

> PROGETTAZIONE

Progettazione di una centrale solare fotovoltaica della potenza di 995,2 kWp connessa alla rete elettrica di distribuzione in media tensione.

- i) Ingegneria di sistema (impianto di produzione e opere di rete – STMG)
- ii) Sistema incentivante e regolazione commerciale dell'energia ceduta alla rete
- iii) Proiezioni economiche

di Alessandro Caffarelli, Giulio de Simone

La soluzione tecnica di connessione (STMG – Soluzione Tecnica Minima Generale) oggetto del presente articolo ed illustrata di seguito, è stata predisposta da Enel a valle della richiesta di connessione di una centrale fotosolare per la produzione di energia elettrica in Conto energia – d.m.19 feb2007. La centrale provvede alla cessione integrale in rete dell'energia prodotta secondo la modalità di vendita "Indiretta" – regime di ritiro dedicato Deliberazione AEEG n.280/07.

Ingegneria di sistema

Per la centrale fotovoltaica della potenza di 995,2 kWp, con generatore di tipo fisso disposto su strutture a palo predisposte per l'ancoraggio al suolo, si è configurato un Ground Ratio, *GR*, pari a 0,185 ($6.687[m^2] / 35.996[m^2]$), parametro rappresentativo del rapporto tra l'area attiva del campo fotovoltaico (¹) e l'area lorda occupata dall'impianto. La sintesi dell'Ingegneria di

sistema della centrale è illustrata in figura.1

Il generatore fotovoltaico costituito da un totale di 5.238 moduli è stato distribuito elettricamente su 291 stringhe da 18 moduli per stringa, cablate e parallelate in ingresso a n° 3 inverter PVI-Central-TL-PowerOne, parzializzando così il generatore fotovoltaico in 3 campi da 331,74 [kWp], campi A, B e C, in cui sono state raccolte le 291 stringhe (A1..A97; B1..B97; C1..C97). Sono stati previsti 18 quadri di parallelo sul lato CC, 6 per ogni inverter, con un numero massimo di stringhe raccolto da ogni quadro di parallelo-CC pari a 17.

Il gruppo di conversione è del tipo senza trasformatore d'isolamento e garantisce per questo un rendimento di conversione superiore; I tre inverter fanno capo ad un trasformatore dedicato bt/MT che provvede all'isolamento galvanico nei confronti della rete MT di pubblica distribuzione ed adegua il livello di tensione (300V) degli inverter a quello della rete (20.000 V). Il trasformatore è inserito nel lato utente della cabina di consegna privata, necessaria per la messa in

parallelo con la rete dell'impianto di generazione. Il trasformatore è collocato in un'apposita cella. Nel locale utente trovano alloggio infine le protezioni generali e le protezioni di interfaccia, necessarie per scollegare l'intero sistema di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete; dette protezioni sono corredate di certificazione emessa da organismo accreditato.

Analisi della soluzione di Connessione proposta da Enel

Dal 1° gen 2009 è in vigore il TICA – Testo Integrato delle Connessioni Attive – che ha rimodulato, tra le altre cose, i limiti di potenza previsti per la connessione degli impianti di generazione innalzando a 100 kW la soglia di potenza massima per allacci in bassa tensione (potenza richiesta per l'immissione in rete da non confondere con la potenza di picco del generatore fotovoltaico. Nel caso in esame esse sono rispettivamente pari a 950 kVA e a 995,2 kWp). Per l'impianto in oggetto, la cui richiesta di connessione

è stata inoltrata precedentemente all'entrata in vigore del TICA, l'iter procedurale ha impegnato all'incirca i tempi massimi previsti dalle allora vigenti DK5310, cioè 90gg lavorativi per il rilascio della STMG. Con l'introduzione del TICA questi tempi si sono dimezzati per potenze richieste in allaccio inferiori ai 1.000 kW.

In figura 2 e in figura 3 è riportato uno stralcio della STMG proposta da Enel per la connessione.

La visualizzazione grafica della soluzione è riportata in figura 4.

E' da notare che con l'introduzione del TICA, all'atto dell'accettazione della soluzione tecnica di connessione, il cliente produttore, soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico, è tenuto a versare il 30% del preventivo richiesto per la connessione (Allegato A-TICA – Titolo III – articolo 6 comma 3).

Sistema incentivante e regolazione economica dell'energia scambiata con la rete

E' noto che il d.m 19 feb 2007 "Conto energia" prevedeva una tariffa incentivante, costante nel tempo, per un periodo temporale pari a 20 anni, funzione della classe di integrazione architettonica e del livello di potenza nominale dell'impianto. E' previsto inoltre un decurtamento percentuale pari al 2% annuo in funzione della data di entrata in esercizio della centrale, per ogni anno aggiuntivo rispetto al 2008. Nel caso in esame (start-up della centrale previsto per ottobre 2009) la tariffa ammonta a $0,360 - 2\% = 0,353 \text{ €/kWh}$. L'energia prodotta dalla centrale fotosolare sarà integralmente iniettata in rete utilizzando la modalità indiretta di cessione prevista dalla deliberazione 280/07 – regime di ritiro dedicato.

Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato zonale riferito alla zona in cui è collocato l'impianto (articolo 6 delibera 280/07) – Prezzo zonale orario.

Per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e per gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW (ad eccezione delle centrali ibride) l'AEEG definisce prezzi minimi garantiti (articolo 7, comma 1, delibera 280/07).

I prezzi minimi garantiti, se richiesti dal cliente produttore alla presentazione dell'istanza (come nel caso in oggetto), vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa su base annua. Qualora al termine di ciascun anno solare la valorizzazione ai prezzi minimi garantiti risultasse inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconosce al produttore il relativo conguaglio.

Con comunicazione del 27 gennaio 2009, l'AEEG ha aggiornato i prezzi minimi garantiti per l'anno 2009. Sulla base dei dati pubblicati dall'Istat, la variazione percentuale media annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dell'anno 2008 rispetto all'anno 2007 è risultata pari al + 3,2%.

¹ Al lordo delle cornici dei moduli FV

I valori dei prezzi minimi garantiti validi per gli impianti solari fotovoltaici di potenza nominale elettrica fino a 1 MW di cui all'articolo 7, comma 7.5, della deliberazione dell'Autorità n. 280/07, aggiornati per l'anno 2009 secondo i criteri previsti dal medesimo comma, risultano pari a:

a) fino a 500.000 kWh annui 101,1 €/MWh
b) da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui 85,2 €/MWh
c) da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui 74,5 €/MWh

Nell'ambito dello schema di ritiro dedicato il GSE si configura come:

- acquirente dell'energia elettrica prodotta ed iniettata in rete;
- utente del dispacciamento in immissione dell'energia elettrica prodotta;
- utente del trasporto in immissione per l'energia elettrica prodotta ed iniettata in rete.

L'energia elettrica prodotta dal soggetto responsabile dell'impianto di generazione, ed oggetto della convenzione di ritiro dedicato, è l'intera quantità di energia elettrica immessa in rete (al netto dell'eventuale energia ceduta nell'ambito di convenzioni pluriennali Cip 6/92 o 108/97) e consegnata al GSE in corrispondenza del punto di connessione con la rete elettrica.

Sempre nell'ambito della convenzione di ritiro dedicato, il GSE:

a) ai fini della valorizzazione economica, riconosce i prezzi definiti dall'AEEG per l'energia elettrica immessa in rete che risulta incrementata delle perdite standard (pari al +5,1% in Media Tensione e al +10,8% in Bassa Tensione);

b) riconosce il CTR (è un ricavo per il produttore); nel caso di impianti connessi in MT o bt, il GSE riconosce ai clienti produttori la componente CTR (pari a 0,33 c€/kWh nel 2007 per l'energia elettrica immessa aumentata del 9,9% in bt e del 4,2% in MT) che riceve a sua volta dalle imprese distributrici;

c) riceve il corrispettivo di trasmissione (è un costo per il produttore); il GSE riceve dai clienti produttori una componente per il servizio di trasmissione (pari a 0,0267 c€/kWh nel 2007 per l'energia elettrica immessa) che a sua volta versa a Terna;

d) riceve il corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure; nel caso di impianti di potenza attiva nominale superiore a 50 kW i clienti produttori riconoscono al GSE il corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure (articolo 4, comma 2, lettera c, delibera 280/07 – nel 2007 11,00 €/mese) che a sua volta versa a Terna;

e) nell'ambito dello schema di ritiro dedicato il GSE rappresenta, o meglio sostituisce, “fisicamente” i clienti produttori per l'accesso al sistema elettrico; di conseguenza sostiene anche i costi derivanti dall'azione di operatore di mercato a valle del ritiro dell'energia elettrica prodotta ed iniettata in rete. La copertura di parte di questi costi amministrativi viene riconosciuta al GSE nella misura dello 0,5% del controvalore economico dell'energia ritirata al cliente produttore, fino ad un massimo di 3.500,00 €/anno per impianto (articolo 4, comma 2, lettera e, delibera 280/07).

In figura 5, 6, 7 e 8 sono riportate le tabelle e i grafici relativi agli output economici delle dinamiche di esercizio in conto energia e ritiro dedicato per la centrale fotosolare presa in esame nell'ipotesi di considerare una perdita di efficienza del sistema fotovoltaico pari allo 0,45% anno;

La producibilità stimata per l'impianto è stata calcolata utilizzando il software Simulare_Pro2.0 e Sole_Pro2.0 per la ricostruzione dell'analisi clinometrica e per lo studio dei mutui ombreggiamenti locali tra file di moduli ⁽²⁾.

² Software distribuiti in allegato con il testo “Sistemi fotovoltaici: progettazione e valutazione economica in conto energia” – Maggioli Editore

Centrale solare FV –

P=995,2 kWp / 1.008 kW_{CA}

n.3 Inverter TL-Power-One_PVI Central 300 – 3x336 kW

n.5238 moduli in silicio monocristallino Schuco SPV-190_SMG_SE_190 Wp

n.Campi fotovoltaici = 3 (A,B,C)

n.18 quadri di parallelo-protezione-manovra lato CC – StringComb-S-PowerOne

n.Stringhe = 291 x 18 moduli

Impianto FV al suolo

Sito: Comune di XXX (Riservato)

Tilt =30° ; Azimut=0°

Producibilità annua (Norme UNI 10349): **1.505 MWh**

Producibilità specifica annua: **1512 kWh/kWp**

Performance ratio: **81,2%**

Emissioni evitate CO2 = 1.053.000 kg/anno

Figura 1 – Sintesi ingegneria di sistema centrale fotosolare P= 995,2 kWp



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

DIVISIONE INFRASTRUTTURE E RETI
MACRO AREA TERRITORIALE CENTRO
VETTORIAMENTO E MISURA

Prioritaria
Spett.le

Oggetto: Richiesta di connessione alla rete elettrica del Vostro impianto fotovoltaico sito nel comune di [REDACTED]. Comunicazione della soluzione tecnica minima generale ai sensi della Delibera AEEG n. 281/05

1. Descrizione dell'impianto di rete per la connessione

Il Vostro impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20kV tramite:

- inserimento in entra-esce sulla dorsale della linea MT esistente Z, uscente dalla cabina primaria S.

Tale soluzione prevede:

- l'inserimento di una cabina di consegna in entra / esci più derivazione nella tratta tra il nodo [REDACTED] e la cab. C

Il nuovo collegamento verrà eseguito mediante:

- due tronchi di linea in cavo interrato, afferenti a due punti di connessione diversi, per una lunghezza complessiva di 0.2km.

Figura 2 – Soluzione Tecnica Minima Generale Enel – Potenza richiesta per l'immissione in re P=950 kVA

Comunichiamo inoltre che, per la realizzazione della soluzione prospettata, dovrete, presso il punto di consegna,

- mettere a disposizione un'area,
- realizzare, e rendere disponibili, le opere civili,

secondo le caratteristiche descritte nelle 'Soluzioni tecniche convenzionali' delle 'Condizioni contrattuali'.

Vi informiamo che per la realizzazione delle opere descritte in 'Descrizione dell'impianto di rete per la connessione è necessario acquisire le seguenti autorizzazioni:

- Decreto Autorizzativo Regionale (L.R...)

2. Termini di realizzazione delle opere

Il tempo necessario per la realizzazione delle opere per la connessione, è stimato in :

- 211 giorni per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione,

I termini di cui sopra decorrono dalla data di efficacia del contratto di connessione e sono da intendersi al netto dei tempi necessari per l'eventuale ottenimento di atti di terzi (concessioni e servitù), e di quant'altro necessario alla costruzione ed all'esercizio degli impianti occorrenti; tali tempi sono stimati in 30 giorni (salvo eventuali servitù coattive). Sono inoltre esclusi ritardi dovuti a cause di forza maggiore o indipendenti dalla volontà di Enel Distribuzione.

3. Costi previsti per la realizzazione delle opere

Il costo previsto per la realizzazione a cura Enel delle opere per la connessione, è stimato in :

- 23.500 €+iva per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

E' vostra facoltà, ai sensi dell'art. dall'art. 4.3 dell'Allegato A alla Delibera AEEG n. 281/05, procedere direttamente alla realizzazione degli impianti di rete per la connessione con l'eccezione:

- della progettazione esecutiva del sistema di protezione e controllo, che sarà in ogni caso effettuata dall'Enel e Vi sarà consegnata per la realizzazione delle opere,

Figura 3 – Soluzione Tecnica Minima Generale Enel

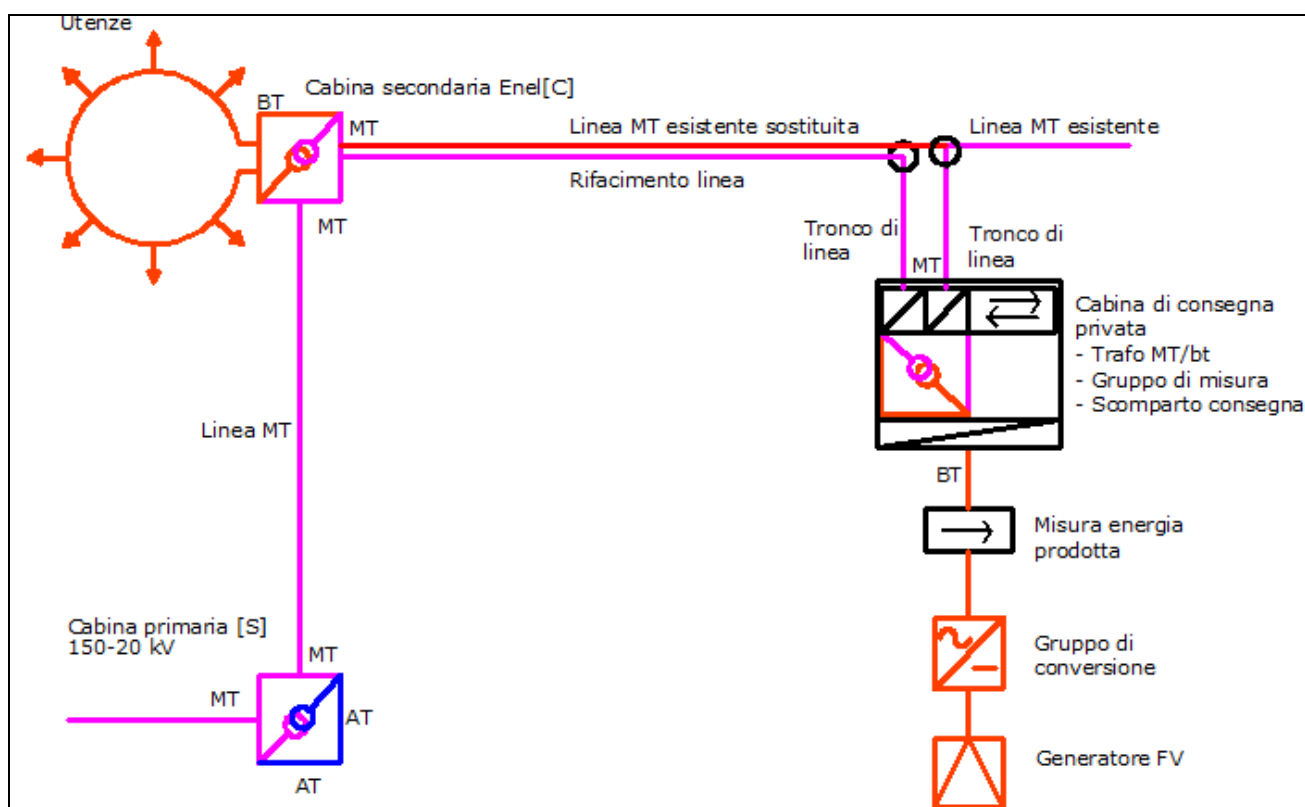


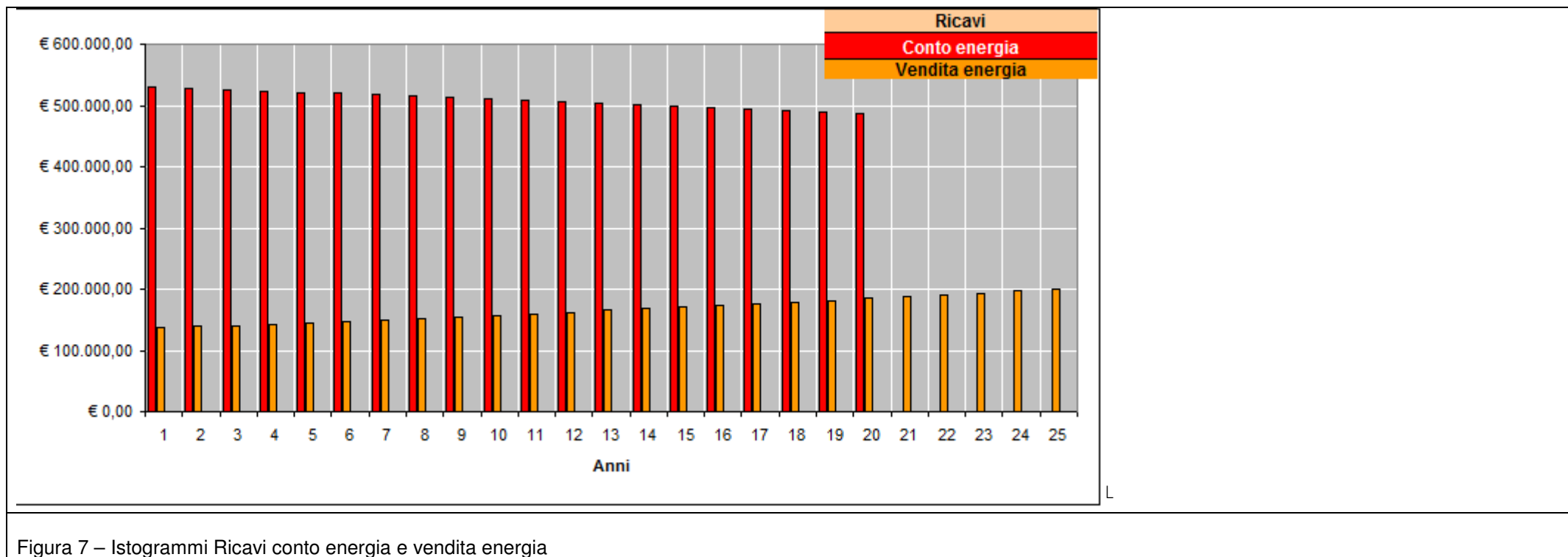
Figura 4 – Schema di connessione a blocchi

		Ritiro dedicato - Valorizzazione energia iniettata in rete					5,10%
		Con Bonus				Con Bonus +	
	[kWh]	[€]	[€]	[€]	[€]	[kWh]	
Anno	Iniezione in rete	Energia Venduta	1° Scaglione	2° Scaglione	3° Scaglione	Iniezione maggiorata	
1	1.504.747,30	136.470,96	50.550,00	42.600,00	43.320,96	1.581.489,41	
2	1.497.975,94	138.659,58	51.561,00	43.452,00	43.646,58	1.574.372,71	
3	1.491.235,04	140.883,64	52.592,22	44.321,04	43.970,38	1.567.288,03	
4	1.484.524,49	143.143,72	53.644,06	45.207,46	44.292,20	1.560.235,23	
5	1.477.844,13	145.440,41	54.716,95	46.111,61	44.611,85	1.553.214,18	
6	1.471.193,83	147.774,31	55.811,28	47.033,84	44.929,18	1.546.224,71	
7	1.464.573,45	150.146,02	56.927,51	47.974,52	45.243,99	1.539.266,70	
8	1.457.982,87	152.556,17	58.066,06	48.934,01	45.556,10	1.532.340,00	
9	1.451.421,95	155.005,40	59.227,38	49.912,69	45.865,32	1.525.444,47	
10	1.444.890,55	157.494,33	60.411,93	50.910,94	46.171,45	1.518.579,97	
11	1.438.388,54	160.023,62	61.620,17	51.929,16	46.474,29	1.511.746,36	
12	1.431.915,80	162.593,93	62.852,57	52.967,75	46.773,62	1.504.943,50	
13	1.425.472,18	165.205,94	64.109,62	54.027,10	47.069,22	1.498.171,26	
14	1.419.057,55	167.860,33	65.391,82	55.107,64	47.360,87	1.491.429,49	
15	1.412.671,79	170.557,80	66.699,65	56.209,80	47.648,35	1.484.718,05	
16	1.406.314,77	173.299,05	68.033,64	57.333,99	47.931,41	1.478.036,82	
17	1.399.986,35	176.084,79	69.394,32	58.480,67	48.209,81	1.471.385,66	
18	1.393.686,41	178.915,78	70.782,20	59.650,28	48.483,29	1.464.764,42	
19	1.387.414,82	181.792,73	72.197,85	60.843,29	48.751,60	1.458.172,98	
20	1.381.171,46	184.716,42	73.641,80	62.060,16	49.014,46	1.451.611,20	
21	1.374.956,19	187.687,61	75.114,64	63.301,36	49.271,61	1.445.078,95	
22	1.368.768,88	190.707,08	76.616,93	64.567,39	49.522,76	1.438.576,10	
23	1.362.609,42	193.775,62	78.149,27	65.858,73	49.767,62	1.432.102,50	
24	1.356.477,68	196.894,05	79.712,26	67.175,91	50.005,88	1.425.658,04	
25	1.350.373,53	200.063,17	81.306,50	68.519,43	50.237,24	1.419.242,58	
Tot	35.655.654,93	€ 4.157.752,46	€ 1.619.131,65	€ 1.364.490,77	€ 1.174.130,05	37.474.093,33	

Figura 5 – Ritiro dedicato – Valorizzazione dell'energia iniettata in rete

		Corrispettivi Regime di Ritiro dedicato						
		Attivi	Passivi			4,20%		
		[€] (Ricavo)	[€] (Costo)	[€] (Costo)	[€] (Costo)	Con Bonus +		
		Con Bonus	Corrispettivo di	Corrispettivo costi	Corrispettivo	[kWh]	[kWh]	[€]
Anno	Iniezione in rete	Corrispettivo CTR	trasmissione	GSE	Misure	Iniezione maggiorata2	Producibilità	Premio incentivante
1	1.504.747,30	5.111,51	385,22	682,35	132,00	1.567.946,68	1.504.747,30	531.175,80
2	1.497.975,94	5.190,27	391,15	693,30	134,64	1.560.890,92	1.497.975,94	528.785,51
3	1.491.235,04	5.270,26	397,18	704,42	137,33	1.553.866,92	1.491.235,04	526.405,97
4	1.484.524,49	5.351,47	403,30	715,72	140,08	1.546.874,51	1.484.524,49	524.037,14
5	1.477.844,13	5.433,94	409,51	727,20	142,88	1.539.913,58	1.477.844,13	521.678,98
6	1.471.193,83	5.517,67	415,83	738,87	145,74	1.532.983,97	1.471.193,83	519.331,42
7	1.464.573,45	5.602,70	422,23	750,73	148,65	1.526.085,54	1.464.573,45	516.994,43
8	1.457.982,87	5.689,04	428,74	762,78	151,63	1.519.218,15	1.457.982,87	514.667,95
9	1.451.421,95	5.776,71	435,35	775,03	154,66	1.512.381,67	1.451.421,95	512.351,95
10	1.444.890,55	5.865,73	442,06	787,47	157,75	1.505.575,96	1.444.890,55	510.046,37
11	1.438.388,54	5.956,12	448,87	800,12	160,91	1.498.800,86	1.438.388,54	507.751,16
12	1.431.915,80	6.047,90	455,78	812,97	164,13	1.492.056,26	1.431.915,80	505.466,28
13	1.425.472,18	6.141,10	462,81	826,03	167,41	1.485.342,01	1.425.472,18	503.191,68
14	1.419.057,55	6.235,73	469,94	839,30	170,76	1.478.657,97	1.419.057,55	500.927,32
15	1.412.671,79	6.331,83	477,18	852,79	174,17	1.472.004,01	1.412.671,79	498.673,14
16	1.406.314,77	6.429,40	484,53	866,50	177,65	1.465.379,99	1.406.314,77	496.429,11
17	1.399.986,35	6.528,48	492,00	880,42	181,21	1.458.785,78	1.399.986,35	494.195,18
18	1.393.686,41	6.629,08	499,58	894,58	184,83	1.452.221,24	1.393.686,41	491.971,30
19	1.387.414,82	6.731,23	507,28	908,96	188,53	1.445.686,25	1.387.414,82	489.757,43
20	1.381.171,46	6.834,96	515,10	923,58	192,30	1.439.180,66	1.381.171,46	487.553,52
21	1.374.956,19	6.940,29	523,04	938,44	196,15	1.432.704,35	1.374.956,19	
22	1.368.768,88	7.047,24	531,10	953,54	200,07	1.426.257,18	1.368.768,88	
23	1.362.609,42	7.155,84	539,28	968,88	204,07	1.419.839,02	1.362.609,42	
24	1.356.477,68	7.266,11	547,59	984,47	208,15	1.413.449,74	1.356.477,68	
25	1.350.373,53	7.378,08	556,03	1.000,32	212,31	1.407.089,22	1.350.373,53	
Tot	35.655.654,93	154.462,69	11.640,68	20.788,76	4.228,00	37.153.192,44	35.655.654,93	10.181.391,64

Figura 6 – Ritiro dedicato – Corrispettivi attivi e passivi per l'esercizio in ritiro dedicato



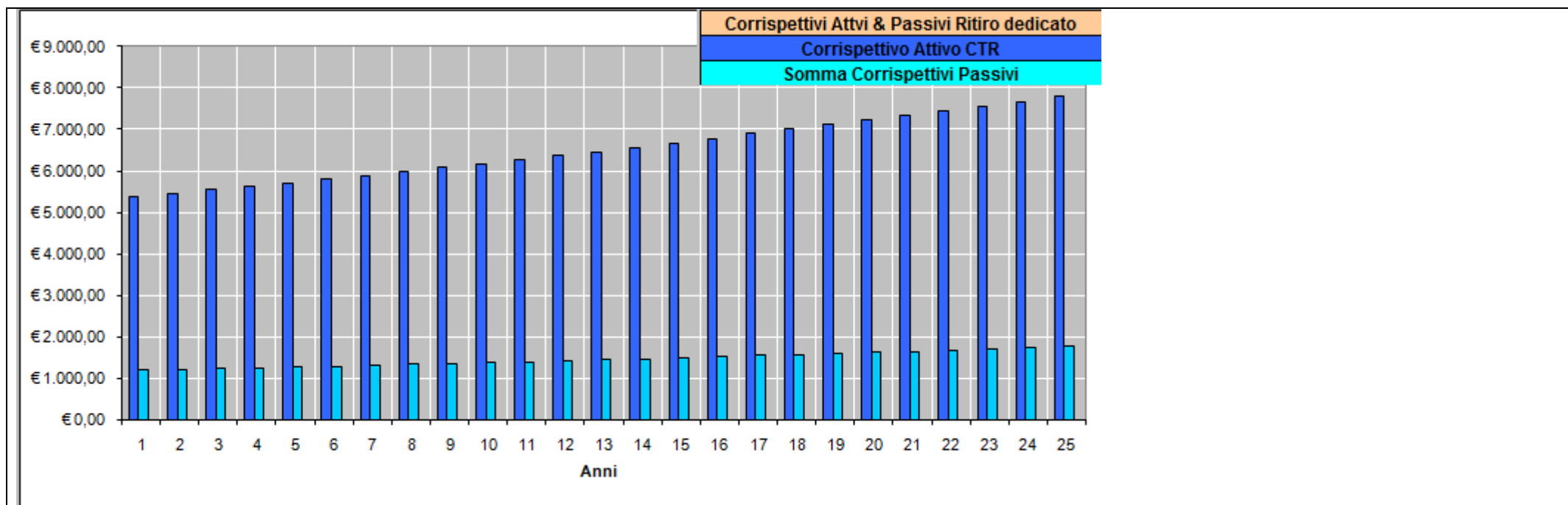


Figura 8 – Istogrammi corrispettivi attivi e passivi di ritiro dedicato