovabile normalizzata dal 16,3% al 23,5%.

### Monitoraggio degli obiettivi comunitari per il settore elettricità

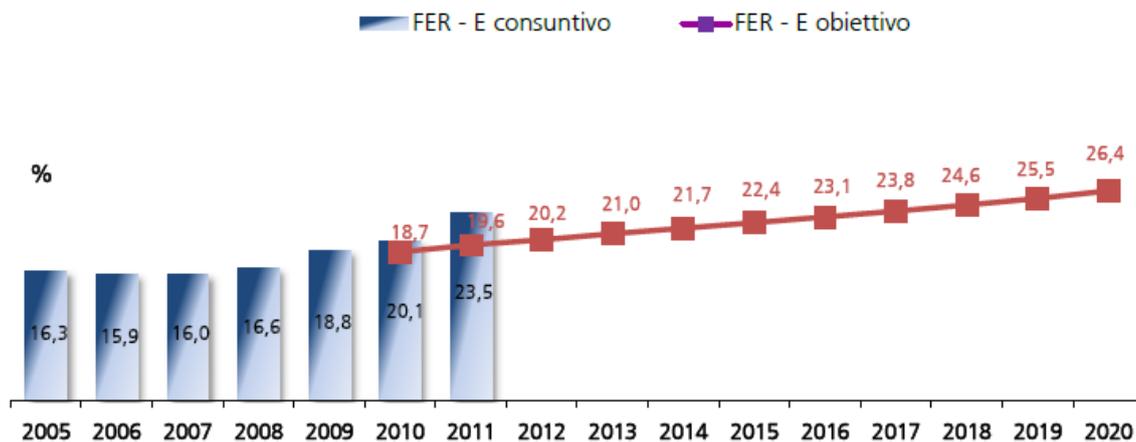


Fig. 2.5 - Evoluzione della quota di energia rinnovabile. [1]

Come è stato accennato precedentemente, per il solo settore elettricità, il target da raggiungere al 2020, FER-E obiettivo, è pari al 26,4%.

Nel 2011 l'Italia ha raggiunto, come si osserva dalla figura 2.5, una quota rinnovabile pari al 23,5%, maggiore di quella ipotizzata per lo stesso anno nel PAN e pari al 19,6%. La differenza è da imputarsi alla forte crescita della produzione da fonti rinnovabili in concorso con la contrazione dei consumi finali lordi.

Tab. 2.3 - Produzione normalizzata da FER. [1]

Anno 2011 GWh	Consumo Finale Lordo da FER		%
	Consuntivo	Obiettivo	
Idraulica normalizzata	44.012	42.127	4,5
Eolica normalizzata	10.266	9.358	9,7
Solare	10.796	3.327	224,5
Geotermica	5.654	5.744	-1,6
Bioenergie	10.832	9.658	12,2
CFL FER E	81.561	70.214	16,2

A meno della fonte geotermica, tutte le altre hanno avuto una produzione maggiore di quella obiettivo, come indicato nella tabella 2.3. Un ruolo da protagonista è quello giocato dalla fonte solare, che ha avuto un aumento rispetto alla funzione obiettivo del 224,5 %. Per tale motivo, tenuto conto della forte crescita che hanno avuto le nuove rinnovabili (eolico, bioenergie e soprattutto fotovoltaico) negli ultimi anni, l'obiettivo delle FER elettriche al 2020 verrà molto probabilmente rivisto.

### 3. La regolamentazione della connessione degli impianti FER alla rete

La regolamentazione della connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica costituisce un passaggio basilare nel percorso dell'integrazione in rete della produzione da fonti rinnovabili. Essa nasce in anni recenti, sulla spinta della liberalizzazione del settore elettrico e, in particolare, con la liberalizzazione dell'attività della produzione di energia elettrica, costituendo una disciplina di carattere essenziale per lo sviluppo dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, ai fini della produzione di elettricità. La regolamentazione in oggetto, è definita dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEGG) in forza dei poteri attribuiti alla medesima dalla legge n. 481/95 e sulla base dei principi contenuti, tra l'altro, nei decreti legislativi n. 79/99, n. 387/03, nonché nella legge n. 244/07. La regolamentazione specifica, per l'erogazione del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi, degli impianti di produzione di energia elettrica ha subito una evoluzione che, a partire dal 2002, con la deliberazione dell'Autorità n. 50/02 (primo atto organico di riordino della regolamentazione del servizio per la connessione alla rete nel nuovo contesto liberalizzato), è sfociata nel 2008 nell'adozione del Testo Integrato delle Connessioni Attive, il cosiddetto TICA (attraverso la deliberazione dell'Autorità ARG/elt 99/08, a sua volta modificata e integrata da opportune deliberazioni che andremo ad analizzare successivamente) che costituisce, a oggi, la norma di riferimento per la connessione degli impianti FER alla rete.

### 3.1. Evoluzione normativa

- **La Delibera AEEG 50/02**

La delibera, emanata il 26 Marzo 2002, individua una prima classificazione del fenomeno di connessione di produttori alla rete, con una definizione generale del processo, riguardante gli aspetti autorizzativi ed economici della richiesta di connessione.

La sua attuazione è limitata ai soli impianti medio-grandi, collegabili quindi in media, alta e altissima tensione. La principale limitazione è la mancanza di un quadro generale relativo alle tempistiche autorizzative e tecniche, e l'assenza di riferimenti di costo.

- **La Delibera AEEG 281/05**

Con tale delibera si va a regolare la connessione alle reti elettriche a tensione nominale superiore a 1 kV. In essa viene definito in maniera più puntuale il processo di connessione e viene data la possibilità al produttore, di realizzare in proprio l'impianto per la connessione, nelle sole parti che non implicino interventi sulla rete elettrica esistente.

Il gestore di rete può consentire al richiedente di realizzare anche gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico. Attraverso tale delibera vengono introdotti degli standard di documentazione, opportunamente pubblicati dai gestori di rete, che danno origine a delle regole tecniche che vanno a definire delle procedure standard di connessione. Si definiscono delle tempistiche autorizzative e procedurali da rispettare da parte dei gestori di rete attraverso l'impiego di una prima forma di indennizzi.

Tra i limiti principali di tale delibera s'identifica l'applicazione, anche in questo caso come nella precedente, a impianti medio-grandi, relativa quindi alla media, alta e altissima tensione. I costi e i tempi di connessione sono definiti dai gestori e dipendenti dalla soluzione tecnica minima per la connessione, che il gestore deve adottare.

Manca inoltre la presenza di qualsiasi strumento di pianificazione, cosa che costringe il gestore di rete a trattare ogni connessione in maniera indipendente l'una dall'altra, senza poter definire un quadro organico generale dello sviluppo della rete di distribuzione.

- **La Delibera AEEG 89/07**

Questa delibera, relativa alla connessione a reti elettriche a tensione nominale minore o uguale a 1 kV, rappresenta la diffusione di massa degli impianti di auto-produzione, in quanto vengono normate le connessioni in bassa tensione. Da inoltre inizio al concetto di "auto-produttore", ovvero produttore e consumatore di energia. Vengono introdotti i corrispettivi a forfait, per gli impianti in bassa tensione: il produttore paga un costo di connessione proporzionale alla potenza impegnata e non più relativo all'intero impianto di rete. Come nella delibera precedente vengono introdotte, anche per le connessioni in bassa tensione, delle tempistiche da rispettare da parte del gestore con relativi indennizzi da erogare al produttore in caso di fuori standard.

In questa delibera è presente un forte disallineamento con la regolazione al di sopra di 1 kV, per la quale si ricade nella delibera 281/05, pertanto con un iter di connessione totalmente diverso anche nei costi.

Un importante problema si presenta anche nella regolazione delle utenze passive, in quanto essendo tale delibera emanata per la regolazione di sole utenze destinate alla produzione di energia, nel momento in cui una utenza vuole sia immettere sia prelevare energia, deve presentare due domande di connessione indipendenti tra di loro, con conseguenti problematiche procedurali da seguire sia da parte del produttore sia da parte del gestore di rete.

- **La Delibera ARG/ELT 99/08 (TICA)**

Con la deliberazione ARG/ELT 99/08 l'Autorità da origine al Testo Integrato per le Connessioni Attive (cosiddetto TICA), introducendo delle nuove modalità e condizioni per l'erogazione del servizio di connessione per gli impianti di produzione di energia elettrica a partire dal 1 Gennaio 2009.

Con tale delibera vengono di fatto abolite la 281/05 e l'89/07 per tutte le richieste di connessione presentate a partire dal 1 Gennaio 2009, mentre rimangono attive per le richieste presentate prima di tale data.

L'Autorità ha stabilito un nuovo quadro regolatorio, a favore della connessione alla rete della generazione distribuita da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di dare maggiore certezza ai criteri e alle procedure per l'erogazione del servizio di connessione. Le nuove regole hanno, tra i vari obiettivi, anche lo scopo di evitare che le soluzioni tecniche individuate dai distributori, nella configurazione dei collegamenti al fine di garantire uno sviluppo razionale del sistema di distribuzione, comportino un eccessivo onere in capo ai produttori. Nello specifico, per le connessioni alle reti in media e bassa tensione:

- sono state riorganizzate le procedure e le tempistiche per la connessione rendendo il processo più trasparente rispetto a prima, anche attraverso la definizione di regole più stringenti per i distributori;
- è stata rivista la modalità di determinazione del corrispettivo che si basa su una formula che tiene conto convenzionalmente della potenza in immissione e della distanza degli impianti dalla rete esistente;
- è stato stabilito un nuovo quadro di indennizzi automatici verso il produttore nel caso di ritardi da parte dei distributori.

Per le connessioni in alta e altissima tensione, oltre ad una razionalizzazione del corpo normativo, è stato mantenuto nella sostanza l'impianto normativo esistente già stabilito dalla deliberazione n. 281/05. La modifica di rilievo che vale la pena citare, è la determinazione del corrispettivo di connessione come precedentemente fissato dalla delibera n. 281/05 moltiplicato a sua volta per un rapporto tra la potenza attiva nominale dell'impianto e il valore della potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, in condizioni normali di funzionamento. [2]

- **La Delibera ARG/elt 125/10**

Publicata nell'agosto del 2010 la delibera 125/10 ha di fatto aggiornato e riorganizzato notevolmente il TICA precedentemente introdotto dalla 99/08.

Tale aggiornamento è stato necessario in quanto, tra le varie problematiche che stavano emergendo alla fine del 2009, si cominciò a verificare in alcune regioni che la potenza corredata ai preventivi accettati dei nuovi impianti di produzione superava di gran lunga la capacità installabile definita dai piani energetici regionali. Tale fenomeno trovava spiegazione nel fatto che all'accettazione del preventivo, non conseguiva una concreta realizzazione dell'impianto di produzione, ma una semplice prenotazione della capacità di rete.

Tale comportamento ha provocato, e continua tutt'oggi a provocare, una saturazione virtuale della capacità di rete che, pur essendo una saturazione sulla carta, rende problematico lo sviluppo di nuove iniziative.

Per questo motivo l'Autorità ha introdotto con questa delibera, all'accettazione del preventivo da parte del richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, una serie di misure anti-speculative per l'impegno della capacità di rete sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale, di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e un valore unitario differenziato in base al livello di tensione a cui doveva essere erogato il servizio di connessione.

In seguito a questa delibera sono stati introdotti anche i concetti di Area Critica (quell'area sottesa a una cabina primaria prossima alla saturazione), e di Open Season. Quest'ultima può essere attivata dai gestori di rete in presenza di aree critiche, e viene definita come una finestra temporale ( 3 mesi nel caso della media tensione e 6 mesi nel caso dell'alta tensione) durante la quale i gestori di rete raccolgono le richieste di connessione, per poi darne seguito al termine della finestra stessa. Tale strumento ha il fine di consentire l'analisi congiunta di più richieste di connessione e di pianificare in modo più adeguato e razionale il necessario sviluppo di rete. Tra le principali novità che sono state introdotte da questa delibera si ricordano qui di seguito i punti fondamentali.

- 1) Sono state definite le *procedure per il coordinamento tra gestori di rete* al fine di prevedere delle tempistiche certe. In particolare, il coordinamento tra gestori di rete è stato regolato nei casi in cui:
  - la connessione debba essere effettuata alla rete di un gestore di rete diverso da quello a cui è presentata la richiesta di connessione;
  - la connessione debba essere effettuata alla rete del gestore a cui è presentata la richiesta di connessione, ma siano necessari degli sviluppi del sistema che interessano la rete a monte, gestita da un diverso gestore;
  - a causa della presenza di vincoli tecnici alla connessione, sia necessario adeguare le infrastrutture rendendole idonee a una gestione attiva, oppure realizzare nuovi punti di connessione tra la rete di una impresa distributrice e la rete di un'altra impresa distributrice o di Terna, al fine di prevedere tempistiche certe e, al contempo, consentire forme di auto-coordinamento tra i gestori interessati che possano tenere conto delle peculiarità delle reti.

- 2) Nel caso di *realizzazione in proprio di un impianto di rete per la connessione*, è stato previsto che:
- il gestore di rete preveda la sottoscrizione di un contratto con il richiedente, in cui vengano regolate le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione, ivi incluse quelle associate a eventuali difetti strutturali che si dovessero presentare a seguito dell'acquisizione delle opere;
  - all'atto dell'accettazione del preventivo venga comunque versato l'anticipo del corrispettivo per la connessione al fine di evitare che la realizzazione in proprio dell'impianto venga scelta in modo strumentale;
  - il corrispettivo che rimane in capo ai richiedenti sia sempre pari a quello che avrebbero sostenuto nel caso in cui l'impianto di rete per la connessione fosse stato realizzato dal gestore di rete; ciò al fine di evitare che la realizzazione in proprio dell'impianto venga scelta in modo strumentale e tenuto conto del fatto che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi, che rispettano i requisiti di cui alla deliberazione n. 42/02 (gli unici per cui può essere scelta la realizzazione in proprio), i corrispettivi per la connessione, seppur convenzionali o riferiti a soluzioni standard, sono già correlati alla potenza in immissione richiesta;
  - qualora l'impianto di rete per la connessione sia asservito a più impianti di produzione, si attuino opportune forme di coordinamento tra i diversi richiedenti, al fine di indicare un referente che costituirà l'unica interfaccia del gestore di rete.
- 3) Sono stati introdotti *ulteriori aspetti innovativi di natura procedurale* prevedendo che:
- le richieste di connessione continuino a essere presentate all'impresa distributrice competente, per potenze in immissione richieste inferiori a 10.000 kW e continuino a essere presentate a Terna per potenze superiori o uguali a 10.000kW. Ciò anche al fine di promuovere la connessione di utenze attive, nel range di potenza tra 6.000 e 10.000 kW sulle reti di media tensione, qualora possibile e compatibile con le condizioni locali di rete, con vantaggi sia in termini di contenimento dei costi sistematici di connessione, sia in termini di efficienza del sistema complessivo;
  - Terna e le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti predispongano un portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione, è stato per questo introdotto un vero e proprio "pannello di controllo" unico, realizzato e gestito da Terna, nell'ambito del progetto di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica (GAUDÌ), atto a evidenziare la sequenza delle attività da svolgere e dove i vari soggetti coinvolti (Impresa Distributrice, GSE, richiedente la connessione/produttore, Terna), possano registrare i relativi esiti rendendo monitorabile e trasparente la situazione dell'accesso di un impianto di produzione alla rete;

- si utilizzi il codice POD (Point of Delivery) per identificare, ai soli fini del corredo dei dati tecnici rilevanti per l'applicazione del presente provvedimento, tutti i punti di connessione;
- i gestori di rete rendano disponibili i dati, seppur qualitativi, finalizzati a dare informazioni sul grado di saturazione delle proprie reti. [3]

Tal evoluzione ha dato al TICA quella struttura che a oggi risulta fondamentalmente inalterata e che le successive delibere hanno solamente aggiornato in parte minima. È proprio per questo motivo che successivamente andremo ad analizzare più nel dettaglio gli aggiornamenti introdotti da questa delibera, che riguardano sia gli aspetti autorizzativi che gli aspetti procedurali dell'iter di connessione alla rete degli impianti di produzione.

- **Le Delibere ARG/ELT 187/11, 226/2012/R/EEL e 328/2012/R/EEL**

Con le seguenti delibere non c'è stato di fatto un cambiamento sostanziale della struttura del TICA come modificato dalla delibera 125/10. Esse infatti hanno riguardato principalmente l'emanazione, e in alcuni casi l'immediata abrogazione con la delibera successiva, di alcune modifiche riguardanti la validità del preventivo, l'aspetto del versamento dei corrispettivi economici, le tempistiche autorizzative e procedurali da rispettare sia da parte del produttore che da parte del gestore di rete. Attraverso questa evoluzione si è arrivati, a oggi, alla delibera 328/2012/R/EEL pubblicata il 26 Luglio del 2012, la quale introduce alcune precisazioni, in materia di connessioni, al fine di rendere più rapido ed efficiente lo svolgersi dell'iter di connessione nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW. Definisce inoltre in maniera più puntuale le attività e le responsabilità in capo ai richiedenti la connessione e ai gestori di rete, limitando i casi di revisione della soluzione tecnica per la connessione.

## 3.2. Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA)

Andremo ora ad approfondire nel dettaglio le condizioni procedurali generali definite dal TICA, aggiornato e modificato al 31 Dicembre 2012, e infine le condizioni procedurali, economiche e tecniche sia per la connessione in Bassa e Media Tensione sia per la connessione in Alta e Altissima Tensione.

### 3.2.1. Condizioni procedurali generali

Nella parte introduttiva del TICA vengono definite:

- le Modalità e Condizioni Contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione (MCC);
- l'introduzione di strumenti finalizzati a migliorare la trasparenza delle connessioni, come l'adozione di un portale informatico e l'introduzione del concetto di aree critiche;

- le richieste di connessione con i diversi corrispettivi da versare a seconda della potenza richiesta in immissione.

### **Modalità e Condizioni Contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione**

In base a quanto definito dal TICA, i gestori di rete sono tenuti a pubblicare, sui propri siti *internet*, le MCC per l'erogazione del servizio di connessione; inoltre Terna e le imprese distributrici con più di 100.000 clienti sono tenute a trasmettere all'Autorità, le MCC per l'erogazione del servizio di connessione, dando evidenza di ogni modifica eventualmente apportata a seguito della prima pubblicazione.

Le MCC devono prevedere:

- le modalità per la presentazione della richiesta di connessione, inclusa quindi la specificazione della documentazione necessaria, come il pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. I gestori di rete elaborano inoltre un modello standard che tenga conto di quanto previsto dal TICA;
- le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete, con particolare riferimento alla presentazione del preventivo e, ove prevista, della Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD);
- i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
- le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del richiedente e per l'esercizio delle opzioni consentite dal TICA, in materia di gestione dell'iter autorizzativo e di realizzazione in proprio della connessione;
- le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete, per le azioni di propria competenza, realizzi gli impianti di rete per la connessione;
- le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato, per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento, atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale;
- per ciascuna delle soluzioni tecniche convenzionali, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, il valore convenzionale della potenza massima di esercizio in condizioni normali di funzionamento, intesa come la potenza massima dell'intera infrastruttura per la connessione, nelle normali condizioni di esercizio indipendentemente dal reale grado di utilizzo di tale infrastruttura per l'impianto di produzione;
- gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e per il loro esercizio e manutenzione;
- le modalità di pagamento del corrispettivo per la connessione. Il gestore di rete presenta diverse modalità di pagamento, tra loro alternative;

- le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativo, e dell'eventuale corrispettivo a copertura dei costi di predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito dell'iter autorizzativo;
- le modalità di modifica dei tempi di risposta del gestore di rete e dei tempi di realizzazione degli impianti di rete nei casi consentiti dal TICA;
- le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti, dando indicazioni in merito alle procedure per la realizzazione in proprio di tali impianti, sulla base di quanto indicato nel TICA;
- la specifica tecnica sulla misura, predisposta completando quella definita da Terna, sentito il GSE, per le parti di propria competenza, funzionale anche all'attività di validazione dell'impianto e delle sue UP ai fini della misura.

Le soluzioni tecniche convenzionali, prevedono l'individuazione delle parti degli impianti per la connessione che sono considerate impianti di utenza per la connessione<sup>3</sup> (nei limiti consentiti dal TICA), e le parti degli impianti per la connessione che sono considerate impianti di rete per la connessione<sup>4</sup>. Dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

- potenza di connessione;
- livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
- tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche, con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- topologia della rete elettrica esistente;
- eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

### **Portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione**

Per quanto riguarda Terna e le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 31 Dicembre 2011, è stato predisposto l'introduzione di un portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione. Tale portale è uno strumento complementare a quello implementato da Terna ai fini del GAUDÌ, e viene utilizzato

---

<sup>3</sup> L'impianto di utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione (insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione) la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente. L'impianto di utenza per la connessione, a sua volta, può essere distinto in:

- una parte interna al confine di proprietà dell'utente a cui è asservita la connessione fino al medesimo confine di proprietà o al punto di connessione qualora interno al predetto confine di proprietà;
- una parte compresa tra il confine di proprietà dell'utente a cui è asservita la connessione e il punto di connessione. Nel caso in cui il punto di connessione è interno al confine di proprietà, tale parte non è presente.

<sup>4</sup> L'impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. Pertanto, l'impianto di rete per la connessione non comprende eventuali sviluppi della rete esistente.

per lo scambio delle informazioni necessarie per la gestione dell'iter di connessione. Terna e le Imprese Distributrici, al fine di ottimizzare le comunicazioni, possono prevedere che tutte le informazioni necessarie per la gestione dell'iter di connessione, vengano scambiate unicamente tramite il portale informatico, dando un opportuno preavviso ai richiedenti e prevedendo un periodo transitorio di almeno 6 mesi dalla data di implementazione del portale medesimo.

### **Aree Critiche**

Entro il 30 Giugno 2011 Terna e le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria hanno dovuto provvedere a definire e pubblicare sui propri siti internet degli atlanti relativi alle reti in alta e altissima tensione e alle cabine primarie AT/MT, per fornire indicazioni qualitative aggiornate, in relazione alle disponibilità di capacità di rete. In particolare nel caso di rete in media e bassa tensione, il gestore di rete individua:

- con il **colore giallo**, le aree servite dalle cabine primarie, in situazione di normale esercizio (assetto standard), per cui  $P_{imm} > 0,5 * P_{cmin}$ ;
- con il **colore arancione**, le aree servite dalle cabine primarie in situazione di normale esercizio (assetto standard), per cui  $P_{imm} > P_{cmin}$ ;
- con il **colore rosso**, le aree servite dalle cabine primarie in situazione di normale esercizio (assetto standard), per cui  $P_{imm} - P_{cmin} > 0,9 * P_n$ .

Queste ultime sono individuate come **aree critiche**;

dove:

- l'**Area** è una provincia o un insieme di comuni o un territorio comunale o una sua parte;
- **P<sub>cmin</sub>** è la potenza di carico minima, definita come la potenza di carico dell'area nel quarto d'ora in corrispondenza del picco minimo regionale;
- **P<sub>n</sub>** è la somma delle potenze nominali di tutti i trasformatori AT/MT installati nelle cabine primarie cui l'area è sottesa;
- **P<sub>imm</sub>** è la somma delle potenze in immissione richieste, corrispondenti ai preventivi inviati ai richiedenti.

Inoltre, entro il 28 febbraio di ogni anno e con riferimento all'anno solare precedente, il gestore di rete rende disponibile sul proprio sito internet, e trasmette all'Autorità, l'elenco delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali è stata riscontrata l'inversione di flusso per almeno:

- l'1% delle ore annue nella situazione attuale;
- il 5% delle ore annue nella situazione attuale.

Queste informazioni, dal 1 marzo 2012, devono essere aggiornate con cadenza trimestrale. È importante sottolineare che dalla definizione di tali aree ne deriva automaticamente l'attivazione delle open season e che, proprio per questo, i gestori di rete sono tenuti a pubblicare tali informazioni, con un mese di anticipo rispetto alla data di entrata in vigore, dando così evidenza del periodo di validità e della data attesa per il successivo aggiornamento.

## **Richiesta di connessione**

Le richieste di connessione sono riferite al valore della potenza in immissione; tale valore è pari al valore della potenza complessivamente disponibile per l'immissione di energia elettrica, dopo gli interventi da effettuare, senza che l'utente sia disconnesso.

Per quanto riguarda le richieste di nuove connessioni:

- riguardanti una potenza in immissione richiesta inferiore a 10.000 kW, devono essere presentate dal richiedente all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale;
- riguardanti una potenza in immissione richiesta superiore o uguale a 10.000 kW, devono essere presentate dal richiedente a Terna.

Nel caso invece di adeguamenti di connessioni già esistenti, le richieste devono essere presentate dal richiedente:

- a Terna, nel caso in cui l'impianto di produzione e/o di consumo esistente sia già connesso alla rete di trasmissione;
- all'impresa distributrice competente per ambito territoriale, nel caso in cui l'impianto di produzione e/o di consumo esistente sia già connesso alla rete di distribuzione.

Il richiedente può indicare, nella domanda di connessione, un punto esistente sulla rete al quale dovrà riferirsi il gestore di rete per la determinazione del preventivo per la connessione. Alla presentazione della domanda di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. Tale corrispettivo è definito, per fasce di potenza richiesta in immissione, come di seguito indicato nella tabella 3.1.

Tab. 3.1 - Definizione del corrispettivo in base alla potenza richiesta. [4]

<b>Corrispettivo</b>	<b>Valore della potenza richiesta in immissione</b>
100 euro	fino a 50 kW
200 euro	superiore a 50 kW e fino a 100 kW
500 euro	superiore a 100 kW e fino a 500 kW
1.500 euro	superiore a 500 kW e fino a 1.000 kW
2.500 euro	superiore a 1.000 kW

## **Livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione**

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW e in alta tensione per potenze superiori. Tali condizioni non escludono però la possibilità, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori rispettivamente a 100 kW o a 6.000 kW.

Nel caso in cui la connessione sia già esistente, il servizio di connessione è erogato tramite il punto di connessione già esistente e al livello di tensione della connessione esistente, nei limiti di potenza già disponibile. Inoltre il livello di tensione di erogazione del servizio non individua necessariamente il valore della tensione dell'impianto di rete per la connessione. Ciò significa che, ad esempio, per l'erogazione del servizio in bassa tensione l'impianto di rete può essere realizzato in media tensione, se necessario secondo le scelte effettuate dall'impresa distributrice, con il vincolo, però, che sia realizzata una cabina di trasformazione media/bassa tensione che rimane nella titolarità dell'impresa distributrice.

Nel caso in cui si richieda la connessione per un impianto di produzione di energia elettrica in presenza di una connessione in prelievo esistente, l'eventuale adeguamento della sola potenza disponibile in immissione, non comporta un corrispondente adeguamento della potenza impegnata, ai fini dell'erogazione del servizio di distribuzione per i prelievi di energia elettrica; ciò significa che il cliente può mantenere invariata la potenza relativa al proprio contratto in prelievo anche se installa un impianto di produzione per il quale richiede una potenza in immissione superiore.

### **3.2.2. Realizzazione delle connessioni in bassa e media tensione**

#### **3.2.2.1. Modalità procedurali**

Nel caso di connessioni in bassa e media tensione, l'Autorità ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche convenzionali al fine di introdurre elementi di maggior semplicità, per i produttori titolari di impianti di piccola e media taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

#### Preventivo per la connessione

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni necessarie, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione comprende i tempi necessari per l'effettuazione di eventuali verifiche e sopralluoghi.

Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Nel caso in cui la soluzione per la connessione implichi la realizzazione, il rifacimento, l'adeguamento o il potenziamento di linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione, il tempo per la messa a disposizione del preventivo per la connessione, a disposizione del gestore di rete, è incrementato di 15 giorni lavorativi qualora il medesimo ne dia comunicazione al richiedente entro le tempistiche indicate sopra. Nei casi in cui venga attivato il coordinamento tra gestori di rete, si applica invece un'ulteriore dilatazione dei tempi come previsto dalla parte V, Titolo II del TICA. Il richiedente può chiedere al gestore di rete una modifica del preventivo entro il termine di accettazione del preventivo. In questi casi, all'atto della richiesta di modifica del preventivo, versa al gestore di rete un corrispettivo pari alla metà di quello per la messa a disposizione del preventivo. Il gestore di rete, entro le medesime tempistiche di messa a disposizione del preventivo, a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta, completa di modifica del preventivo, elabora un nuovo preventivo o rifiuta la richiesta di modifica del preventivo; in caso di rifiuto, il gestore di rete è tenuto a evidenziarne le motivazioni.

Qualora il richiedente preferisca una soluzione tecnica per la connessione più costosa di quella inizialmente indicata dal gestore di rete, e qualora tale soluzione sia realizzabile, il gestore di rete, nel ridefinire il preventivo, determina il corrispettivo per la connessione sulla base dei costi convenzionali, anche nei casi di impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o impianti cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02.

Il preventivo ha la validità di 45 giorni lavorativi e deve, tra l'altro:

- recare la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) definita secondo i criteri definiti nel TICA e nelle MCC del gestore di rete;
- riportare l'elenco delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione;
- indicare il corrispettivo per la connessione, evidenziando la parte, pari al 30% del totale, che il richiedente deve versare all'atto di accettazione del preventivo, e la restante parte che il richiedente deve versare dopo la realizzazione delle opere necessarie all'assestamento delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione presso il punto di connessione;
- indicare le attività che dovranno essere effettuate parallelamente alla connessione per l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto di produzione

Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo potrà essere successivamente preteso dal gestore di rete nei confronti del richiedente per l'esecuzione dei lavori oggetto del preventivo medesimo, fatti salvi gli adeguamenti del corrispettivo di connessione a seguito di eventuali modifiche della soluzione per la connessione derivanti dalla procedura autorizzativa.

Nel caso in cui il richiedente abbia indicato nella richiesta di connessione un punto esistente sulla rete al quale il gestore di rete deve riferirsi per la determinazione del preventivo per la connessione, il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente, tranne il caso in cui a parere del gestore di rete possa esistere una soluzione alternativa che consenta la connessione dell'intera potenza richiesta, e di soddisfare l'esigenza di minimizzare la soluzione tecnica per la connessione; qualora nel punto di rete indicato dal richiedente non sia possibile effettuare la connessione dell'intera potenza in immissione richiesta, il preventivo per la connessione deve indicare la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di rete, e il gestore di rete è tenuto a indicare tutti i motivi e le spiegazioni atte a giustificare il suddetto valore massimo di potenza. All'atto della comunicazione di accettazione del preventivo, il richiedente può optare, rinunciando alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato dal medesimo soggetto, per l'elaborazione di un nuovo preventivo relativo alla potenza in immissione richiesta; l'esercizio di tale opzione è considerato come una nuova richiesta di connessione:

- decorrente dalla predetta data di comunicazione;
- trattata sulla base delle informazioni precedentemente fornite dal richiedente;
- alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale richiesta di connessione.

#### Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)

La STMG, ad eccezione degli impianti separati con tratti di mare dalla terraferma, non prevede la presenza di impianti di utenza per la connessione compresi tra il confine di proprietà del produttore a cui è asservita la connessione e il punto di connessione, a meno di accordi tra gestore di rete e richiedente. Pertanto, in generale e fatte salve diverse esigenze del produttore, la connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi avviene al confine di proprietà. LA STMG viene elaborata dal gestore di rete tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, allo stesso tempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico. La STMG comprende:

- la descrizione dell'impianto di rete per la connessione corrispondente a una delle soluzioni tecniche convenzionali definite dal gestore di rete nelle MCC;
- l'individuazione, tra gli impianti di rete per la connessione, delle parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente;
- la descrizione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente, da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al punto precedente, con particolare riferimento ai casi in cui la potenza in immissione richiesta non supera la potenza già disponibile per la connessione. In questo caso deve essere prevista una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla

definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del richiedente;

- i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla STMG.

La STMG deve essere accompagnata da un documento che indichi:

- i tempi di realizzazione degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione, al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;
- i tempi di realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al soddisfacimento della richiesta di connessione, al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni.

Gli interventi indicati sopra devono essere accompagnati dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale.

Gli eventuali interventi sulle reti elettriche che si rendano strettamente necessari al soddisfacimento della richiesta di connessione, sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.

I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione; gli eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

Il gestore di rete, nell'ambito della STMG, può prevedere che il richiedente metta a disposizione del medesimo gestore, gratuitamente o tramite remunerazione, spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, questo in vista di esigenze di sviluppo dell'impianto elettrico del richiedente.

Nel caso in cui il servizio di connessione sia erogato in bassa tensione e debba essere per questo realizzata una cabina di trasformazione presso il richiedente, nel momento in cui esso ne abbia la titolarità o la disponibilità, deve consentire al gestore di rete l'utilizzo del terreno o del locale per la realizzazione della cabina, a fronte di una remunerazione fissata tra le due parti.

Nel caso in cui il servizio di connessione possa essere erogato sia in bassa che in media tensione, nel momento in cui debba essere realizzata una cabina di trasformazione presso il richiedente, il gestore di rete può proporre la connessione al livello di tensione inferiore chiedendo al richiedente il terreno o il locale per la realizzazione della cabina. Il terreno e/o il locale in questo caso viene ceduto o reso disponibile al gestore di rete a titolo gratuito.

### Accettazione del preventivo

Se il richiedente intende accettare il preventivo, invia al gestore di rete, entro il termine di validità del documento stesso, una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata da:

- la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del 30% del totale corrispettivo per la connessione, calcolato come indicato in seguito. Qualora l'iter autorizzativo dovesse avere esito negativo il preventivo decade, e il gestore di rete restituisce al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione maggiorato del tasso legale d'interesse;
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nel caso d'impianti di potenza nominale superiore a 20 kW.
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per l'installazione e la manutenzione del misuratore dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, nel caso in cui il punto di connessione debba essere asservito a un impianto di produzione i cui prelievi saranno finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica,

Il preventivo accettato, per il quale il gestore di rete ha riservato la capacità di rete, può essere ulteriormente modificato, previo accordo tra il gestore e il richiedente, nei casi in cui la modifica del preventivo non comporta alterazioni della soluzione tecnica per la connessione o al fine di proporre nuove soluzioni tecniche che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale. Inoltre è consentito lo spostamento dell'impianto di produzione, qualora sia direttamente attribuibile all'iter autorizzativo o imputabile ad atti normativi, anche di carattere regionale, o attribuibile ad altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente e opportunamente documentabili.

### Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

Per ottenere l'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione, si distinguono due procedure, l'autorizzazione unica, prevista dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, o procedimenti autorizzativi diversi dall'autorizzazione unica.

#### ▪ *Attività da svolgere nel caso del procedimento di autorizzazione unica*

Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può interpellare il gestore di rete, per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine dell'autorizzazione delle parti riguardanti la rete elettrica. In tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato in conformità a condizioni trasparenti e non discriminatorie, pubblicate dal medesimo gestore nell'ambito delle proprie MCC.

Entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, o entro 90 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione ed eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti), validato dal gestore di rete, inviando contestualmente allo stesso una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. Il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, ed è tenuto ad informarlo tempestivamente sull'ottenimento delle autorizzazioni, indicando il termine ultimo entro cui deve essere realizzato l'impianto di produzione, o l'esito negativo del procedimento autorizzativo unico.

▪ *Attività da svolgere nel caso del procedimento diverso dall'autorizzazione unica*

Nel caso il richiedente intenda avvalersi di un procedimento diverso dall'autorizzazione unica, il gestore di rete, è tenuto a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, entro 30 giorni lavorativi per connessioni in bassa tensione e 60 giorni lavorativi per connessioni in media tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione, le eventuali richieste di autorizzazione in capo al medesimo gestore, per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, comprensive di tutta la documentazione necessaria.

Inoltre il gestore di rete è tenuto ad aggiornare il richiedente, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, dandone tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa. Il richiedente a sua volta, prima della presentazione delle richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete, versa al gestore di rete, un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo per l'iter autorizzativo. Tale corrispettivo è determinato sulla base delle MCC predisposte dal gestore di rete. Successivamente entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, e 90 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo, per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, inviando contestualmente al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. Il richiedente, che deve mantenere aggiornato il gestore di rete sull'evoluzione dell'iter autorizzativo, è tenuto a informare tempestivamente il gestore di rete dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione indicando il termine ultimo entro cui tale impianto deve essere realizzato, oppure dell'esito negativo del procedimento autorizzativo.

Tuttavia il gestore di rete consente al richiedente, previa richiesta di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione e per gli eventuali interventi sulla rete esistente. In tale caso, il richiedente diventa responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la

predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti.

Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il gestore di rete, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Nel caso in cui il richiedente decida di redigere il progetto dell'impianto di rete e degli eventuali interventi sulla rete esistente da presentare per l'iter autorizzativo, tale progetto deve ovviamente essere validato dal gestore di rete. Il richiedente può presentare comunque al gestore di rete la domanda per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base delle MCC definite dal gestore di rete. Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti che rispettano la deliberazione n. 42/02, il corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal gestore di rete per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo del solo impianto di rete per la connessione. Inoltre il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, dando tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa di tali iter.

Nel caso in cui l'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, e/o l'iter di autorizzazione per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, abbiano avuto esito negativo, nel caso in cui l'iter sia stato curato dal:

- gestore di rete, quest'ultimo, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al richiedente l'avvenuta conclusione dell'iter autorizzativo e il suo esito negativo, richiedendo se debba riavviare l'iter con una nuova soluzione tecnica o procedere ad annullare il preventivo restituendo la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati. Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della precedente comunicazione da parte del gestore di rete, il richiedente comunica al gestore la sua scelta: in caso contrario il preventivo s'intende decaduto. Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della risposta del richiedente, il gestore di rete dà corso alle richieste;
- richiedente, quest'ultimo, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al gestore di rete l'avvenuta conclusione, con esito negativo, dell'iter autorizzativo richiedendo una nuova soluzione tecnica o l'annullamento del preventivo con restituzione della parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati. Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione da parte del richiedente, il gestore di rete dà corso alle richieste.

L'elaborazione, da parte del gestore di rete, di una nuova soluzione tecnica per la connessione comporta la modifica, ma non la decadenza, del precedente preventivo, incluse quindi le condizioni economiche.

▪ Attività comuni ai diversi procedimenti autorizzativi

Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ottenimento di tutte le autorizzazioni relative alla costruzione, all'esercizio dell'impianto di rete per la connessione e agli interventi sulla rete esistente ove previsto, ovvero dalla data di comunicazione da parte del richiedente dell'ottenimento di tutte le medesime autorizzazioni, qualora l'iter autorizzativo sia stato interamente gestito dal richiedente, il gestore di rete, qualora necessario, deve inviare al richiedente il preventivo aggiornato.

Il richiedente, ai sensi dell'articolo 36 del TICA, a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione, registra il medesimo impianto all'interno del GAUDÌ presente sul portale informatico di Terna e trasmette al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto.

Nel caso in cui il procedimento autorizzativo unico o l'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione abbia avuto esito negativo, a decorrere dalla data di ricevimento dell'informativa inviata dal richiedente, decade il preventivo accettato per la connessione ed entro i successivi 30 giorni lavorativi, il gestore di rete restituisce la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati.

▪ Realizzazione e attivazione della connessione

Il richiedente, dopo aver accettato il preventivo, è tenuto a realizzare le opere strettamente necessarie all'assestamento delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione presso il punto di connessione e, una volta ultimate tali opere, deve darne comunicazione al gestore di rete inviando anche la documentazione attestante il pagamento del restante 70% del corrispettivo per la connessione.

Il tempo di realizzazione della connessione è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione e la data di completamento della connessione.

Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici<sup>5</sup>;
- 90 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>6</sup>, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo km.

Nel caso in cui per la realizzazione della connessione risulti necessario effettuare interventi sulla rete di alta tensione, il tempo di realizzazione della connessione è indicato dal gestore di rete nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.

Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia al gestore di rete la comunicazione di ultimazione dei lavori, corredata dall'eventuale documentazione tecnica prevista dalle MCC del gestore di

---

<sup>5</sup> Realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura;

<sup>6</sup> Realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

rete e provvede ad aggiornare il sistema GAUDÌ evidenziando l'avvenuta ultimazione dei lavori. Tale comunicazione deve essere effettuata con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e, in caso di controllo, deve essere eventualmente verificabile in conformità a idonea documentazione.

Terminata la realizzazione dell'impianto di connessione, il gestore di rete invia al richiedente la comunicazione di completamento della realizzazione della connessione e di disponibilità all'entrata in esercizio della stessa. Nella predetta comunicazione segnala gli ulteriori obblighi a cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata. Contestualmente il gestore di rete segnala a Terna, per il tramite di GAUDÌ, il completamento dell'impianto. Qualora la conclusione dei lavori dell'impianto di produzione sia successiva al termine della realizzazione dell'impianto di connessione, il gestore di rete attiva la connessione entro 10 giorni lavorativi a decorrere dalla data di ricevimento della comunicazione di completamento dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione.

Il gestore di rete predispose il regolamento di esercizio e lo invia al richiedente che, dopo averlo completato e sottoscritto, lo re-invia al gestore di rete che una volta verificatane la completezza delle informazioni, provvede a segnalare su GAUDÌ l'avvenuta sottoscrizione del regolamento di esercizio.

Il gestore di rete, in occasione delle operazioni preliminari al primo parallelo, verifica la corrispondenza fra i dati comunicati dal richiedente in GAUDÌ, con particolare riferimento alle informazioni relative al punto di connessione e alle caratteristiche e al posizionamento dei misuratori. Qualora vi sia corrispondenza tra i dati e qualora il richiedente abbia:

- sottoscritto il regolamento di esercizio;
- ottenuto l'abilitazione commerciale delle UP sul GAUDÌ;
- sottoscritto un contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata;

il gestore di rete procede a effettuare il primo parallelo dell'impianto e ad attivare la connessione.

Entro 2 giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore di rete provvede a confermare l'entrata in esercizio dell'impianto su GAUDÌ.

La seguente figura 3.1 riassume le modalità procedurali standard che ogni gestore di rete e ogni richiedente sono tenuti a rispettare in bassa e media tensione.

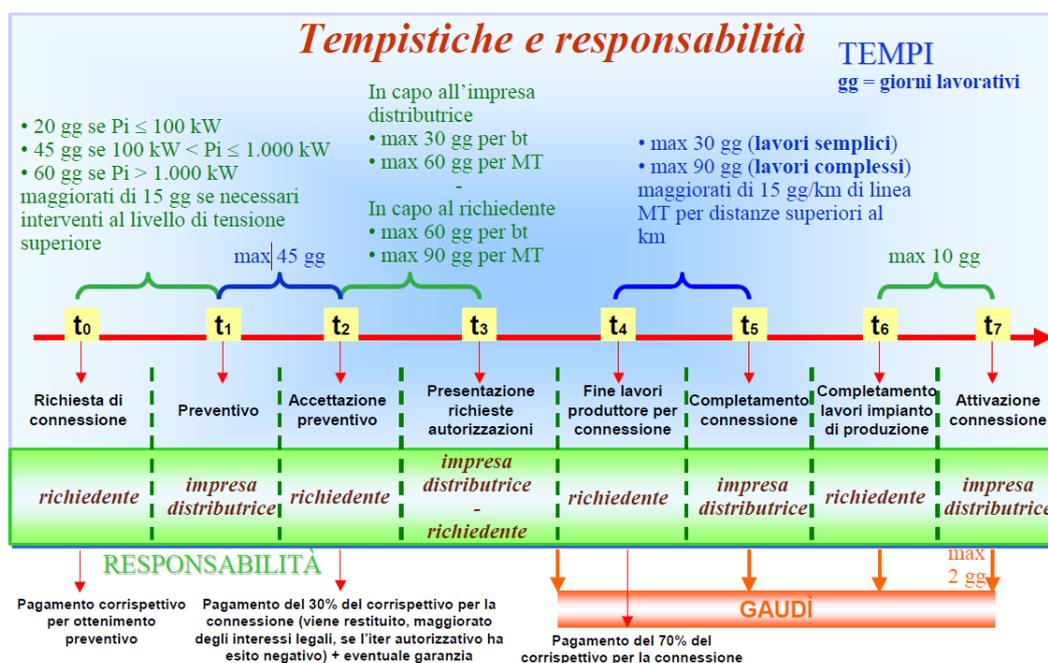


Fig. 2.1 - Modalità procedurali da rispettare in Media e Bassa Tensione. [4]

### Attivazione dell'open season

Nelle aree critiche, come definite nel paragrafo precedente, il gestore di rete può prevedere l'attivazione dell'*open season* di ampiezza trimestrale per quanto riguarda la media tensione. L'*open season* può essere attivata per le richieste di connessione che rendono necessario il coordinamento con altri gestori di rete, come previsto dalla Parte V, Titolo II del TICA o anche per le altre richieste di connessione. In ogni caso, l'*open season* non riguarda i clienti domestici e le richieste di connessione per le quali la potenza ai fini della connessione sia pari a zero.

Nei casi di attivazione dell'*open season*, le tempistiche per la messa a disposizione del preventivo e/o le tempistiche relative all'eventuale attivazione delle procedure di coordinamento tra gestori di rete decorrono dal giorno lavorativo successivo a quello di chiusura dell'*open season*, come pubblicato dai gestori di rete.

Il gestore di rete che intende attivare l'*open season*, previa comunicazione all'Autorità, ne dà informativa sui propri siti *internet* con almeno un mese di anticipo, specificando almeno:

- la tipologia di *open season*, definendo se riguarda solo le richieste di connessione per le quali è necessario il coordinamento con altri gestori di rete o anche le altre richieste di connessione;
- la data di inizio e di conclusione dell'*open season*.

L'anticipo di un mese nell'informativa non è necessario qualora, a seguito della chiusura dell'*open season* precedente, la medesima area risulti ancora critica.

### Indennizzi automatici

Come è già stato accennato precedentemente, l'evoluzione normativa ha introdotto un meccanismo di indennizzi automatici che il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, di valore pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nel caso si verifichino le seguenti situazioni:

- ritardo nella messa a disposizione del preventivo (comma 7.1 del TICA);
- ritardo nella messa a disposizione del preventivo per il quale è stato richiesto la modifica prima dell'accettazione (comma 7.5 del TICA);
- ritardo nella messa a disposizione dell'eventuale preventivo aggiornato a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni (comma 9.10 del TICA);
- ritardo nella presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete (comma 9.6 del TICA);
- ritardo nella messa a disposizione delle informazioni necessarie alla predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo (comma 9.9 del TICA);
- ritardo nell'invio al richiedente, nel caso si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi (comma 16.2 del TICA);
- ritardo nell'effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio l'impianto per la connessione (comma 16.5 del TICA);
- ritardo nella restituzione del 30% del corrispettivo per la connessione, aumentato degli interessi legali, versato dal richiedente, nel caso in cui il procedimento autorizzativo unico o l'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione abbia avuto esito negativo (comma 9.11 del TICA);
- ritardo nella restituzione del 30% del corrispettivo per la connessione, aumentato degli interessi legali, già versato dal richiedente, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione (comma 16.6 del TICA);
- ritardo nella restituzione, qualora positiva, della differenza tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMG, e il corrispettivo per la connessione, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione (comma 16.6 del TICA).

Il gestore di rete è tenuto inoltre a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari al maggior valore tra 20 euro/giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione, per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

Le procedure sostitutive previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel caso di inerzia da parte del gestore di rete

L'Autorità, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva nei seguenti casi:

- superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo;
- superamento di 120 giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione.

Se è attivata la procedura sostitutiva nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo:

- il gestore di rete è tenuto a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni necessarie per l'elaborazione di un preventivo relativo alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
- previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà del gestore di rete, l'Autorità definisce le modalità e i tempi di connessione dell'impianto.

Se è attivata la procedura sostitutiva nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione:

- il gestore di rete è tenuto a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni relative alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
- previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà del gestore di rete, l'Autorità individua le attività che il gestore di rete deve eseguire per consentire l'attivazione della connessione, e i rispettivi tempi di esecuzione;
- l'Autorità dispone che il gestore di rete esegua le attività necessarie entro i rispettivi tempi.

### 3.2.2.2. Condizioni economiche

Il corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, che rispettano le condizioni previste dal decreto legislativo n. 387/03, espresso in euro, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6.000$$

dove:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$  e  $CM_A = 90 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$ ;
- $CP_B = 4 \text{ €/kW}$  e  $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$ ;
- $P$  è la potenza ai fini della connessione, pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione.
- $D_A$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione MT/BT esistente da almeno 5 anni;
- $D_B$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione AT/MT esistente da almeno 5 anni.

Per comprendere al meglio la determinazione della potenza ai fini della connessione è descritto qui di seguito il procedimento della sua determinazione.

Prima del processo di connessione è valutata la **potenza già disponibile per la connessione** (PDC) come il valore massimo tra la **potenza già disponibile in immissione** (PDI), che è la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente, senza che l'utente sia disconnesso prima della richiesta di connessione, e la **potenza già disponibile in prelievo** (PDP) che è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente prima della richiesta di connessione, senza che il cliente finale sia disalimentato.

$$PDC = \max\{PDI; PDP\}$$

Una volta noto il valore della **potenza in immissione richiesta** (PIR), che costituisce l'oggetto principale della richiesta di connessione, è valutata la **potenza aggiuntiva richiesta in immissione** (PAR) che è la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione.

$$PAR = PIR - PDC$$

A questo punto la potenza ai fini della connessione ( $P$ ) è pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione.

$$P = \{0; PAR\}$$

Nei casi di nuova connessione in cavo interrato, i corrispettivi  $CM$  sopra indicati devono essere moltiplicati per 2, mentre nel caso di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica, che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i predetti corrispettivi  $CM$  e  $CP$  sono moltiplicati per 3.

Nei casi di nuova connessione, qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è pari a:

$$\min \begin{cases} A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \frac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 100 \\ B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \frac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 6.000 \end{cases}$$

dove:

- $D_{cavo}$  è la lunghezza reale della linea di connessione realizzata in cavo interrato;
- $D_{aereo}$  è la lunghezza reale della linea di connessione realizzata in linea aerea;
- $D_{totale}$  è la lunghezza reale della linea di connessione, pari alla somma di  $D_{cavo}$  e  $D_{aereo}$ .

Nei casi di adeguamento di una connessione esistente, qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è pari a:

$$\min \begin{cases} A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \frac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 100 \\ B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \frac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 6.000 \end{cases}$$

Il corrispettivo per la connessione è versato dal richiedente al gestore di rete:

- per il 30% all'atto di accettazione del preventivo, anche nel caso in cui il richiedente scelga di realizzare in proprio la connessione;
- per il 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione.

I gestori di rete, nelle proprie MCC, in alternativa a quanto previsto sopra e fino a importi individuati dai medesimi e non superiori a 2.000 euro, prevedono un unico versamento del corrispettivo per la connessione all'atto dell'accettazione del preventivo. Infine, il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente ai gestori di rete, se gestite dai medesimi, nonché i costi di collaudo che dovranno essere versati all'impresa distributrice nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

Il corrispettivo per la connessione, come sopra definito, è convenzionale, non dipende dal punto di connessione né dall'effettiva distanza di connessione. Inoltre, i corrispettivi CP e CM della formula A sono riferiti ai costi medi delle soluzioni di connessione in bassa tensione, mentre i corrispettivi CP e CM della formula B sono riferiti ai costi medi delle soluzioni di connessione in media tensione.

### 3.2.2.3. Connessione di un lotto di impianti di produzione

Con la delibera ARG/elt 125/10 è stata introdotta la possibilità di effettuare la connessione a lotto, ovvero di un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi posizionati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti, eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua. Gli impianti di produzione che compongono un lotto devono essere caratterizzati da una potenza in immissione richiesta tale da consentire, per ciascuno di essi, l'erogazione del servizio di connessione esclusivamente in bassa o media tensione, per cui inferiore a 6.000 kW.

Qualora il richiedente abbia la necessità di connettere un lotto di impianti di produzione, deve presentare una richiesta di connessione, unica per ciascun lotto di impianti di produzione. Tale richiesta deve indicare per ogni impianto appartenente al lotto, oltre ai dati e alle informazioni previste nel caso di un singolo impianto di produzione, anche il numero degli impianti che fanno parte del lotto e la potenza in immissione complessivamente richiesta, pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto. Per quanto riguarda invece il corrispettivo da versare per la messa a disposizione del preventivo, esso sarà riferito alla potenza in immissione complessivamente richiesta dal lotto di impianti. Il gestore di rete predispone in tal caso un unico preventivo che prevede la realizzazione di una connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto, e il livello di tensione cui sarà erogato il servizio di connessione sarà determinato facendo riferimento alla potenza in immissione richiesta da ciascun impianto.

Qualora la potenza in immissione richiesta per l'intero lotto non superi i 6.000 kW, si applicheranno le condizioni previste per le connessioni alle reti in bassa e media tensione; mentre nel caso in cui la potenza in immissione richiesta superi i 6.000 kW, si applicheranno le condizioni previste per la connessione alle reti in alta e altissima tensione.

Nel caso in cui si applichino le condizioni per la connessione previste per le reti in bassa e media tensione, i parametri  $D_A$  e  $D_B$  per il calcolo dei corrispettivi per la connessione sono determinati considerando la media delle distanze calcolate relativamente a ciascun punto di connessione degli impianti di produzione appartenenti al lotto.

Qualora un medesimo richiedente presenti, nell'arco di 6 mesi, più richieste di connessione alla rete di impianti di produzione riconducibili alla fattispecie di lotto di impianti di produzione, le tempistiche per la messa a disposizione del preventivo e per la realizzazione della connessione, per le richieste di connessione successive alla prima, sono raddoppiate.

Nel caso in cui il servizio di connessione sia richiesto per un lotto di impianti e debba essere erogato in bassa tensione, qualora debba essere realizzata una cabina di trasformazione presso il richiedente, il gestore di rete richiede allo stesso il terreno o

il locale, che sarà reso disponibile in tal caso al gestore di rete a titolo gratuito, per la realizzazione della cabina.

#### 3.2.2.4. Realizzazione in proprio della connessione

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 e qualora la connessione sia erogata a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV, al richiedente è data la possibilità di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Il gestore di rete può anche consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

Nel caso in cui il richiedente intenda usufruire di tale procedimento esso è tenuto, all'atto dell'accettazione del preventivo, a inviare, oltre a quanto previsto per l'accettazione del preventivo, la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione.

A questo punto il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'istanza, è tenuto a inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi del medesimo gestore. Si esegue successivamente la sottoscrizione di un contratto tra il gestore di rete e il richiedente ai fini di regolare le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione. Ai fini della sottoscrizione del contratto è necessario che il richiedente abbia inviato al gestore di rete, l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno di GAUDÌ rilasciata da Terna.

Una volta ottenute le autorizzazioni necessarie e inviato al gestore di rete il progetto esecutivo e il pagamento degli oneri di collaudo, il richiedente, dopo il parere positivo sulla rispondenza del progetto ai requisiti tecnici, può avviare i lavori.

Al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia al gestore di rete la comunicazione del termine dei lavori, unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete.

Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione del termine dei lavori, effettua il collaudo per la messa in esercizio degli impianti realizzati. I costi inerenti al collaudo sono a carico del richiedente, anche qualora dovesse avere esito negativo. Il gestore di rete prende in consegna gli impianti realizzati dal richiedente e ne perfeziona l'acquisizione dopo aver completato le attività di propria competenza. Il gestore di rete comunica inoltre al richiedente l'avvenuto completamento dei lavori e la disponibilità all'attivazione della connessione, segnalando gli eventuali ulteriori obblighi cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata. Infine il gestore di rete segnala a Terna, tramite il GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.

Entro 60 giorni lavorativi dal completamento del collaudo e comunque non prima dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, il gestore di rete restituisce al richiedente il corrispettivo che aveva versato all'atto dell'accettazione del preventivo, maggiorato degli interessi legali. Il gestore di rete versa anche un

corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMG, e il corrispettivo per la connessione previsto nel preventivo. Qualora detta differenza sia negativa, è versata dal richiedente al gestore di rete entro le medesime tempistiche. Nel caso di lotto di impianti di produzione, l'esercizio della facoltà di realizzare in proprio la connessione comporta che la realizzazione sia curata dal richiedente con riferimento a tutte le connessioni del lotto. Tale facoltà può quindi essere esercitata qualora tutte le connessioni siano erogate a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV.

### 3.2.3. Realizzazione delle connessioni in alta e altissima tensione

#### 3.2.3.1. Modalità procedurali

Le modalità procedurali, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, sono sostanzialmente le medesime fasi descritte per le connessioni in bassa e media tensione ad eccezione dell'introduzione della soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). In tal caso il nuovo iter di connessione sarà rappresentato dalle seguenti modalità procedurali:

- preventivo per la connessione;
- soluzione tecnica minima generale (STMG)
- accettazione del preventivo;
- coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni;
- soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD);
- realizzazione e attivazione della connessione.

#### Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD)

La STMD è la soluzione tecnica minima per la connessione elaborata dal gestore di rete in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione, in alta e altissima tensione, e rappresenta di fatto il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli impianti.

Tale soluzione deve essere corredata, almeno:

- dall'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione e dagli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- dalle tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e dall'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
- dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione limitatamente al medesimo livello di tensione cui è erogato il servizio di connessione;
- dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale degli interventi eventuali sulla rete elettrica esistente strettamente necessari per la connessione, ad esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale.

I costi indicati sopra non includono quelli eventuali per la bonifica dei siti e inoltre quelli degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione, non potranno

subire un aumento maggiore del 20% dei corrispondenti interventi previsti nella STMG, fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della STMG derivanti da condizioni imposte dall'esito delle procedure autorizzative.

I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione previste dal TICA.

In tal caso, eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima saranno a carico del gestore di rete.

Per quanto riguarda il periodo di validità della STMD, il tempo per la realizzazione della connessione e le altre tempistiche ritenute utili, qualora non definite nel TICA, sono indicate dal gestore di rete nelle proprie MCC in modo che siano univocamente individuabili e verificabili.

### Indennizzi automatici

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, anche in questo caso un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nei seguenti casi:

- ritardo di messa a disposizione del preventivo;
- ritardo di messa a disposizione della STMD.

Inoltre è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico, come definito al comma 28.3 del TICA, per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione.

### Le procedure sostitutive previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel caso di inerzia da parte del gestore di rete

L'Autorità, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva nei seguenti casi:

- superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo e della messa a disposizione della STMD;
- superamento di 120 giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione.

Se viene attivata la procedura sostitutiva nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo o della STMD:

- il gestore di rete è tenuto a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni necessarie per l'elaborazione di un preventivo o della STMD, relativo alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
- previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà del gestore di rete, l'Autorità definisce le modalità e i tempi di connessione dell'impianto.

Se viene attivata la procedura sostitutiva nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione:

- il gestore di rete è tenuto a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni relative alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
- previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà del gestore di rete, l'Autorità individua le attività che il gestore di rete deve eseguire per consentire l'attivazione della connessione, e i rispettivi tempi di esecuzione;
- l'Autorità dispone che il gestore di rete esegua le attività necessarie entro i rispettivi tempi.

### 3.2.3.2. Condizioni economiche

All'atto della presentazione dell'istanza per l'ottenimento della STMD, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD. Tale corrispettivo è pari alla somma tra:

- 1.250 euro;
- il prodotto tra 0,25 euro/kW e la potenza ai fini della connessione, fino a un massimo di 25.000 euro.

All'atto dell'accettazione della STMD, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo per la connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle proprie MCC. Tale corrispettivo è pari a:

- il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (esclusi i costi derivanti da eventuali interventi sulle reti esistenti) e il parametro-soglia indicato nella tabella 3.2;
- il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita nelle MCC facendo riferimento a condizioni normali di funzionamento.

I costi relativi agli interventi su rete esistente non vengono mai attribuiti ai richiedenti le connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili.

Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo per la connessione all'atto di accettazione della STMD, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo per la connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo per la connessione.

In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino allora sostenuti, al netto dei

versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

Tab. 3.2 - Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili. [4]

<b>Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili</b>	
<b>Connessioni in alta e altissima tensione</b>	
Plc (parametro per linea in cavo)	100 k€/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40 k€/km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea sia linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea.

### 3.2.3.3. Realizzazione in proprio della connessione

Anche nel caso della connessione in alta e altissima tensione è data la possibilità al richiedente di effettuare la connessione in proprio dell'impianto da fonti rinnovabili seguendo un iter procedurale simile a quello seguito per le connessioni in bassa e media tensione. A differenza della connessione in bassa tensione, in questo caso viene elaborata dal gestore di rete la STMD, che una volta accettata dal richiedente viene inviata nuovamente, assieme al progetto esecutivo degli impianti, al gestore di rete al fine di ottenere dal medesimo il parere positivo di conformità dei requisiti tecnici.

Successivamente a questo vengono seguiti in maniera simile i procedimenti autorizzativi già presentati nel caso delle connessioni in bassa e media tensione.

### 3.2.4. Regolamentazioni tecniche

Per quanto riguarda le regolamentazioni tecniche da rispettare si osserva che nel caso delle connessioni alle reti di distribuzione di alta e media tensione, in seguito a quanto disposto dalla delibera AEEG 84/2012/R/eel, la regola tecnica di connessione è costituita dalla Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

Nel caso delle connessioni alle reti di distribuzione di bassa tensione, dal 1 luglio 2012, in seguito a quanto disposto dalle delibere AEEG 84/2012/R/eel e 165/2012/R/eel, si ha che la regola tecnica di connessione è costituita dalla Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica".

Come si può notare in entrambi i casi viene indicata la deliberazione 84/2012/R/EEL, pubblicata in data 8 Marzo 2012 e intitolata "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", che definisce, modalità e tempi di applicazione dell'allegato A.70 al Codice di Rete della società TERNA S.p.A. relativo alla "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita".

Tale allegato rappresenta una guida tecnica fondamentale ai fini della connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione MT e BT, per tale motivo infatti il rispetto dell'allegato A.70 e delle norme CEI vigenti risulta vincolante ai fini dell'attivazione e il mantenimento della connessione dell'impianto di produzione dell'energia elettrica. Pertanto come già previsto dal 1 aprile 2012 i nuovi impianti di produzione che non abbiano i requisiti previsti nella delibera 84/2012/R/EEL, integrata e modificata dalle delibere 165/2012/R/EEL 344/2012/R/EEL non potranno essere attivati.

### 3.2.5. Allegato A.70

Come abbiamo appena accennato l'allegato A.70 rappresenta sostanzialmente una guida tecnica emanata dalla società Terna S.p.A. che mira a regolare i requisiti tecnici cui gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione MT e BT (nel seguito GD) devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso. In particolare il presente documento ha lo scopo di prescrivere i requisiti minimi relativamente a :

- Campi di funzionamento in tensione e frequenza
- Controllo
- Esigenze di sistema per le protezioni
- Regolazioni

Le direttive del presente allegato si applicano, secondo le modalità e i termini indicati dalla delibera AEEG 84/2012/r/ell, in particolare a:

- a) impianti tradizionali, vale a dire impianti rotanti sincroni o asincroni connessi alla rete senza interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione;
- b) impianti di tutte le altre tipologie connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete)<sup>7</sup>;
- c) le eventuali parti d'impianto nella titolarità delle imprese distributrici strumentali alla protezione e controllo degli impianti fotovoltaici.

Le Imprese di Distribuzione sono inoltre tenute al rispetto dei requisiti indicati in tale guida, e alla vigilanza degli stessi da parte degli utenti connessi alla rete di distribuzione con potenze complessive per utente maggiori di 1 kW. [5]

#### 3.2.5.1. Campo di funzionamento degli impianti di produzione

Tutti gli impianti di produzione e i relativi macchinari e apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nell'intervallo

---

<sup>7</sup> Gli impianti di cui in a) e b) sono attualmente indicati nella normativa tecnica corrente rispettivamente con il nome di generatori direttamente connessi e indirettamente connessi

$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$  o nell'intervallo  $90\% V_n \leq V \leq 105\% V_n$  misurato ai morsetti di macchina (come stabilito dalla norma europea EN 50160).

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione non rotante deve essere in grado di rimanere connesso alla rete permanentemente, per valori di frequenza tra  $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ . Per gli impianti rotanti nello stesso intervallo è ammesso lo scostamento dai valori di produzione precedenti il transitorio nonché dai tempi di permanenza.

L'utente attivo<sup>8</sup> deve garantire che tali intervalli di funzionamento siano rispettati sia dalle protezioni di interfaccia sia dalle protezioni e regolazioni dell'impianto di produzione, l'impresa di distribuzione a sua volta deve vigilare sul rispetto di tali requisiti.

Per soddisfare contemporaneamente le esigenze generali del sistema elettrico nazionale (SEN), le esigenze delle imprese di distribuzione, e le esigenze degli utenti attivi (salvaguardia del macchinario di generazione) e dei clienti finali (qualità del servizio) è necessario adottare logiche di funzionamento in grado di selezionare soglie e tempi di intervento del relè di frequenza sulla base di due diversi tipi di evento:

- guasto locale
- perturbazione di sistema con variazione transitoria della frequenza.

### 3.2.5.2. Trasmissione dei dati necessari ai fini del controllo del SEN

Affinché possa essere effettuato un corretto controllo del SEN, che presuppone la fedele conoscenza della GD in MT e BT sia in fase predittiva sia in tempo reale, è necessario fornire al gestore di rete, per ogni cabina primaria, sia dati previsionali sia telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziata per aggregato:

- carico
- generazione differenziata per fonte
- totale di cabina

Tali informazioni saranno infine inviate dall'impresa distributrice al gestore di rete il quale potrà effettuare un corretto controllo del Sistema Elettrico Nazionale.

### 3.2.5.3. Regolazioni

In caso di perturbazioni che siano causa di transitori di frequenza e/o di tensione, gli impianti devono continuare a garantire il proprio sostegno al SEN nell'ambito dell'intervallo di funzionamento definito nel paragrafo 3.2.5.1.

Per tale motivo nel caso in cui si verifichi un transitorio di frequenza si richiede agli impianti di produzione statici (principalmente fotovoltaici) connessi alle reti MT e BT:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita (regolazione della potenza in funzione della sovra frequenza);

---

<sup>8</sup> Utente che utilizza qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete.

- l’inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio;
- l’avviamento con l’aumento graduale della potenza immessa in rete.

si richiede inoltre la capacità di:

- non variare la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
- ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell’entità dello scarto di frequenza positivo rispetto a 50 Hz frequenze comprese tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, secondo uno statismo compreso tra il 2% e il 5%; di norma verrà impostato un valore pari al 2,4%, come indicato nella figura 3.2;
- non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si attesti per almeno 5 minuti primi a un valore compreso tra 49.9 e 50,1) salvo diversa indicazione da parte del Gestore.

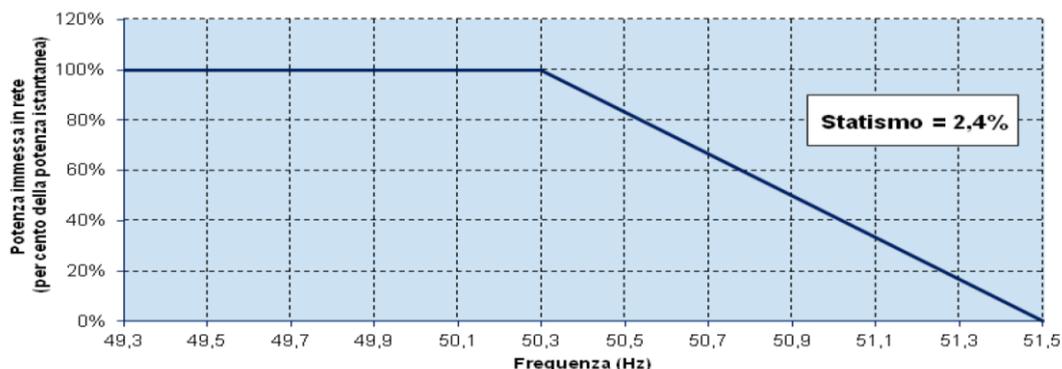


Fig. 3.2 - Regolazione della potenza attiva immessa in rete in funzione della frequenza. [5]

Nel caso invece si verifici un transitorio di tensione, a salvaguardia del sistema elettrico nazionale per evitare perdite incontrollate di generazione distribuita in concomitanza con guasti sulla rete AAT e AT, che causano abbassamenti di tensione su vaste aree, vengono prescritti due requisiti:

- limiti di funzionamento coerenti con quanto indicato nel paragrafo 3.2.5.1.;
- capacità dell’impianto di produzione di rimanere connesso alla rete, secondo una curva “tensione - durata” predefinita (Low Voltage Fault Ride Through, LVFRT).

Gli impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT di potenza nominale maggiore di 6 kVA devono inoltre essere in grado di non disconnettersi istantaneamente durante l’abbassamento di tensione conseguente a un qualsiasi tipo di cortocircuito esterno, monofase o polifase (con e senza terra). In particolare deve

essere garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata nella figura 3.3, dove la tensione V è la tensione ai morsetti dell'impianto di produzione.

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione l'impianto dovrà rimanere connesso alla rete, anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto. Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento<sup>9</sup> la potenza immessa in rete dovrà tornare a un valore prossimo a quello precedente il guasto, in un tempo non superiore a 200 ms. Per gli impianti rotanti la potenza immessa in rete può invece crescere gradualmente.

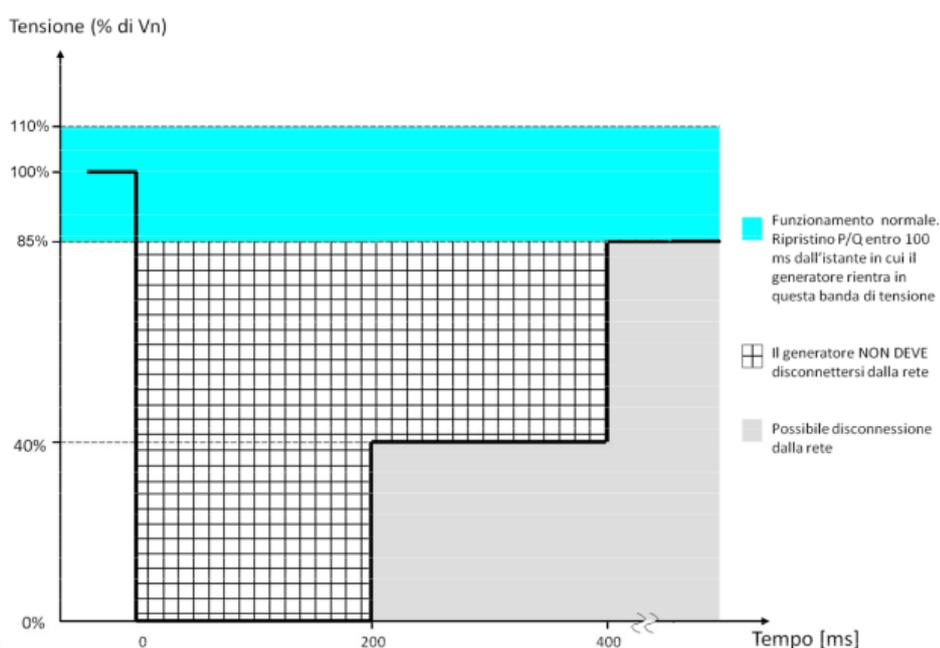


Fig. 3.3 – LVFRT (tratta dalla norma CEI 0-21). [5]

<sup>9</sup> Le normali condizioni sono quelle precedenti l'evento.

### 3.2.6. Allegato A.72

Un ulteriore provvedimento necessario per consentire l'integrazione della GD nel rispetto della sicurezza del sistema elettrico è l'Allegato A.72 al Codice di rete di Terna, intitolato “*Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)*”, pubblicato in consultazione dal 19 luglio 2012 al 25 luglio 2012, approvato dall'AEEG con deliberazione 344/2012/R/eel e attivo dal 2 agosto 2012. Il provvedimento definisce le modalità d'attuazione, per motivi di sicurezza, della riduzione della GD connessa alle reti MT. La riduzione di GD ha lo scopo di consentire a Terna di garantire la sicurezza del sistema elettrico anche attraverso i servizi di bilanciamento e riserva, laddove si verificano situazioni, potenzialmente critiche, di riduzione della capacità regolante del SEN e dell'inerzia produttiva del SEN.

Le prescrizioni contenute nell'Allegato A.72 si applicano agli impianti di GD che presentano contemporaneamente le seguenti caratteristiche (il cui insieme è definito generazione Distribuita Riducibile – GDR):

- sono connessi alle reti MT di distribuzione;
- sono impianti non programmabili alimentati da fonte rinnovabile fotovoltaica ed eolica;
- immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari;
- presentano potenza nominale dei gruppi di generazione maggiore o uguale a 100 kW.

A causa della mancanza di un sistema di comunicazione diffuso, gli unici impianti che possono essere distaccati da remoto (dal Distributore su richiesta di Terna<sup>10</sup>) sono quelli connessi alla rete con linee dedicate (chiamati GDTEL, GDR telecontrollata) mentre gli altri impianti (chiamati GDPRO, GDR distaccabile con preavviso), che nella maggior parte dei casi condividono la connessione con linee al servizio anche di utenze passive, non sono presidiati né telecontrollati e pertanto è necessario un congruo preavviso per ogni operatività in sito, in quanto la limitazione della produzione deve essere attuata direttamente dai titolari stessi, in attesa di definire modalità di raggiungibilità da remoto<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> La potenza distaccabile installata degli impianti GDTEL viene aggiornata trimestralmente dal distributore e comunicata a Terna.

<sup>11</sup> La soluzione a regime dovrà prevedere l'estensione del controllo da remoto anche agli impianti GDPRO.

### 3.3. Forme di valorizzazione dell'energia elettrica

Ad oggi il produttore di energia elettrica può avvalersi di diverse forme di valorizzazione dell'energia stessa attraverso l'utilizzo e/o la cessione in rete della totale o parziale energia elettrica prodotta. Nel caso in cui il produttore decida di operare in cessione totale o parziale dell'energia esso può:

- mettere in vendita l'energia prodotta sulla Borsa elettrica o venderla a grossisti e clienti finali attraverso contratti bilaterali su mercato libero;
- vendere l'energia elettrica prodotta a prezzo amministrato dal gestore della rete cui l'impianto è collegato. Tale modalità di cessione dell'energia prodotta è disciplinata dalla delibera AEEG n. 280/07 e corrisponde al ritiro dedicato dell'energia.

Il **ritiro dedicato** consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), il quale provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato. Il GSE assume così in questo caso il ruolo di:

- soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto e la rivende sul mercato elettrico;
- utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei produttori;
- interfaccia unica, in sostituzione del produttore, verso il sistema elettrico tanto per la compravendita di energia quanto per i principali servizi connessi.

Possono richiedere l'accesso al regime di ritiro dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili;
- potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, alimentati da fonti non rinnovabili;
- potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un auto produttore.

Nel momento in cui il produttore decida di avvalersi del ritiro dedicato è tenuto a presentare, entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, un'apposita istanza di ritiro dedicato al GSE attraverso il portale informatico messo a disposizione da tale operatore. Una volta effettuata l'opportuna richiesta verrà attivato il rapporto contrattuale, mediante la stipula della convenzione con il GSE.

Per quanto riguarda la valorizzazione dell'energia da parte del GSE essa viene determinata sulla base del "prezzo medio zonale orario", ovvero il prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto. Nel caso dei produttori di piccola taglia, con impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, possono ricevere dal GSE una

remunerazione garantita (i cosiddetti “prezzi minimi garantiti”) per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete, senza pregiudicare la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa. I prezzi minimi garantiti vengono a sua volta aggiornati annualmente dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG).

Il GSE riconosce inoltre, a fine di ogni anno, un conguaglio a favore degli impianti per i quali il ricavo associato ai prezzi orari zonali sia risultato più elevato di quello risultante dall’applicazione dei prezzi minimi garantiti.

Infine l’Autorità per l’energia elettrica e il gas dal 2012 ha previsto una variazione nella determinazione dei prezzi minimi garantiti, i quali sono stati differenziati per fonte rinnovabile utilizzata.

Nel caso in cui il produttore decida di operare un’azione alternativa alla cessione di energia può richiedere, sempre al GSE, il servizio di scambio sul posto.

Lo **scambio sul posto**, regolato dalla Delibera ARG/elt 74/08, è una particolare modalità di valorizzazione dell’energia elettrica che consente, al soggetto responsabile di un impianto, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l’energia elettrica prodotta ma non direttamente auto consumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Il meccanismo di scambio sul posto consente al Soggetto Responsabile di un impianto di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all’energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all’energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il GSE in questo caso ha il ruolo di gestire le attività connesse allo scambio sul posto e di erogare il contributo in conto scambio (CS), un contributo che garantisce il rimborso (“ristoro”) di una parte degli oneri sostenuti dall’utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete. Il contributo è determinato dal GSE tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell’impianto e delle condizioni contrattuali di ciascun utente con la propria impresa di vendita, ed è calcolato sulla base delle informazioni che i gestori di rete e le imprese di vendita sono tenute a inviare periodicamente al GSE.

Tale meccanismo di valorizzazione è rivolto ai soggetti titolari di uno o più impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Ai fini dell’erogazione del servizio di scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione non sono tenuti a coincidere nel caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e l’utente dello scambio sia:

- un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;
- il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

I produttori (utenti dello scambio) che intendano aderire al regime di scambio sul posto sono tenuti a presentare, come nel caso precedente, entro 60 giorni dalla data di

entrata in esercizio dell'impianto, un'apposita richiesta attraverso il portale informatico messo a disposizione dal GSE e quindi stipulare un contratto con il GSE per la regolazione dello *scambio*.

Per quanto riguarda la compatibilità con gli incentivi, che andremo a vedere nel paragrafo successivo, gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione previsti dai Decreti Interministeriali del 5 luglio 2012 (V Conto Energia) e del 6 luglio 2012 (incentivi per fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico) non possono accedere né al servizio di Scambio sul Posto né al servizio di Ritiro Dedicato fornito dal GSE.

Pertanto i produttori che volessero accedere ai meccanismi di incentivazione proposti dal Quinto Conto Energia, sistema attualmente in vigore, dovranno recedere dalle convenzioni precedente stipulate (Scambio sul Posto o Ritiro Dedicato). [6]

### 3.4. Sistemi di incentivazione

In Italia la normativa che regolamenta gli incentivi alla produzione da fonti rinnovabili è venuta a cambiare nel corso del 2012. I Decreti Ministeriali del 5 e del 6 luglio 2012 hanno infatti definito nuove regole, rispettivamente per il Conto Energia e per la produzione dalle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Nel primo caso il DM del 5 luglio 2012 ha infatti introdotto a partire dal 27 agosto 2012 il Quinto Conto Energia, mentre il DM del 6 luglio 2012 ha introdotto a partire dal 1 Gennaio del 2013 un nuovo sistema di incentivazione per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Prima di tali date il sistema adottato in Italia, cui fanno riferimento i dati ufficiali più recenti relativi agli incentivi erogati nel corso degli ultimi anni si viene a concretizzare principalmente in due diverse tipologie:

- feed-in tariff
- quota di mercato

Questi strumenti di politica energetica vanno ad agire sulle leggi di mercato dalla parte della domanda, assicurando un valore incentivato fisso e certo per ogni kWh prodotto nel caso della tipologia feed-in tariff, oppure attraverso la creazione di un mercato per un nuovo bene introducendo uno strumento istituzionale per regolare i comportamenti in materia di energia da fonti rinnovabili (cui è stato correlato il meccanismo dei Certificati Verdi) nel caso della quota di mercato.

Alla prima tipologia di strumenti, la *feed-in tariff*, appartengono il Conto Energia e la Tariffa Omnicomprensiva, che prevedono una remunerazione certa della produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso un incentivo fissato per una durata stabilita: 20 anni per il Conto Energia fotovoltaico, 25 per il solare termico e 15 anni per la Tariffa Omnicomprensiva.

L'energia prodotta in questo caso viene acquistata a un valore che è superiore a quello del mercato perché ingloba al suo interno anche una quota incentivante.

Il sistema *feed-in tariff*, adottato oltre che in Italia anche in altri paesi come Germania e Francia è amministrato e garantito nel nostro paese dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Il prezzo dell'incentivo (differenza tra onere di ritiro e ricavo dalla vendita dell'energia) ricade sul consumatore finale che vedrà in bolletta un capitolo di spesa destinato allo sviluppo delle FER come la componente A3 in Italia o la componente EEG in Germania.

Il sistema della Tariffa Omnicomprensiva è stato introdotto con la legge 24 Dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008) e costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore ad 1MW (200 kW se eolici) ed entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2007.

La tariffa è riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia immessa in rete, per tutti gli impianti che sono entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

La tariffa è detta “omnicomprensiva” in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete. Sino al termine del periodo di incentivazione, la tariffa costituisce l’unica fonte di remunerazione, terminato il quale l’energia elettrica prodotta viene valorizzata dalle condizioni economiche previste dal libero mercato.

Per quanto riguarda il suo valore, in seguito all’aggiornamento introdotto dalla Legge 23/07/2009 n.99, esso viene indicato nella tabella sottostante facendo un’opportuna suddivisione a seconda della fonte considerata.

Tab. 3.3 - Tariffe onnicomprensive riconosciute per le diverse fonti rinnovabili.

N.	FONTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Teolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

Alla seconda tipologia di strumenti (quota di mercato) appartengono tutti i sistemi che prevedono, per i soggetti designati dalla legge, l’obbligo di immettere in rete energia da fonti rinnovabili. Tra questi rientra il meccanismo dei Certificati Verdi (CV), introdotti dal D.lgs. 79/99 (decreto Bersani).

In base all’art. 11 di tale decreto, i produttori e gli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili sono obbligati a immettere in rete una quota minima di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili.

Al fine di raggiungere tale quota è stato istituito il sistema dei Certificati Verdi che certifica l’origine dell’elettricità prodotta da fonti rinnovabili e quindi, attraverso questi titoli, l’assolvimento degli obblighi di quota da raggiungere.

Si tratta di titoli negoziabili, rilasciati dal GSE a chi produce energia da fonti rinnovabili, che possono essere rivenduti, in un mercato creato appositamente, a industrie o attività (produttori e importatori di energia elettrica) che sono obbligate a produrre una quota di energia mediante fonti rinnovabili ma non lo fanno autonomamente.

L'obbligo infatti può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi (CV) dai produttori di energia "verde".

Il Certificato, essendo negoziabile, può cambiare più volte proprietario prima del suo annullamento, previsto dopo tre anni.

Un CV corrisponde a 1 MWh/anno prodotto e il suo valore è orientato, anche se non stabilito, dal prezzo di offerta dei certificati di proprietà del GSE. Al termine dei tre anni di vita del certificato, il GSE è tenuto a ritirare i titoli non venduti. Il prezzo di ritiro è definito come il prezzo medio ponderato delle contrattazioni dei titoli sul Mercato del Gestore del Mercato Elettrico nel periodo di riferimento.

Il valore dei CV infine è differenziato attraverso l'introduzione di un coefficiente moltiplicativo che varia a seconda della fonte utilizzata, come correttivo del numero dei titoli riconosciuti per ogni MWh di energia elettrica prodotta (Tabella 3.4). La distinzione del coefficiente a seconda della fonte rinnovabile utilizzata serve a riconoscere la diversa onerosità cui è soggetta la produzione di energia elettrica, che varia appunto con la fonte.

Tab. 3.4 - Coefficiente moltiplicativo per il calcolo dei CV (GSE 2010).

<b>Numerazione come da L. 244/07</b>	<b>Fonte</b>	<b>Coefficiente K</b>
1	eolica on-shore	1,00
1-bis	eolica off-shore	1,50
3	geotermica	0,90
4	moto ondoso e mareomotrice	1,80
5	idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
6	rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
8	gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Si sottolinea infine che solo per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) con esclusione della fonte solare,

può essere esercitato il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Omnicomprensiva.

Un'ulteriore forma di incentivazione per l'impiego di energie da fonti rinnovabili è costituita dalla detrazione fiscale, come nel caso degli impianti fotovoltaici, in cui si può usufruire della detrazione fiscale IRPEF del 50% sulle spese sostenute per la realizzazione dell'impianto, recupero che rimane in vigore, a seguito della proroga prevista dal decreto legge n. 63/2013, fino al 31 dicembre 2013 per un massimo di 96.000 € per unità immobiliare.

### 3.4.1. Novità introdotte dal Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012

Andiamo ora a descrivere brevemente le principali novità introdotte dal Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, il quale stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW. Gli incentivi previsti dal Decreto vengono applicati agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1 gennaio 2013.

Attraverso l'introduzione del seguente decreto si vengono a disciplinare le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il meccanismo dei Certificati Verdi, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei Certificati Verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione. Viene inoltre definito, come accade per il Quinto Conto Energia, che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non potrà superare complessivamente una predeterminata soglia, fissata in questo caso al valore di 5,8 miliardi di euro annui. A oggi tale costo è pari a 4.1 miliardi di euro annui e presenta al suo interno le seguenti componenti di incentivazione:

- Certificati Verdi
- Tariffa Omnicomprensiva
- CIP6
- Registri e Aste previsti dal DM 6/7/2012
- Impianti in esercizio previsti dal DM 6/7/2012

Il nuovo Decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto mentre per l'energia elettrica auto consumata non è previsto nessun accesso agli incentivi.

Sono previsti due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- a) una **tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW**, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base (Tb), determinata in base alla tipologia di fonte, impianto e classe di potenza (come indicato nell'Allegato 1 del Decreto) e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.);
- b) un **incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW** e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base, a cui vanno sommati eventuali premi cui ha diritto l'impianto, e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto).

Per quanto riguarda invece la durata degli incentivi, essi saranno pari alla **vita media utile convenzionale** della specifica tipologia di impianto, sempre indicata nell'Allegato 1 del Decreto. Si ricorda infine, come è stato detto precedentemente, che l'accesso agli incentivi stabiliti dal DM 6 luglio 2012 è alternativo ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato. [7]

### 3.4.2. Evoluzione del Conto Energia

Considerato l'oggetto della relazione in corso e l'enorme crescita del numero di impianti fotovoltaici che si sono installati in Italia, e in particolare in Veneto, risulta particolarmente importante effettuare un'analisi accurata sul regime di incentivazione dedicato a tale tipologia d'impianti, denominato Conto Energia, partendo dalla sua evoluzione fino ad arrivare alla situazione attualmente in vigore.

Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con la direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), recepita con l'approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003. Questo meccanismo, che premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni, è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (**Primo Conto Energia**) che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio dell'impianto.

Con il D.M. del 19 febbraio 2007, cosiddetto **Secondo Conto Energia**, il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato nuovi criteri per incentivare la produzione elettrica degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2010. Tra le principali novità introdotte dal Secondo Conto Energia c'era l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta e non solamente su quella prodotta e consumata in loco, lo snellimento delle pratiche burocratiche per l'ottenimento delle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe sulla base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto. Veniva, inoltre, introdotto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia. Nel 2010 è entrato in vigore il **Terzo Conto Energia** (D.M. 6 agosto 2010), applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha definito le seguenti categorie di impianti:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in “impianti su edifici” o “altri impianti fotovoltaici”);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Successivamente però la pubblicazione della legge 129/10 (legge cosiddetta “Salva Alcoa”) emanata il 13 agosto 2010 ha di fatto prorogato fino al 30 giugno 2011 il periodo di operatività del secondo Conto Energia, inizialmente destinato a esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del terzo Conto Energia.

Il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011, che ha definito il meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici riguardante gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 (**Quarto Conto Energia**), definendo pertanto in tale data la conclusione del Terzo Conto Energia.

Il D.M. 5 luglio 2012, cosiddetto **Quinto Conto Energia**, attualmente in vigore ha infine ridefinito le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Il Quinto Conto Energia, ormai in fase di scadenza, cesserà di applicarsi decorsi 30 giorni solari dalla data in cui si raggiungerà un costo indicativo cumulato degli incentivi di **6,7 miliardi di euro l'anno**, data che sarà comunicata dall'AEEG, sulla base degli elementi forniti dal GSE attraverso il proprio contatore fotovoltaico, con un'apposita deliberazione<sup>12</sup>.

La copertura finanziaria necessaria all'erogazione di questi importi viene garantita da un prelievo tariffario obbligatorio (cod. A3) a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica di tutti gli operatori elettrici italiani.

### 3.4.2.2. Quinto Conto Energia

Il Quinto Conto Energia, sistema d'incentivazione attualmente in vigore, va a ridefinire attraverso il D.M. 5 luglio 2012, le modalità d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Le modalità d'incentivazione previste dal Quinto Conto Energia si applicano dal 27 agosto 2012, ovvero decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della deliberazione con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha determinato, su indicazione del GSE, il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi pari a 6 miliardi di euro.

Il Quinto Conto Energia, come è stato detto precedentemente, cesserà di applicarsi decorsi 30 giorni solari dalla data in cui si raggiungerà un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno.

Le tariffe incentivanti cui fa riferimento il Quinto Conto Energia sono riconosciute, similmente a quanto accadeva per il Quarto Conto Energia alle seguenti tecnologie d'impianti di produzione:

- impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologia d'installazione;
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;

Tali tecnologie però a differenza di quando accadeva nel conto energia precedente vengono a ottenere un'incentivazione diversa come vedremo nei paragrafi successivi. Nel Quinto Conto Energia a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto, s'individuano due distinti meccanismi di accesso agli incentivi denominati rispettivamente a "accesso diretto" e a "accesso tramite registro".

---

<sup>12</sup> Con la delibera 250/2013/R/efr emanata dall'AEEG il 6 giugno 2013, si è raggiunto ufficialmente il costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno. Pertanto il trentesimo giorno solare dalla predetta data, ovvero il 6 Luglio 2013 verrà a cessare ufficialmente il Quinto Conto Energia.

Alla tipologia di accesso diretto fanno parte gli:

- impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 12 kW, inclusi gli impianti realizzati a seguito di rifacimento, nonché i potenziamenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto non superiore a 12 kW;
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€;
- impianti fotovoltaici a concentrazione fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€;
- impianti fotovoltaici realizzati da Amministrazioni Pubbliche mediante svolgimento di procedure di pubblica evidenza, fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€;
- impianti fotovoltaici di potenza superiore a 12 kW e non superiore a 20 kW, inclusi gli impianti realizzati a seguito di rifacimento, nonché i potenziamenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto superiore a 12 kW e non superiore a 20 kW, che richiedono una tariffa ridotta del 20% rispetto a quella spettante ai pari impianti iscritti al Registro.

Per gli impianti che non ricadono tra quelli che accedono direttamente alle tariffe incentivanti, l'accesso agli incentivi è subordinato, oltre che al rispetto di tutti i requisiti e delle condizioni indicate dal DM 5 luglio 2012, alla preventiva richiesta di iscrizione, esclusivamente per via telematica, al Registro informatico tenuto dal GSE (accesso tramite registro), e all'ammissione in graduatoria entro i seguenti limiti di costo:

- 1° Registro: 140 milioni di euro;
- 2° Registro: 120 milioni di euro;
- Registri successivi: 80 milioni di euro.

Le risorse disponibili, fatto salvo il raggiungimento del limite di costo indicativo cumulato annuo di 6,7 miliardi di euro, da assegnare per ciascun Registro, possono essere a sua volta incrementate e/o ridotte secondo quanto previsto dal DM 5 luglio 2012. Ora nel momento in cui si riesca ad accedere al meccanismo di incentivazione o tramite l'accesso diretto o tramite il registro, il soggetto responsabile dell'impianto di produzione è tenuto a presentare entro 15 giorni dalla data di attivazione dell'impianto la richiesta di concessione della tariffa incentivante. Risulta fondamentale far presente che con l'entrata in vigore del Quinto Conto Energia le tariffe incentivanti, per gli impianti di potenza fino a 1 MW, rappresentano un'alternativa rispetto ai meccanismi dello scambio sul posto, del ritiro dedicato e della cessione dell'energia al mercato elettrico. Pertanto per i soggetti titolari di tali convenzioni, nel momento in cui gli impianti fossero ammessi in graduatoria in posizione utile nei registri previsti dal DM 5 luglio 2012, dovranno recedere dalla convenzione all'atto della richiesta delle tariffe incentivanti.

A differenza dei precedenti meccanismi di incentivazione con il Quinto Conto Energia l'erogazione dell'incentivazione avviene attraverso una tariffa omnicomprensiva per quanto riguarda la quota di energia netta immessa in rete dall'impianto e, con una tariffa premio, la quota di energia netta consumata in loco.

In particolare il GSE con il Quinto Conto Energia eroga sulla quota di produzione netta immessa in rete:

- **per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW**, una tariffa omnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto e individuata, rispettivamente, per gli impianti fotovoltaici, per gli impianti integrati con caratteristiche innovative e per gli impianti fotovoltaici a concentrazione;
- **per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW**, la differenza, se positiva, fra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale orario. Tale differenza non può essere mai superiore alla tariffa omnicomprensiva applicabile all'impianto in funzione della potenza, della tipologia e del semestre di riferimento. L'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW resta nella disponibilità del produttore.

Per quanto riguarda invece la quota di produzione netta consumata in loco viene attribuita una tariffa premio.

Nel caso quindi di un impianto con autoconsumo la tariffa spettante sarà data dalla somma della tariffa omnicomprensiva sulla quota di produzione netta immessa in rete e della tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata.

I valori delle due tariffe (omnicomprensiva e premio), saranno progressivamente decrescenti per i semestri d'applicazione del Quinto Conto Energia, entrato in vigore il 27 Agosto 2012. Per quanto riguarda la tariffa incentivante che viene riconosciuta all'impianto nel momento in cui entra in esercizio gli rimarrà costante in moneta corrente per tutto il periodo dell'incentivazione, considerato al netto di eventuali fermate disposte per problematiche connesse alla sicurezza della rete o a eventi calamitosi, riconosciuti come tali dalle autorità competenti.

Il Quinto Conto Energia prevede inoltre una maggiorazione delle tariffe, limitatamente agli impianti fotovoltaici e agli impianti integrati con caratteristiche innovative, attraverso il riconoscimento di premi quantificati in €/MWh per:

- gli impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o dello Spazio Economico Europeo (Islanda, Liechtenstein e Norvegia);
- gli impianti realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

## Impianti fotovoltaici

Anche in questo caso come nel caso del quarto conto energia avviene una suddivisione tra gli **impianti fotovoltaici sugli edifici** e gli **altri impianti fotovoltaici**, abolendo però la suddivisione tra piccoli e grandi impianti.

Tuttavia il Quarto Conto Energia continuava ad applicarsi:

- ai “piccoli impianti”<sup>13</sup> e agli impianti che entravano in esercizio prima della data di decorrenza delle modalità di incentivazione previste dal Quinto Conto Energia;
- ai “grandi impianti” iscritti in posizione utile nei registri e che producevano la certificazione di fine lavori nei termini previsti dal Quarto Conto Energia;
- agli impianti realizzati sugli edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche che entravano in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

Infine per quanto riguarda il riconoscimento delle tariffe di incentivazione previste per il primo e secondo semestre del 2012 ,vengo riportate qui di seguito, rispettivamente nella Tabella 3.5 e 3.6.

Tab. 3.5 - Tariffe per gli impianti che sono entrati in esercizio nel primo semestre di applicazione del V Conto Energia.

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 <= P <= 3	208	126	201	119
3 < P <= 20	196	114	189	107
20 < P <= 200	175	93	168	86
200 < P < 1000	142	60	135	53
1000 < P <= 5000	126	44	120	38
P > 5000	119	37	113	31

<sup>13</sup> Per “piccoli impianti” s’intendono:

- gli impianti installati su edifici con una potenza non superiore a 1000 kW;
- gli altri impianti fotovoltaici con una potenza non superiore a 200 kW e operanti in regime di scambio sul posto;
- ogni tipo di impianto fotovoltaico di potenza qualsiasi realizzato su edifici e aree delle Amministrazioni pubbliche

In tutti gli altri casi si fa riferimento ai “grandi impianti”.

Tab. 3.6 - Tariffe per gli impianti che sono entrati in esercizio nel secondo semestre di applicazione del V Conto Energia.

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 <= P <= 3	182	100	176	94
3 < P <= 20	171	89	165	83
20 < P <= 200	157	75	151	69
200 < P < 1000	130	48	124	42
1000 < P <= 5000	118	36	113	31
P > 5000	112	30	106	24

### Fotovoltaico integrato innovativo

Il Quinto Conto Energia, va a ridefinire attraverso l'art. 8 del DM 5 luglio 2012 che gli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW realizzati secondo le previsioni del Decreto e che utilizzano moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici di edifici, energeticamente certificabili secondo la normativa nazionale, hanno diritto alle tariffe incentivanti indicate nella tabella 3.7 e 3.8. Possono accedere alle tariffe incentivanti per gli "Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative" gli impianti fotovoltaici che utilizzano moduli e componenti con le seguenti caratteristiche:

1. moduli e componenti speciali, sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici di edifici, energeticamente certificabili, quali:
  - coperture degli edifici;
  - superfici opache verticali;
  - superfici trasparenti o semitrasparenti sulle coperture;
  - superfici apribili e assimilabili quali porte, finestre e vetrine anche se non apribili comprensive degli infissi;
2. moduli e componenti che abbiano significative innovazioni di carattere tecnologico;
3. moduli progettati e realizzati industrialmente per svolgere, oltre alla produzione di energia elettrica anche funzioni architettoniche fondamentali quali:
  - protezione o regolazione termica dell'edificio, ovvero il componente deve garantire il mantenimento dei livelli di fabbisogno energetico dell'edificio;
  - tenuta all'acqua e impermeabilizzazione della struttura edilizia sottesa;

- tenuta meccanica comparabile con l'elemento edilizio sostituito.

I **moduli** dovranno, inoltre, essere installati secondo le seguenti modalità:

- 1) i moduli devono sostituire componenti architettonici degli edifici;
- 2) i moduli devono comunque svolgere una funzione di rivestimento di parti dell'edificio, altrimenti svolta da componenti edilizi non finalizzati alla produzione di energia elettrica;
- 3) da un punto di vista estetico, il sistema fotovoltaico deve comunque inserirsi armoniosamente nel disegno architettonico dell'edificio.

Con il Quinto Conto Energia gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative possono accedere direttamente alle tariffe incentivanti, non essendo necessaria l'iscrizione al Registro per gli impianti fotovoltaici, fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€.

Nel caso in cui all'impianto non siano riconosciuti i requisiti per l'accesso alle tariffe per "Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative", oppure siano stati raggiunti i limiti previsti per il costo indicativo annuo di 50 ML€, l'impianto potrà accedere, nel rispetto dei requisiti previsti dal Decreto, alle tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici.

In tal caso, se l'impianto ricade tra quelli soggetti all'obbligo di iscrizione al Registro, l'iscrizione al Registro successivo è considerata una condizione necessaria per accedere alle tariffe incentivanti.

Si riportano qui di seguito le tariffe che sono state indicate per l'anno 2012, progressivamente decrescenti per i semestri d'applicazione, rispettivamente nella tabella 3.7 e 3.8.

Tab. 3.7 - Tariffe per gli impianti che sono entrati in esercizio nel primo semestre di applicazione del V Conto Energia.

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 20	288	186
20 < P ≤ 200	276	174
P > 200	255	153

Tab. 3.8 - Tariffe per gli impianti che sono entrati in esercizio nel secondo semestre di applicazione del V Conto Energia.

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 20	242	160
20 < P ≤ 200	231	149
P > 200	217	135

### Fotovoltaico a concentrazione

Con il Quinto Conto Energia gli impianti fotovoltaici a concentrazione con potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW realizzati secondo le previsioni del DM 5 luglio 2012 (c.d. Quinto Conto Energia) possono accedere direttamente alle tariffe incentivanti fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€. Al riguardo, si precisa che:

- per accedere integralmente alle tariffe previste per gli impianti fotovoltaici a concentrazione, il fattore di concentrazione deve essere pari almeno a 10 “soli”;
- per impianti con fattore di concentrazione compreso tra 3 e 10 “soli” le stesse tariffe sono ridotte del 10%;
- gli impianti fotovoltaici a concentrazione, con fattore di concentrazione inferiore a 3 “soli”, sono equiparati agli impianti fotovoltaici e pertanto sono soggetti ai medesimi meccanismi di incentivazione.

A tal riguardo si segnala che, come indicato nell’art. 2, comma 1 del DM 5 luglio 2012, per «fattore di concentrazione di impianto fotovoltaico a concentrazione» è inteso il valore minimo fra il fattore di concentrazione geometrico e quello energetico definiti e calcolati sulla base delle procedure indicate nella Guida CEI 82-25.

A differenza di quanto accade per le prime due tipologie di impianto, in cui potevano beneficiare delle tariffe incentivanti le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità immobiliari o di edifici, nel caso del fotovoltaico a concentrazione possono beneficiare delle tariffe incentivanti esclusivamente le persone giuridiche e i soggetti pubblici.

Le tariffe incentivanti che sono state indicate per l’anno 2012 per gli impianti fotovoltaici a concentrazione, progressivamente decrescenti per i semestri d’applicazione, sono indicate rispettivamente nelle tabelle 3.9 e 3.10.

Tab 3.9 - Tariffe per gli impianti che sono entrati in esercizio nel primo semestre di applicazione del V Conto Energia.

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 <= P <= 200	259	157
200 < P <= 1000	238	136
P > 1000	205	103

Tab. 3.10 - Tariffe per gli impianti che sono entrati in esercizio nel secondo semestre di applicazione del V Conto Energia.

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 <= P <= 200	215	133
200 < P <= 1000	201	119
P > 1000	174	92

A oggi come si apprende dal contatore fotovoltaico pubblicato sul sito del GSE il Quinto Conto Energia ha raggiunto un costo cumulato degli incentivi pari a 6,598 miliardi di euro l'anno, pertanto il raggiungimento del limite fissato a 6,7 miliardi è ormai imminente provocando così il termine anche del Quinto Conto Energia.

Una volta raggiunto tale limite, ovvero cessato il Quinto Conto Energia si prevede che i soggetti responsabili degli impianti, si orientino verso la richiesta della detrazione fiscale IRPEF del 50% prevista più in generale per "tutti i lavori di ristrutturazione e recupero edilizio", e contemporaneamente al ritiro dedicato o scambio sul posto previsto dal GSE, ricevendo così una tariffa minima garantita per l'energia immessa in rete.

Tale comportamento, grazie anche all'abbassamento dei costi relativi ai moduli fotovoltaici, si sta già verificando per gli impianti i cui responsabili sono le persone fisiche le quali preferiscono rinunciare alla tariffa omnicomprensiva prevista dal Quinto Conto Energia e poter accedere così alle forme di convenzioni proposte dal GSE quali ritiro dedicato o scambio sul posto.

Per avere una visione globale dell'influenza del fenomeno di incentivazione che ha interessato l'installazione degli impianti fotovoltaici, che rappresentano la stragrande maggioranza della Generazione Distribuita in Italia e nel Veneto andiamo a rappresentare graficamente, attraverso la figura 3.4, l'evoluzione del Numero di impianti e della Potenza cumulata durante le diverse fasi del Conto Energia.

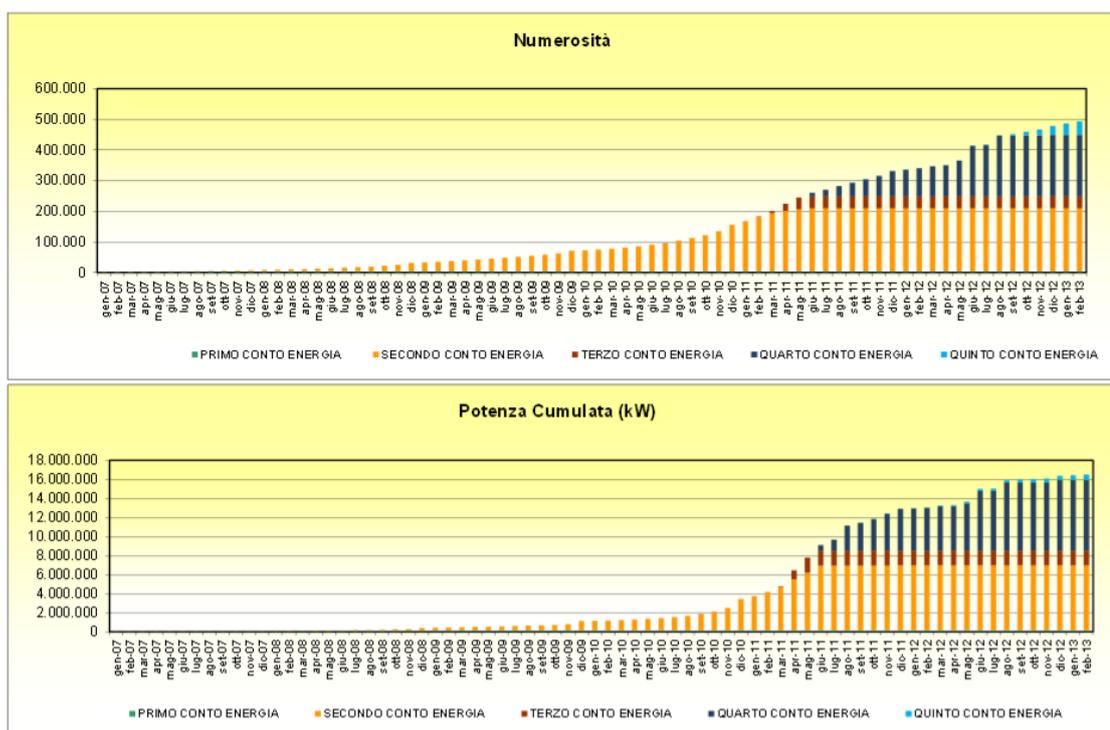


Fig. 3.4 - Evoluzione della numerosità e della potenza totale cumulata degli impianti entrati in esercizio con il Conto Energia. [8]

Si può osservare come a partire dal 2011 ci sia stata una crescita esponenziale sia del numero di impianti sia della Potenza installata fornita da Impianti di produzione a fonti rinnovabili, tanto che a oggi si può registrare un numero di 508.420 impianti installati con una potenza cumulata di 17.252.323 kW.



## 4. La rete di distribuzione in Veneto

In questo capitolo, grazie alla collaborazione con Enel Distribuzione S.p.A., andremo ad analizzare i dati riguardanti la rete di Distribuzione in Veneto, costituita per definizione dalle linee in Bassa e Media Tensione.

Enel Distribuzione rappresenta la società di distribuzione di riferimento nella regione Veneto possedendo la quasi totalità delle linee MT e BT (le altre due società di distribuzione sono A.I.M. SERVIZI A RETE S.R.L. con sede a Vicenza e AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A. con sede a Verona) ed ha il compito di assicurare il servizio di distribuzione dell'energia elettrica tra la rete di trasmissione e i clienti.

Nel rappresentare i dati riguardanti la Rete di Distribuzione in Veneto, viene definita qui di seguito la Distribuzione Territoriale della Rete<sup>14</sup> (DTR), definita da Enel Distribuzione, a cui il Veneto afferisce.

Inizialmente tale distribuzione territoriale comprendeva al suo interno Trentino Alto-Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia, questo fino all'1 gennaio 2011, data in cui il Trentino Alto-Adige è stato ceduto a una delle principali aziende energetiche Altoatesine (SELNET S.p.A.), modificando conseguentemente tale DTR che risulta così costituita da Veneto e Friuli Venezia Giulia come rappresentato nella figura 4.1.

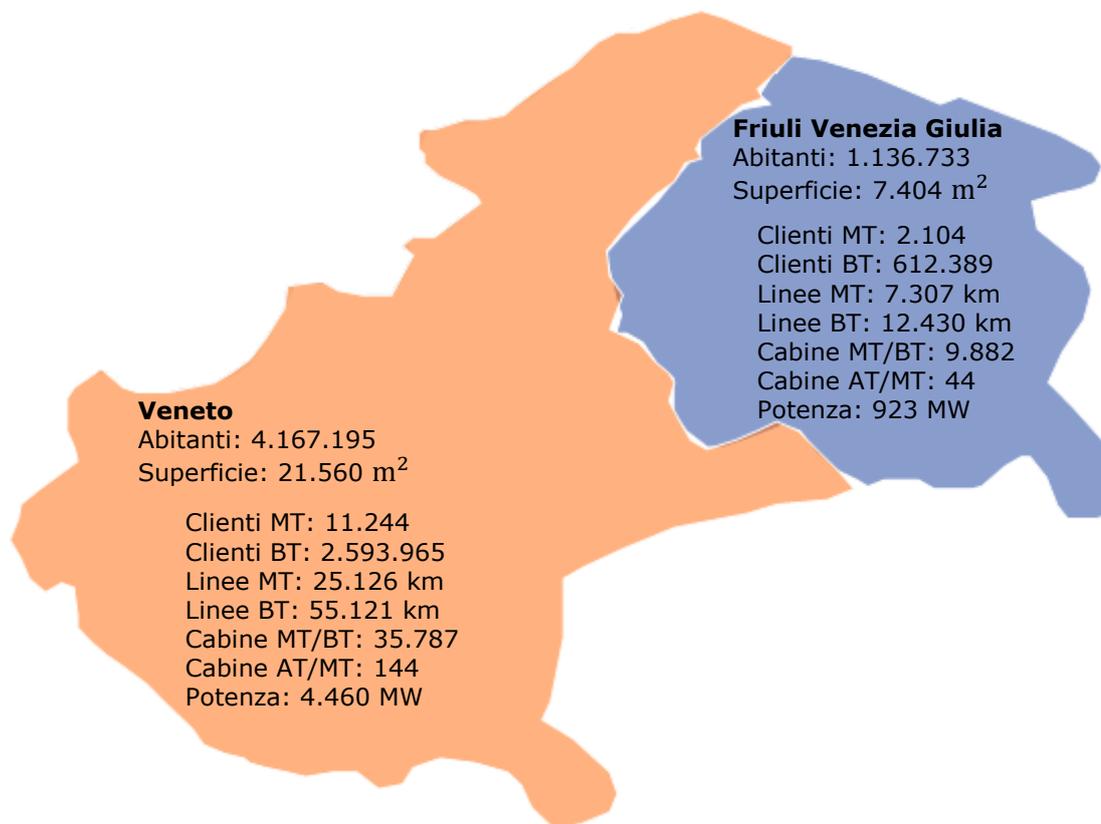


Fig. 4.1 - Distribuzione territoriale della rete nel Triveneto (TRI).

<sup>14</sup> Enel Distribuzione suddivide il territorio nazionale in undici DTR (PIL, LOM, TRI, ERM, TOU, LAM, CMP, PUB, CAL, SIC, SAR) all'interno delle quali è compresa la rete di distribuzione di una o più regioni.

Nel suo assieme tale sistema da origine a una DTR complessiva costituita da 5.303.928 abitanti su una superficie di 28.964 m<sup>2</sup>, con una potenza installata complessiva pari a 5.383 MW.

Determinata la realtà in cui è inserito il Veneto si va ora a considerare il valore delle attivazioni dei produttori in Bassa e Media Tensione che si sono susseguiti negli ultimi tre anni.

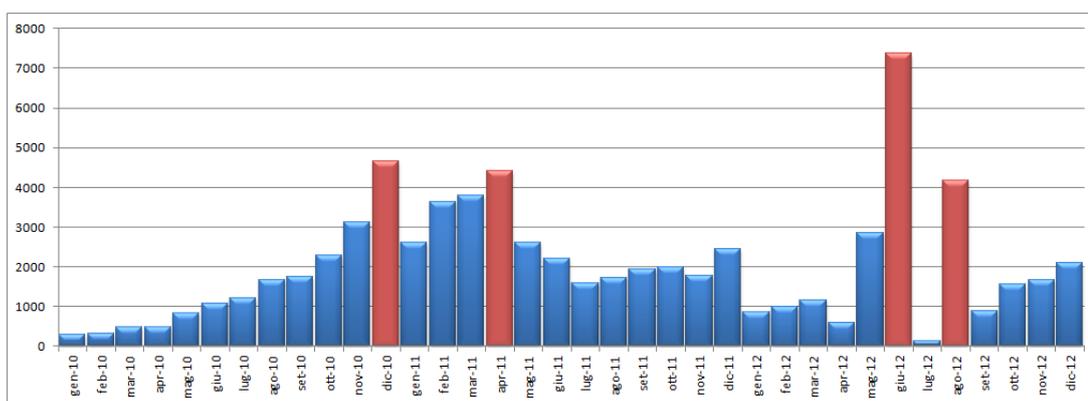


Fig. 4.2 - Numero di attivazioni in Bassa Tensione.

Osservando la figura 4.2 si può notare immediatamente come in determinati mesi (evidenziati in rosso) dei diversi anni considerati, ci sia stata una forte crescita delle attivazioni, tale crescita è data dalla scadenza dei diversi conti energia previsti per gli impianti fotovoltaici.

In particolare si osserva come nel dicembre del 2010 ci sia stata una rincorsa alle attivazioni da parte dei produttori per rientrare all'interno del Secondo Conto Energia, che veniva a decadere per l'appunto il 31 Dicembre 2010. Un altro massimo si è verificato nell'Aprile del 2011, ultimo mese utile per usufruire delle tariffe incentivanti previste dal Terzo Conto Energia il quale prevedeva per il 2011 dei gradini di riduzione delle tariffe incentivanti che venivano a scattare ogni 4 mesi (Aprile/Agosto/Dicembre). L'ultimo massimo si è verificato sia nel Giugno sia nell'Agosto del 2012, periodo in cui veniva a scadere il termine utile (26 Agosto 2012) per accedere alle tariffe incentivanti previste dal Quarto Conto Energia. Successivamente a tale data entrava in vigore il Quinto Conto Energia.

Qui di seguito viene infine indicato, nella tabella 4.1, il Numero e la relativa Potenza attivata in Bassa Tensione nel corso degli ultimi tre anni.

Tab. 4.1 - Potenza attivata in Bassa Tensione nel Triveneto.

<b>BT</b>	<b>Attivazioni [Num.]</b>	<b>P. Attivata [MW]</b>
<b>2010</b>	18.189	149,93
<b>2011</b>	30.725	403,42
<b>2012</b>	24.341	241,12

Per quanto riguarda invece il numero di attivazioni in Media Tensione viene fornito qui di seguito, nella figura 4.3, il medesimo grafico già visto precedentemente per le attivazioni in Bassa Tensione.

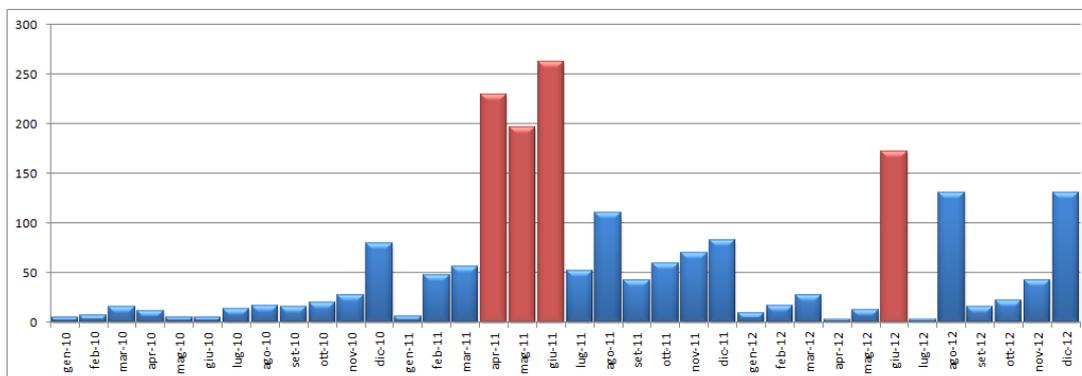


Fig. 4.3 - Numero di attivazioni in Media Tensione.

A differenza del diagramma precedente, si può osservare immediatamente come il numero di attivazioni in Media Tensione sia nettamente inferiore rispetto al numero di attivazioni in Bassa Tensione, evidenziando così una generazione distribuita molto caratterizzata da piccoli impianti in Bassa Tensione. Si osserva inoltre come in questo caso ci sia una concentrazione elevata di attivazioni prevalentemente nel trimestre Aprile, Maggio e Giugno 2011. Tale situazione è stata determinata dalla legge del 13 agosto 2010, n.129 (la cosiddetta legge “salva Alcoa”), la quale ha riconosciuto le tariffe incentivanti del Secondo Conto Energia anche a tutti quelli impianti fotovoltaici che son riusciti a concludere l’installazione dell’impianto entro il 31 dicembre 2010 (termine iniziale di scadenza del Secondo Conto) e che son riusciti per l’appunto a entrare in esercizio entro il 30 Giugno del 2011. L’altro massimo si è verificato, come nel caso delle attivazioni in BT, nel Giugno 2012 ossia a ridosso della scadenza del termine utile per rientrare nel Quarto Conto Energia. Anche in questo caso viene rappresentata qui di seguito la tabella 4.2 indicante il Numero e la Potenza attivata nella rete in Media Tensione negli ultimi tre anni.

Tab. 4.2 - Potenza attivata in Media Tensione nel Triveneto.

MT	Attivazioni [Num.]	P. Attivata [MW]
<b>2010</b>	225	142,68
<b>2011</b>	1.219	685,63
<b>2012</b>	589	336,88

## 4.1. Evoluzione della rete di distribuzione

L'innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione e sui sistemi elettrici più in generale è di certo costituita dalla Generazione Distribuita (GD).

Questa massiccia penetrazione della GD nel sistema elettrico, e in particolare nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione, ha imposto un ripensamento della modalità di gestione di tali reti, che son dovute passare da "passive" a "attive".

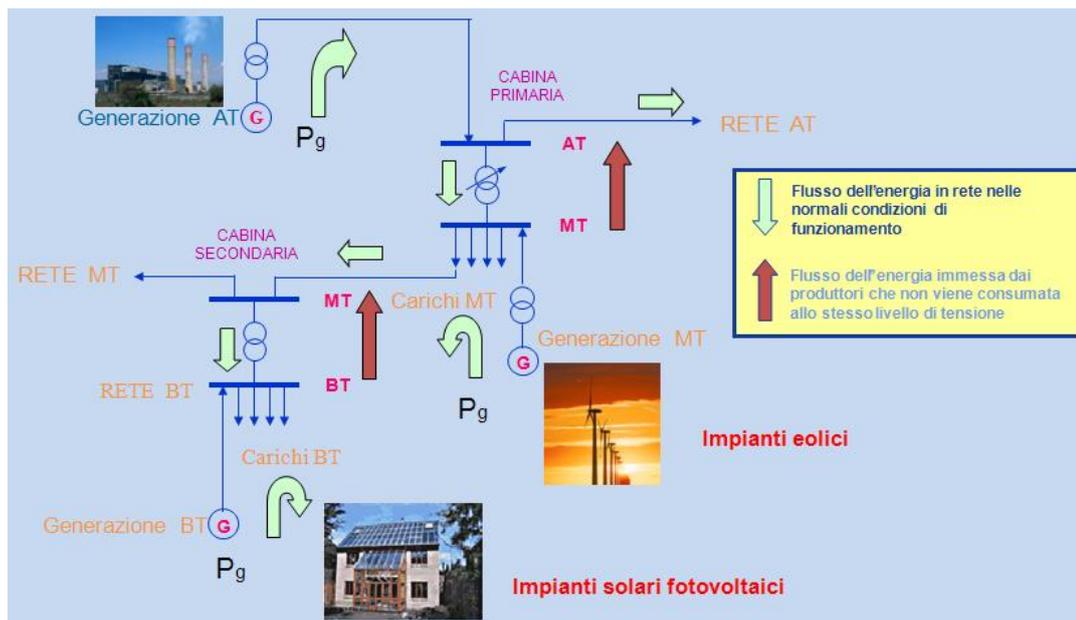


Fig. 4.4 - Evoluzione della Rete.

In particolare il sistema elettrico, concepito nell'ottica di flussi energetici unidirezionali dalla rete di alta tensione (trasmissione) verso quella di media e bassa tensione (distribuzione), è passato come dimostra la figura 4.4 a un sistema di flussi energetici bidirezionali.

Per tal motivo nel corso degli ultimi anni si è riscontrato sempre più frequentemente un'inversione del flusso di energia attiva sia in sezioni AT/MT (cabina primaria) che in sezioni MT/BT (cabina secondaria).

Per "inversione del flusso di energia" in una sezione AT/MT s'intende quindi che l'energia, anziché fluire dalla rete di alta tensione (AT) verso la rete di media tensione (MT) fluisce dalla rete di media verso la rete di alta tensione, per effetto della produzione di energia elettrica connessa alle reti di media e bassa tensione sottostanti.

A tal proposito l'articolo 4, co. 4.2 lettera c) del TICA, al fine di fornire indicazioni qualitative in relazione alla disponibilità di capacità della rete, prevede la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, dell'elenco delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali è stata riscontrata, nell'anno solare precedente, l'inversione del flusso di energia, per almeno:

- 1% delle ore annue;
- 5% delle ore annue;

Per quanto riguarda la regione Veneto l'elenco fornito da Enel Distribuzione è rappresentato nella tabella 4.3 raffigurata qui di seguito.

Tab. 4.3 - Elenco delle sezioni AT/MT di Enel Distribuzione per le quali è stata riscontrata inversione del flusso di energia per almeno 1% e 5% del tempo nell'anno 2012. [9]

Provincia	Cabina Primaria	Identificativo Sezione AT/MT	Inversione di flusso $\geq 1\%$	Inversione di flusso $\geq 5\%$
BL	CALALZO	37	x	x
BL	CAMPOLONGO	37	x	x
BL	DESEDAN	36	x	x
BL	FORNO DI Z.	36	x	x
BL	MOLINO	37	x	x
BL	PEDESALTO	36	x	x
BL	PONTE MALON	36		x
BL	SAVINER	36	x	x
BL	SAVINER	37	x	x
BL	ZUEL	37	x	x
PD	CASALE SCODOSIA	37	x	
PD	ESTE NUOVA	36	x	
PD	ESTE S.CROCE	36	x	x
PD	TOMBOLO	37	x	
RO	ADRIA	37	x	
RO	CA' TIEPOLO	37	x	
RO	CA' TIEPOLO	36	x	x
RO	CANARO	36	x	x
RO	CA'TRON	36	x	x
RO	LENDINARA	37	x	
RO	S.M.MADDALEN	36	x	
RO	TORRICELLA	37	x	
TV	CASTELFRANCO	37	x	
TV	NERVESA	36	x	x
VE	BIBIONE	36	x	x
VE	TORRE DI FINE	37	x	x
VI	ARSIERO	36	x	x
VI	ASIAGO	37	x	x
VI	BASSANO	38	x	x
VI	CARPANE'	36	x	x
VI	CARTIGLIANO	36	x	
VI	ZUGLIANO	36	x	
VR	SORIO	37	x	x
VR	SORIO	40	x	

Si osserva immediatamente come il fenomeno dell'inversione di flusso dell'energia superiore al 5% delle ore annue di funzionamento (più di un ora al giorno) riguardi ormai la maggioranza delle cabine primarie (evidenziate in blu) distribuite sul territorio Veneto.

Per comprendere al meglio tale fenomeno si andrà ad analizzare l'andamento del transito di potenza attiva riguardante una cabina primaria interessata da un'inversione di flusso  $\geq 5\%$  delle ore di funzionamento nel corso del 2012. Tale andamento verrà a sua volta confrontato con il transito di potenza rilevato nel corso del 2010.

Tra quelle evidenziate nella tabella sopradescritta si è preso in considerazione la cabina primaria del Canaro, situata nella provincia di Rovigo, indicando così nella figura 4.5 i valori medi di Potenza attiva rilevati al quarto d'ora nel corso del terzo mercoledì di Luglio del 2010 e del 2012.

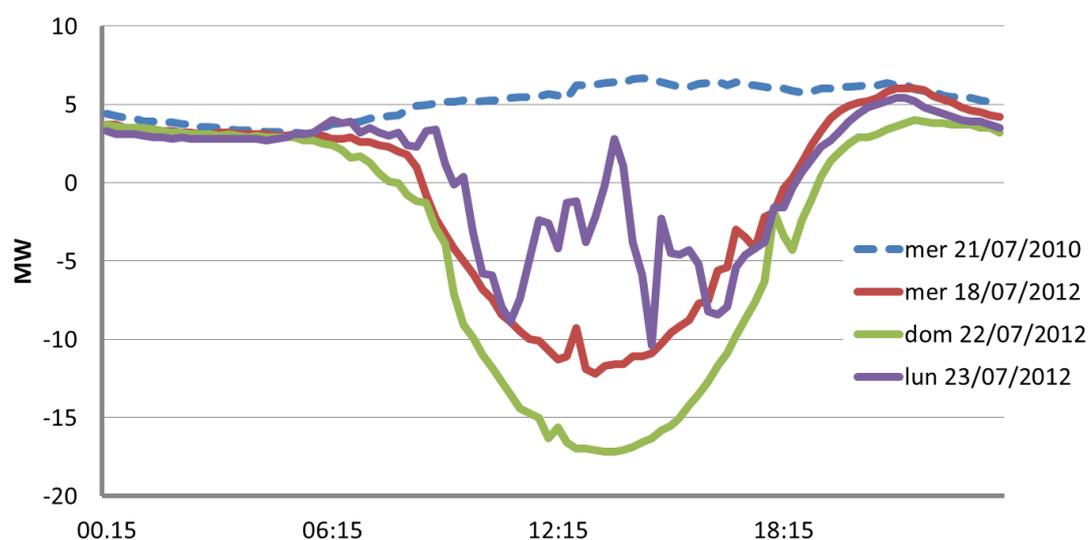


Fig. 4.5 – Andamento della Potenza attiva della C.P del CANARO nel 2010 e 2012.

Dall'analisi delle curve sopra rappresentate si osserva immediatamente la variazione del transito di Potenza che ha subito la cabina in esame. Si osserva infatti che mentre nelle prime ore del giorno la potenza in transito nei diversi casi risulta praticamente uguale, con il passare delle ore la potenza in transito nel corso del 2012 (di colore rosso) comincia a diminuire notevolmente fino a diventare a un certo punto addirittura negativa (inversione del flusso di energia) presentando un massimo verso le ore più centrali del giorno, per poi ricominciare a salire fino a raggiungere nuovamente il medesimo valore assunto dalle altre curve.

Tale fenomeno descrive in maniera chiara ed evidente l'enorme penetrazione che hanno avuto nel corso degli ultimi due anni gli impianti alimentati a energia solare nel sistema elettrico, essi infatti producendo nelle ore più centrali del giorno (quindi più soleggiate) vanno ad abbassare, durante questo intervallo, notevolmente l'energia richiesta dalla rete di Trasmissione fino a invertirla nel momento in cui l'energia prodotta va a superare l'energia consumata.

Nel corso dei giorni festivi (linea di colore verde) tale fenomeno risulta a sua volta ancora più evidente visto che vengono a mancare i carichi relativi alle attività

industriali, mentre nel caso di una giornata poco soleggiata (linea viola), l'andamento della potenza in transito risulta essere molto altalenante.

Facendo riferimento sempre alla provincia di Rovigo, viene rappresentato nella figura 4-6 anche il valore medio per tutte le giornate di Luglio della Potenza trasformata dalle C.P. di Enel Distribuzione.

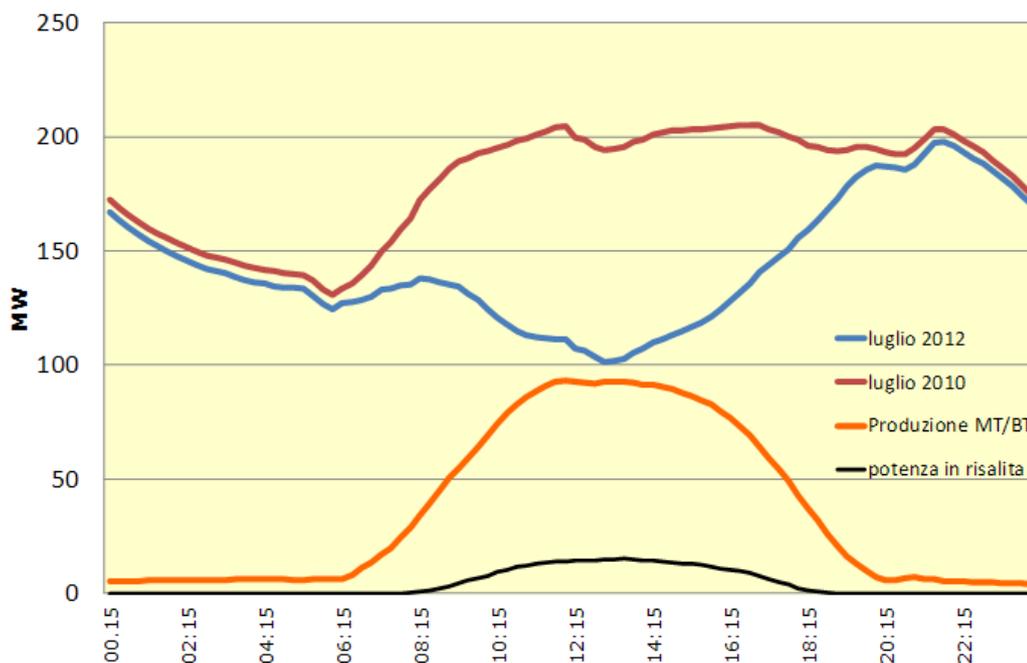


Fig. 4.6 - Confronto della Potenza distribuita nella provincia di Rovigo tra 2010 e 2012.

In questo grafico si nota in maniera ancora più evidente il fenomeno descritto precedentemente per la CP del CANARO.

A differenza di prima infatti viene indicata anche la produzione in Media e Bassa Tensione derivante dalla Generazione Distribuita (per lo più costituita dagli impianti fotovoltaici) che nel corso del Luglio 2012 ha raggiunto valori prossimi ai 100 MW provocando, attraverso l'aumento della Potenza, l'inversione del flusso di Energia dalla rete di Distribuzione alla rete di Trasmissione.



## 5. Impianti di produzione installati nella rete BT e MT

### 5.1. Analisi per Provincia

Al fine di ottenere una panoramica generale sulla tipologia di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili presenti nel territorio veneto, andremo ad analizzare il numero e la potenza installata, diversificata per tipologia di fonte, distribuita nelle diverse provincie. I dati raccolti, aggiornati al 22 Marzo 2013, sono stati forniti da Enel Distribuzione e verranno analizzati considerando separatamente la rete di Distribuzione in Bassa Tensione dalla rete di Distribuzione in Media Tensione.



#### 5.1.1. Rete di Distribuzione in Bassa Tensione

Analizzando i dati rappresentati nella tabella 5.1, relativi agli impianti collegati alla rete in Bassa Tensione, si osserva immediatamente che tra tutte le fonti considerate quella Solare<sup>15</sup> presenta dei valori nettamente superiori rispetto a tutte le altre fonti, proprio per questo motivo si è deciso di analizzarla separatamente rispetto a tutte le altre.

Tab. 5.1- Impianti collegati in Bassa Tensione

Province	Idraulica		Eolica		Solare (FV)		Biomasse		Biogas		TOTALE	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Belluno	5	0,2	0	0,0	2.985	21,7	1	0,1	0	0,0	2.991	22,0
Venezia	1	0,1	0	0,0	9.213	76,3	1	0,2	1	0,1	9.216	76,7
Rovigo	0	0,0	0	0,0	2.505	36,7	0	0,0	2	0,2	2.507	36,9
Treviso	18	1,3	0	0,0	17.175	160,9	0	0,0	3	0,2	17.196	162,4
Padova	1	0,1	0	0,0	13.236	139,7	4	0,3	3	0,3	13.244	140,4
Verona	1	0,1	1	0,1	7.585	106,4	3	0,3	3	0,3	7.593	107,2
Vicenza	6	0,4	3	0,1	11.361	108,7	3	0,2	4	0,3	11.377	250,4
<b>Veneto</b>	<b>32</b>	<b>2,2</b>	<b>4</b>	<b>0,2</b>	<b>64.060</b>	<b>650,4</b>	<b>12</b>	<b>1,1</b>	<b>16</b>	<b>1,4</b>	<b>64.124</b>	<b>655,3</b>

Si andrà ora ad analizzare graficamente il numero di impianti installati nelle diverse provincie e la relativa potenza di picco immessa in rete.

<sup>15</sup> Nell'analisi di questo studio per gli impianti che impiegano la fonte solare per la produzione di energia elettrica si fa riferimento ai soli impianti fotovoltaici, visto e considerato che rappresentano la quasi totalità degli impianti a energia solare dislocati sul territorio veneto, a differenza di quanto accade per gli impianti solari termodinamici.

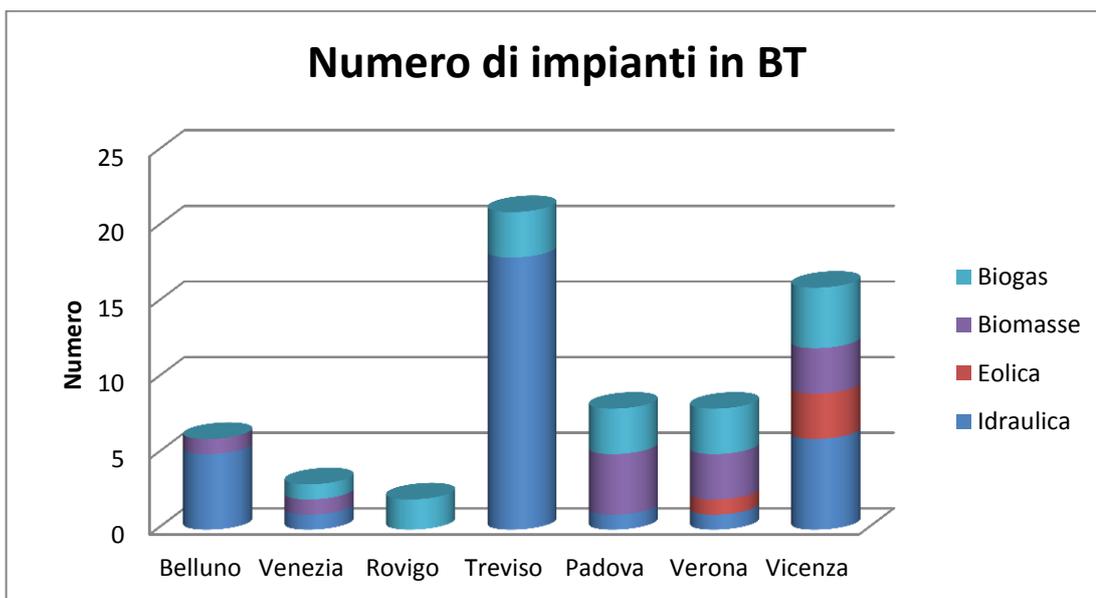


Fig. 5.1 - Numero di impianti collegati in BT suddivisi per Provincia.

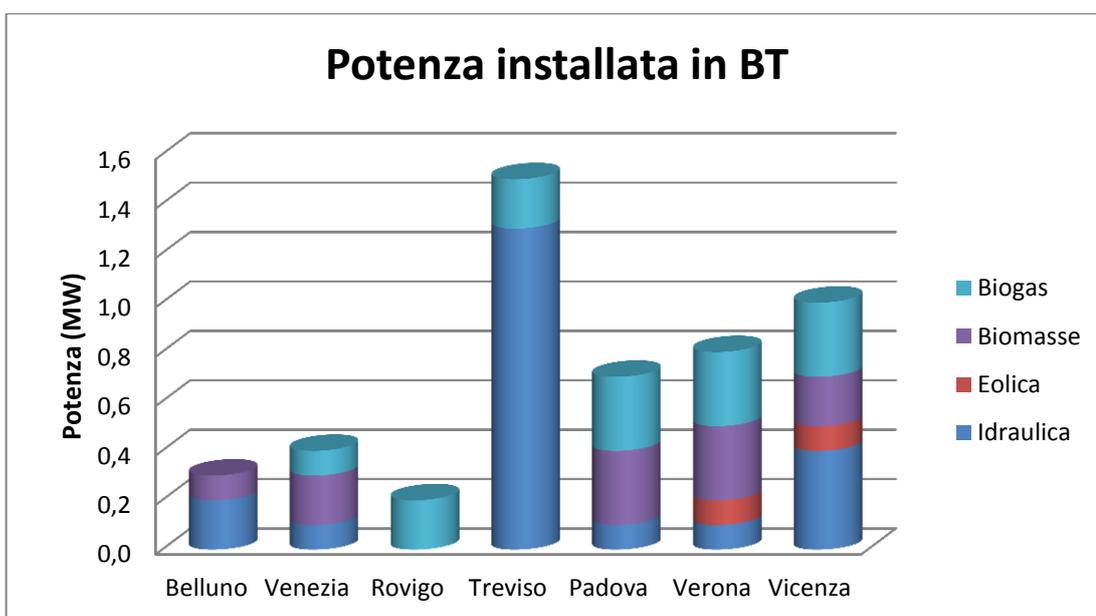


Fig. 5.2 - Potenza installata in BT suddivisa per Provincia

Analizzando i dati emersi si può osservare che la provincia con il maggior numero di impianti e la maggior potenza installata da fonti rinnovabili (ad esclusione del solare) collegati in bassa tensione risulta essere Treviso, seguita a sua volta da Vicenza, Verona e Padova. In bassa tensione, ad esclusione del solare, un ruolo predominante viene svolto dalla generazione idroelettrica che rappresenta nel complesso la seconda fonte di generazione distribuita sia per quanto riguarda la numerosità che la potenza installata.

Le cose cambiano, come si può osservare dalla figura 5.3 e 5.4, nel momento in cui si vanno a considerare solamente gli impianti alimentati dalla fonte solare, che rappresentano la vera forza motrice della generazione distribuita presente in Veneto.

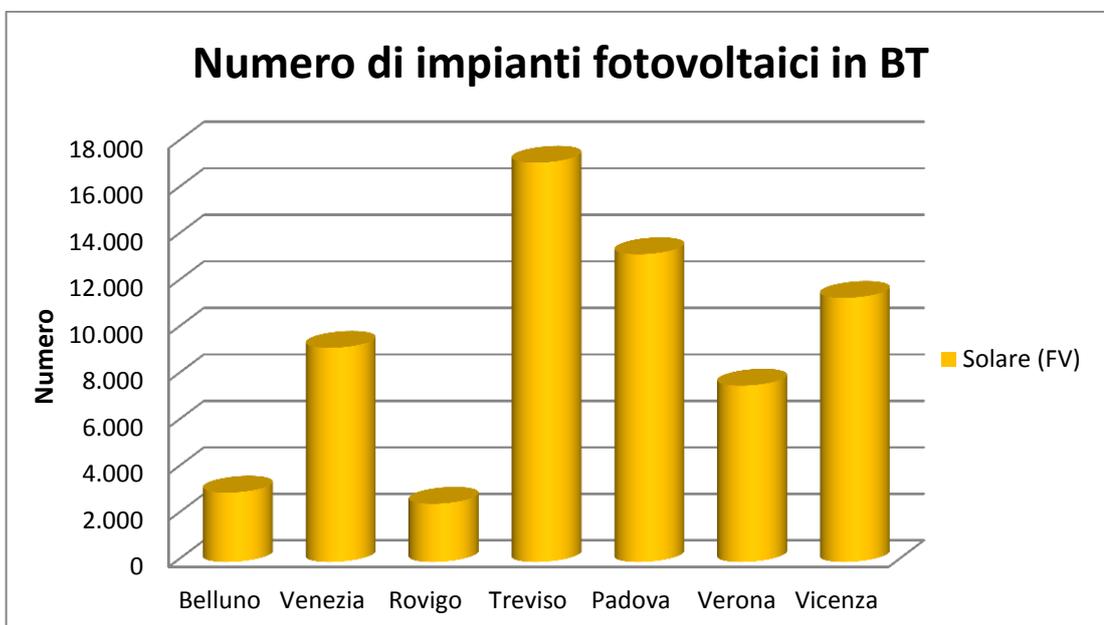


Fig. 5.3 - Numero di impianti fotovoltaici collegati in BT suddivisi per Provincia.

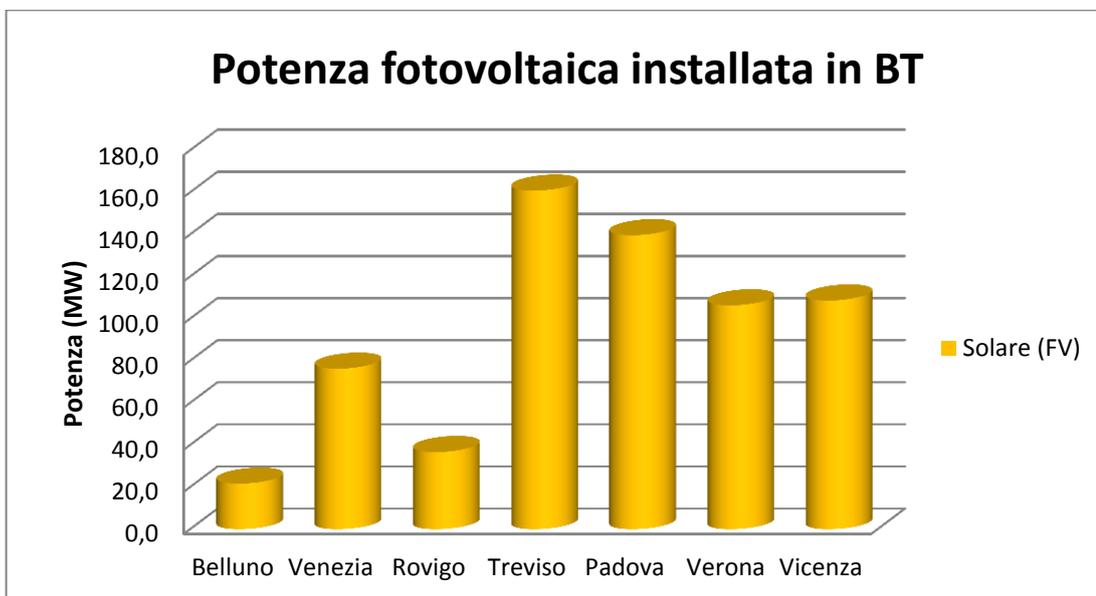


Fig. 5.4 - Potenza fotovoltaica installata in BT suddivisa per Provincia.

Si osserva infatti che a differenza dei dati ricavati negli impianti precedenti, l'ordine di grandezza dei dati ottenuti in questo caso sono decisamente superiori. Come nel

caso precedente però la provincia con la maggior penetrazione di generazione distribuita è rappresentata dalla città di Treviso con 17.203 impianti e una potenza complessiva installata in BT di 160,9 MW, a seguire Padova, Vicenza, Verona, Venezia, Rovigo e Belluno.

Se si va infine a considerare qual è la fonte maggiormente utilizzata per la produzione di Energia nella regione Veneto, risulta evidente dai dati raccolti come essa sia rappresentata dalla fonte solare con un totale di 64.060 impianti e una potenza installata pari a 650,4 MW.

Per quanto riguarda invece le richieste di attivazione in Bassa Tensione nel corso del 2013, ammontano a oggi a 3488 impianti (di cui 3457 da Solare) per una potenza complessiva di 27,6 MW (di cui 25,1 MW da fonte Solare). Molto probabilmente non tutte le richieste di attivazione verranno soddisfatte, ma tale valore rappresenta a oggi un chiaro indice della continua evoluzione del fenomeno della Generazione Distribuita che sta interessando il nostro territorio regionale e nazionale.

### 5.1.2. Rete di Distribuzione in Media Tensione

Come fatto per gli impianti collegati in Bassa Tensione si va ad analizzare, attraverso la tabella 5.2, i dati relativi agli impianti collegati alla rete in Media Tensione, si osserva fin da subito come anche in questo caso gli impianti che la fanno da padrone sono quelli alimentati dalla fonte solare, mentre per quanto riguarda il numero di impianti e la relativa potenza installata si osserva, com'era prevedibile, che il numero di impianti sia decisamente sceso mentre la potenza installata sia aumentata di 228,3 MW rispetto al caso degli impianti in Bassa Tensione.

Tab. 5.2 - Impianti collegati in Media Tensione

Province	Idraulica		Eolica		Solare (FV)		Biomassa		Biogas		TOTALE	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Belluno	15	18,0	0	0,0	36	11,6	2	0,9	0	0,0	53	30,5
Venezia	0	0,0	0	0,0	135	68,0	8	4,3	33	24,5	176	96,8
Rovigo	0	0,0	0	0,0	117	98,0	2	2,0	10	9,2	129	109,2
Treviso	8	12,7	0	0,0	281	109,4	11	6,0	19	9,8	319	137,9
Padova	0	0,0	0	0,0	272	138,6	8	6,6	51	37,1	331	182,3
Verona	1	0,3	0	0,0	339	150,9	16	7,8	32	25,1	388	184,1
Vicenza	5	2,1	1	0,1	292	108,7	20	11,0	20	11,5	338	133,4
<b>Veneto</b>	<b>29</b>	<b>33,1</b>	<b>1</b>	<b>0,1</b>	<b>1.472</b>	<b>685,2</b>	<b>67</b>	<b>38,6</b>	<b>165</b>	<b>117,2</b>	<b>1.734</b>	<b>874,2</b>

Si va ora ad analizzare graficamente il numero di impianti installati nelle diverse province e la relativa potenza immessa in rete.

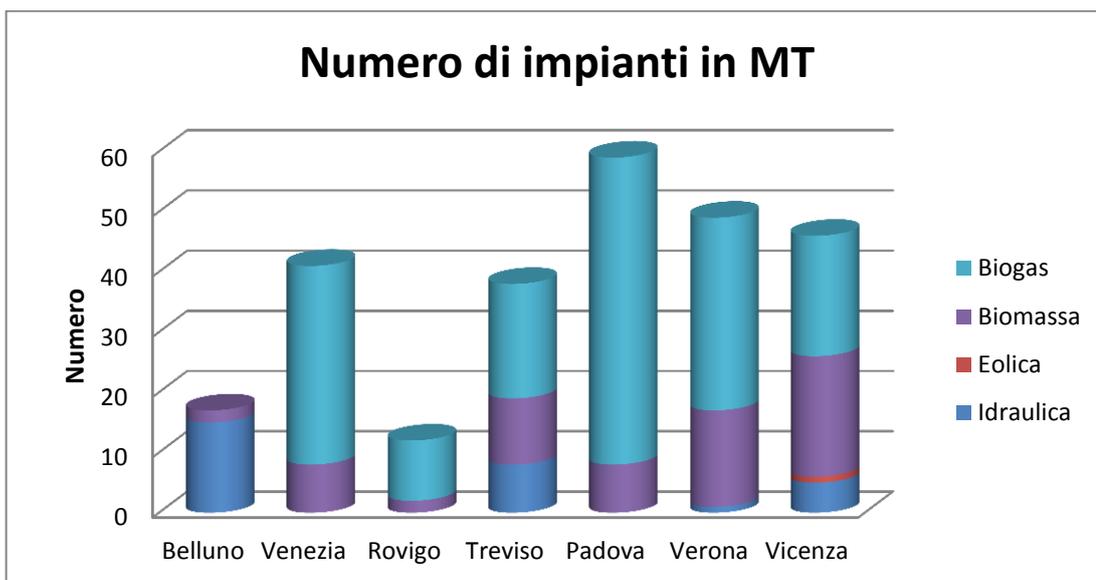


Fig. 5.5 - Numero di impianti collegati in MT suddivisi per Provincia

Si osserva come in questo caso il numero di impianti (ad esclusione del solare) maggiormente installati nel territorio sia presente nella provincia di Padova, soprattutto grazie agli impianti a Biogas, seguito a sua volta da Verona, Vicenza, Venezia, Belluno e Rovigo.

Se si prendono in considerazione anche gli impianti alimentati da fonte Solare la situazione viene però a modificarsi, in quanto come si può osservare dalla figura 5.6, la provincia con il maggior numero di impianti fotovoltaici installati in Media Tensione è Verona seguita a sua volta da Vicenza, Treviso e Padova.

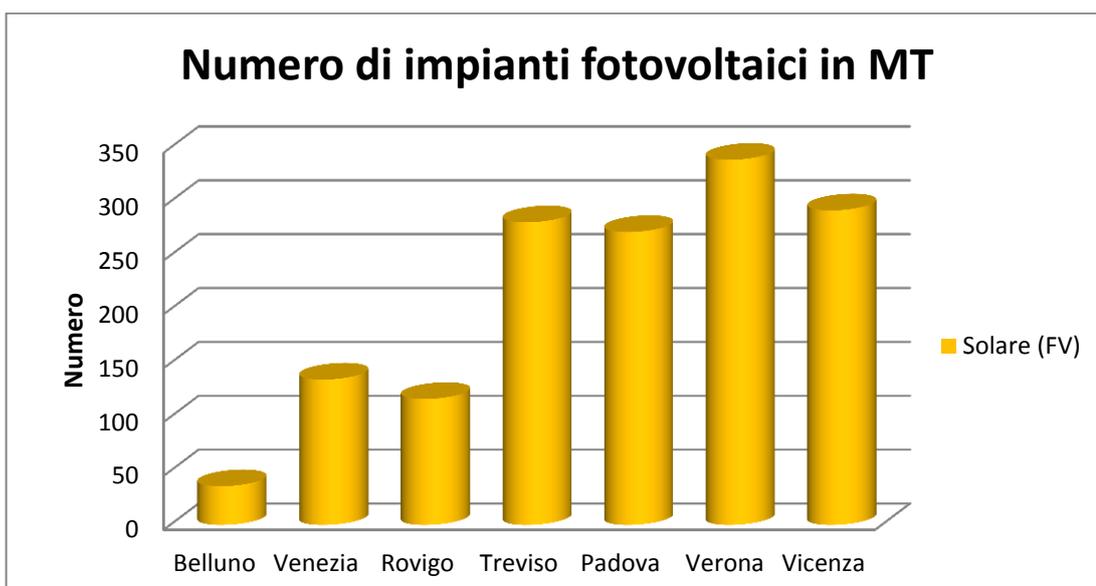


Fig. 5.6 - Numero di impianti fotovoltaici collegati in MT suddivisi per Provincia.

Pertanto se si vanno a sovrapporre tali dati, cosa che nel caso degli impianti in Media Tensione risulta realizzabile visto la differenza meno esigua rispetto al caso in Bassa Tensione, si osserverà come la provincia con il maggior numero di impianti collegati in MT risulti Verona con 389 impianti seguita a sua volta da Vicenza, Padova e Treviso.

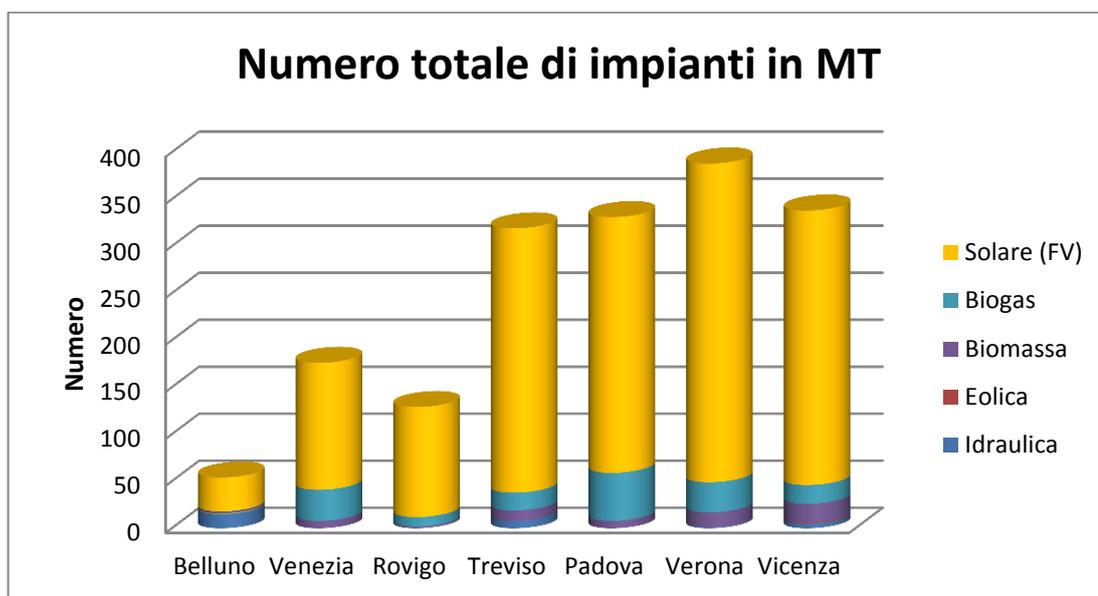


Fig. 5.7 - Numero totale di impianti collegati in MT suddivisi per Provincia.

Per quanto riguarda la Potenza installata (ad esclusione del fotovoltaico) si osserva dalla figura 5.8 come ci sia un forte contributo nelle diverse province da parte degli impianti a Biogas, ad esclusione della provincia di Treviso e soprattutto di Belluno dove è invece evidente per ovvie condizioni geografiche una forte presenza degli impianti idroelettrici. Nel complesso si evidenzia, come visto per la numerosità di impianti in fig. 5.5, che la provincia con la maggior potenza installata in MT da fonti rinnovabili è rappresentata dalla città di Padova, seguita a sua volta da Verona, Treviso, Venezia, Vicenza e Belluno.

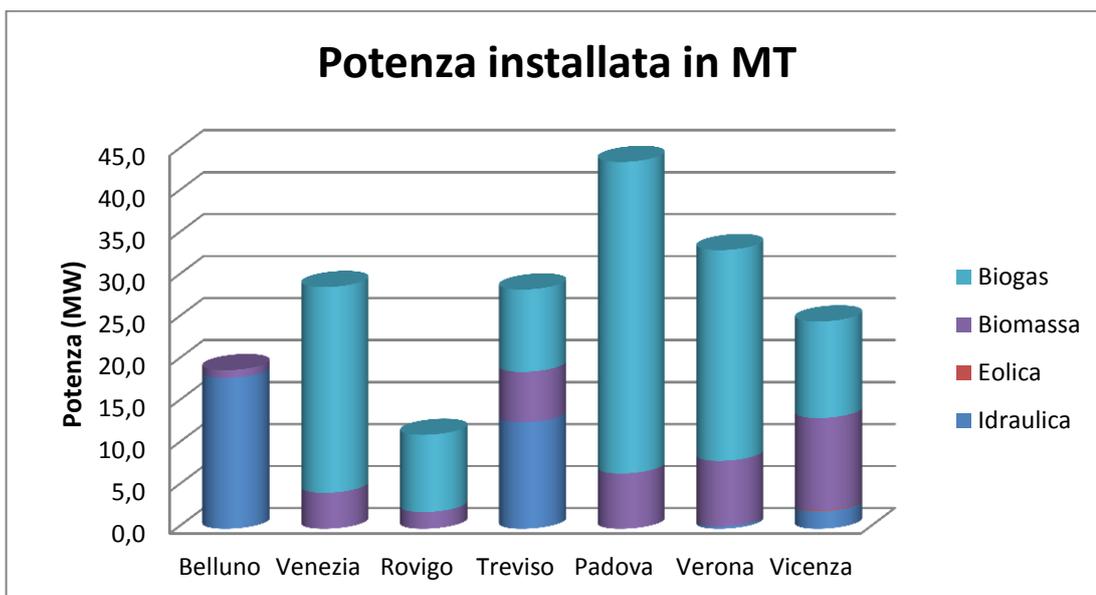


Fig. 5.8 - Potenza installata in MT suddivisa per provincia.

Considerando invece la sola potenza fornita dagli impianti fotovoltaici si vengono ad avere i valori più elevati nella provincia di Verona, con una potenza installata pari a 150,9 MW, seguita a sua volta da Padova, Treviso, Vicenza, Rovigo, Venezia e Belluno.



Fig. 5.9 - Potenza fotovoltaica installata in MT suddivisa per Provincie.

Mettendo assieme i due grafici precedenti si riesce ad avere una visione complessiva della potenza installata in MT nelle diverse province del Veneto, come viene dimostrato nella figura 5.10.

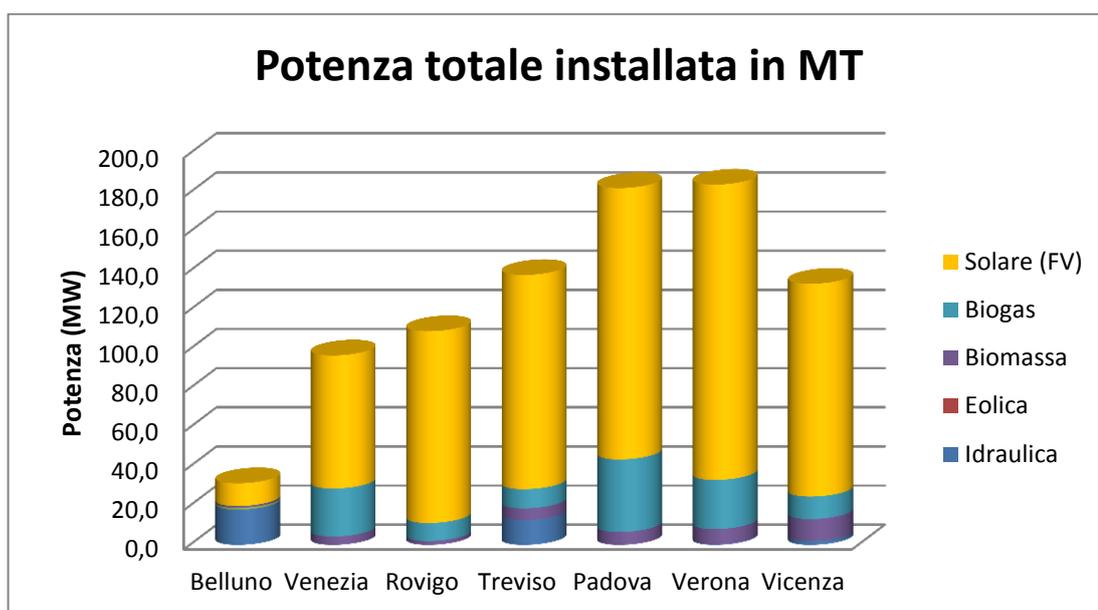


Fig. 5.10 - Potenza totale installata in MT suddivisa per Provincie.

Si può osservare come la provincia di Padova e Verona si vengano praticamente a eguagliare con una potenza installata pari a 188 MW, seguite a loro volta da Treviso, Vicenza, Rovigo, Venezia e Belluno.

Nel complesso si può dedurre che l'energia proveniente dalla fonte Solare rappresenta, come nel caso precedente, la maggior parte degli impianti collegati in Media Tensione, con un numero pari a 1.472 impianti e una potenza installata di 685,2 MW. Analizzando invece le altre tipologie di fonti rinnovabili, un ruolo rilevante nella rete in media tensione del territorio veneto viene svolto dagli impianti a Biogas (per la bassa tensione tale ruolo era svolto dagli impianti idroelettrici), con un numero totale di 139 impianti e una potenza totale installata di 106,4 MW.

Per quanto riguarda invece le richieste di attivazione in Media Tensione nel corso del 2013 ammontano a oggi a 129 impianti (di cui 81 da Solare) per una potenza complessiva di 59,9 MW (di cui 24,4 MW da fonte Solare).

### 5.1.3. La provincia di Treviso

Dall'analisi complessiva dei dati appena forniti una particolare attenzione va rivolta alla provincia di Treviso, la quale presenta tra gli impianti collegati in bassa e media tensione, la provincia con il maggior numero di impianti di produzione da fonti rinnovabili presenti nel territorio veneto. Per questo motivo andiamo a rappresentare nella tabella sottostante l'evoluzione degli allacciamenti dei produttori dal 2009 a Marzo del 2013.

Tab. 5.3 - Allacciamenti produttori nella provincia di Treviso.

Anno	2009	2010	2011	2012	2013	Totale
n° bt	990	6557	4304	5122	223	<b>17196</b>
n° MT	34	153	90	37	5	<b>319</b>

Dall'evoluzione appena descritta risulta evidente la rivoluzione che ha interessato il sistema di distribuzione Veneto e in particolare Enel Distribuzione che in poco più di 4 anni ha allacciato nella sola provincia di Treviso 17.515 impianti per una potenza complessiva di picco pari a 300 MW.

## 6. Impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione

Il grande cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici al quale si sta assistendo in questi ultimi anni, legato al sempre maggiore coinvolgimento nel processo di generazione di energia elettrica di impianti di taglia medio-piccola, da connettere alle reti di distribuzione, da un lato, porta a indubbi vantaggi in termini di maggior sfruttamento delle risorse rinnovabili e di diversificazione del mix energetico per la produzione di energia elettrica, ma, dall'altro, evidenzia numerose criticità nella programmazione/regolazione/protezione del sistema elettrico, che possono determinare una riduzione dell'affidabilità e della robustezza delle reti attuali. Come introdotto nei capitoli precedenti, infatti, il nuovo paradigma, identificato con il termine Generazione Diffusa (GD), consente di differenziare le fonti energetiche primarie per la conversione in energia elettrica, ma introduce anche problematiche dovute non solo al fatto che le attuali reti di distribuzione sono gestite come reti passive, cioè presupponendo che non vi sia iniezione di potenza attiva dall'utente verso la rete, ma anche alla struttura stessa delle reti, ai valori delle correnti di guasto, e, non da ultimo, alla quantità dei flussi di potenza per cui esse sono state sviluppate.

In tale ottica si sottolinea come, benché il tema della GD sia oggi di grande attualità, non vi sia una reale e consolidata esperienza acquisita da sperimentazioni sul campo, sia a causa della difficoltà pratica di attuazione di detti progetti, sia per i limiti imposti dalla normativa vigente che non favorisce la loro comparsa.

### 6.1. Problematiche autorizzative

Dal punto di vista autorizzativo per definire i problemi riscontrati nell'evoluzione della GD è bene fare una breve descrizione dei passaggi regolatori principali che hanno interessato i processi autorizzativi delle opere inerenti al sistema elettrico nella regione Veneto.

Un'importanza fondamentale in tale direzione è svolta dalla legge regionale n°24 del 1991, la quale va a disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio di opere per la trasmissione, lo smistamento, la trasformazione e la distribuzione di energia elettrica comunque prodotta e di ogni altra opera accessoria, avente tensione nominale non superiore a 150.000 Volt.

Con tale legge si sono di fatto trasferite alla Regione le funzioni che precedentemente venivano gestite a livello nazionale dai Ministeri competenti com'era previsto in origine dal Regio Decreto n° 1775 del 1933. Successivamente con l'entrata in vigore della legge 24/91 venne effettuata una sanatoria che andava a definire secondo quanto dichiarato dal gestore di rete quali erano le linee e le cabine di trasformazione e distribuzione autorizzate all'esercizio dell'energia elettrica, in tal modo si veniva a definire la situazione autorizzativa regionale della rete elettrica con tensione nominale inferiore a 150.000 V. Da quel momento in poi ogni opera inerente al sistema elettrico che è necessario costruire deve essere autorizzata da un punto di vista elettrico secondo quanto previsto dalla legge regionale 24/91, inoltre per quanto riguarda l'autorizzazione degli impianti avente tensione compresa tra 1.000 V e 30.000 V (media tensione) viene data la facoltà al richiedente di realizzare anche impianti di tensione fino a 1000 V (bassa tensione) che si diramano dall'impianto autorizzato (cabina di trasformazione media-bassa tensione) o preesistente (sanatoria), sempre che non insorgano opposizioni da parte di amministrazioni pubbliche (per esempio il passaggio in prossimità di vincolo paesaggistico) o di privati interessati. Con tali condizioni quindi le linee che si dipartono dalle cabine secondarie autorizzate si ritengono automaticamente autorizzate.

Successivamente il 29 Dicembre del 2003 venne emanato il Decreto Legislativo 387/03 relativo alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, e in particolare attraverso l'articolo 12 del suddetto decreto venne introdotta l'autorizzazione unica delle opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Tale autorizzazione a differenza di quella prevista dalla 24/91 che era specifica per i soli impianti elettrici e che faceva riferimento ai soli gestori di rete, comprende al suo interno il rispetto di tutte le normative afferenti alla realizzazione dell'impianto, ovvero le normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico culturale, mentre il rispetto delle normative elettriche rappresenta solo una piccola parte di quelle previste. Nel momento in cui le richieste di autorizzazione da parte dei nuovi produttori (che cominciarono via via a prendere piede) cominciarono ad arrivare in regione, si verificò nell'amministrazione regionale un carico di lavoro tale da rendere la gestione di tali pratiche estremamente impegnativa. A tal proposito il 22 gennaio del 2010 la regione Veneto emanò la legge regionale n°10/2010, la quale ha di fatto delegato ai comuni i procedimenti autorizzativi relativi agli impianti solari termici e fotovoltaici con una potenza inferiore a 1 MW e installati all'interno dello stesso comune. In tutti gli altri casi l'autorizzazione unica continua a essere rilasciata a livello regionale. Ai fini delle problematiche che andremo ad affrontare è fondamentale ricordare che sia il Decreto n°387/03 che la legge regionale n°10/2010 fanno riferimento da un punto di vista elettrico alla porzione di impianto definito come "impianto di rete per la connessione" sempre alla legge regionale n° 24/91.

Tale considerazione risulta fondamentale per apprendere al meglio le problematiche riscontrate da Enel Distribuzione da un punto di vista autorizzativo. Il gestore di rete (nel nostro caso Enel Distribuzione) secondo quanto stabilito dal Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) rispetta le disposizioni dell'Autorità, in cui il proponente del nuovo impianto ha la possibilità di progettare, costruire e autorizzare autonomamente l'impianto di rete per la connessione, ovviamente spetta al Gestore della Rete, approvare i progetti del Produttore in quanto rispettosi degli standard

tecnici propri. Tale approvazione progettuale sta nel fatto che poi il gestore di rete dovrà acquisire ed esercire il nuovo impianto.

Questa nuova situazione ha comportato per quei produttori che hanno desiderato intraprendere tale strada a relazionarsi in prima persona, con le varie strutture competenti (Regione, Provincia, Comune) al fine di ottenere l'autorizzazione necessaria alla costruzione dell'impianto. Autorizzazione che ricordiamo deve rispondere a tutte le normative vigenti in materia di edilizia, urbanistica, impatto ambientale e solo in parte alle norme in materia di opere concernenti linee e impianti elettrici.

Tali autorizzazioni, visto lo sviluppo enorme che hanno avuto i produttori negli ultimi anni e vista la complessità e il carico di lavoro che si sono ritrovati a gestire determinati organi (vedi Comuni), che fino a prima della legge 10/2010 non venivano interessati da tali procedimenti, hanno cominciato ad arrivare al gestore di rete in maniera non del tutto esaustiva. Il gestore di rete infatti ai fini dell'esercizio dell'impianto di rete di connessione deve verificare in maniera imprescindibile, tra le diverse condizioni indicate, che all'interno dell'autorizzazione unica sia dichiarata:

- la conformità dell'impianto prevista dalla legge n° 24/91;
- la pubblica utilità dell'impianto;
- la non messa in pristino dell'impianto di rete per la connessione (porzione di rete ENEL) con la fine vita dell'impianto.

Tali condizioni vanno di fatto a tutelare il gestore di rete, il quale una volta assunto l'impianto di rete per la connessione costruito dal produttore, dovrà esercire e quindi rispettare quanto previsto dalla legge n° 24/91 (che ricordiamo specifica per i soli sistemi elettrici alimentati con una tensione inferiore a 150.000 V). Per quanto riguarda la pubblica utilità deve essere dichiarata in quanto prevista per gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile.

Mentre la "non messa in pristino con la fine vita dell'impianto", è fondamentale in quanto se il gestore di rete nell'esercire un determinato impianto si è trovato costretto alla costruzione di una nuova cabina di trasformazione e nel corso degli anni a tale cabina si sono collegati altri impianti di pubblica distribuzione, tale cabina potrà essere utile all'esercizio anche nel momento in cui un determinato impianto arriva a fine vita.

Nel momento in cui l'autorizzazione unica non venisse a essere compilata nella maniera opportuna il gestore di rete si trova costretto a rifiutare l'autorizzazione presentata dal produttore il quale dovrà a sua volta ritornare all'organo competente.

La situazione appena descritta provoca e continua a provocare a oggi dei ritardi autorizzativi e quindi di connessione e produzione dell'impianto a volte molto significativi, che hanno portato nel passato alcuni produttori a forti indebitamenti a causa di investimenti troppo onerosi e il mancato rientro all'interno di determinate finestre temporali che prevedevano una tariffa incentivante più elevata rispetto a quella effettivamente ottenuta (pensiamo alle scadenze temporali stabilite dal Conto Energia). L'evoluzione della Generazione Distribuita ha così portato da un punto di vista autorizzativo a delle problematiche sia ai gestori di rete che si sono dovuti confrontare, in pochi anni con un'enormità di autorizzazioni effettuate a volte da organi non sempre competenti, sia con una nuova generazione di veri e propri produttori non sempre pronti alla gestione delle procedure da affrontare. Da un punto di vista dei produttori invece, incentivati dalla possibilità di effettuare delle

procedure in tempi più sbrigativi e magari a un prezzo inferiore si son trovati a passare da un ente a un altro per autorizzare il proprio impianto di connessione, con un conseguente ritardo e magari un mancato guadagno atteso.

## 6.2. Problematiche tecniche

In questo paragrafo andremo a descrivere i problemi tecnici legati all'impatto della GD sulle reti di distribuzione. Con riferimento alla situazione nazionale è possibile osservare che le reti di trasmissione e distribuzione in Italia sono sviluppate mediamente meglio che nel resto d'Europa; in particolare, la rete AT italiana (che dal 2009 è tutta di proprietà di Terna) ha una struttura molto avanzata: è magliata per consentire la massima affidabilità, le protezioni sono sofisticate e ridondate, ha una rete di comunicazione dedicata, costituisce un sistema completamente controllato e automatizzato. È quindi possibile affermare (semplificativamente) che, a differenza di altri Paesi europei, la rete AT italiana è già tecnologicamente avanzata e può facilmente connettere ulteriori generatori<sup>16</sup> senza richiedere nuovi interventi. Per quanto riguarda invece la rete di Distribuzione si può considerare che le problematiche tecniche che maggiormente la riguardano sono determinate dall'inversione del flusso di potenza e dal rischio dell'isola indesiderata che ne deriva (fenomeno dell'*islanding*).

La gestione della rete di distribuzione in inversione di flusso ha comportato, infatti, notevoli problemi per i sistemi di protezione e automazione nonché per i meccanismi di regolazione della tensione: una massiccia penetrazione della Generazione Distribuita impone infatti un ripensamento della modalità di gestione delle reti, che devono passare da "passive" a "attive".

### 6.2.1. Inversione del flusso

Come si è osservato nei capitoli precedenti il fenomeno dell'inversione di flusso nella rete di distribuzione e in particolare in cabina primaria si è fatto negli ultimi anni sempre più predominante sia per quanto riguarda la situazione regionale (vista precedentemente) che nazionale. Per rendere meglio l'idea di tale fenomeno viene qui di seguito evidenziata l'evoluzione che ha avuto l'inversione del flusso di energia a livello nazionale negli ultimi tre anni. Si può notare come dal Luglio 2010 al Luglio 2012 la percentuale di trasformatori AT/MT che vedono un flusso di energia in risalita verso la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per almeno il 5% del tempo (più di un ora al giorno) sia passata dal 5 al 16%.

---

<sup>16</sup> 10-100 MVA (150-132 kV), 100 MVA e oltre (380-220 kV).

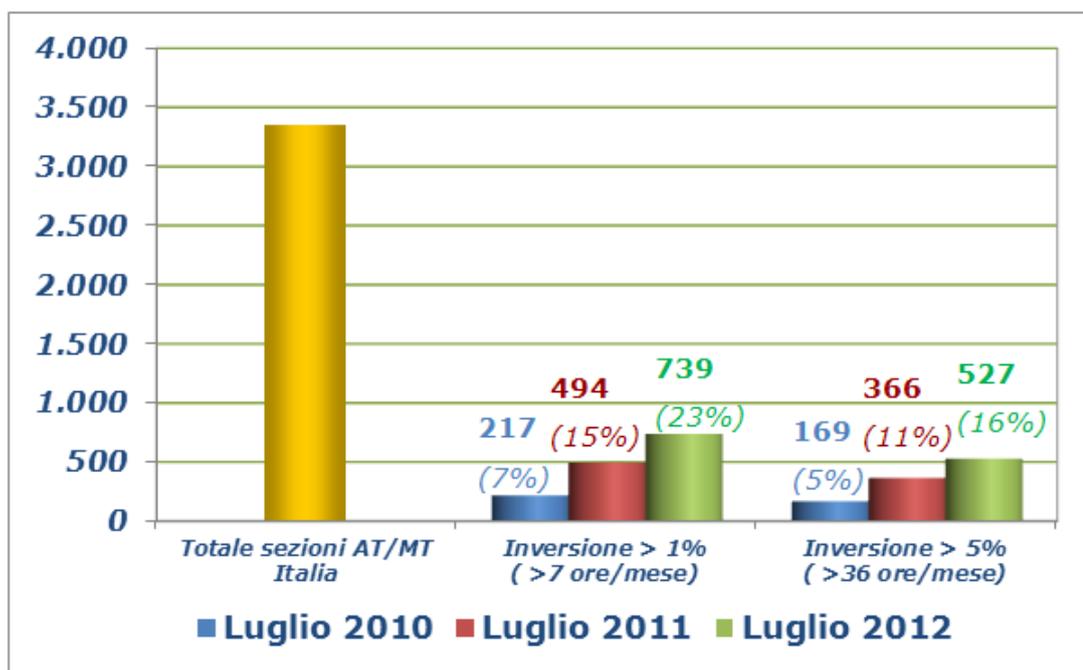


Fig. 6.1 - Sezioni AT-MT con inversione del flusso di energia.

Tale evoluzione rappresenta la diretta conseguenza dell'incredibile aumento che hanno avuto nel corso degli ultimi anni le fonti rinnovabili (particolare il fotovoltaico e l'eolico) in Italia, come viene ben rappresentato nella figura 6.2.

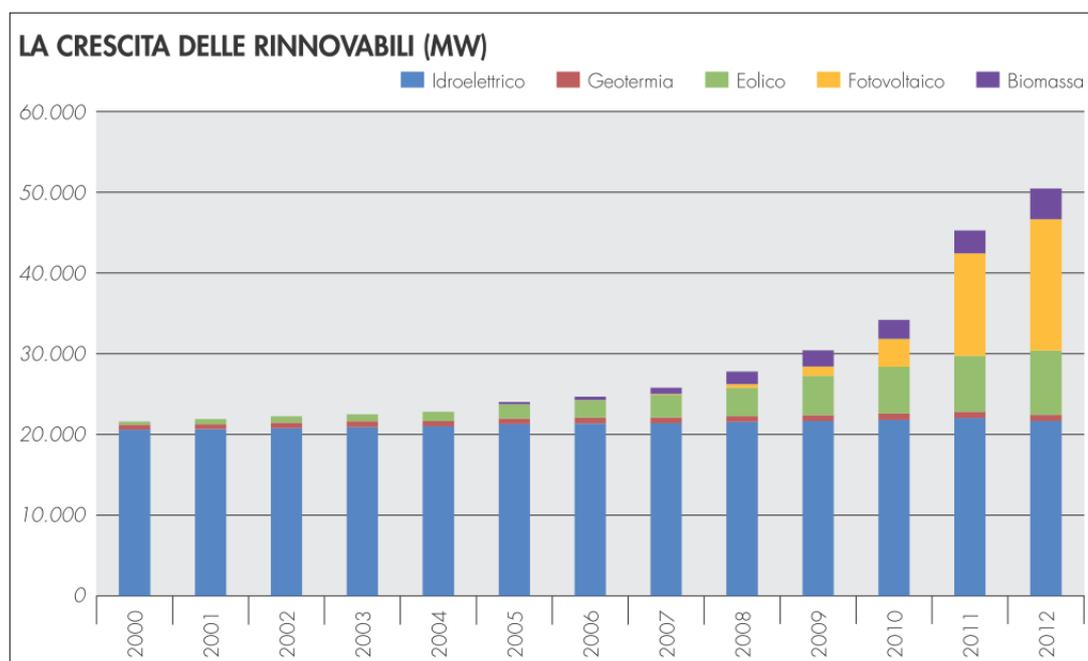


Fig. 6.2 - Evoluzione della potenza installata da fonti rinnovabili in Italia. [8]

Osservando i livelli di potenza installata a livello nazionale si vede chiaramente come a oggi per quanto riguarda la sola generazione distribuita proveniente dal fotovoltaico (che rappresenta la maggioranza della GD) ammonti a una potenza pari a più di 15 GW, equiparabile alla connessione in 4 anni di 17 Centrali Termonucleari da 800 MW. Considerato quindi il volume di potenza installata, ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale, è stato richiesto da parte di Terna l'allargamento delle soglie delle protezioni di minima e massima frequenza all'interno della protezione di interfaccia, dispositivo presente nei sistemi di generazione distribuita, per evitare che un transitorio di frequenza del sistema di trasmissione determini la disconnessione non necessaria di migliaia di MW di GD, amplificando così gli effetti del transitorio e creando conseguentemente dei disservizi ancora più estesi. Si pensi ad esempio ai disservizi avvenuti il 28 settembre 2003 o il 4 novembre 2006, in particolare nell'ultimo caso citato la variazione di frequenza che ha interessato l'intera rete di trasmissione nazionale ha messo fuori servizio una significativa quota di generatori sulle reti a tensioni minori (che i report ufficiali stimano in circa 900 MW). Al fine di comprendere al meglio l'adeguamento del sistema di produzione fornito dalla generazione distribuita andremo a descrivere nel paragrafo successivo la compatibilità delle suddette protezioni con le esigenze di sistema.

### 6.2.2. Protezioni di interfaccia

Come rappresentato nella figura sottostante, in Italia le Norme tecniche di riferimento per la connessione degli utenti attivi e passivi alla rete di distribuzione (CEI 0-16 per reti MT, CEI 0-21 per reti BT) prevedono che l'impianto attivo sia equipaggiato di un dispositivo di interfaccia (DDI) che assicuri la separazione di una porzione di rete utente (generatori e carichi privilegiati) dalla rete esterna, figura 6.3.

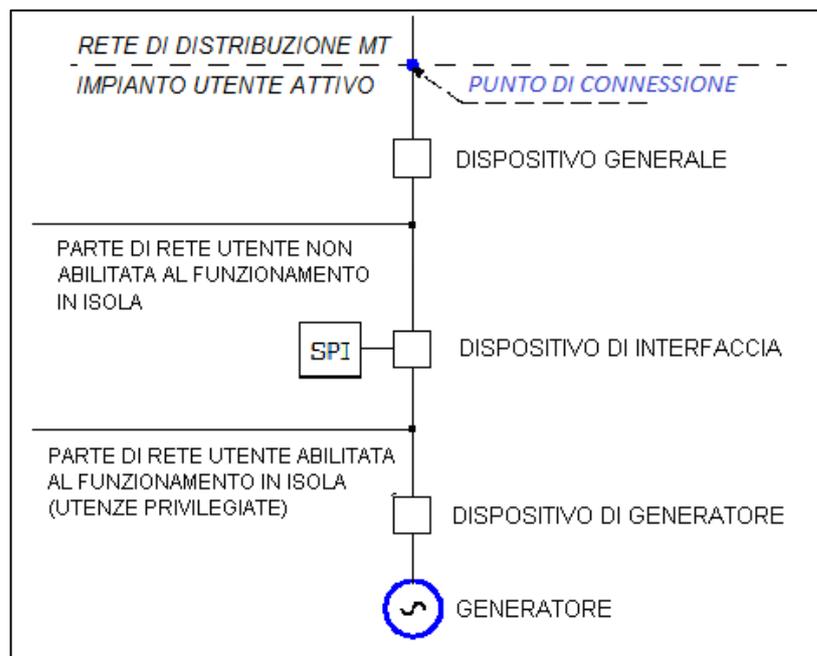


Figura 6.3 - Configurazione generale dell'impianto d'utenza attiva. [11]

Il Dispositivo di Interfaccia viene comandato a sua volta da un sistema di protezione di interfaccia (SPI) costituito essenzialmente da un relè digitale il quale agisce, sulla base di misure locali (tensione e frequenza), sul DDI che separa la porzione di rete utente contenente il generatore dal resto della rete.

Risulta ora fondamentale analizzare tale sistema di protezioni in quanto possono interferire negativamente con il bilanciamento del sistema elettrico nazionale.

In particolare tali protezioni devono essere in grado di garantire:

- il distacco selettivo della GD soltanto per guasti sulle reti MT e/o BT;
- il mantenimento in servizio della GD per perturbazioni di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Tali protezioni, gestite dagli Utenti Attivi sotto la vigilanza e il coordinamento dell'impresa di Distribuzione, devono operare secondo precisi criteri di selettività, che descriveremo successivamente, in maniera tale da:

- evitare danni ai generatori tradizionali dovuti a momenti torsionali provocati dalle richiuse implementate su tale rete in caso di guasti sui collegamenti (per i soli impianti di produzione tradizionali);
- limitare la probabilità di creazione di isole di carico in caso di apertura del tronco in MT;
- limitare i disturbi in tensione ad altri utenti in caso di funzionamento in isola.

#### 6.2.2.1. Impianti di produzione connessi alla rete MT

Per gli impianti di produzione connessi alle reti MT, in presenza di segnali logici inviati dall'Impresa di Distribuzione, è sufficiente implementare una regolazione opportuna delle quattro soglie già attualmente previste nelle Regole Tecniche di Connessione. [11]

Per quanto riguarda le due soglie di massima frequenza, esse vengono regolate ponendo:

- una soglia restrittiva a 50,3 Hz (con tempo 0,1 s)
- una soglia permissiva a 51,5 Hz (con tempo 1,0 s)

Per quanto riguarda invece le due soglie di minima frequenza, viene regolata:

- una soglia restrittiva a 49,7 Hz (con tempo 0,1 s)
- una soglia permissiva a 47,5 Hz (con tempo 4,0 s)

Le predette caratteristiche (presenza di due separate regolazioni selezionate da remoto) consentono così che la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna considerando in maniera distinta le esigenze locali da quelle di sistema.

Infatti, una perturbazione di sistema (transitorio in sotto frequenza o sopra frequenza che interessa una vasta rete funzionante in regime separato con carico o produzione eccedente) è un fenomeno normalmente caratterizzato da una variazione relativamente lenta del parametro frequenza e da un andamento delle tensioni di tipo simmetrico. Se il fenomeno si presenta con queste caratteristiche la finestra restrittiva di frequenza

(49,7 – 50,3 Hz) dovrà rimanere inattiva e il distacco degli impianti dovrà essere affidato esclusivamente alla finestra di frequenza larga (47,5 – 51,5 Hz), permettendo così alla generazione distribuita di rimanere connessa evitando così il collasso dell'intera rete, fenomeno a cui facevamo riferimento nel paragrafo 5.2.1..

Viceversa, in caso di fenomeni locali (guasto, apertura dell'interruttore di CP o di un IMS lungo linea), l'Impresa di Distribuzione è in grado di comandare l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo così la disconnessione degli impianti di produzione connessi.

In assenza di disponibilità dei segnali di commutazione da remoto, è necessario però che gli Utenti Attivi si dotino di un sistema di protezione, sempre basato su informazioni locali, in grado di discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella rete di distribuzione. A tal proposito in caso di guasto locale (cortocircuito tra le fasi o guasto a terra nella rete MT dell'Impresa di Distribuzione), è possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7 – 50,3 Hz) correlandone l'attivazione con una delle seguenti funzioni di protezione:

- massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra;
- massima tensione di sequenza inversa (59INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra;
- minima tensione di sequenza diretta (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase (e bifase) isolati da terra.

La logica di questo sistema di protezione con **relè di frequenza a sblocco voltmetrico** viene esposta in figura 6.4.. In base ad essa il sistema di protezione installato nell'impianto di produzione è in grado di riconoscere, variazioni di frequenza conseguenti all'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria oppure all'apertura di un IMS lungo linea in presenza di un guasto nella linea di connessione, e di separarsi da essa in tempo breve, prima della eventuale manovra di richiusura automatica rapida, in modo da evitare un parallelo con la rete con sfasamenti angolari troppo ampi. La funzione di sblocco voltmetrico descritta nella figura 6.4 e 6.5 deve presentare soglie di regolazione selettive tra AT, MT e BT per guasti squilibrati e deve permanere attiva per il minimo tempo necessario a indurre il distacco della GD per guasto in reti MT e BT. Eventuali relè di massima e minima frequenza diversi da quelli propri del sistema di protezione di interfaccia (tipicamente quelli integrati nell'inverter), dovranno quindi essere regolati con finestre di intervento più ampie di quelle di tipo permissivo della protezione di interfaccia o, al limite, uguali a esse in modo tale da evitare la loro disconnessione avvenga prima del comando della protezione d'interfaccia.

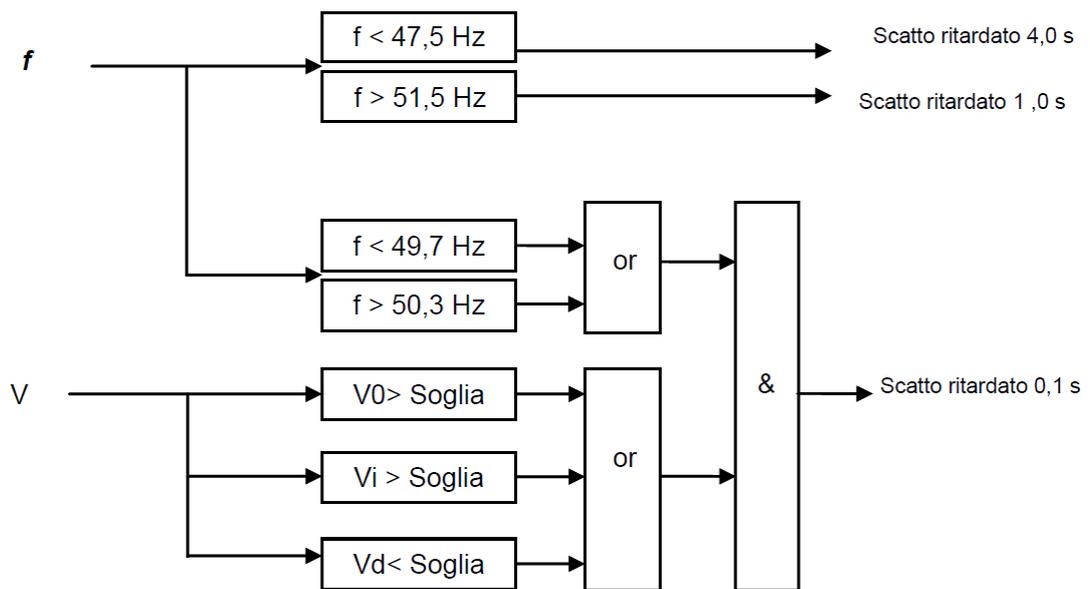


Figura 6.4 - Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relè di frequenza a sblocco voltmetrico. [5]

Le soluzioni tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione, e quelle prospettate nella norma CEI 0-16, che utilizzano informazioni provenienti da remoto possono essere utilmente combinate per aumentare l'affidabilità del sistema di protezione come illustrato in figura 6.5.. In esso i segnali da remoto sono finalizzati:

- a) all'abilitazione delle soglie di frequenza in parallelo all'azione esercitata dai relè di tensione [ $V_0 >$ ], [ $V_i >$ ] e [ $V_d >$ ];
- b) allo scatto diretto dell'interruttore di interfaccia (sistema di telescatto agente sul SPI).

Le due azioni (a e b) si trovano a operare ogniqualvolta in Cabina Primaria si determina l'apertura dell'interruttore MT della linea di connessione oppure la perdita della connessione alla rete AT. Un segnale di guardia dovrà poi sorvegliare l'integrità del canale di comunicazione. Le modalità di implementazione del canale di comunicazione (finalizzato alle funzioni di abilitazione da remoto e/o telescatto, che potrà sfruttare, per esempio, un supporto dedicato in fibra ottica o servizi di comunicazione a larga diffusione, quali ADSL o simili) dipendono dalle specificità delle reti di distribuzione, nonché degli ambiti territoriali interessati.

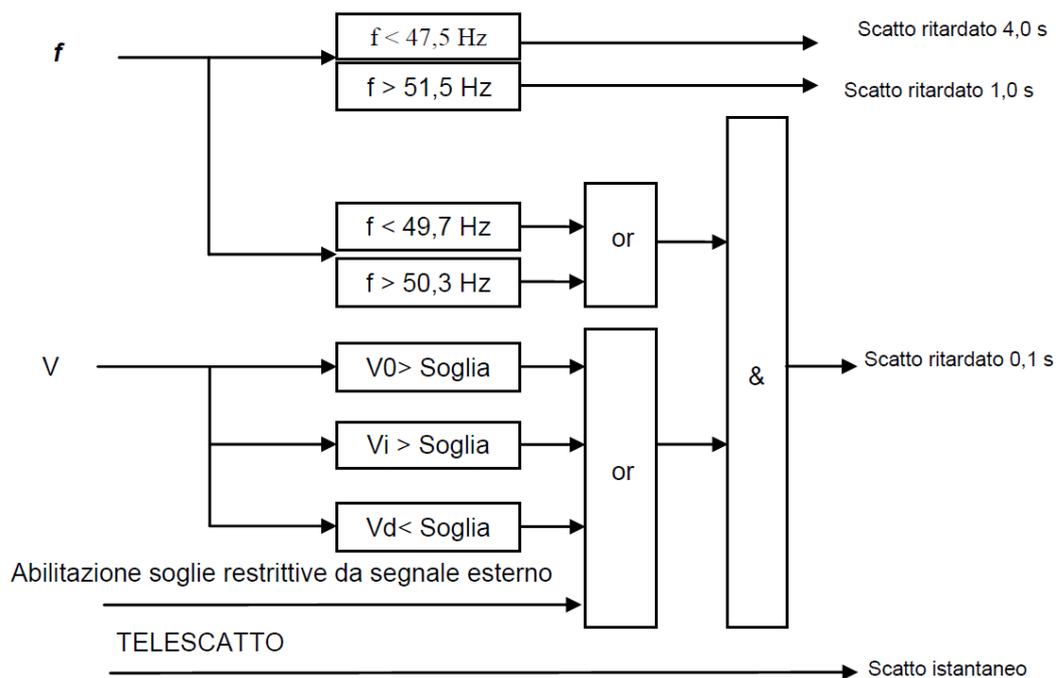


Figura 6.5 - Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relè di frequenza a sblocco, voltmetrico, con telescatto e abilitazione da remoto. [5]

Si sottolinea inoltre che nel caso di impianti di produzione statici (impianti fotovoltaici) privi di parti rotanti esposte al rischio di shock meccanici su richiusura automatica asincrona, in via transitoria e finché non è disponibile la finestra di frequenza restrittiva a sblocco voltmetrico o tele-abilitata da remoto o il telescatto, l'esercizio, vista la loro incolumità, avviene con la sola finestra di frequenza permissiva (47,5 – 51,5 Hz) e con un tempo di intervento del relè di frequenza regolato con ritardo breve (0,1 s).

#### 6.2.2.2. Impianti di produzione connessi alla rete BT

Le esigenze di sicurezza del sistema elettrico, di continuità di alimentazione delle utenze e di difesa del macchinario, già richiamate per le reti in media tensione, riguardano allo stesso modo le reti in bassa tensione. In questo caso oltre al carattere semplificato degli apparati impiegati (esempio tipico è l'assenza di protezioni di interfaccia esterne realizzate mediante un apposito relè e il ricorso alle protezioni di interfaccia a bordo degli inverter per gli impianti con una potenza fino a 6 kW) vanno messi in conto altri aspetti specifici delle reti BT come il collegamento del neutro francamente a terra e l'impossibilità di vedere, da questo livello di tensione, guasti a terra nella rete soprastante a MT (sia essa esercita a neutro isolato o compensato). Soprattutto quest'ultimo aspetto rende problematico, con il solo ausilio di protezioni locali, il distacco della GD connessa alla rete BT in caso di guasto a terra nella linea di connessione in MT.

In generale, nella maggior parte dei casi, lo sbilanciamento tra potenza generata e potenza assorbita nel livello di tensione MT conseguente allo scatto della GD

connessa a questo livello di tensione ad opera delle protezioni di frequenza e di tensione modifica, dopo l'apertura dell'interruttore di linea MT in CP, la frequenza in tutta la rete isolata provocando così l'intervento della protezione base di frequenza della GD in BT regolata sui valori: 47,5 Hz, 4 s – 51,5 Hz, 1 s.

Per conferire però maggiore efficacia all'azione di distacco della GD in BT è necessario ricorrere a schemi di protezione integrativi, che vedremo successivamente, da adottare in affiancamento alla protezione di frequenza base. Nell'applicazione di tali schemi risulta importante però la distinzione tra impianti di produzione tradizionali e impianti di produzione con generatori statici.

Per quanto riguarda gli *impianti di produzione tradizionali* la salvaguardia delle macchine rotanti dalle conseguenze delle richiuse automatiche di tipo asincrono (eseguite nella rete MT a monte) è considerata esigenza prevalente. Conseguentemente, sino a quando perdurerà l'attuale limitata diffusione di tali impianti, potrà essere mantenuta attiva una protezione di frequenza a finestra stretta (49,5 – 50,5 Hz) con tempo breve (0,1 s) in modo da perseguire il distacco dell'impianto di produzione dalla rete durante il tempo di attesa della richiusura automatica in Cabina Primaria.

Per quanto riguarda invece gli *impianti di produzione statici* data la tipologia delle macchine impiegate, si considerano prevalenti le esigenze di sistema rispetto alle esigenze locali. Infatti data l'assenza di parti rotanti esposte a rischio di coppie torsionali, sono tollerate dagli inverter anche richiuse automatiche di tipo asincrono (eseguite nella rete MT a monte).

Conseguentemente le protezioni di frequenza in questo caso dovranno essere regolate sempre e soltanto con finestra larga (47,5 – 51,5 Hz) e tempi di intervento compresi tra 0,1 e 4 s a seconda della assenza o presenza di sistemi di tele-protezione integrativi. Eventuali relè di massima e minima frequenza diversi da quelli propri del sistema di protezione d'interfaccia (tipicamente quelli integrati nell'inverter) dovranno essere regolati, come è stato ribadito negli impianti collegati in MT, in modo coerente con quanto sopra stabilito con finestre di intervento più ampie di quelle suddette o, a limite, uguali a esse.

Gli schemi di protezione integrativi a cui si faceva riferimento precedentemente sono costituiti da un:

- **schema a)**, in cui avviene l'invio a tutti gli impianti di produzione in BT sottesi a una linea MT dello stesso segnale di tele-scatto inviato alla GD della MT. Anche in questo caso l'assenza di un segnale di guardia abiliterà una protezione di massima/minima frequenza a finestra stretta e tempo breve (49,5 Hz, 0,1 s e 50,5 Hz, 0,1 s) pronta a intervenire in caso di anomalia del tele-scatto.
- **schema b)**, in cui avviene l'invio a tutti gli impianti di GD sottesi a una stessa cabina secondaria MT/BT di un segnale di “presenza tensione omopolare” rilevato nel lato MT della cabina suddetta da un relè di terra (59N) in modo da abilitare, in caso di guasto a terra nella linea MT, la stessa protezione di massima/minima frequenza a finestra restrittiva vista al punto precedente.

Il primo schema, basato sul tele-scatto proveniente dalla CP, fa fronte a tutte le possibili situazioni di guasto nella linea MT e copre anche il caso di apertura della linea MT in assenza di guasto oppure di perdita della rete AT; è inoltre provvisto di un sistema di sorveglianza attivato in caso di perdita della comunicazione tra CP e impianti periferici asserviti.

Il secondo schema invece è impiegato per il rilevamento dei guasti a terra nella rete MT con l'abilitazione di una soglia di frequenza ristretta negli impianti di GD della BT per favorirne il distacco dalla rete.

Quest'aumento che abbiamo descritto delle soglie di frequenza, relative alle protezioni di interfaccia se da un lato ha portato a un maggior grado di sicurezza di tenuta della rete nel caso di una perturbazione elevata nella rete di trasmissione dall'altro ha portato a un aumento considerevole della possibilità di creazione di un Isola Indesiderata sia per quanto riguarda la rete in media tensione che la rete in bassa tensione, che come abbiamo visto ha raggiunto ormai negli ultimi due anni dei livelli di potenza notevoli, paragonabili a quelli presenti in media tensione. [5]

### 6.2.3. Fenomeno dell'isola indesiderata

#### 6.2.3.1. Generalità

Per comprendere il fenomeno dell'islanding (o isola indesiderata) bisogna innanzitutto distinguere l'isola indesiderata dall'isola intenzionale. Un sistema elettrico è composto da tre parti principali: la generazione, il carico e una connessione che trasmette la potenza; l'isola intenzionale è un sistema di potenza in grado di trasferire potenza in modo affidabile da una sorgente a un carico con livelli di frequenza e tensione accettabili. Secondo questa definizione ogni sistema di potenza può essere considerato un'isola indipendentemente dalla dimensione; infatti può essere ad esempio considerata un'isola intenzionale:

- la batteria e l'alternatore che alimentano il circuito a 12 V di un'automobile;
- un generatore diesel e il carico che alimenta;

Un'importante condizione che però deve essere rispettata è che la potenza generata e quella assorbita siano sempre bilanciate. Uno sbilanciamento di potenza attiva comporta variazioni di tensione in un sistema in corrente continua (DC) e variazioni di frequenza e tensione in un sistema in corrente alternata (AC); inoltre in sistemi AC, per via della presenza di componenti induttivi e capacitivi, deve essere sempre bilanciata anche la potenza reattiva in modo da avere valori stabili di tensione.

Con il termine isola indesiderata invece s'intende una parte di rete elettrica (in particolare di distribuzione), comprendente uno o più unità di generazione diffusa, disconnessa dal resto del sistema elettrico. Si ha così un funzionamento indipendente non voluto di tale porzione di rete e in questo modo la potenza non è più trasmessa in modo sicuro e con livelli di tensione e frequenza accettabili.

#### 6.2.3.2. Come può verificarsi un isola indesiderata

L'isola indesiderata si verifica quando una parte di rete si disconnette dal restante sistema elettrico ma rimane energizzata dalla generazione diffusa. Durante questo periodo di disconnessione, la generazione diffusa continua a sostenere la rete con valori di tensione e frequenza ragionevolmente vicini al valore nominale, ciò si verifica se la potenza iniettata dalla generazione diffusa uguaglia il carico locale; si parlerà in questo caso di islanding permanente (durata superiore a qualche secondo). Si parla invece di islanding temporanea quando i generatori non sono in grado di

sostenere l'isola ma si ha comunque un transitorio di frequenza e tensione prima del collasso dell'isola.

L'isola può verificarsi in molte zone, includendo uno o più feeders e sottostazioni, ed ha ripercussioni sulle prestazioni e sicurezza del sistema. Per questo è quindi necessario evitare il funzionamento in isola.

La condizione base per un'isola indesiderata che si autosostiene è che la domanda e la produzione di potenza del feeder disconnesso (ad esempio per uno scatto della protezione) siano coincidenti, per tal motivo l'islanding è un fenomeno che si può verificare solo nelle reti di distribuzione con un'alta penetrazione di generazione diffusa e non nelle reti tradizionali dove i flussi di potenza sono unidirezionali. I sistemi di distribuzione tradizionali (Figura 6.6) sono progettati per trasmettere l'energia dai livelli a tensione più alta a quelli a tensione più bassa e non sono pensati per consentire un funzionamento sicuro e affidabile di parti della rete che lavorano isolate dalla rete principale.

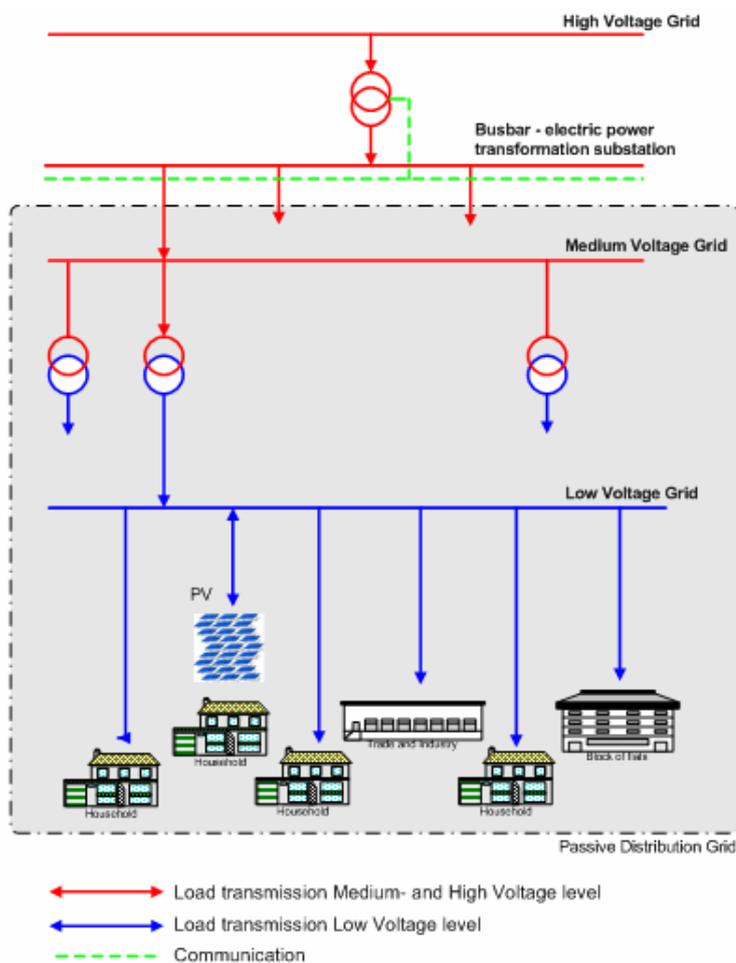


Figura 6.6 - Rete passiva "tradizionale".

Negli ultimi anni però la quantità di generazione diffusa, come si è visto nei capitoli precedenti, è incrementata notevolmente cambiando la conformazione della rete elettrica di distribuzione, come schematicamente mostrato in figura 6.7.

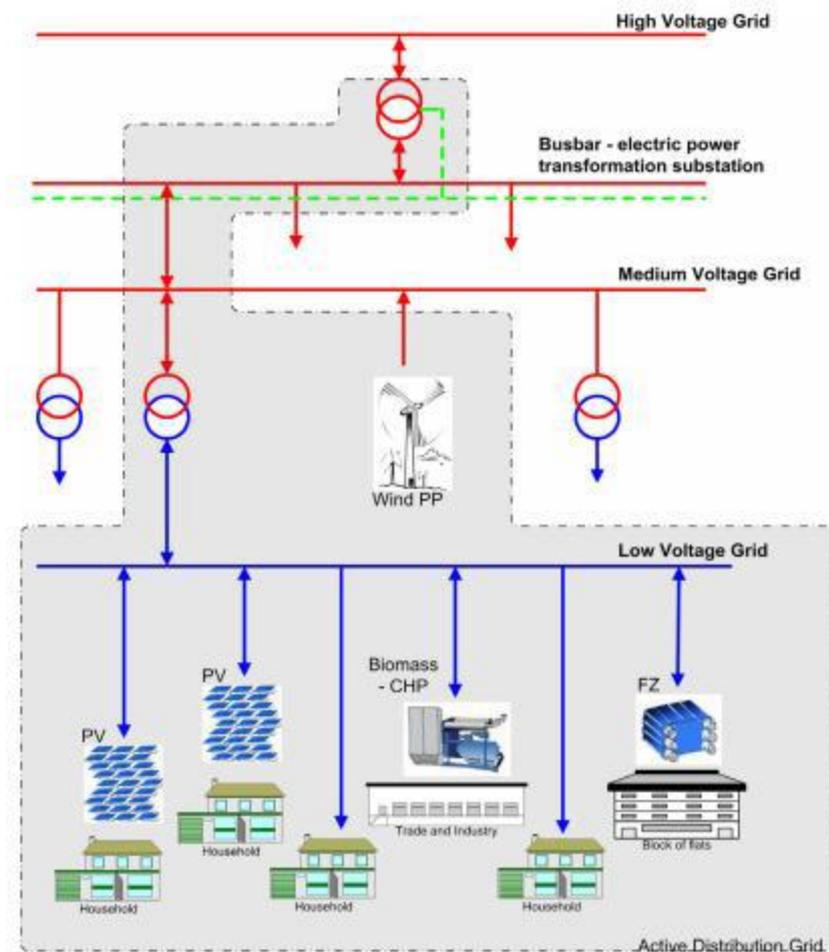


Figura 6.7 - Rete in presenza di generazione distribuita.

In questa nuova configurazione, la generazione e il carico sono geograficamente vicini; tale struttura se da un lato comporta una riduzione delle perdite dovute alla trasmissione dall'altro lato comporta un aumento della probabilità di sostenere un'isola oltre ai problemi già evidenziati di sicurezza e stabilità della rete dovuti a flussi di potenza non più ben definiti.

Nel complesso i sistemi di regolazione e controllo garantiscono che la potenza attiva e reattiva sia sempre bilanciata, mantenendo il sistema in uno stato stazionario; in caso di guasto o perturbazione l'equilibrio del sistema è disturbato e intervengono i dispositivi di protezione che disconnettono i feeder in cui è presente la perturbazione dalla rete. Tali interventi possono provocare la formazione di un'isola indesiderata.

Le condizioni che possono portare alla disconnessione di feeder o porzioni di rete dal resto del sistema sono:

- apertura di interruttori per guasti permanenti;
- l'isola può verificarsi temporaneamente nell'intervallo tra l'apertura della protezione e la successiva richiusura automatica;
- disconnessione intenzionale per effettuare manutenzioni in linea;
- errore umano che porta alla disconnessione non voluta di porzioni di rete;

- eventi naturali come temporali che possono danneggiare le apparecchiature lasciando disconnessi feeders.

In caso di guasto polifase la protezione di massima corrente del feeder interviene formando una rete indipendente non più alimentata e il guasto si estingue; la presenza di generazione diffusa può però sostenere il guasto mettendo in crisi il sistema di protezione (Figura 6.8).

In caso di guasto monofase a terra la protezione di massima corrente disconnette la porzione guasta dalla rete, estinguendo così la corrente di guasto anche in presenza di generazione diffusa se non è connessa a terra, infatti viene interrotta la via di richiusura a terra del guasto; l'analisi di tale fenomeno deve però considerare anche la presenza di capacità parassite (di valore non trascurabile se la rete è costituita da linee in cavo), che offrono un'ulteriore via di richiusura della corrente di guasto.

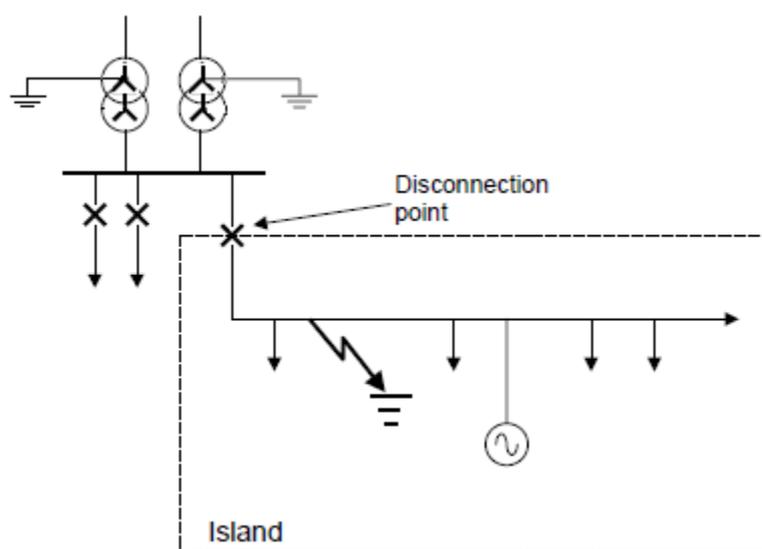


Figura 6.8 - Formazione dell'isola a seguito di un guasto

Immediatamente dopo che si verifica la disconnessione della porzione di rete di distribuzione dal restante sistema elettrico, le unità GD rotanti o connesse tramite convertitori statici cercano di bilanciare la potenza attiva e reattiva richiesta dal carico.

La probabilità che si formi un'isola in un feeder in cui la richiesta di potenza da parte dei carichi è di molto superiore alla potenza generata dalla GD è praticamente nulla; questo era il caso delle reti di pochi anni fa (in cui non vi era un'elevata diffusione di unità GD). La crescita della generazione diffusa ha portato a un incremento della probabilità di instaurare un equilibrio tra la potenza assorbita dai carichi e quella prodotta dalla generazione diffusa, rendendo quindi possibile la formazione di un'isola instabile o non.

Nella figura 6.9 è rappresentato l'andamento della tensione e della frequenza in risposta alla formazione di un'isola.

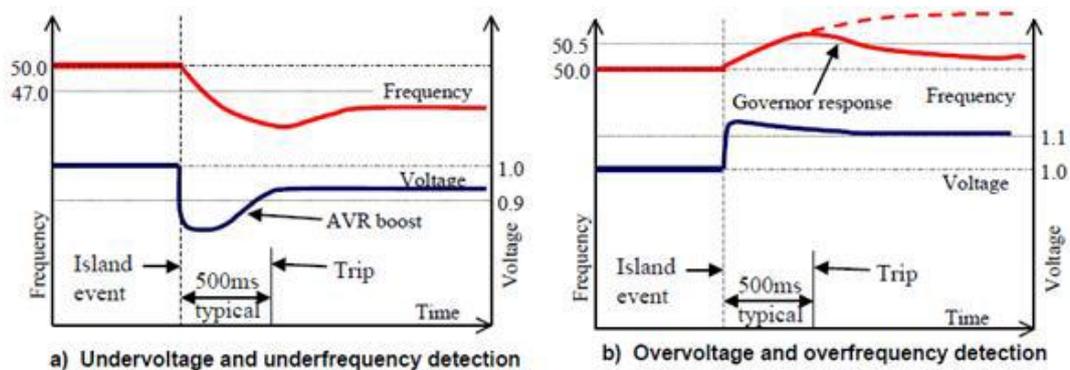


Figura 6.9 - Andamento delle grandezze di rete a seguito di un evento che ha causato l'isola.

Nella *Figura 6.9-a* è rappresentato lo scenario in cui la potenza richiesta dalla porzione di rete isolata supera la capacità di generazione; i deficit di potenza attiva e reattiva provocano una diminuzione della frequenza e della tensione. La variazione della frequenza, per via delle inerzie del sistema, è molto più lenta della variazione di tensione. In risposta alla variazione di tensione il regolatore automatico di tensione (AVR) del generatore innalza la tensione e la regolazione primaria di frequenza risponde all'abbassamento della frequenza. Questa risposta porta a un nuovo stato stazionario in cui nel nuovo punto di funzionamento la tensione è ripristinata nei limiti nominali ma la frequenza è al di sotto della soglia di sotto frequenza.

La *Figura 6.9-b* rappresenta invece la situazione in cui la potenza attiva e reattiva richiesta dalla rete è minore di quella generata; la risposta del sistema è analoga a quella del caso precedente e si raggiunge ad una nuova condizione di equilibrio dove la frequenza è riportata all'interno dei limiti ma la tensione è al di sopra dei limiti di sovratensione.

Se la potenza del carico e della generazione della porzione di rete disconnessa è molto simile, non si verificheranno variazioni di tensione o frequenza ai morsetti del generatore sufficienti ad attivare le protezioni anti-islanding basate rispettivamente su relè di sopra e sotto tensione e sopra e sotto frequenza. Questo porta alla formazione di un'isola indesiderata la cui durata dipenderà dalla risposta dinamica del sistema delle protezioni, risulta per questo interessante approfondire gli effetti dello squilibrio di potenza.

Se l'interruttore di *Figura 6.10* è chiuso, e la rete è connessa, la potenza complessa  $A_{GD} = P_{GD} + jQ_{GD}$  fluisce dalla GD fino al punto di connessione (PCC) e poi al carico.

La potenza attiva e reattiva fornita al carico dalla rete è pari a :

$$\begin{aligned}\Delta P &= P_{load} - P_{GD} \\ \Delta Q &= Q_{load} - Q_{GD}\end{aligned}$$

Il comportamento del sistema durante la disconnessione dalla rete dipende dallo sbilanciamento tra la potenza attiva e reattiva (equivalente a quanto si sta importando/esportando dalla rete) all'istante prima che l'interruttore abbia aperto e formato l'isola. Una variazione significativa della Potenza Attiva o Reattiva è rilevata dalle protezioni che si basano sul rilevamento di sopra/sotto tensione e

frequenza. Se  $\Delta P$  o  $\Delta Q$  sono prossimi allo zero, la potenza del generatore e del carico sono simili e la rilevazione dell'isola con metodi locali è più difficoltosa.

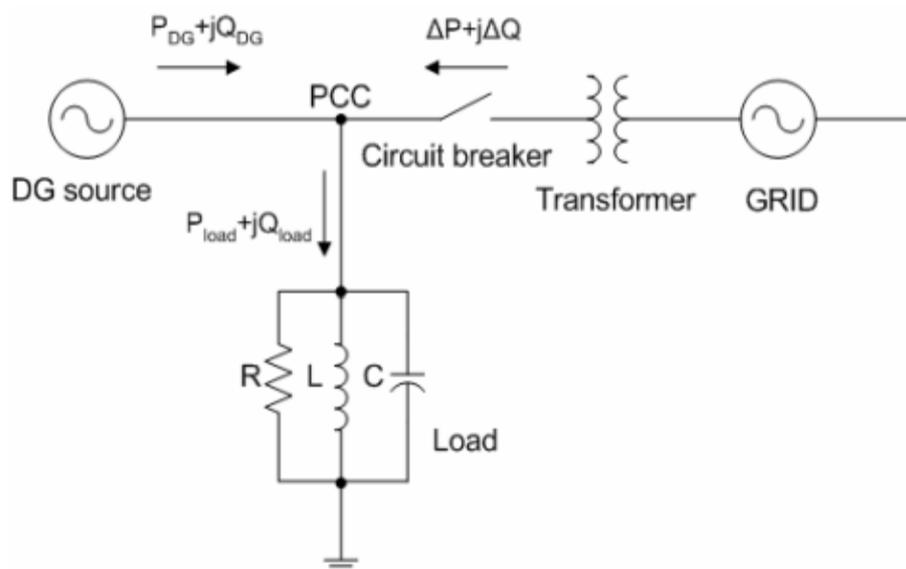


Figura 6.10 - Rappresentazione schematica di un sistema in cui sono mostrati i transitivi di potenza attiva e reattiva

A seconda dei flussi di potenza è utile distinguere i seguenti casi:

- sovraccarico di attivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di squilibrio di potenza attiva con carico attivo prevalente ( $P_{load} > P_{GD}$ ,  $\Delta P > 0$ ), in questa condizione la porzione di rete importa potenza attiva;
- sovraccarico di reattivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di squilibrio di potenza reattiva con carico reattivo prevalente ( $Q_{load} > Q_{GD}$ ,  $\Delta Q > 0$ ), in questa condizione la porzione di rete importa potenza reattiva;
- sovra generazione di attivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di squilibrio di potenza attiva con generazione prevalente ( $P_{load} < P_{GD}$ ,  $\Delta P < 0$ ), in questa condizione la porzione di rete esporta potenza attiva;
- sovra generazione di reattivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di squilibrio di potenza reattiva con generazione prevalente ( $Q_{load} < Q_{GD}$ ,  $\Delta Q < 0$ ), in questa condizione la porzione di rete esporta potenza reattiva.

Da ognuna delle seguenti condizioni dei flussi di potenza è possibile dedurre il comportamento della rete una volta formatasi l'isola.

## **Comportamento in presenza di macchine rotanti direttamente connesse**

Se la porzione di rete disconnessa è sostenuta da macchine rotanti (in particolare generatori sincroni) la variazione di potenza attiva è bilanciata dall'energia cinetica accumulata nelle masse rotanti delle macchine connesse al sistema con una conseguente variazione della velocità, e quindi della frequenza di rete; in particolare se la rete è deficitaria di potenza ( $\Delta P > 0$ ) si verificherà una diminuzione di frequenza, mentre se la rete è a credito di potenza ( $\Delta P < 0$ ) si verificherà un aumento della frequenza. La variazione di potenza reattiva comporta una variazione di reattivo erogato o assorbito dai generatori sincroni con conseguente variazione della tensione ai morsetti; in particolare un deficit di potenza reattiva ( $\Delta Q > 0$ ) viene principalmente bilanciato da un aumento di produzione di reattivo dai generatori portando a una riduzione di tensione. Il transitorio descritto dipende anche dall'azione regolante del sistema di controllo del generatore; i regolatori di frequenza e tensione agiscono stabilizzando il sistema modificando rispettivamente la potenza del motore primo e la corrente di eccitazione. Se il sistema di regolazione è sufficientemente prestante, in accordo con l'entità dello squilibrio di potenza, si raggiunge un nuovo regime caratterizzato da un nuovo equilibrio di potenza attiva e reattiva e di nuovi valori di frequenza e tensione.

## **Comportamento in presenza di inverter - convertitori statici**

Se l'isola è sostenuta da inverter, una variazione di potenza va a modificare l'energia accumulata nelle capacità del convertitore statico e quindi modifica i livelli di tensione del collegamento in continua.

In questo caso una variazione di potenza attiva ( $\Delta P \neq 0$ ) al punto di connessione comporta una variazione dell'ampiezza della tensione in uscita dall'inverter, e può essere rilevata da un relè di sovra/sotto tensione; mentre una variazione di potenza reattiva ( $\Delta Q \neq 0$ ) porta a una variazione di fase della tensione e a una variazione di frequenza che può essere rilevata da un relè di sovra/sotto frequenza.

Nello studio condotto dal CESI nel 2001 su inverter connessi alla rete elettrica intitolato "*Comportamento in isola dei sistemi multi-inverter di impianti fotovoltaici distribuiti sulla rete*" è emersa la mancata entrata in isola dei convertitori statici, anche in presenza di fattori in grado di favorirne l'insorgenza, quali l'equivalenza tra potenza generata e potenza assorbita e la presenza di motori elettrici frammisti ai carichi alimentati. Questo ha permesso di confermare che l'entrata in isola dei convertitori statici connessi alla rete costituisce un evento più difficile da riprodurre al di fuori delle condizioni di laboratorio.

Ciò si spiega col fatto che gli inverter connessi alla rete elettrica si comportano come generatori di corrente e hanno bisogno, per erogare potenza, di un riferimento di tensione; tensione che in assenza di rete viene a mancare. Tuttavia la generazione diffusa connessa alla rete tramite inverter può anch'essa partecipare alla formazione di un'isola indesiderata se si è in presenza, nella porzione di rete separata dal resto del sistema, anche di generazione diffusa composta da macchine rotanti direttamente connesse alla rete. Infatti la GD rotante è in grado di sostenere la tensione e fornire quindi un riferimento ai convertitori statici.

### 6.2.3.3. Problematiche relative all'isola indesiderata

L'isola indesiderata presenta una serie di problematiche dovute principalmente al fatto che le reti di trasmissione e distribuzione non sono state progettate per essere esercite come attive, quindi si determinano alcune difficoltà nel gestire tale funzionamento.

Di seguito sono elencate le principali problematiche legate alla formazione di un'isola:

- la tensione e la frequenza subiscono variazioni che possono deteriorare la qualità del servizio offerto all'utente finale;
- provoca rischi per gli operatori che effettuano manutenzione sulle linee scollegate dalla rete e quindi considerate disalimentate, ma che possono essere energizzate dalla generazione diffusa;
- la riconnessione dell'isola attraverso una richiusura automatica può portare al danneggiamento delle apparecchiature dovuto alla richiusura in parallelo di due porzioni di rete non in fase tra di loro;
- a fronte di un guasto, le protezioni separano il feeder guasto dal resto della rete; ma il guasto continua a essere alimentato e il feeder è tenuto in tensione dalla GD, mandando così in crisi le procedure di ricerca guasto.

In particolare la GD rende inefficaci le protezioni contro i guasti temporanei; tali tipi di guasti sono frequenti sulle reti MT aeree; ad esempio si verificano archi verso terra quando, a causa di forti venti, dei rami d'albero vengono a contatto con le linee, o a causa di una catena di isolatori sporca. Una soluzione comune al fine di estinguere i guasti temporanei è l'utilizzo di dispositivi di richiusura automatica; essi consistono nel richiudere, solitamente dopo un centinaio di millisecondi, l'interruttore che si è aperto a seguito del guasto e rilanciare la tensione; in questo modo i guasti di origine transitoria vengono estinti e si limita il disservizio.

Normalmente, in un sistema di tipo radiale in assenza di GD, è sufficiente un'unica apertura dell'interruttore in testa al feeder; ciò è dovuto al fatto che il guasto è alimentato dalla rete a potenza prevalente posta a monte. Se invece è presente generazione diffusa lungo la linea, i guasti vengono alimentati anche dalla GD, l'apertura del solo interruttore in testa al feeder non garantisce più l'eliminazione del guasto in quanto il guasto è anche alimentato dalla generazione diffusa lungo la linea. In tali condizioni è pertanto necessario che tutta la GD presente sul feeder guasto sia disconnessa al fine di assicurare la possibile estinzione del guasto. Infatti, qualora ciò non accadesse, ci sarebbe il pericolo che i guasti, per loro natura transitori, potrebbero rimanere alimentati e diventare quindi permanenti. È importante inoltre notare che l'operazione di disconnessione della GD deve essere conclusa prima che avvenga la prima richiusura automatica; potrebbe verificarsi infatti che la richiusura dell'interruttore avvenga quando l'alimentazione della porzione di rete funzionante in isola non si trovi in fase rispetto alla rete principale, causando gravi danni ai generatori e ai componenti della rete.

Inoltre proprio a salvaguardia degli operatori che effettuano la manutenzione delle linee, le società di distribuzione vista l'eventualità che porzioni di rete elettrica (BT/MT), sebbene sezionate nei punti di alimentazione, possano essere mantenute in tensione da impianti di generazione dei clienti attivi, indicano agli operatori stessi la

necessità di accertare, prima di manovrare manualmente interruttori/sezionatori MT/BT, l'assenza di tensione a valle dei punti di sezionamento. [12]

#### 6.2.3.4. Protezioni anti-islanding

La formazione di un'isola indesiderata deve essere rilevata dalle protezioni di tutti i generatori distribuiti connessi alla rete per garantire la sicurezza del sistema e la qualità del servizio offerta all'utente.

Rilevare l'isola è una operazione difficile da realizzare; le possibilità di una rilevazione affidabile dipendono dalle circostanze sotto le quali si verifica l'isola. Nei casi più frequenti, la presenza di un guasto provoca la separazione della porzione di rete guasta dal restante sistema elettrico, in tali circostanze la GD non è in grado di sostenere la parte di rete isolata e guasta, pertanto la tensione e la frequenza collassano, tale situazione è perciò facilmente individuabile.

Caso meno frequente è la formazione di isola senza guasto, come già anticipato in precedenza, se il carico presente sulla parte di rete isolata coincide con la generazione delle unità GD, la tensione e la frequenza non subiscono grosse variazioni rendendo difficile l'individuazione dell'isola.

Esistono una gran varietà di metodi sviluppati nel corso degli ultimi anni, più o meno complessi, per rilevare l'islanding. A oggi i metodi di protezione anti-islanding proposti si possono suddividere in tre categorie:

- Metodi passivi;
- Metodi attivi;
- Metodi basati su sistemi di comunicazione.

Le protezioni classiche per rilevare l'islanding si basano su relè di tensione e frequenza, ma un problema significativo di queste protezioni ma anche di tutte le altre è la presenza della Non Detectable Zone (NDZ) o zona di non intervento, ovvero quando le variazioni di tensione o frequenza (monitorate dalla protezione anti-islanding ai capi della GD) sono più piccole dei valori di taratura della protezione si ha quindi il mancato intervento della protezione (Figura 6.11). [13]

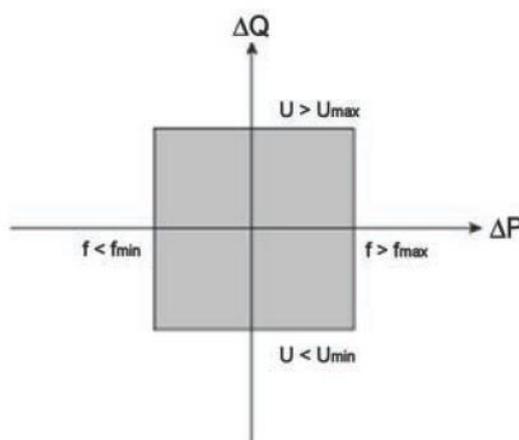


Figura 6.11 - Rappresentazione della Non Detectable Zone di una tipica protezione tensione-frequenza. [13]

#### 6.2.3.4.1. Metodi passivi

Misurare le grandezze elettriche ai capi della generazione distribuita è tipicamente il metodo meno costoso delle protezioni anti-islanding. Tali dispositivi sono solitamente chiamati passivi poiché si limitano a misurare le grandezze di rete senza modificarle. Tali tipi di protezioni includono apparecchi di misura, una logica per confrontare le soglie con i valori misurati e un interruttore. Implementare una protezione passiva richiede un costo minimo in quanto la GD già dispone dell'apparecchiatura hardware che monitora la tensione ai suoi capi.

##### **Protezioni di frequenza e tensione**

Sono richiesti dei limiti alla tensione e alla frequenza in uscita di tutta la generazione diffusa (e non) quando essa è connessa alla rete; ciò garantisce una protezione alle apparecchiature dell'utente da pericolose variazioni di frequenza e tensione, ma tali grandezze possono anche essere usate per rilevare l'isola. Nelle condizioni di normale esercizio la tensione e la frequenza sono costanti perché sono sostenute dall'intera rete; invece quando si verifica un'isola e c'è disuguaglianza tra la potenza (attiva e reattiva) in uscita dalla GD e la potenza assorbita dal carico locale, la frequenza e la tensione si allontanano dai loro valori nominali. Se la tensione o la frequenza variano oltre una determinata soglia la protezione rileva l'isola e sconnette la GD.

Questo metodo perde efficacia nel rilevare l'isola se il carico locale eguaglia la produzione della generazione distribuita; la variazione di frequenza e tensione non è sufficiente per oltrepassare le soglie della protezione così i relè di sopra/sotto tensione/frequenza non intervengono. È importante scegliere con cura le soglie di intervento in modo da intervenire quando è necessario ed evitare che le normali fluttuazioni di frequenza e tensione facciano intervenire la protezione causandone lo scatto intempestivo. Quindi se lo squilibrio risulta di piccola entità l'isola permane, ciò comporta una zona di non intervento (non detective zone NDZ), che nel caso dei relè di sopra/sotto tensione/frequenza è piuttosto ampia. Come altri metodi di rilevamento passivi non è possibile effettuare un rilevamento totale dell'islanding, e per questo spesso tale metodo è usato in combinazione con altri metodi anti-islanding.

Un metodo più evoluto è il relè di sopra/sotto frequenza a sblocco voltmetrico, già visto precedentemente, dove in caso di variazioni di tensione dovute a guasti, si restringe la soglia di intervento di frequenza; in questo modo è come se si lavorasse con due caratteristiche di intervento e si evita lo scatto intempestivo per fluttuazioni di frequenza dovuti ad altri eventi.

##### **Derivata di frequenza (rate of change of frequency ROCOF)**

Quando un generatore sincrono lavora in parallelo con la rete; la frequenza, e quindi la velocità di rotazione, è impostata dalla rete stessa. Se viene meno la connessione con la rete, la macchina che si trova così a funzionare in isola è libera di accelerare o decelerare a seconda delle nuove condizioni di carico e della risposta dei regolatori.

La derivata della frequenza dipende dalla variazione di potenza secondo l'equazione:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f}{2 \cdot T \cdot P_n}$$

Dove con:

$\Delta P$  = squilibrio di potenza tra il funzionamento in isola e quello con la rete;

$T$  = costante di inerzia del gruppo;

$P_n$  = Potenza nominale del gruppo.

Questa semplice equazione presuppone che la macchina è in funzione alla frequenza nominale e che gli intervalli di tempo siano sufficientemente brevi da poter trascurare la dinamica del regolatore di tensione (Automatic Voltage Regulator, AVR) e del regolatore di frequenza. Da questa espressione emerge chiaramente che la variazione di frequenza dipende proporzionalmente dalla variazione di potenza tra le due condizioni.

Anche una piccola variazione di carico tra la condizione di sincronismo e quella in isola provoca una veloce variazione della derivata di frequenza che può essere facilmente rilevata; ciò però ha anche un aspetto negativo, infatti in caso di variazioni di frequenza non dovute alla perdita di rete ma a normali fluttuazioni di potenza del carico o generazione, può portare, a causa dell'elevata sensibilità, a scatti intempestivi. Tuttavia basare la protezione anti-islanding sulla lettura della derivata di frequenza che non sulla frequenza rende più veloce la protezione in quanto il valore massimo della derivata di frequenza si ha generalmente nei primi istanti di squilibrio.

### **Protezioni basate sullo spostamento del fasore di tensione o salto di fase**

A causa della perdita del contributo della rete, il generatore è chiamato a variare la propria potenza erogata al fine di soddisfare il bilancio energetico.

La variazione della potenza erogata dal generatore provoca lo spostamento del fasore della tensione. Questa protezione si basa sulla misura del periodo dell'onda di tensione, il quale viene comparato con la misura precedente. In condizioni di funzionamento in isola, la durata del periodo, che risulta proporzionale alla variazione della fase, varia in ragione dello squilibrio tra generazione e carico presente prima dell'apertura.

Il relè a salto di fase generalmente ricorda il relè di frequenza, in quanto la misura dello spostamento del fasore rappresenta indicativamente una misura della frequenza. La differenza sostanziale è che i normali relè di frequenza usano un valore di riferimento fisso (50 Hz), mentre questo metodo usa un riferimento che viene aggiornato a ogni ciclo; esso difatti è rappresentato dalla durata dell'ultimo ciclo.

Il relè a salto di fase è sensibile alle perturbazioni quali guasti su altri feeder o transitori sulla rete di trasmissione e per questo è difficile da coordinare.

### **Protezioni basate sulle misure di flusso inverso di reattivo**

Viene misurato il flusso di potenza reattiva in corrispondenza del punto di connessione del generatore alla rete, se il flusso eccede un valore di soglia, dopo un intervallo di tempo (tempo di ritardo) l'unità GD viene disconnessa.

In condizioni normali l'unità GD sta operando a fattore di potenza unitario. La richiesta di reattivo da parte del carico connesso alla rete di distribuzione viene soddisfatta dalla rete di trasmissione e dalle capacità della linea. Dopo la perdita di rete il generatore deve fornire la potenza reattiva richiesta dal carico e non più fornita dalla rete AT, il che causa gli estremi per l'intervento della protezione; questa esportazione di reattivo comporterà una diminuzione di tensione. Nascono problemi quando le capacità delle linee sono in grado di far fronte alla richiesta di reattivo del carico, così facendo il generatore può continuare a operare a fattore di potenza unitario.

Questo scenario si può verificare in presenza di lunghe linee in cavo e bassa densità di carico, con eventualmente installate le batterie di rifasamento (caso tipico di reti rurali).

Un ulteriore e ben più limitante inconveniente del metodo basato sul flusso inverso di reattivo si presenta in reti in cui si trovano più generatori nella porzione di rete in isola. Questo problema è dovuto al fatto che ogni generatore avrà un proprio regolatore di tensione, con caratteristiche specifiche. In conseguenza a un evento, in ogni nodo della rete si manifesteranno delle oscillazioni di tensione correlabili a notevoli fattori: vicinanza da nodi di carico, vicinanza da nodi di generazione, etc.; ne consegue che esiste una serie di combinazioni di tali fattori tale per cui i relè posti nella protezione di interfaccia della GD potrebbero fallire il rilevamento dell'islanding. Alla luce dei problemi di parallelo tra generatori e alla possibilità di fornitura di reattivo da parte di altri componenti della rete, questo metodo non è ampiamente diffuso e viene tipicamente usato come protezione di riserva.

### **Protezioni basate sulle misure di flusso inverso di attivo**

Il principio è lo stesso del metodo precedente. Viene impiegato per quei generatori per i quali non è prevista un'esportazione di potenza in rete; la potenza generata è consumata solo dai carichi dell'utente. In caso di islanding la potenza transita verso la porzione di rete in isola (flusso inverso) e questa condizione di funzionamento si rileva facilmente.

questo metodo viene applicato solamente dove il carico dell'utente attivo è sempre maggiore della generazione, in questo modo un'inversione di flusso attivo è sinonimo di funzionamento in isola.

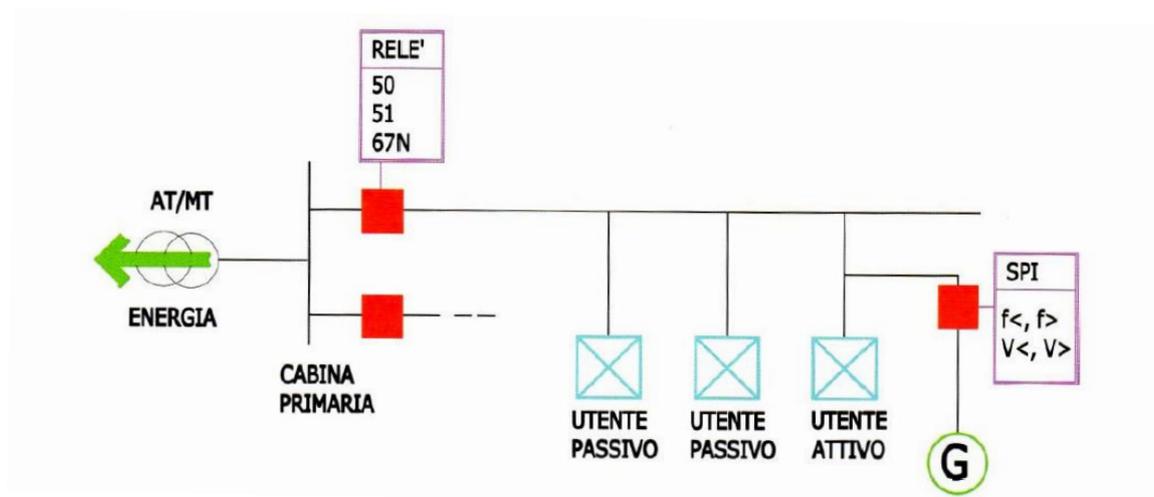


Figura 6.12 - Rete MT con inversione di flusso sull'interfaccia AT/MT.

### Protezioni basate sulla variazione della potenza in uscita

Una perdita di rete comporta, generalmente, una variazione di carico vista dal generatore; monitorando quindi la variazione di potenza in uscita dell'unità GD, si ottiene un metodo diretto per rilevare il fenomeno dell'islanding.

Questo sistema fornisce anche un metodo addizionale in caso di mancato intervento di altre protezioni a fronte di perdita di rete (per esempio i relè di tensione e frequenza); infatti se le perturbazioni non fossero sufficienti per lo scatto, una conseguente variazione di carico dovrebbe provocarne l'intervento. La protezione interviene anche in caso di parallelo fuori sincronismo.

#### 6.2.3.4.2. Metodi attivi

I metodi anti-islanding denominati attivi si basano, come quelli passivi, su misure locali ai capi della GD ma modificano attivamente la quantità misurata iniettando piccoli disturbi in rete, facendo così variare l'uscita della GD. Quando la GD opera in parallelo con la rete, le piccole variazioni introdotte non sono sufficienti a creare effetti tali da far intervenire il relè; ma in caso di perdita di rete, questi disturbi provocano la destabilizzazione dell'isola diventando significativi e rendendo così semplice l'individuazione dell'isola anche in caso di carico adattato, riducendo o addirittura eliminando la NDZ. Tali metodi introducendo in modo continuo dei disturbi degradano la qualità delle grandezze di rete; non è perciò permesso l'utilizzo in molte reti.

Altro svantaggio è che tali metodi si possono applicare principalmente alla GD connessa alla rete tramite inverter; è grazie al controllo dell'inverter che è possibile, in modo semplice ed economico, forzare particolari grandezze.

## **Misura dell'impedenza**

Le tecniche basate sulla misura dell'impedenza cercano di rilevare le variazioni di impedenza viste ai capi della GD prodotte quando parte della rete (che solitamente ha una bassa impedenza) in cui è installata la GD si disconnette dal resto del sistema. Solitamente si aggiunge un disturbo alla corrente in uscita dall'inverter; ciò produce variazioni della tensione quando la rete è disconnessa. Queste variazioni sono monitorate dal calcolo della derivata  $dv/di$ ; che rappresenta la variazione dell'impedenza di rete vista dall'inverter.

Il principale vantaggio della misura dell'impedenza è la ridotta NDZ; ma presenta anche delle criticità. Come prima cosa l'efficacia di questo metodo si riduce all'aumentare del numero degli inverter connessi alla rete a meno che tutti gli inverter che usano questo metodo siano tra loro sincronizzati. Inoltre è necessario stabilire una soglia di impedenza entro la quale la GD rimane connessa; ciò richiede la conoscenza dell'esatto valore dell'impedenza di rete, parametro che inizialmente è sconosciuto.[14]

## **Iniezione di armoniche**

Questo metodo consiste nell'iniezione intenzionale di una specifica corrente armonica al PCC. Quando la rete è connessa, se l'impedenza di rete è più piccola dell'impedenza del carico alla frequenza dell'armonica iniettata, allora la corrente armonica fluirà nella rete. Le dimensioni del disturbo che apparirà nell'ampiezza della tensione dipenderà dal valore dell'impedenza della rete. Se la rete si disconnette, le armoniche di corrente fluiranno nel carico producendo una tensione a una determinata armonica, facilmente individuabile ma proporzionale all'impedenza del carico alla frequenza dell'armonica di corrente.

Il vantaggio di tale metodo è che la sua efficacia non varia se vi sono più inverter, è comunque sensibile ai disturbi di rete che rendono complicato stabilire la soglia per il rilevamento dell'isola. Comunque gli svantaggi della presenza di armoniche in rete possono essere superati iniettando disturbi subarmonici invece che armoniche di ordine elevato.[14]

## **Active frequency drift (AFD)**

Il principio di base del metodo AFD è di variare la frequenza della corrente di uscita per mezzo di un feedback positivo.

Il metodo si basa sulla iniezione di una corrente nel PCC leggermente deformata in frequenza, come mostrato nella Figura 6.13.

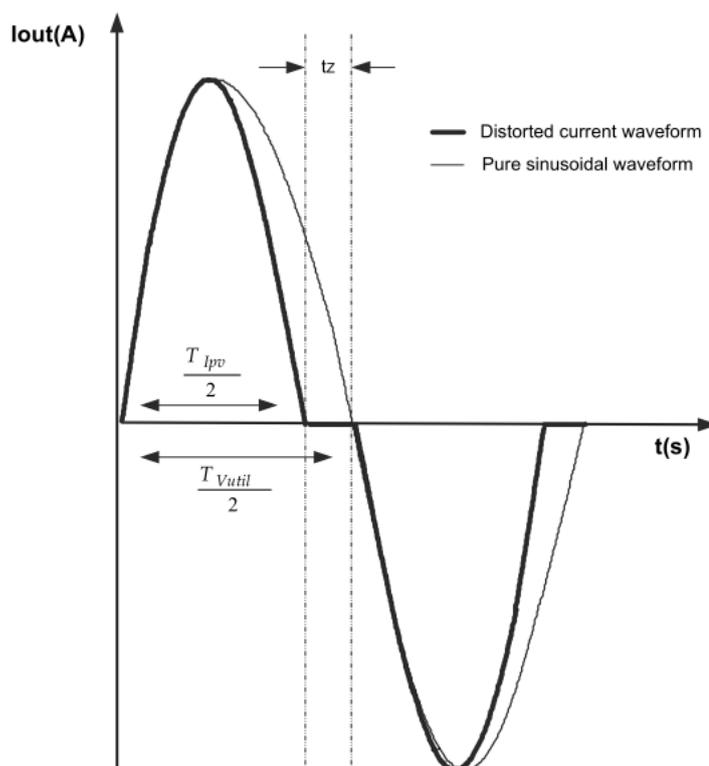


Figura 6.13 - Forma d'onda distorta della corrente dell'inverter utilizzando il metodo AFD. [14]

Quando avviene la disconnessione della rete, si verifica un errore di fase tra la corrente dell'inverter e la tensione al PCC; l'inverter rileva questo errore e tenta di compensarlo aumentando la frequenza della corrente generata. Questo processo continua fino a quando la frequenza supera i limiti e viene rilevata dai relè di sovra/sotto frequenza. Il rapporto tra  $t_z$  (Figura 6.13) ed il mezzo periodo della tensione è chiamato *chopping factor*:

$$cf = \frac{2 \cdot t_z}{T_{vutile}}$$

Questo metodo può essere facilmente implementato in sistemi multinverter; comunque il metodo AFD comporta una piccola degradazione della qualità dell'uscita della GD e si ha una NDZ che dipende dal chopping factor. [14]

### **Sandia frequency shift (SFS) e Sandia voltage shift (SVS)**

Il metodo Sandia Frequency Shift (SFS) è una versione accelerata dell'Active Frequency Drift (AFD) ed è uno dei metodi di feedback positivo utilizzati per impedire il funzionamento in isola. Il metodo rileva e tenta di amplificare piccole variazioni di frequenza della rete a cui l'inverter è connesso, ma la presenza della rete di trasmissione evita tale variazioni.

Quando la rete è scollegata, i cambi di frequenza producono un errore di fase e il feedback positivo, in un processo iterativo, porta la frequenza oltre le soglie.

Similmente il metodo Sandia Voltage Shift (SVS) misura l'ampiezza della tensione al PCC; se essa decresce, l'inverter riduce l'uscita di corrente e di potenza aumentando la variazione e portandola oltre i limiti dei relè sovra/sotto tensione. Per evitare potenziali danneggiamenti alle apparecchiature connesse, si preferisce far decrescere la tensione piuttosto che aumentarla.

Il metodo SVS è facilmente implementabile negli inverter ed è particolarmente efficace tra i metodi che usano feedback positivo; solitamente sono implementati contemporaneamente i metodi SFS e SVS aumentando l'efficacia della protezione.[14]

#### 6.2.3.4.3. Metodi basati sui sistemi di comunicazione

Questi metodi si basano sulla comunicazione tra la rete, in particolare tra la cabina primaria o un centro di controllo, e le unità GD. Le informazioni comunicate dalla CP possono essere semplici richieste di disconnessione della GD oppure di taratura differente della protezione di interfaccia. Tali metodi sono molto più efficaci dei metodi che si basano sulle misure locali e non presentano NDZ; ma richiedendo un sistema di comunicazione efficace e capillare. Sono metodi molto più costosi e di difficile realizzazione rispetto a quelli analizzati in precedenza.



Figura 6.14 - Schema generale del sistema di comunicazione.

#### Power line carrier communications (PLCC)

Questo metodo si basa sull'utilizzo della linea di potenza come canale di comunicazione; viene trasmesso in modo continuo un segnale a bassa potenza tra un trasmettitore (posizionato in cabina primaria) e un ricevitore (situato ai capi della GD). Quando la comunicazione è interrotta il ricevitore invia un segnale di blocco alla GD disconnettendola dalla rete o attivando una protezione di backup. È un sistema di comunicazione molto semplice che utilizza come canale di comunicazione le infrastrutture già esistenti e tra i vari vantaggi di questo metodo si ha la possibilità di operare in aree con un'alta densità di DG; inoltre è completamente assente la NDZ

e non si ha nessun deterioramento della qualità delle grandezze di rete come nei metodi attivi. Le debolezze di questo metodo sono principalmente i costi dei ricevitori e del trasmettitore (anche se basta un solo trasmettitore per feeder).[14]

### **Altri metodi**

Esistono altri metodi simili al metodo PLCC ma che differiscono nella tipologia del canale di comunicazione utilizzato, ad esempio è possibile trasmettere i segnali di comando alle unità GD tramite segnali radio, doppino telefonico, fibra ottica, wireless etc... Studi recenti volti a identificare il canale di comunicazione più efficace si stanno rivolgendo verso protocolli IEC 61850 tramite canali di comunicazione LTE o 4G.

Dal punto di vista della gestione dell'energia, questi metodi hanno il vantaggio aggiuntivo di supervisione e controllo sia della GD sia della rete tramite informazioni sullo stato delle unità in aggiunta alla semplice comunicazione dello stato dell'interruttore.

I metodi basati su sistemi di comunicazione presentano il grande svantaggio dei costi elevati di implementazione; che possono aumentare al crescere della GD connessa, ad esempio se il sistema di comunicazione è realizzato tramite doppino telefonico il cablaggio di comunicazione deve essere aumentato all'aumentare della GD. Questo problema potrebbe essere risolto con l'uso di canali di comunicazione via onde radio in cui il canale non subisce modifiche al crescere del numero della GD, viceversa per coprire grandi distanze sarebbe indispensabile l'impiego di ripetitori.

## 7. Conclusioni

Dallo studio appena affrontato, si può concludere come ormai la generazione distribuita da fonti rinnovabili abbia raggiunto livelli di penetrazione davvero considerevoli, sia per quanto riguarda la rete in Bassa Tensione che in Media Tensione. Questo viene evidenziato dal fatto che per la prima volta nella storia domenica 16 giugno 2013 tra le 14 e le 15, il prezzo d'acquisto dell'energia elettrica (Prezzo Unico Nazionale, PUN) è sceso a zero su tutto il territorio nazionale (figura 6.15), ciò significa che in quelle due ore l'energia solare, eolica e idroelettrica hanno prodotto il 100% dell'elettricità italiana.



Figura 6.15 – Andamento del Prezzo Unico Nazionale.

Tale episodio non fa altro che confermare ulteriormente come il fenomeno della Generazione Distribuita da fonti rinnovabili, risultato tuttavia fortemente influenzato dai sistemi d'incentivazione, come si è potuto vedere dall'andamento delle connessioni richieste alla scadenza dei diversi conti energia, sta portando oggi a un'evoluzione delle reti di distribuzione che dovranno passare da "passive" a "attive" imponendo un ripensamento delle modalità di protezione, gestione e regolazione delle reti stesse.

A tal proposito, rispetto a quanto previsto in precedenza dal codice di rete, risulta evidente come ormai tutti gli impianti di GD devono essere realizzati ed eserciti per rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. Per questo motivo in questo studio si sono analizzate le problematiche che stanno crescendo dovute all'evoluzione incredibile che sta attraversando l'intera rete di distribuzione con particolare riferimento al rischio sempre più elevato della formazione dell'Isola Indesiderata. A tal proposito si evidenzia, in ottica delle cosiddette reti intelligenti (Smart Grid), la necessità di uno sviluppo di un sistema di comunicazione efficiente che preveda la reale collaborazione tra le CP e i sistemi di GD distribuiti lungo le reti in Media e Bassa Tensione. Le nuove norme CEI 0-16 e CEI 0-21 pubblicate recentemente vanno proprio verso questa direzione prevedendo dei sistemi di protezione per gli impianti di produzione dotati di ingressi dedicati a dei segnali di comunicazione e teleseccato, in maniera tale da garantire il distacco della GD quando effettivamente ne è necessario, e di assicurare invece il mantenimento in esercizio della GD durante i transitori di rete. Il vettore di comunicazione, una volta presente, potrebbe inoltre essere utilizzato anche ad altri scopi, ad esempio, per trasmettere segnali di regolazione alla GD e/o per realizzare una selettività logica fra le protezioni del distributore e quelle degli utenti.



## Bibliografia

- [1] GSE, “Rapporto Statistico 2011 Impianti a fonti rinnovabili”, <http://www.gse.it/it/Statistiche/Pages/default.aspx>, Ottobre 2012.
- [2] M. Pezzaglia, A. Galliani, G. Ciacca, F. Luiso, A. Arena, E. Bulgherini, “Connessione alla rete degli impianti di produzione: le novità dal 1° Gennaio 2009”, *L’Energia Elettrica*, pp. 35 - 45, settembre-ottobre 2008.
- [3] M. Delfanti, A. Arena, A. Galliani, G. Ciacca, “Le nuove regole per la connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica”, *L’Energia Elettrica*, pp. 29- 36, gennaio – febbraio 2011.
- [4] AEEG, “Relazione tecnica relativa alla deliberazione ARG/elt 99/08, come modificata dalla deliberazione ARG/elt 125/10”, Novembre 2010.
- [5] TERNA, “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”, Ottobre 2012.
- [6] ”Ritiro dedicato e Scambio sul posto”, <http://www.gse.it/it/Ritiro%20e%20scambio/pages/default.aspx>, Aprile 2012.
- [7] “Incentivi DM 6 luglio 2012”, [http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi\\_DM\\_06\\_07\\_2012/Pagine/default.aspx](http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi_DM_06_07_2012/Pagine/default.aspx), Gennaio 2013.
- [8] ”Risultati incentivazione”, [http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/GSE\\_Documenti/Fotovoltaico/05%20Risultati%20incentivazione/Grafici\\_della\\_numerosita%20e\\_della\\_potenza\\_totale\\_cumulata.pdf](http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/GSE_Documenti/Fotovoltaico/05%20Risultati%20incentivazione/Grafici_della_numerosita%20e_della_potenza_totale_cumulata.pdf), Febbraio 2013.
- [9] “Impianti con inversione del flusso”, [http://www.enel.it/it-IT/reti/enel\\_distribuzione/produttori\\_articolo\\_125/](http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/produttori_articolo_125/), Febbraio 2013.
- [10] Rapporto di Legambiente, ”Comuni Rinnovabili 2013”, pp. 7, Marzo 2013.
- [11] Norma CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”, <http://www.ceiweb.it/it/comunicati/news/233-norma-cei-0-16-nuova-edizione-dicembre-2012.html>, Dicembre 2012.
- [12] L. K. Kumpulainen, K. T. Kauhaniemi, “*Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing*”, Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, vol. 1, pp. 603 - 608, 2004.

[13] K. Mäki, A. Kulmala, S. Repo, P. Järventausta, “*Problems related to Islanding Protection of Distributed Generation in Distribution Network*”, IEEE Conference Publications, pp. 467 - 472, 2007.

[14] C. Trujillo, D. Velasco, E. Figueres, G. Garcerá, “*Local and Remote Techniques for Islanding Detection in Distributed Generators*”, 2010.