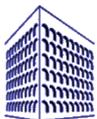
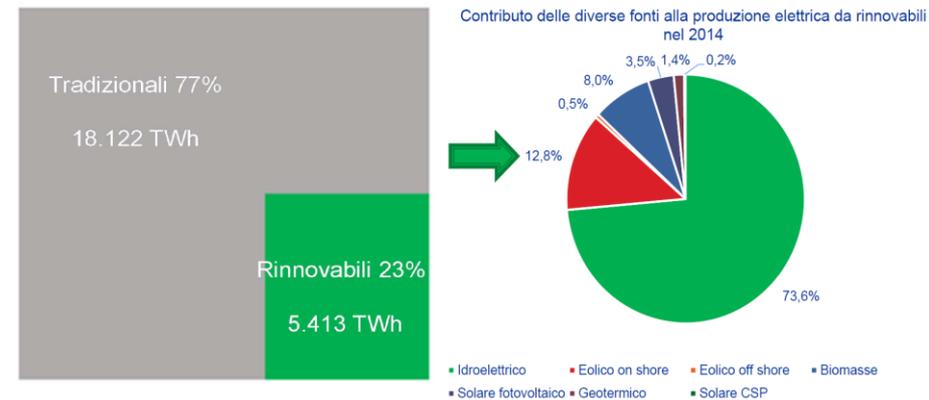
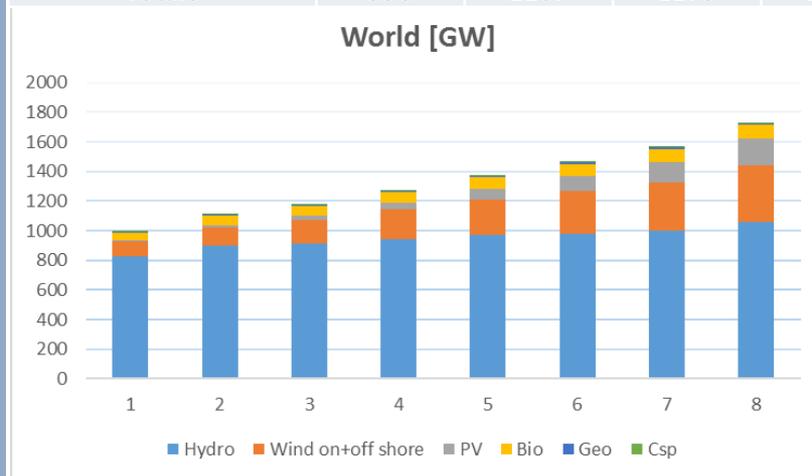


Fotovoltaico primario & secondario

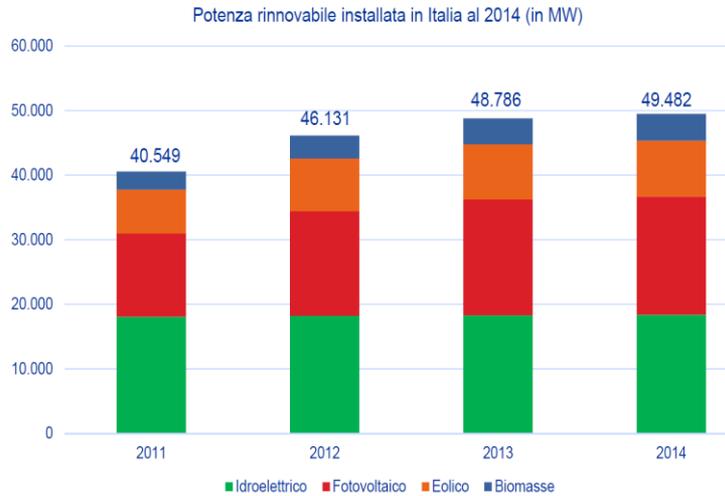
ita 20 02 2016

- FER World → 1,7 TW (dato 2014)
- Fattore di crescita PV world → 18x (dato 2014)
- A fine 2016 prevista P>300 GW secondo IHS

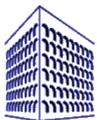
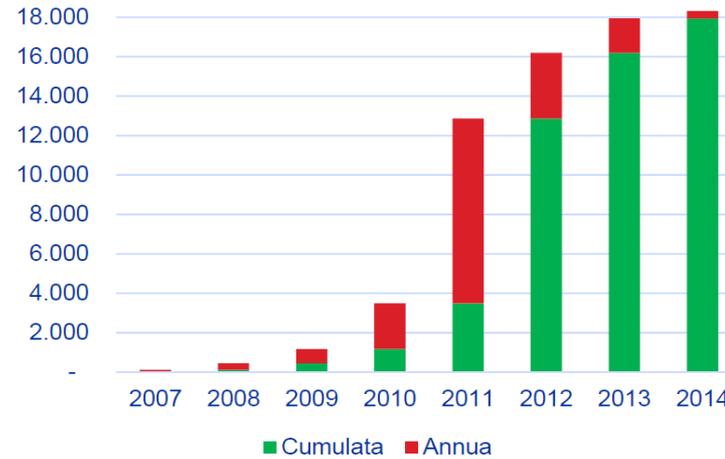
[GW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	X crescita
Hydro	830	900	915	945	970	980	1000	1060	1,2x
Wind on+off shore	95,1	122,1	160,2	201,1	242,1	288,4	324,7	377,7	3,9x
PV	10	16	24	40	71	100	138	183	18,3x
Bio	53	60	65	71	77	83	89	92	1,7x
Geo	7,7	8,7	9,8	11	11,4	11,7	12	12,6	1,6x
Csp	0,4	0,5	0,8	1,1	1,6	2,6	3	3,8	9,5x
Totale	996	1107	1175	1269	1373	1466	1567	1729	1,73x



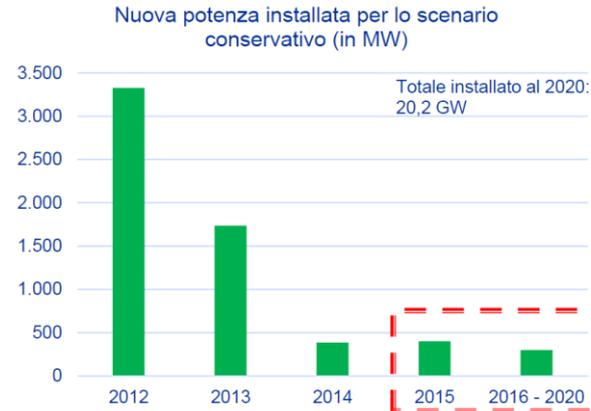
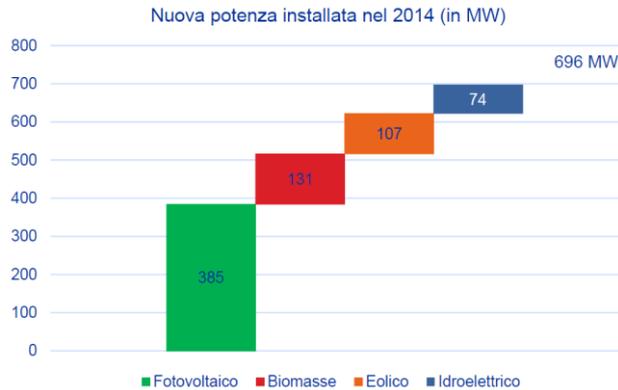
- FER Italia → 50GW (dato 2014)
- PV Italia → <18,7 GW (dato 2014)



Potenza fotovoltaica installata in Italia (in MW)

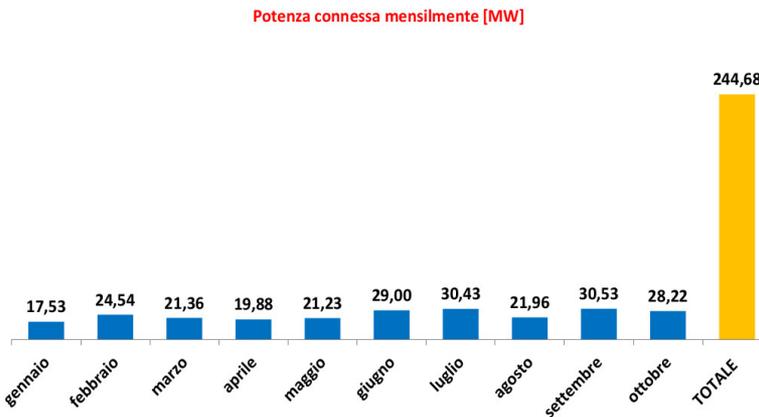


- PV Italia → <18,7 GW
- Nel 2014 installati in Italia 385 MW - PV
- Scenario conservativo POLIMI per il 2015 → 400 MW (ma si chiuderà <300MW)
- Nei primi 10 mesi del 2015 installati in Italia 244 MW
- Scenario conservativo POLIMI dopo 2015, 300 MW/anno

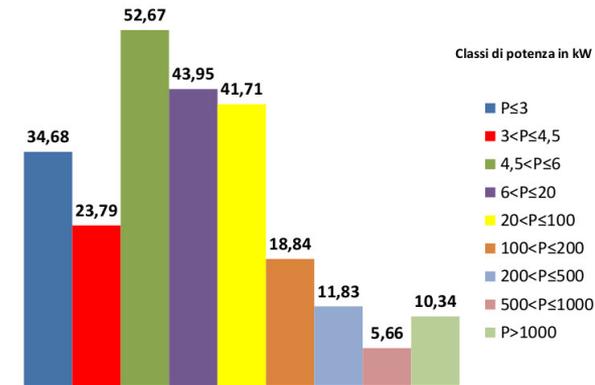


Fonte

www.energystrategy.it



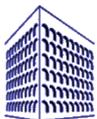
Potenza connessa sino ad ottobre [MW] per classi di potenza



Fonte

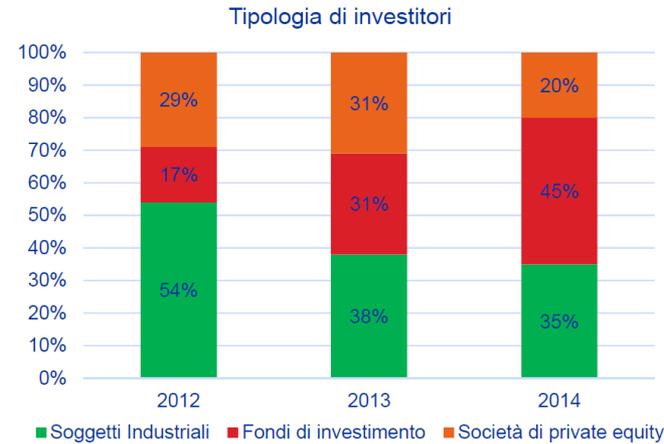
ANIE
Rinnovabili

Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

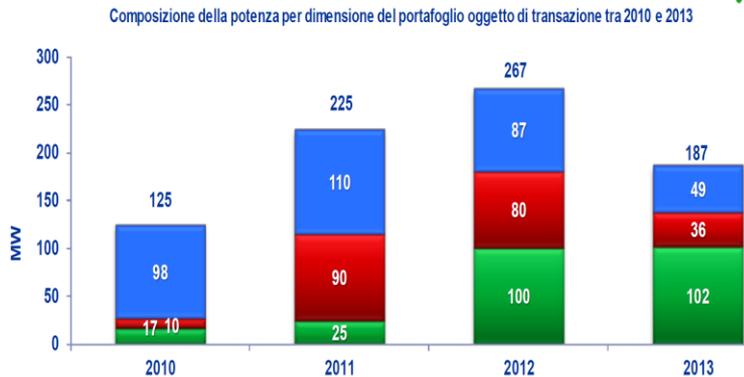


- Mercato secondario PV: 470 M€ (111 impianti, 212 MW)

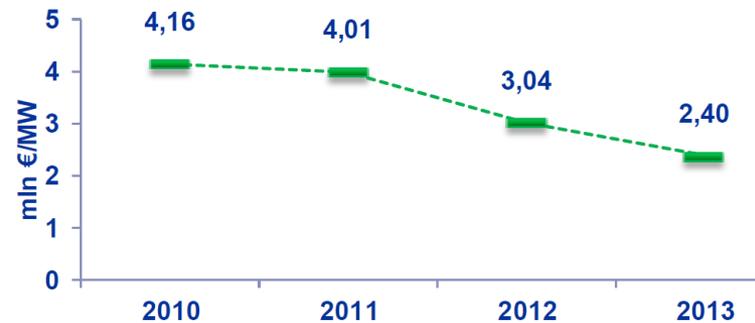
Anno 2014



Anno 2013

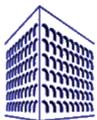


Prezzo medio complessivo delle transazioni registrate tra 2010 e 2013 in Italia



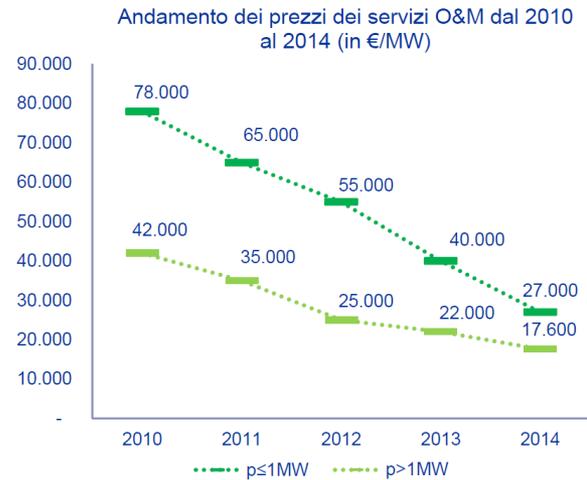
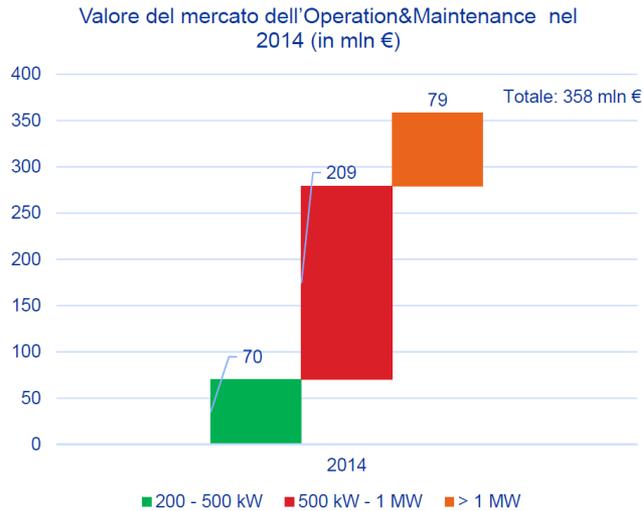
Fonte

www.energystrategy.it



- Mercato terziario O&M PV: 358 M€

Anno 2014



Fonte

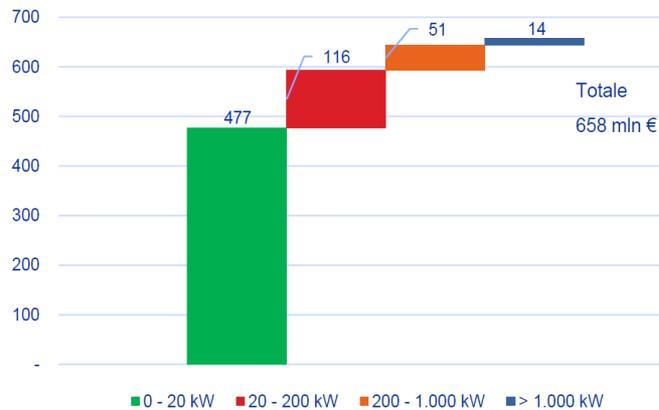
www.energystategy.it



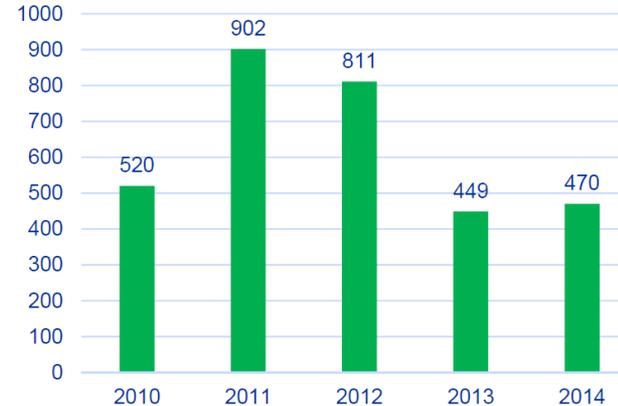
- **Mercato primario PV: 658 M€ (385 MW)**
- **Mercato secondario PV: 470 M€ (111 impianti, 212 MW)**
- **Mercato terziario O&M PV: 358 M€**

Anno 2014

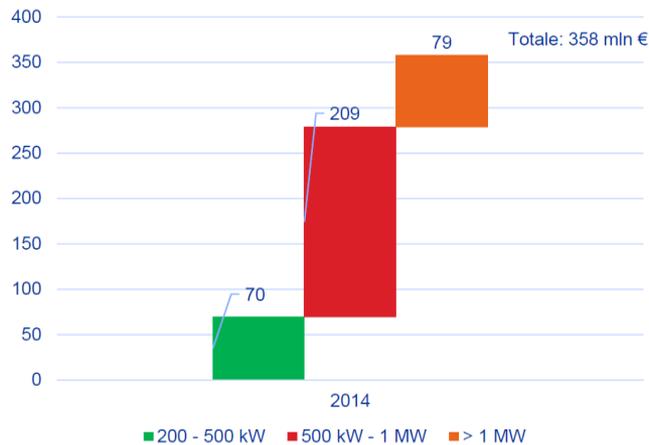
Mercato primario del fotovoltaico nel 2014 (mln €)



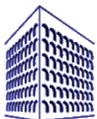
Controvalore delle transazioni sul mercato secondario del fotovoltaico (mln €)



Valore del mercato dell'Operation&Maintenance nel 2014 (in mln €)



Nel 2014 i 3 mercati hanno cubato circa 1,5 G€



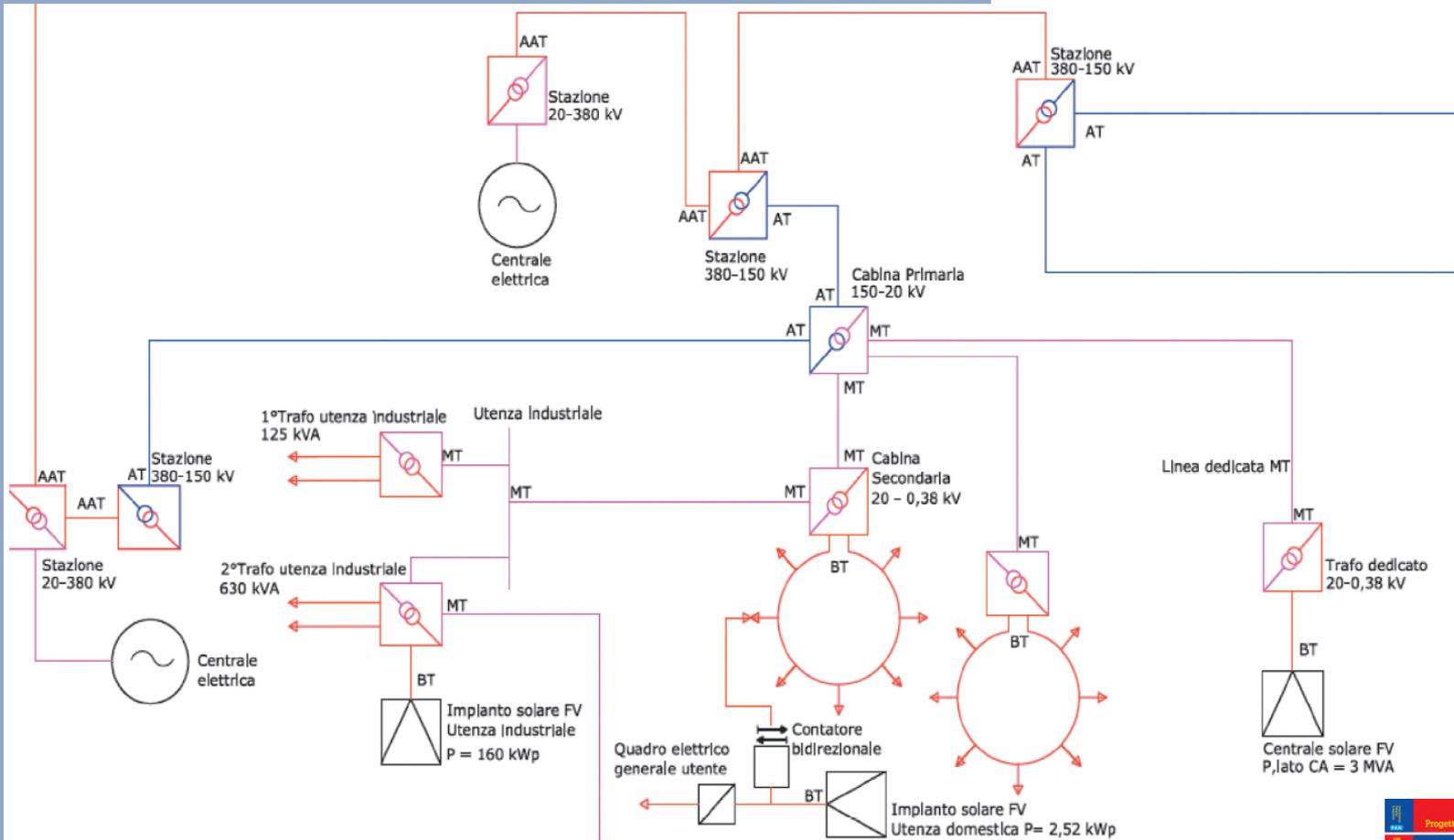
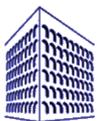


Figura 5.13 – Produzione, trasmissione, trasformazione distribuzione bidirezionale

Fonte: *Sistemi solari fotovoltaici, IV edizione, Maggioli Editore*



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



Il bilancio energetico La richiesta di energia elettrica in Italia dall'inizio dell'anno

(GWh = milioni di kWh, valori assoluti e variazioni % rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente)

Per i dati in tabella vedi punto 6.

	1 gennaio - 30 novembre 2015	1 gennaio - 30 novembre 2014	Var. % 2015/2014
Produzione netta			
- Idroelettrica	42.718	55.418	-22,9
- Termoelettrica	163.316	152.002	+7,4
- Geotermoelettrica	5.306	5.073	+4,6
- Eolica	13.913	13.605	+2,3
- Fotovoltaica	23.776	21.068	+12,9
Produzione netta totale	249.029	247.166	+0,8
<i>Importazione</i>	<i>46.234</i>	<i>42.521</i>	<i>+8,7</i>
<i>Esportazione</i>	<i>4.171</i>	<i>2.657</i>	<i>+57,0</i>
Saldo estero	42.063	39.864	+5,5
Consumo pompaggi	1676	2.147	-21,9
RICHIESTA DI ENERGIA ELETTRICA	289.416	284.883	+1,6

- **Domanda elettricità 289,4 GWh (↑ vs 2014)**
- **Crescono tutte le FER vs 2014 tranne Hydro**
- **PV 23,7 TWh (↑ vs 2014)**

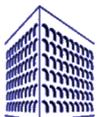
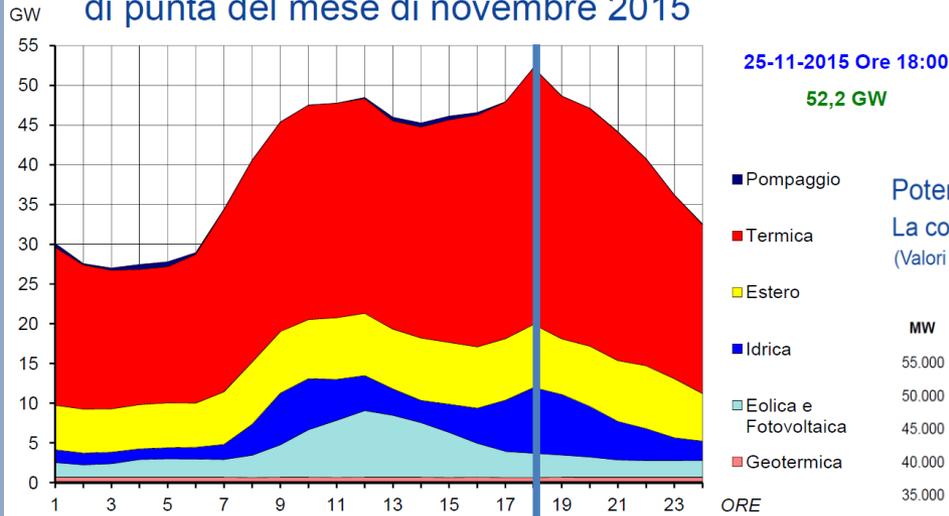


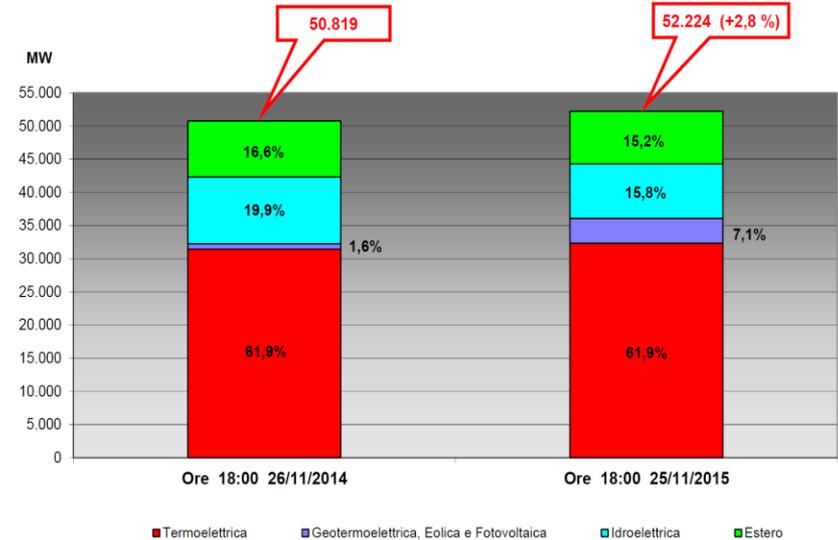
Diagramma di fabbisogno nel giorno di punta del mese di novembre 2015



Phase out PV

Potenza massima erogata

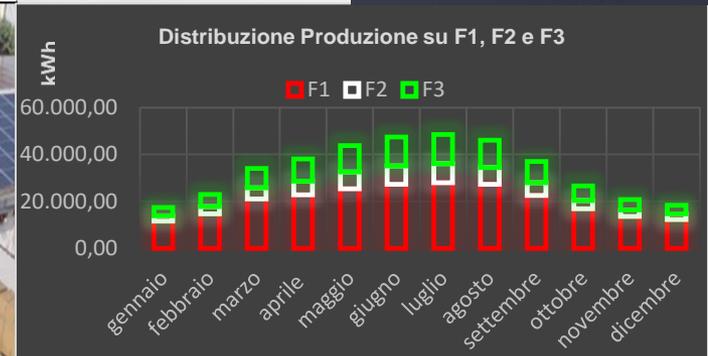
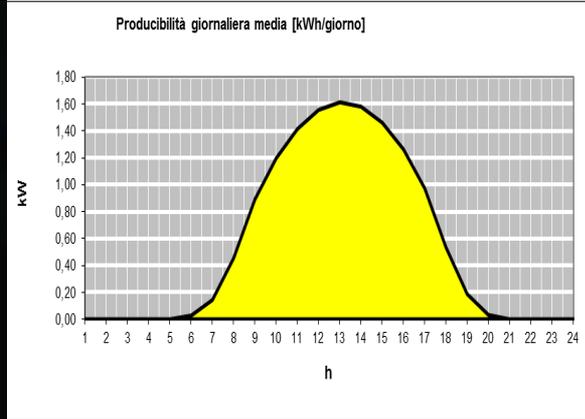
La copertura del fabbisogno in potenza nel giorno di punta del mese di novembre (Valori assoluti in MW, variazione % e composizione %; anni 2014-2015)



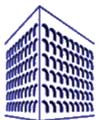
- Si intuisce che il PV modifica le dinamiche di formazione del prezzo dell'energia sul mercato GME
- **Occorre una contestualizzazione sistemica del PV**



- Overcapacity
- Tra smartizzazione e resilienza: eclissi fotosolare
- Capacity Payment & Flexibility Payment
- Elementi di Grid-Parity & Generation-Parity
- Sistemi Efficienti di Utenza – SEU
- Prosumer SEU e qualifica SEU: caso esperienza



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



- Calo dei consumi per crisi economica
- Esplosione FER / IAFR multimegawatt
- Esplosione FER / Generazione Distribuita
- Implementazione Efficienza Energetica
- Eccessivi investimenti in turbogas dopo liberalizzazione Mercato Elettrico
- Concorrenza carbone su gas naturale



Overcapacity & Oversupply



Anno 2001

Domanda [20 GW ; 52 GW]

Potenza netta a disposizione circa 50 GW

Situazione critica per sicurezza elettrica



Anno 2011

Domanda [22 GW ; 56 GW]

Potenza netta a disposizione circa 118 GW

(76 termoelettrici, 20 hydro + geo, 6 importazioni, FER non programmabili)

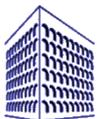
Situazione critica Overcapacity (effetto liberalizzazione mercato elettrico)

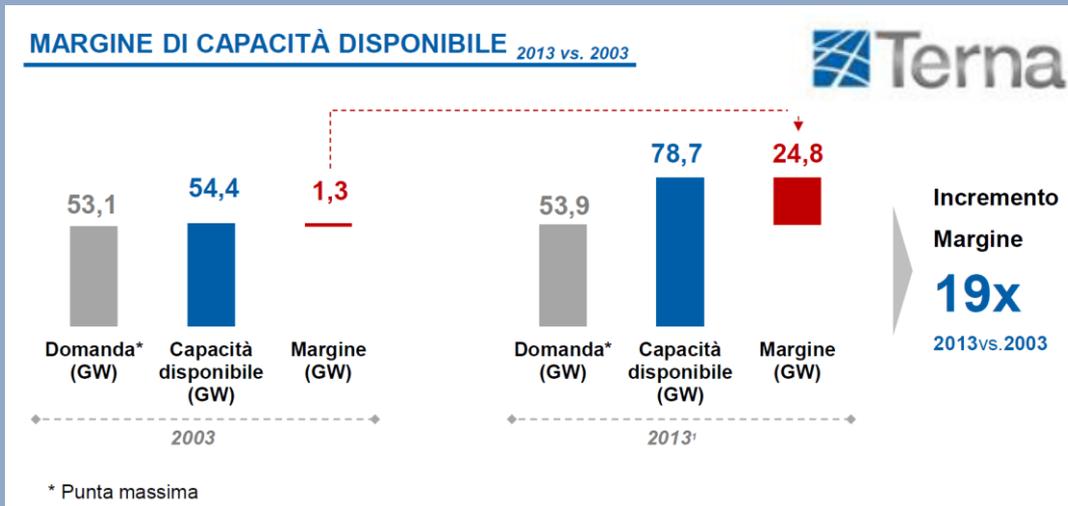
FER non programmabili priorità di dispiacciamento naturale (ma effetti su termoelettrico enfatizzati. Vero problema termoelettrici è calo della domanda ed eccesso investimenti in realizzazione CCGT)



Nel 2011 Termoelettrici sotto le 3.000 ore con aumento eff.generazione dal 40% al 47%

Situazione critica per i Termoelettrici → difficoltà nel ripagare gli investimenti dell'ultimo decennio per la realizzazione di nuovi impianti





Anno 2013

Domanda Max 53,9 GW

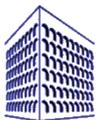
Potenza netta a disposizione circa 135GW

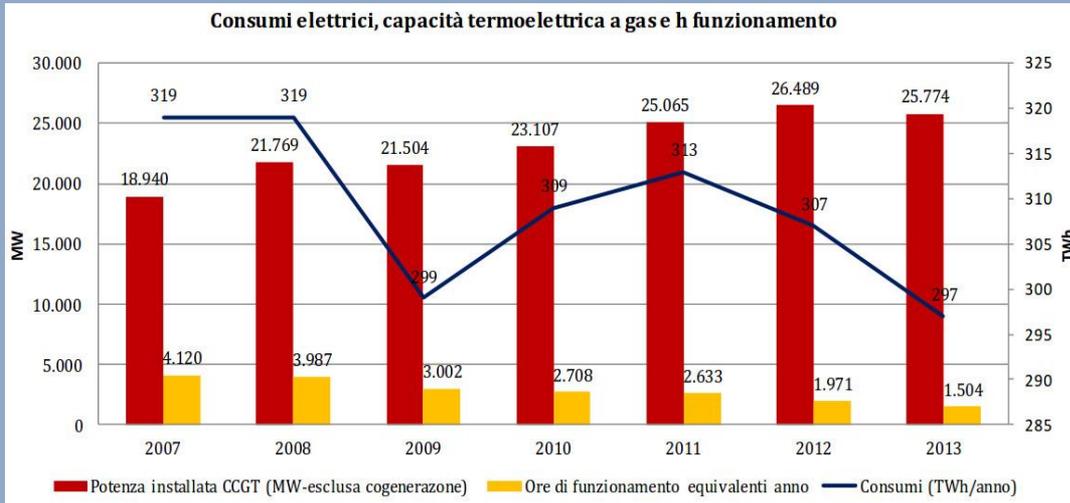
Situazione critica Overcapacity → 80 GW ? → NO !

Potenza netta a disposizione NON coincide con capacità disponibile perché:

- FER non programmabili hanno fattore di disponibilità < fonti convenzionali
- Ci sono impianti di generazione in manutenzione
- Occorre garantire capacità di riserva

In UE circa il 40% della capacità totale risulta essere non disponibile

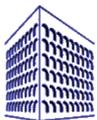




Source Prof. Alessandro Marangoni



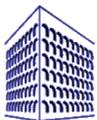
Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



Anno	Entrata in esercizio commerciale di nuova potenza (MW)		Previsione di entrata in esercizio commerciale di nuova potenza autorizzata	Previsione di entrata in esercizio commerciale di nuova potenza autorizzata (MW) e in fase di realizzazione (cantieri avviati)
	MW per anno	Totale Progr.		
2003	550	550		
2004	2105	2655		
2005	3382	6037		
2006	3385	9422		
2007	2680	12102		
2008	3233	15335		
2009	3189	18524		
2010	4020	22544		
2011	0	22544		
2012	1150	23694		
2013	0	23694	-	-
2014	0	23694	-	-
2015	-	-	-	-
2016	-	-	430	430
2017	-	-	-	-
Anni successivi	-	-	2865	-
Totale		23694	2295	430



Dal 2012 non entrano in esercizio CCGT



Enel ha annunciato la **chiusura di 12 GW** che si sommano ai **2,5 GW chiusi nel 2014**.

23 centrali (turbogas obsoleti, carbone, olio combustibile), **700 lavoratori** in parte riallocati in parte pensione.

Phase Out vecchie centrali:

i) Riconversione a IAFR (biomasse?)

Porto Tolle 2,46 GW ad olio combustibile. ON dal 1984 da riconvertire a Biomassa 20 MW alimentata materiali da risulta del parco del delta del PO ?

Riconversioni IAFR presentano 2 ordini di grandezza inferiori a generazione convenzionale

ii) Reindustrializzazione (data center, altro?)

iii) Spazi urbani, musei, altro ?

In totale nel **prossimo triennio dovrebbero essere dismessi 20 GW**

PHASE OUT

ON



OFF



Termoelettrici nel 2013 sotto le 1.600 ore equivalenti

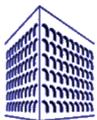
Situazione critica per i Termoelettrici → difficoltà nel ripagare gli investimenti dell'ultimo decennio per la realizzazione di nuovi impianti

Difficoltà anche per chi alimenta il parco convenzionale termoelettrico fornendo **gas** contrattualizzato a livello internazionale con sistema **TOP 'Take Or Pay'** (*contratti di approvvigionamento del gas naturale, ai sensi del quale l'acquirente è tenuto a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo contrattuale di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che non ritiri il gas*)



Possibili **soluzioni Overcapacity**:

- i) **Elettificazione dei consumi** ad esempio in ambito residenziale (pompe di calore con tariffa dedicata e riduzione bolletta. Esternalità positive riduzione emissioni CO2 maggiore efficienza rispetto a caldaia a gas)
- ii) Sviluppo della **mobilità elettrica** (costi auto elettriche ancora proibitivi e possibile competizione con biometano già dotato di parco auto significativo oltre 600 mila veicoli ITA ha primato in UE)
- iii) **Capacity Market**
- iv) **Flexibility Payment**



Le FER non programmabili modificano le dinamiche di costruzione del prezzo dell'energia sul mercato

Le FER non programmabili spostano i prezzi di picco verso le ore serali, ore in cui diminuisce il contributo di GW «verdi» per assenza FV (parziale recupero termoelettrici)

Le FER non programmabili contribuiscono a ridurre il prezzo dell'energia, come le analisi sul peak shaving mostrano chiaramente. I calcoli condotti nell'Irex Annual Report stimano in circa 1,4 miliardi il risparmio ascrivibile al solo fotovoltaico nel 2012; risparmio in parte neutralizzato però dalla crescita dei prezzi del termoelettrico al venir meno della produzione fotovoltaica, per 586 milioni di euro

Benefici FER non programmabili al 2030: saldo positivo stimabile tra i 18 e i 49 G€ (fonte: Irex). Il calcolo comprende esternalità come effetti sull'occupazione, riduzione emissioni, l'indotto, la diminuzione fuel risk, riduzione del prezzo dell'elettricità.



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



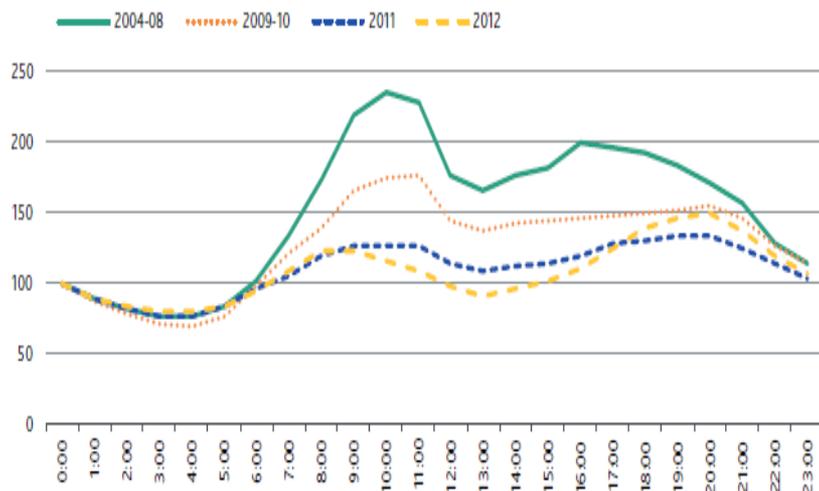


Peak Shaving Effect

Fonte: Moody's: - Variazioni negli anni del prezzo €/MWh

all'ingrosso nel corso della giornata

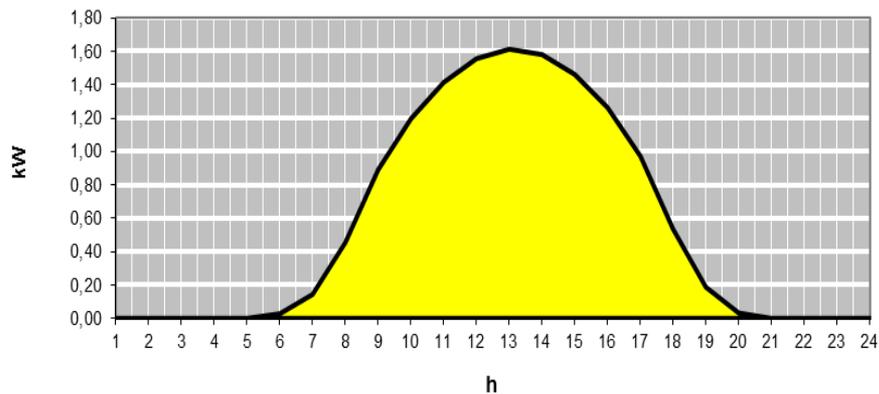
Average Intra-day Power Price Profile Change in Italy, 2004-12



Le **FER non programmabili**, in particolare il fotovoltaico, modificano la curva giornaliera di prezzo. I prezzi medi rimangono sostanzialmente invariati mentre aumentano i prezzi nelle ore pre-serali, ore in cui diminuisce il contributo di **GW «verdi»** per assenza FV (parziale recupero termoelettrici).

Mentre nel periodo 2004-2008 la correlazione fra andamento della domanda e del prezzo dell'elettricità era quella attesa, a partire dal 2009-2010, ma in modo più accentuato nel 2011 e nel 2012, durante le ore diurne è evidente il *peak shaving effect*, provocato dalla crescente penetrazione della produzione elettrica da parte degli impianti fotovoltaici.

Produttività giornaliera media [kWh/giorno]

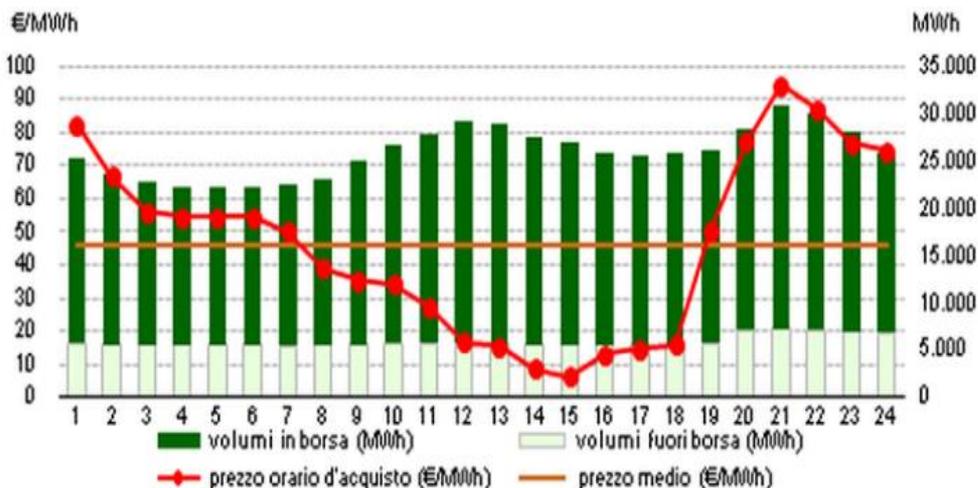




Peak Shaving Effect

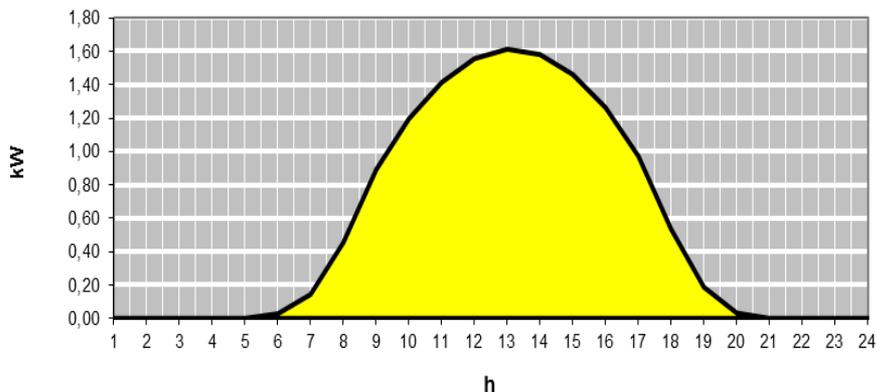
Fonte: Assoelettrica

prezzi e volumi orari per il giorno di flusso 14/04/2013



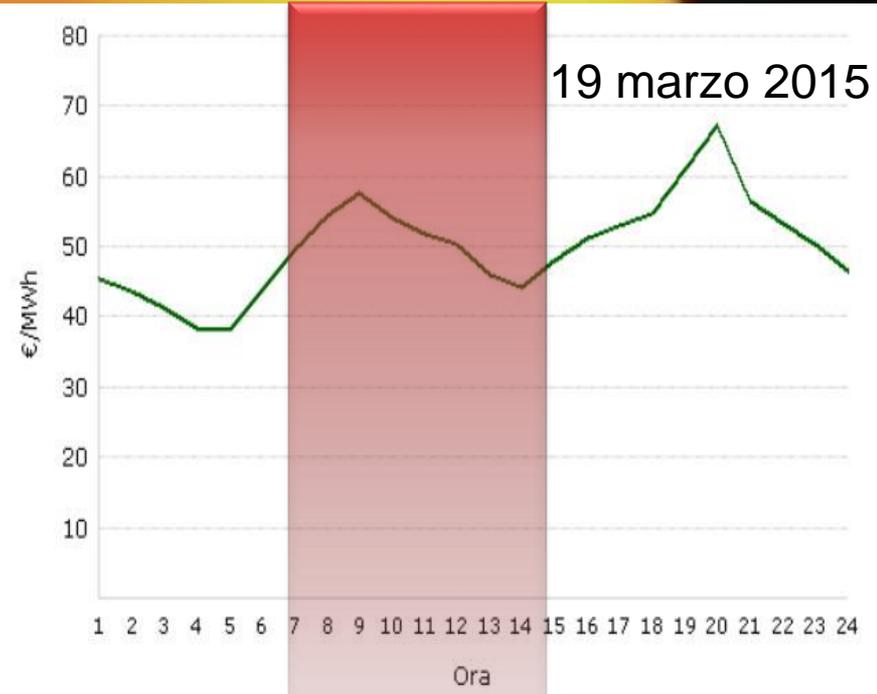
Le **FER non programmabili**, in particolare il fotovoltaico, modificano la curva giornaliera di prezzo. I prezzi medi rimangono sostanzialmente invariati mentre aumentano i prezzi nelle ore pre-serali, ore in cui diminuisce il contributo di **GW «verdi»** per assenza FV (parziale recupero termoelettrici)

Producibilità giornaliera media [kWh/giorno]



• Nel picco diurno il **PUN** in una giornata di tempo discreto, come ieri, era a circa **50 euro/MWh**, **40 euro** più basso rispetto ad oggi, quando, con un meteo in parte coperto e **4 GW di FV in arresto forzato dalle 7 alle 14**, è schizzato a quasi **90 euro/MWh** (88,16 euro). Se moltiplichiamo lo scostamento del PUN di ieri dalla media di marzo per la quantità di energia scambiata sul MGP (839.139 MWh), risulta che il fermo parziale del fotovoltaico e le limitazioni alle interconnessioni ci hanno fatto pagare circa **9,2 milioni di euro in più**.

Inizialmente Terna aveva disposto il distacco di 7,3 GW di pv, 200 MW wind per 24 ore



TERNA: LA RETE ELETTRICA ITALIANA SUPERA IL TEST ECLISSI

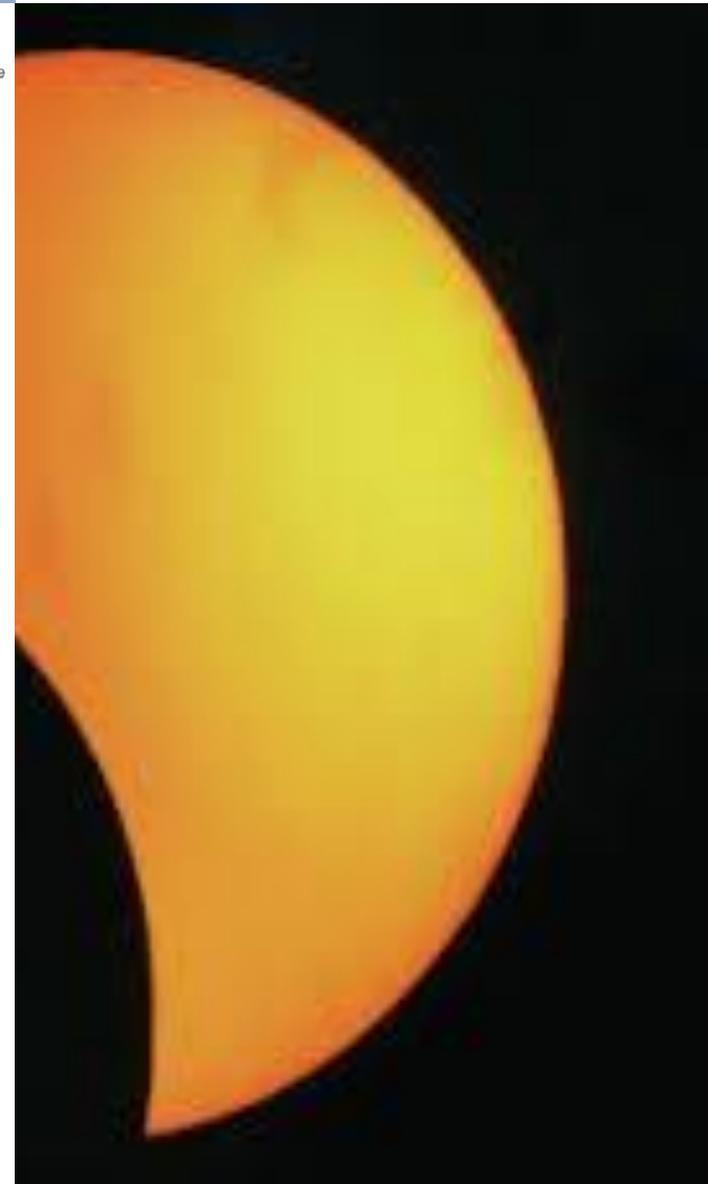
Roma, 20 marzo 2015 – La rete elettrica italiana ha superato a pieni voti il test per le “smart grids” rappresentato dall’eclissi di sole di oggi. La strategia messa a punto nei mesi scorsi dalla task force congiunta dei vari gestori di rete europei, tra cui Terna per l’Italia, si è rivelata lungimirante ed efficace, come ha rimarcato la stessa associazione dei Gestori di rete europei Entso_E: *“European citizens and businesses – si legge in una nota - could rely on a secure supply of electricity this morning. The fast variations in solar generation and difficult to anticipate impact on demand were successfully managed by Transmission System Operators (TSOs) thanks to meticulous preparation, and strong regional and European cooperation.”*

Come era nelle previsioni di Entso_E, i Paesi maggiormente colpiti dall’eclissi sono stati la Germania e l’Italia, che hanno fatto fronte al fenomeno adottando ciascuno le misure più idonee nei rispettivi sistemi elettrici. Nella fase iniziale dell’eclissi, a livello europeo la produzione fotovoltaica era di 27.000 megawatt, poi scesa a 12.000 megawatt nel momento di massimo oscuramento, per poi risalire a 37.000 megawatt quando il sole è tornato a irraggiare il continente.

In Italia, il fenomeno astronomico ha comportato **nella prima fase dell’eclissi la perdita di 3.000 megawatt di produzione fotovoltaica**, cui ha fatto seguito nella seconda fase una risalita di oltre 5.000 MW. Le contromisure messe in campo da Terna e condivise nei mesi scorsi con gli altri gestori di rete - la massimizzazione di tutte le risorse di riserva, il controllo dello scambio con l’estero e la gestione in tempo reale dei pompaggi - hanno consentito di gestire il fenomeno senza contraccolpi per gli utenti del sistema elettrico.

Per tutta la durata dell’eclissi sono stati raddoppiati i turni nella sala comandi del Centro Nazionale di Controllo del sistema elettrico nazionale, dove i tecnici di Terna presidiano 24 ore al giorno, tutti i giorni dell’anno, l’andamento dei flussi di energia elettrica sulla rete. Una misura resa necessaria per poter fronteggiare nel modo migliore un evento che, tra le altre cose, avviene con una velocità circa 4 volte superiore a quella con la quale il sole sorge all’alba e scompare al tramonto, richiedendo perciò una elevata operatività.

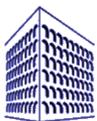
Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



Termoelettrici pretendono remunerazione flessibilità (disponibilità e contributo alla rapidità di entrata in esercizio) con meccanismo **Capacity Payment** (in vigore dal 2017?). Contributo drenato dalle bollette degli italiani.

Capacity Market meccanismo che remunera dunque la potenza che i convenzionali possono mettere a disposizione (anziché la produzione) potrebbe soffrire di mercato congestionato fortemente «Overcapacitivo», e con sviluppi prospettici di efficientamento produttivo (ed in parte stabilizzante) delle FER non programmabili, a cui si sommeranno a breve virtuosismi nel campo dell'efficienza energetica a riduzione dei consumi (dal 2016 oltre 30 mila tra siti energivori (>2,4 GWh) e siti grandi imprese dovranno dotarsi di EGE ed andranno ad implementare tecniche efficienti per la riduzione dei consumi).

- Il D. Lgs. 115/08 ha introdotto la figura dell'Energy Manager identificandola nel soggetto che ha le conoscenze, l'esperienza e la capacità necessarie per gestire l'uso dell'energia in modo efficiente.
- Successivamente, il **DLgs. 4 luglio 2014, n. 102**, ha previsto la certificazione di tale figura con la qualifica di **EGE (Esperto in Gestione dell'Energia)** a fronte della norma UNI CEI 11339, sulla base di uno schema di certificazione ed accreditamento predisposto da Accredia, sentito il CTI, ed approvato dal MISE



Remunerazione della funzione di *back-up* da parte dei cicli combinati sulle FER non programmabili, mediante un meccanismo ad hoc, denominato **Flexibility Payment**, limitato agli interventi di bilanciamento delle rinnovabili non programmabili, per i quali va stabilito un *merit order*: priorità agli impianti modificati per aumentarne la flessibilità e ubicati nella zona dove è richiesto il *back-up*, in seconda battuta quelli non flessibilizzati, ma della medesima zona. Si deve inoltre garantire la massima trasparenza per il meccanismo di *pricing* e l'opzione cicli combinati va messa in concorrenza con l'offerta da parte di accumuli esistenti o commercialmente disponibili“.

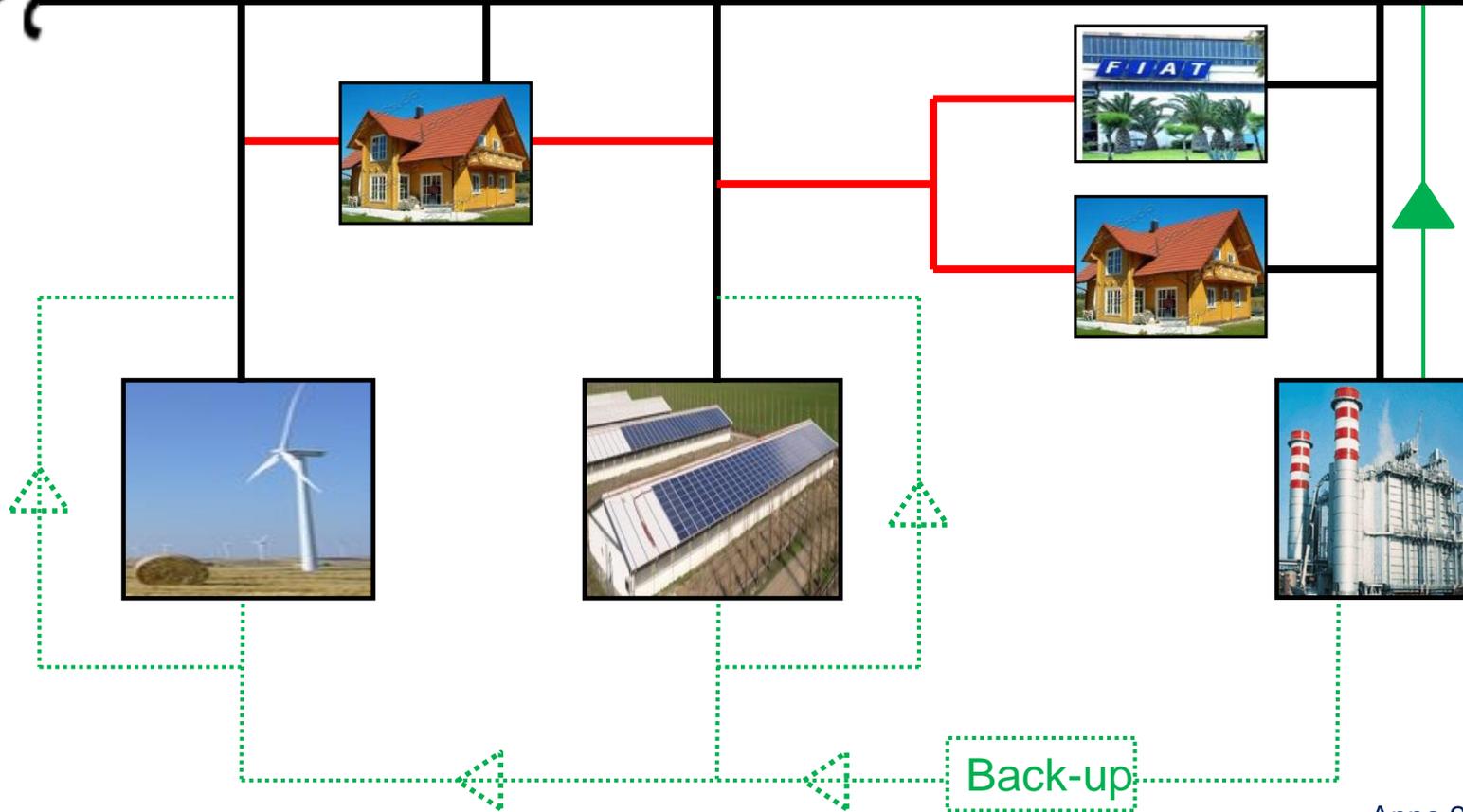
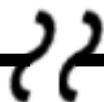
Riflessione FREE anno 2013 nel contesto di audizioni parlamentari: *L'INTRODUZIONE DEL MECCANISMO DEL FLEXIBILITY PAYMENT, DETERMINEREBBE L'IMPLEMENTAZIONE NELL'ARCHITETTURA DI RETE DEI VIRTUAL POWER SYSTEM HYBRID. PROPRIO PER QUESTO MOTIVO SI RITIENE A MAGGIOR RAGIONE STRATEGICA, LE RE-INTRODUZIONE DEI SAAE ”*





Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR, quest'ultime dotate di **reti private** in alimentazione diretta sulle utenze passive.

Predisposizione di **back-up convenzionale** per IAFR non programmabili, remunerato in capacity-payment (sulla produzione) per i produttori convenzionali



Termoelettrici nel 2013 sotto le 1.600 ore equivalenti

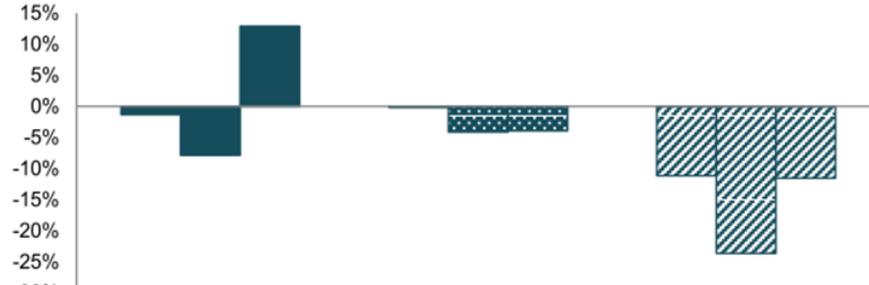
Situazione critica per i Termoelettrici → difficoltà nel ripagare gli investimenti dell'ultimo decennio per la realizzazione di nuovi impianti

Difficoltà anche per chi alimenta il parco convenzionale termoelettrico fornendo **gas** contrattualizzato a livello internazionale con sistema **ToP 'Take or Pay'** (*contratti di approvvigionamento del gas naturale, ai sensi del quale l'acquirente è tenuto a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo contrattuale di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che non ritiri il gas*). **ToP in rinegoziazione da maggio 2014**

Eccesso di offerta nel 2013 → **Oversupply**

Consumi gas

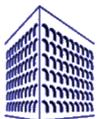
Variazione mensile sull'anno precedente - al netto di calendario e temperature



	Civile	Industria	Termoelettrico
gen-13	-1.3%	-0.2%	-11.1%
feb-13	-7.9%	-4.1%	-23.6%
mar-13	12.9%	-3.9%	-11.5%

Media trimestre 2013 rispetto a trimestre 2012, **-15,4%**

Fonte Ref-E



In generale **IF** [$LEC, kWh_{fv} = LEC, kWh_{\text{fonte convenzionale}}$] \rightarrow **Grid Parity, fv**

dove: LEC = Levelized Energy Cost [€/kWh]

Ma quale fonte convenzionale? Una, un mix ? \rightarrow Segue limite di oggettività nel confronto

Nella pratica **Grid Parity, fv** indica Trade-Off tra costo di generazione del kWh fotovoltaico

LEC, fv [\downarrow] e costo di acquisto dell'energia elettrica da impresa distributrice [\uparrow]

$kWh, \text{residenziale} \sim 0,17\text{€/kWh}$; $kWh, \text{industriale} \sim 0,13\text{€/kWh}$

Condizione necessaria [**Osservabilità**]

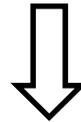
i) IF [$LEC, kWh_{fv} = \text{€/kWh, industriale}$] \rightarrow **Grid Parity, fv**

GP, fv i)

Condizione suff. [**Raggiungibilità**]

ii) \exists GP, fv $\Leftrightarrow IRR \geq IRR_{\text{Benchmark}}$; $DSCR \geq DSCR_{\text{Benchmark}}$

GP, fv ii)



GP, fv = GP, fv [(€/kWp , O&M , kWh/kWp , t , Profilo consumatore) ; IRR]

Dove:

€/kWp = costo impianto chiavi in mano (comprese le opere infrastrutturali elettriche di connessione)

O&M = costi operativi di gestione impiantistica (compresi i costi amministrativi)

kWh/kWp = ore equivalenti

t = tempo di vita utile impianto

r = tasso di attualizzazione

IRR = Tasso Interno di Rendimento dell'investimento (con e senza leva)



Distinzione tra **Generation Parity,fv** e **Grid Parity,fv**

Nella pratica **Generation Parity,fv** indica Trade-Off tra costo di generazione del kWh fotovoltaico $LEC_{,fv}$ [↓] e prezzo energia elettrica sul mercato (borsa) [↑]
 $kWh_{,mercato} \sim 0,06€/kWh$

Condizione necessaria [**Osservabilità**]

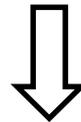
i) IF $[LEC_{,kWh_fv} = €/kWh_{,mercato}] \rightarrow$ **Generation Parity,fv**

GP,fv

Condizione suff. [**Raggiungibilità**]

ii) \exists **GP,fv** $\Leftrightarrow IRR \geq IRR_{,Benchmark}$; $DSCR \geq DSCR_{,Benchmark}$

GP,fv ii)



GP,fv = **GP,fv** [($€/kWp$, O&M , kWh/kWp , t , Profilo consumatore) ; IRR]

Dove:

$€/kWp$ = costo impianto chiavi in mano (comprese le opere infrastrutturali elettriche di connessione)

O&M = costi operativi di gestione impiantistica (compresi i costi amministrativi)

kWh/kWp = ore equivalenti

t = tempo di vita utile impianto

r = tasso di attualizzazione

IRR = Tasso Interno di Rendimento dell'investimento (con e senza leva)



L'esercizio di un impianto fv in **GP,fv** avviene in modalità “zonale pura” o “ibrida” → assenza di Strutture Feed-In Tariff/Premium

Modalità “**Zonale**” o “**Ibrida**” → NO Feed-In Tariff/Premium

Modalità **Z-A-I**:

- A) Fotovoltaico residenziale in regime di SSP o RID [$P < 20 \text{kWp}$]
- B) Fotovoltaico commerciale/industriale in regime di SSP o RID [$P < 1 \text{MWp}$]
- C) Fotovoltaico multimegawatt in regime di RID (vendita in modalità indiretta) [$P > 1 \text{MWp}$]
- D) Fotovoltaico multimegawatt sul mercato diretto [$P > 10-20 \text{MWp}$]

In A,B,C, il RID può essere integrale (No consumo) o in copertura consumi (X%)

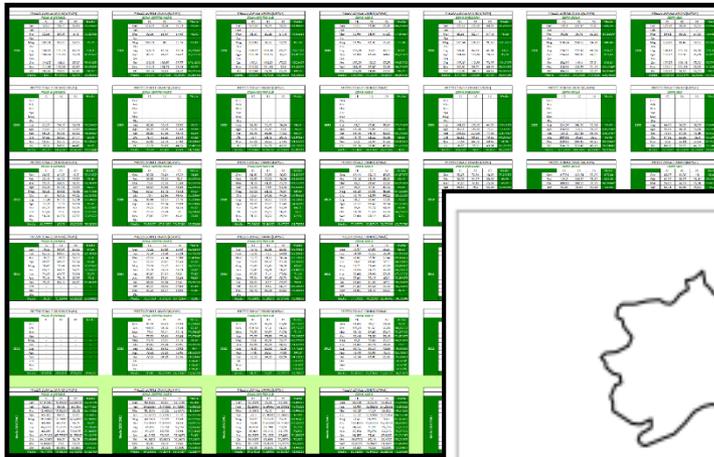
Se \exists X% Fotovoltaico zonale in autoconsumo (modalità ibrida)

Se X%=0% Fotovoltaico zonale puro

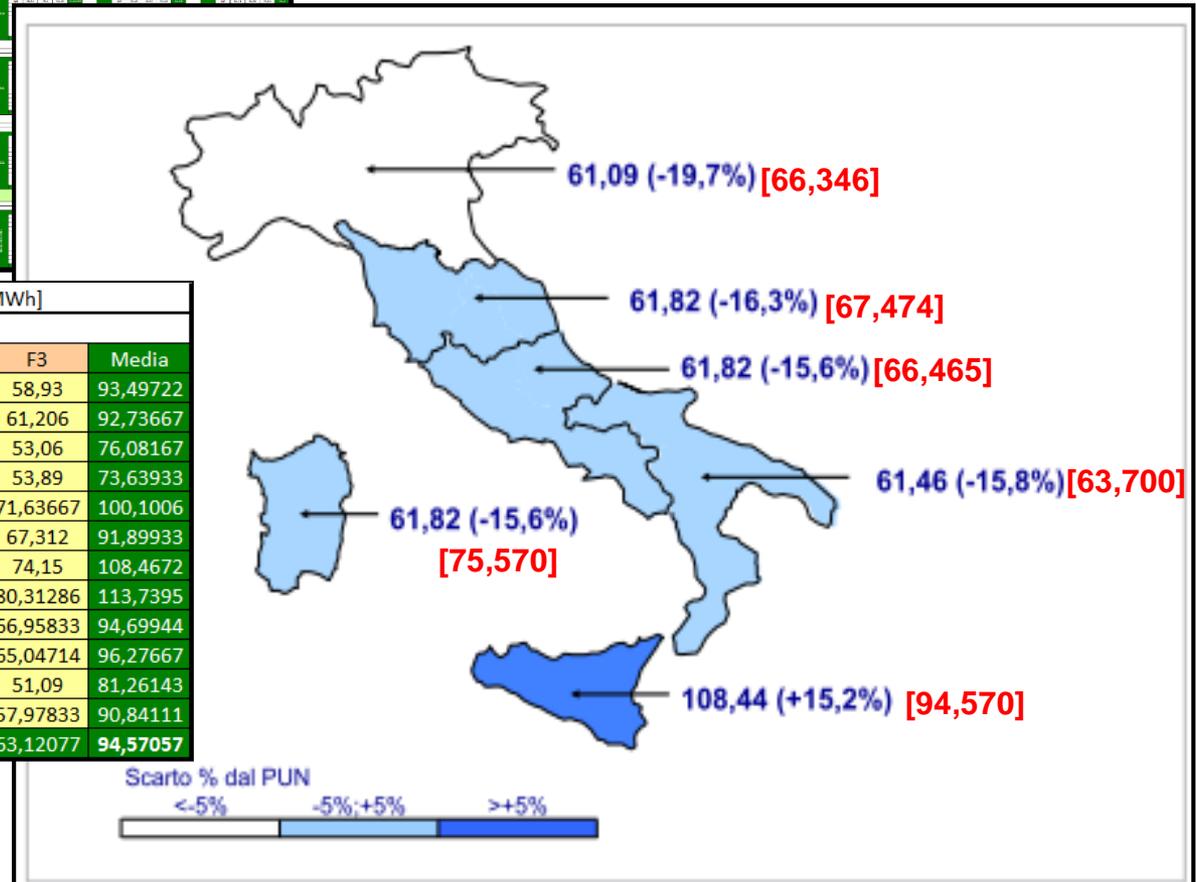
Se X%=100% Fotovoltaico in autoconsumo totale



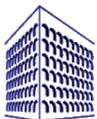
Storico Prezzo Zonale orario (2008→2014) [Dati GSE - Tool inserito in **Simulare_12**



PREZZO ZONALE ORARIO [€/MWh]					
ZONA SICILIA					
	F1	F2	F3	Media	
Media 2008/2014	Gen	110,95	110,6117	58,93	93,49722
	Feb	105,488	111,516	61,206	92,73667
	Mar	79,87333	95,31167	53,06	76,08167
	Apr	74,168	92,86	53,89	73,63933
	Mag	106,5567	122,1083	71,63667	100,1006
	Giu	93,798	114,588	67,312	91,89933
	Lug	126,2067	125,045	74,15	108,4672
	Ago	128,61	132,2957	80,31286	113,7395
	Set	102,2717	114,8683	66,95833	94,69944
	Ott	107,5843	116,1986	65,04714	96,27667
	Nov	92,50571	100,1886	51,09	81,26143
	Dic	108,7767	105,7683	57,97833	90,84111
Media	107,4807	113,1103	63,12077	94,57057	



[...]=Media 2008→2014 Unità dimensionali [€/MWh]



Storico Prezzo Zonale orario e PUN (2008→2014) [Dati GSE - Tool inserito in **Simulare_12**



PUN e PZ stanno diminuendo



PREZZO ZONALE ORARIO[€/MWh]					
ZONA SICILIA					
	F1	F2	F3	Media	
Media 2008/2014	Gen	110,95	110,6117	58,93	93,49722
	Feb	105,488	111,516	61,206	92,73667
	Mar	79,87333	95,31167	53,06	76,08167
	Apr	74,168	92,86	53,89	73,63933
	Mag	106,5567	122,1083	71,63667	100,1006
	Giu	93,798	114,588	67,312	91,89933
	Lug	126,2067	125,045	74,15	108,4672
	Ago	128,61	132,2957	80,31286	113,7395
	Set	102,2717	114,8683	66,95833	94,69944
	Ott	107,5843	116,1986	65,04714	96,27667
	Nov	92,50571	100,1886	51,09	81,26143
	Dic	108,7767	105,7683	57,97833	90,84111
Media	107,4807	113,1103	63,12077	94,57057	

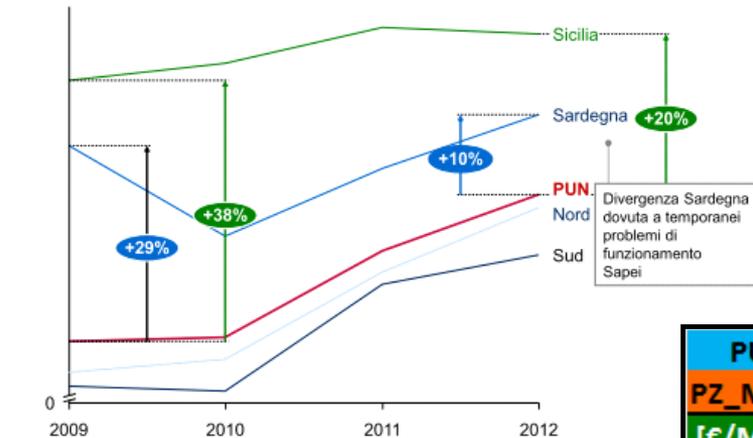
PREZZO ZONALE ORARIO[€/MWh]					
ZONA SICILIA					
	F1	F2	F3	Media	
2014	Gen	68,13	84,54	42,4	65,02333
	Feb	76,61	95,03	54,76	75,46667
	Mar	36,36	78,78	48,29	54,47667
	Apr	39,92	82,13	45,34	55,79667
	Mag	51,55	97,03	64,11	70,89667
	Giu	60,32	104,61	59,93	74,95333
	Lug	90,6	112,39	80,63	94,54
	Ago	94,4	121,87	86,1	100,79
	Set	80,45	103,65	70,37	84,82333
	Ott	80,21	106,63	75,84	87,56
	Nov	60,46	80,61	44,59	61,88667
	Dic	-	-	-	#DIV/0!
Media	67,18273	97,02455	61,12364	75,1103	

Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



Progressiva convergenza dei prezzi zonali, ancora da completare per Sicilia e Sardegna

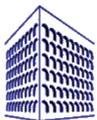
Prezzi zonali medi annui, €/MWh



Fonte: GME

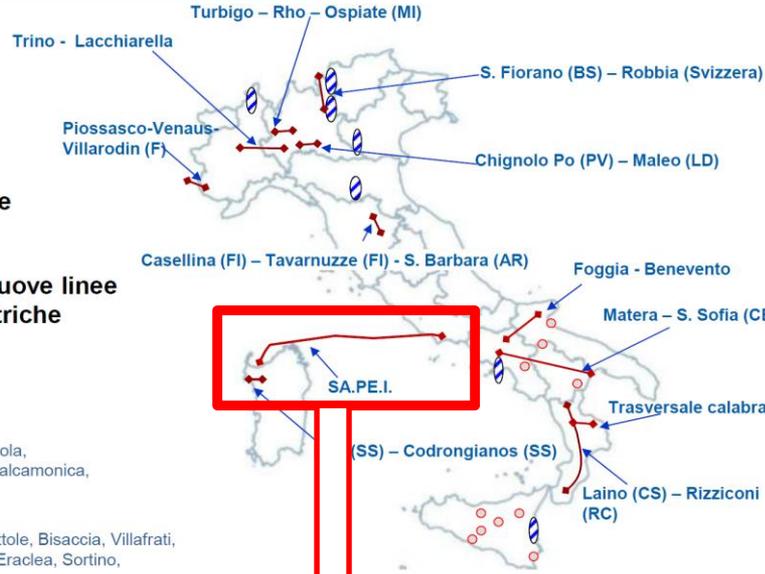
Fonte GME & Strategia Energetica Nazionale

Spread [PZ vs PUN] → Peculiarità italiana



Lo sviluppo della rete accompagna l'evoluzione del sistema

PRINCIPALI PROGETTI REALIZZATI DAL 2005 AD OGGI



più di 8 mld€ opere realizzate

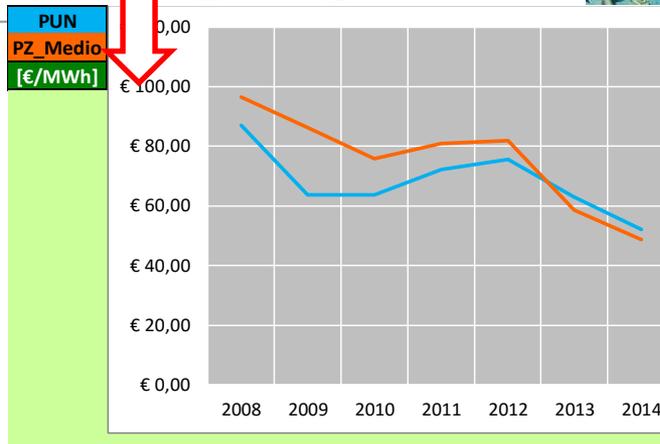
~2.700 km di nuove linee
89 stazioni elettriche

Razionalizzazioni: Val d'Ossola, Alta Valtellina, Bussolengo, Valcamonica, Reggio Emilia, Napoli, Priolo

Stazioni: Troia, Deliceto, Grottole, Bisaccia, Villafraati, Vicari, Marianopoli, Cattolica Eraclea, Sortino, Regalbuto



Convergenza al PUN e riduzioni



Inglese Terna

SAPEI

Il cavo dei record

1. più lungo al mondo a 1000 MW
2. più profondo al mondo 1840 m
3. top investimento di 750 mln euro
4. più veloce: autorizzato in 14 mesi
5. più tecnologico d'Europa
6. più sostenibile: posa no-impact
7. più lungo del Mediterraneo 435 km
8. più potente 500 kV di tensione
9. le due più grandi stazioni elettriche di conversione in Italia
10. più grande nave posacavi al mondo

PREZZO ZONALE ORARIO [€/MWh]					
ZONA SARDEGNA					
	F1	F2	F3	Media	
Media 2008/2014	Gen	86,82167	77,895	53,25667	72,65778
	Feb	78,588	77,96	51,3	69,28267
	Mar	72,645	80,575	52,21	68,47667
	Apr	63,658	72,794	51,524	62,65867
	Mag	79,33667	85,17	59,85333	74,78667
	Giù	72,114	83,838	59,018	71,65667
	Lug	100,3471	97,24857	62,96857	86,85476
	Ago	85,21	94,65857	67,77	82,54619
	Set	87,54833	86,76167	62,98	79,09667
	Ott	80,16429	82,70286	54,81714	72,56143
	Nov	78,26	74,56143	47,96429	66,92857
	Dic	87,175	82,09667	53,31333	74,195
Media	84,85495	84,93014	56,92543	75,57017	

Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

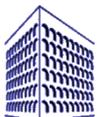


Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

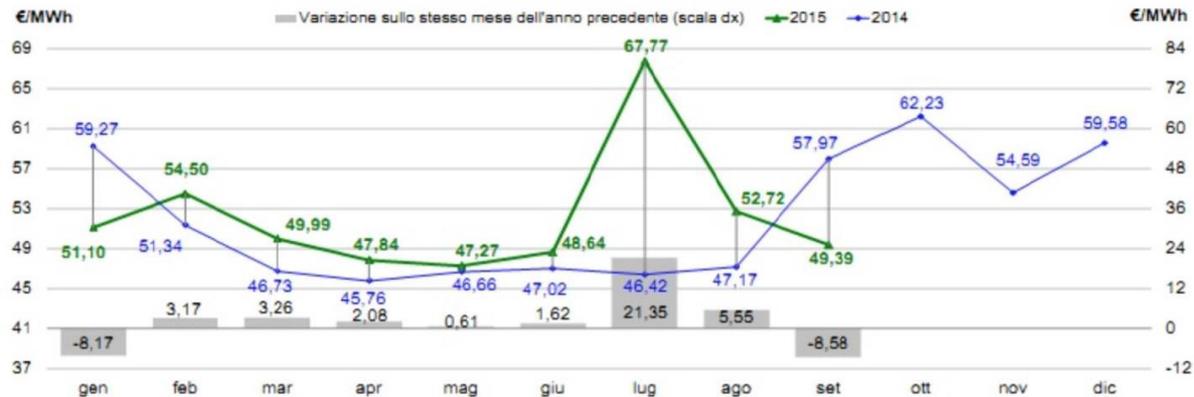


Fig.5 – Tendenze PUN anno 2015, vs PUN anno 2014 [€/MWh]

PREZZO UNICO NAZIONALE [€/MWh]

2014

Gen	59,27
Feb	51,34
Mar	46,73
Apr	45,76
Mag	46,66
Giu	47,02
Lug	46,42
Ago	47,17
Set	57,97
Ott	62,23
Nov	54,59
Dic	59,58
Media	52,06167

PREZZO UNICO NAZIONALE [€/MWh]

2015

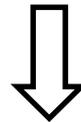
Gen	51,1
Feb	54,5
Mar	49,99
Apr	47,84
Mag	47,27
Giu	48,64
Lug	67,77
Ago	52,72
Set	49,39
Ott	47,66
Nov	
Dic	
Media	51,688



Obiettivi FREE dichiarati nell'aprile del 2013:

*Elementi catalizzatori della **GP, fv** nel breve medio periodo possono essere:*

- 1) Introduzione incentivi fiscali estesi alle persone giuridiche (per la condizione di raggiungibilità)*
- 2) Introduzione incentivi fiscali per la fotovoltaizzazione dell'amianto*
- 3) Sblocco dei SEU, re-introduzione dei SAAE*
- 4) Estensione dello SSP per potenze industriali (1 MWp)*



- 1) Ancora non realizzato*
- 2) **Ancora non realizzato***
- 3) **Realizzato sblocco SEU***
- 4) Realizzato parzialmente estensione dello SSP a 500 kW*



Cosa si può fare oggi nell'ambito della GP e in retroazione verso i SEU?



forse anche perché **stiAMO DECONTAMINANDO ?**

Dall'amianto al silicio ...

A fine 2012 ammontano a circa **26 mila** gli **impianti fotovoltaici** realizzati **in sostituzione di coperture eternit**: il 26% del totale impianti realizzati su coperture. Questo parco off-
eternit, equivale a **20 chilometri quadrati di amianto rimosso**,
con una tendenza incrementale del 58% rispetto al 2011. Fonte GSE

forse anche perché **stiAMO DECONTAMINANDO ?**



**AMIANTO
FOTOVOLTAICIZZATO**

cosa si può fare

Cumulabilità & Applicabilità P ≤20[kWp]	TEE	RiD	SSP	Detrazioni Fiscali 50% Irpef	II Conto Energia	III Conto Energia	IV Conto Energia	V Conto Energia	Grid Parity
TEE		SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO	SI
RiD	SI		NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI
SSP	SI	NO		SI	SI	SI	SI	NO	SI
Detrazioni Fiscali 50% Irpef	NO	SI	SI		NO	NO	NO	NO	SI
II Conto Energia	NO	SI	SI	NO		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
III Conto Energia	NO	SI	SI	NO	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.
IV Conto Energia	NO	SI	SI	NO	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.
V Conto Energia	NO	NO	NO	NO	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.
Grid Parity	SI	SI	SI	SI	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	

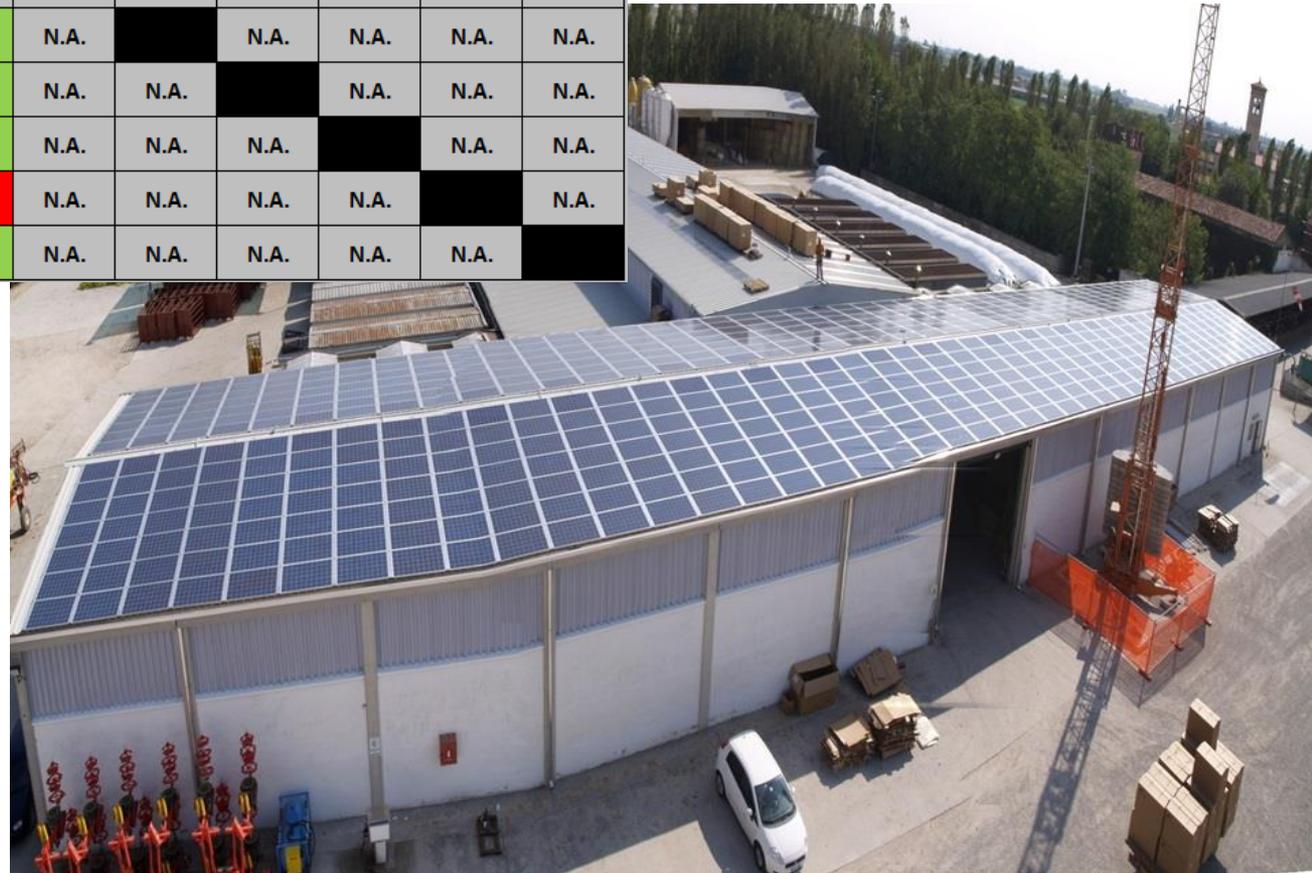


Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

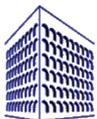


cosa si può fare

Cumulabilità & Applicabilità 20<P ≤200[kWp]	TEE,cluster	RiD	SSP	Detrazioni Fiscali 50% Irpef	II Conto Energia	III Conto Energia	IV Conto Energia	V Conto Energia	Grid Parity
TEE,cluster		SI	SI	N.A.	NO	NO	NO	NO	SI
RiD	SI		NO	N.A.	SI	SI	SI	NO	SI
SSP	SI	NO		N.A.	SI	SI	SI	NO	SI
Detrazioni Fiscali 50% Irpef	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
II Conto Energia	NO	SI	SI	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
III Conto Energia	NO	SI	SI	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.
IV Conto Energia	NO	SI	SI	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.
V Conto Energia	NO	NO	NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.
Grid Parity	SI	SI	SI	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

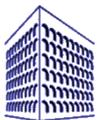


cosa si può fare

Cumulabilità & Applicabilità 200<P ≤500[kWp]	TEE,cluster	RiD	SSP	Detrazioni Fiscali 50% Irpef	II Conto Energia	III Conto Energia	IV Conto Energia	V Conto Energia	Grid Parity
TEE,cluster		SI	SI	N.A.	NO	NO	NO	NO	SI
RiD	SI		NO	N.A.	SI	SI	SI	NO	SI
SSP	SI	NO		N.A.	NO	NO	NO	NO	SI
Detrazioni Fiscali 50% Irpef	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
II Conto Energia	NO	SI	NO	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
III Conto Energia	NO	SI	NO	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.
IV Conto Energia	NO	SI	NO	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.
V Conto Energia	NO	NO	NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.
Grid Parity	SI	SI	SI	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



cosa si può fare

Cumulabilità & Applicabilità P>500[kWp]	TEE,cluster	RiD	SSP	Detrazioni Fiscali 50% Irpef	II Conto Energia	III Conto Energia	IV Conto Energia	V Conto Energia	Grid Parity
TEE,cluster		SI	N.A.	N.A.	NO	NO	NO	NO	SI
RiD	SI		N.A.	N.A.	SI	SI	SI	NO	SI
SSP	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Detrazioni Fiscali 50% Irpef	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
II Conto Energia	NO	SI	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
III Conto Energia	NO	SI	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.	N.A.
IV Conto Energia	NO	SI	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.	N.A.
V Conto Energia	NO	NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		N.A.
Grid Parity	SI	SI	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli





Energy Business *forum*

18/19 aprile 2013 Park Hotel ai Cappuccini - Gubbio

Correva l'anno 2013 . . .

Alessandro Caffarelli – Comitato di gestione

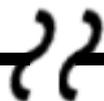


Un evento organizzato da:

Richmonditalia
Events for your professional life
Milano Londra Basilea New York



Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali



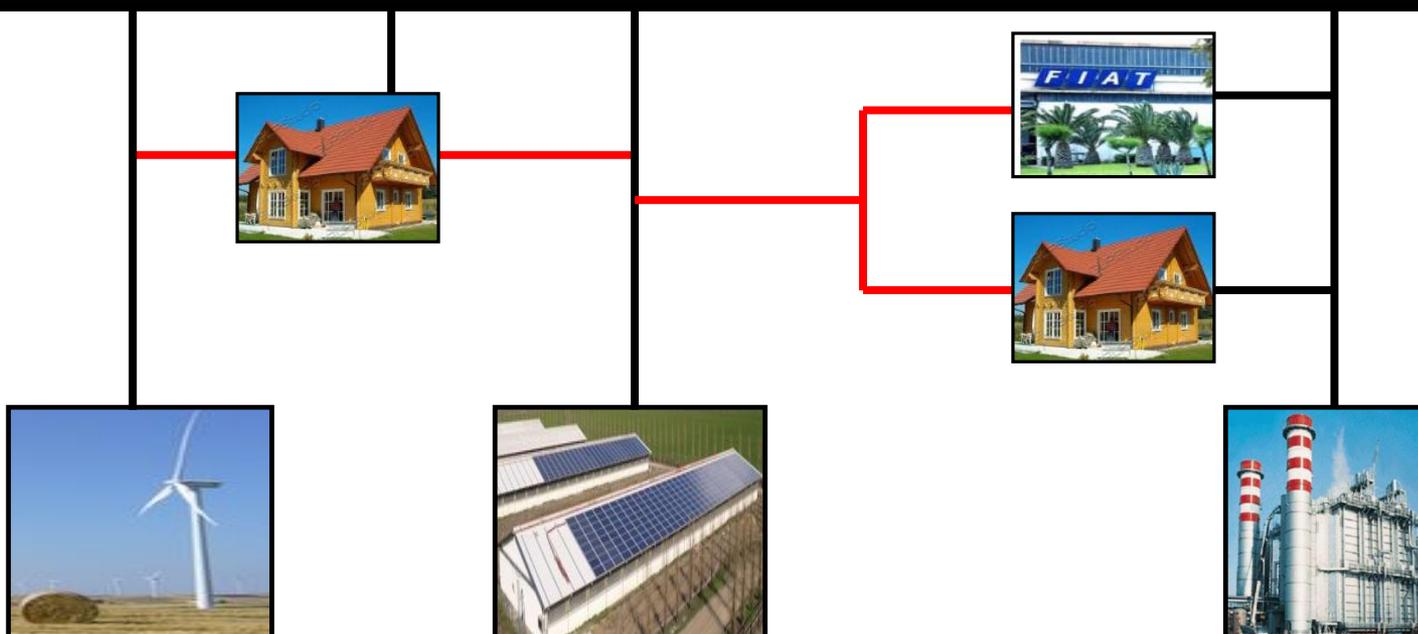
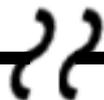


Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR





Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR, quest'ultime dotate di **reti private** in alimentazione diretta sulle utenze passive

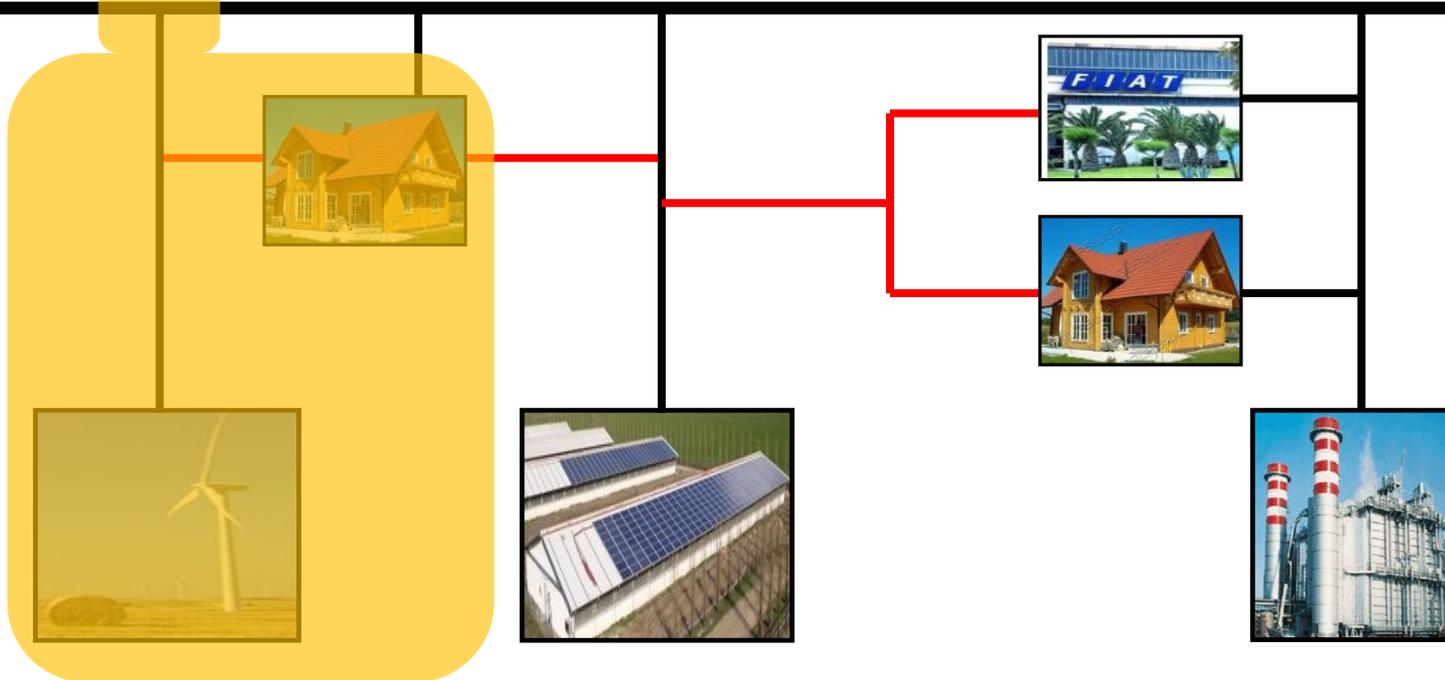
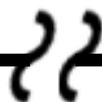




SEU: Sistema Efficiente di Utente.

Caratteristiche: 1 produttore, 1 cliente finale, limite di potenza a 20 MW, b) generazione IAFR/CAR c) **connessione privata** mono-utente senza obbligo di connessione di terzi, d) localizzazione SEU all'interno dell'area di proprietà del cliente produttore.

Vantaggi cliente finale: energia prodotta ed autoconsumata soggetta in forma ridotta a corrispettivi tariffari (trasmissione, distribuzione, dispacciamento) ed a oneri generali di sistema che rimangono 100% applicati all'energia prelevata dalla rete del distributore.

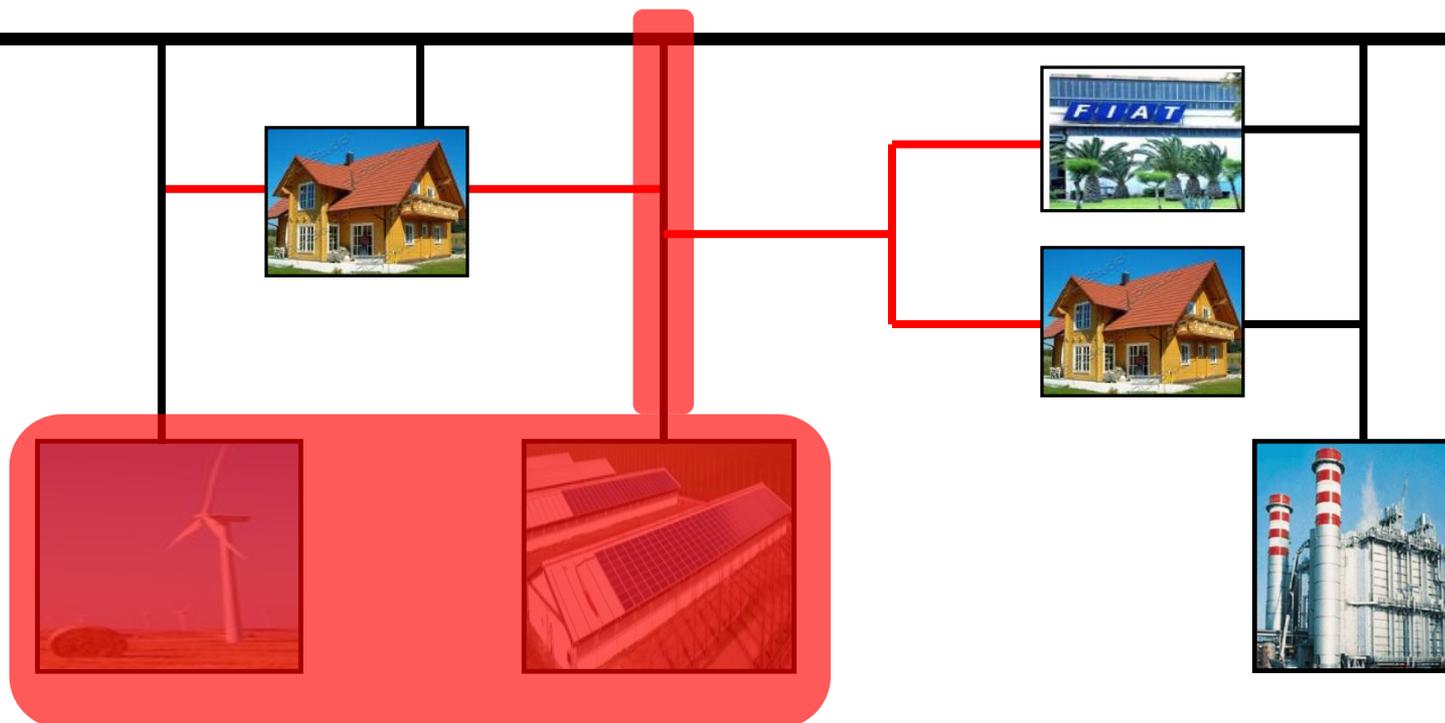
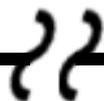




VPS: Virtual Power System

Caratteristiche: aggregazione zonale di impianti IAFR non programmabili

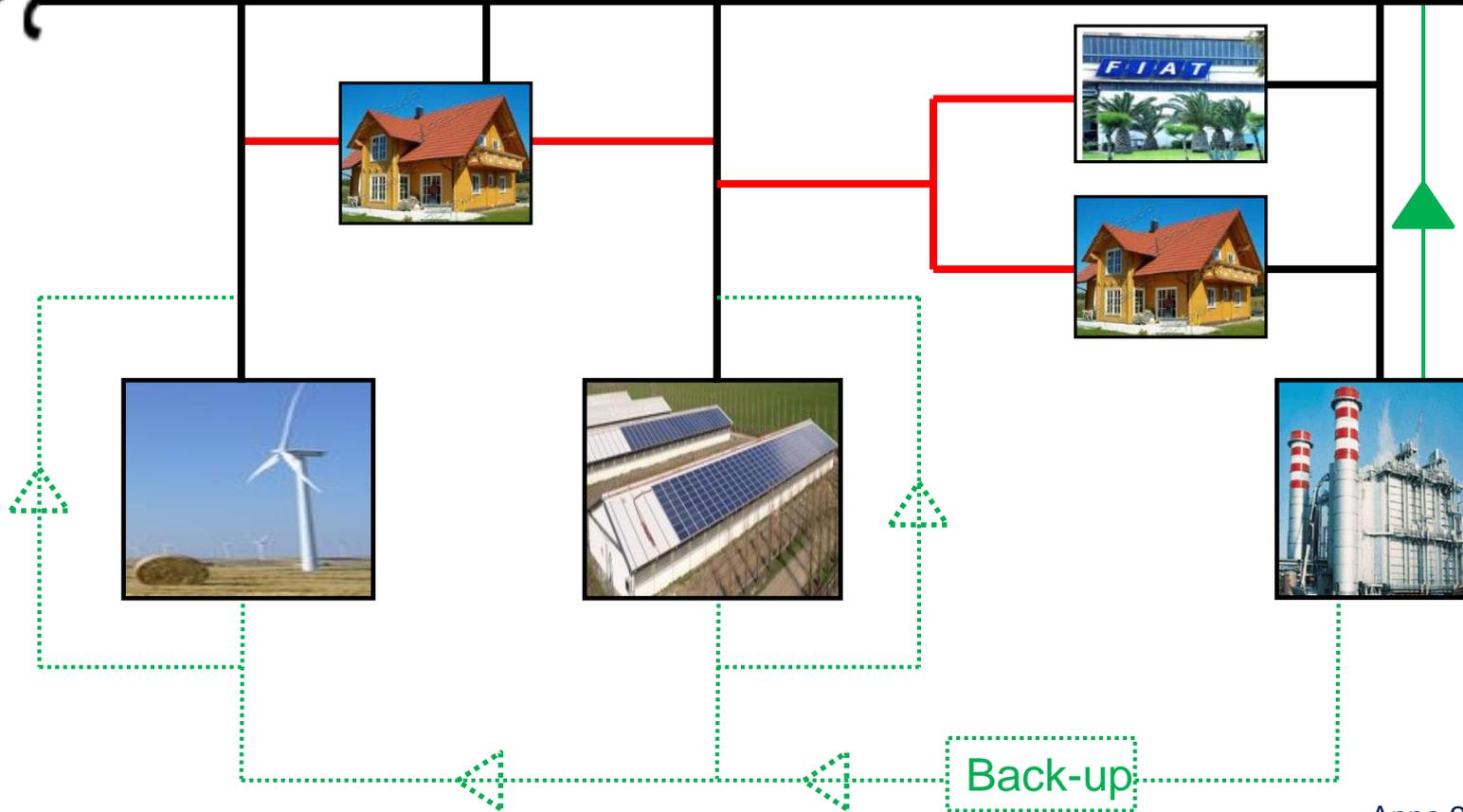
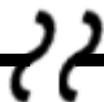
Vantaggi: a livello statistico diminuisce l'errore sulla prevedibilità dei programmi di produzione → migliora il bilanciamento dei flussi di potenza





Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR, quest'ultime dotate di **reti private** in alimentazione diretta sulle utenze passive.

Predisposizione di **back-up convenzionale** per IAFR non programmabili, remunerato in capacity-payment (sulla produzione) per i produttori convenzionali

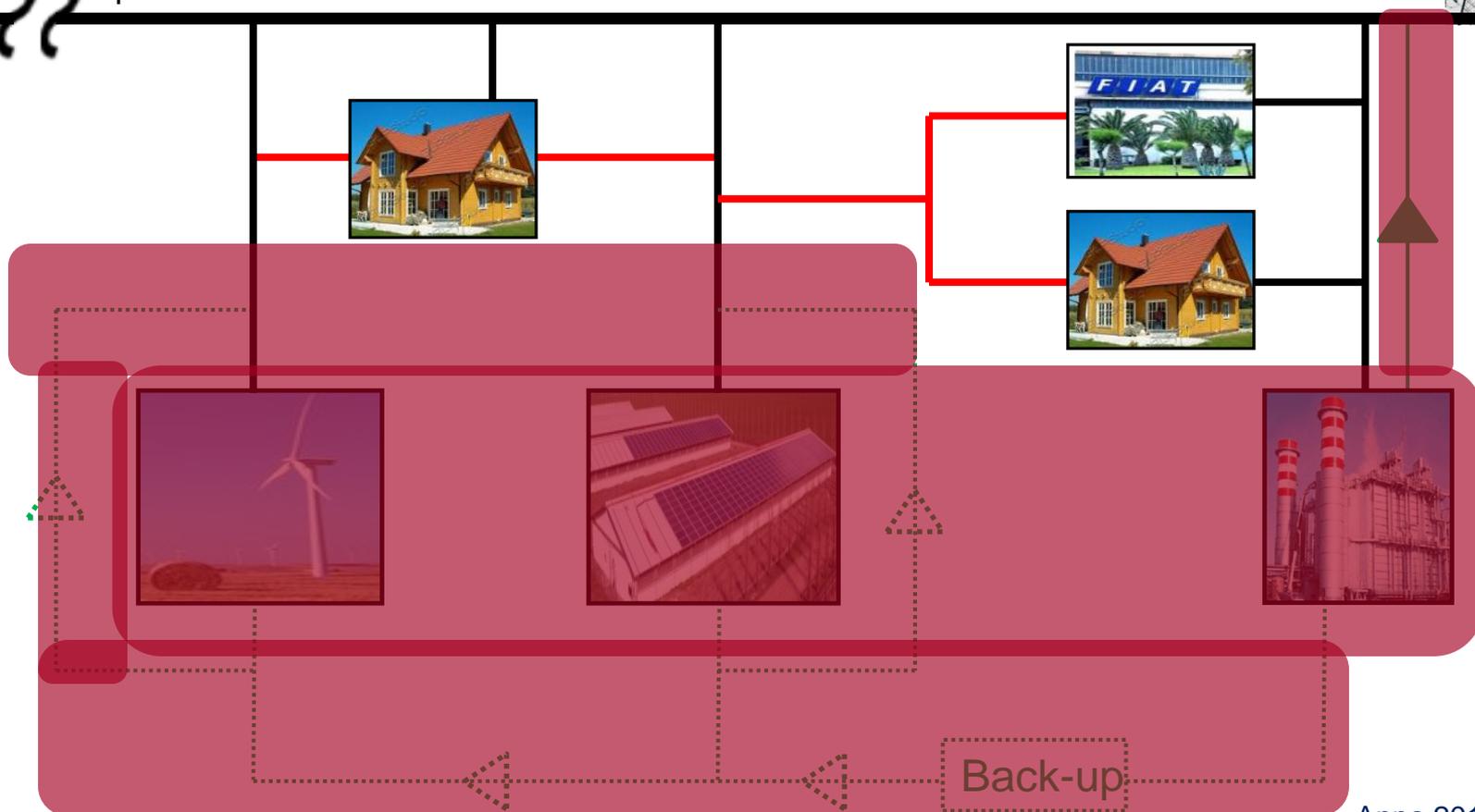
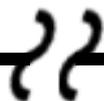




VPSH: Virtual Power System Hybrid

Caratteristiche: aggregazione zonale di impianti IAFR non programmabili e convenzionali, quest'ultimi con funzione back-up per ammortizzare il difetto di programmabilità degli IAFR, funzione remunerata in capacity-payment

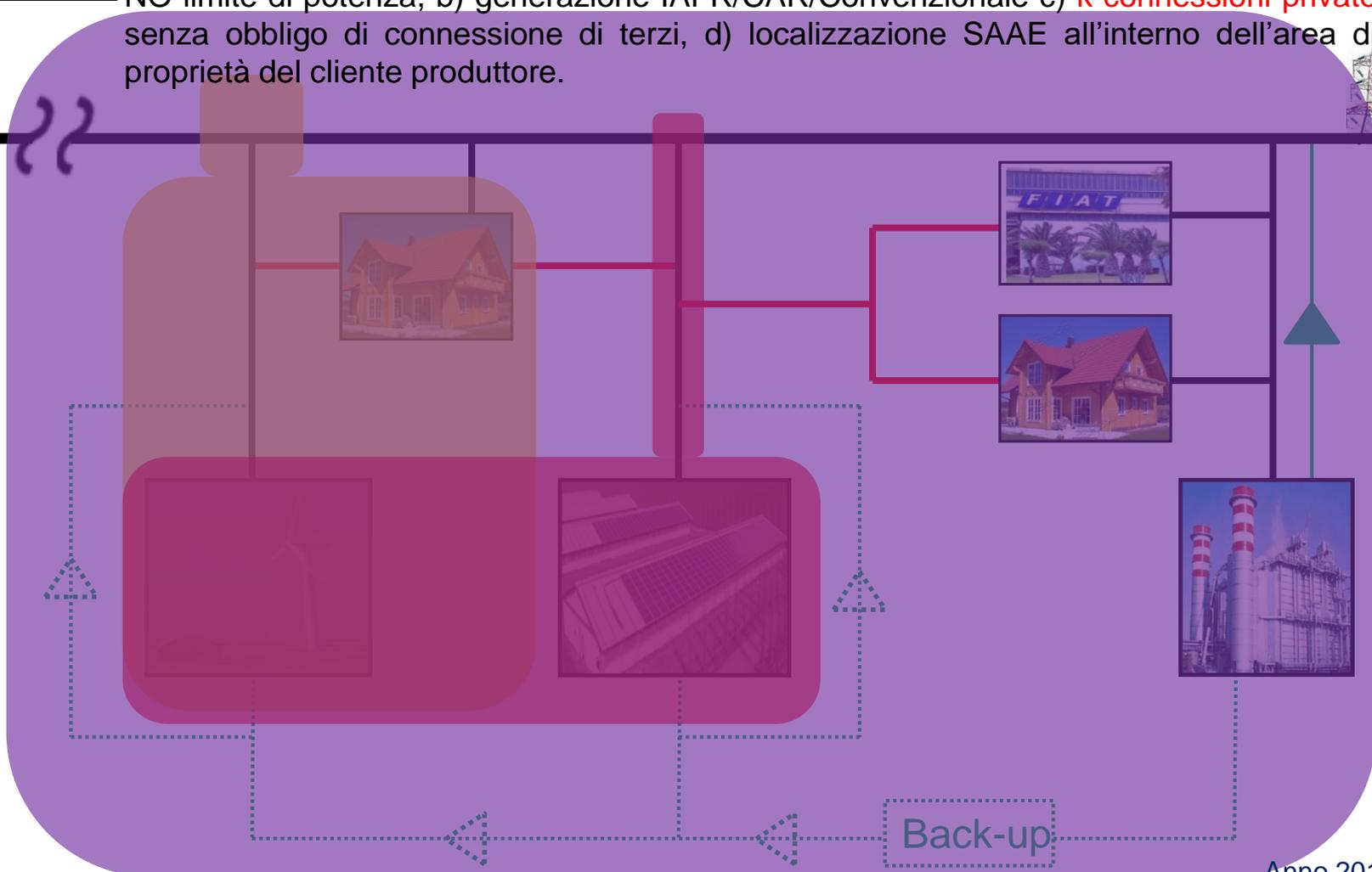
Vantaggi: a livello statistico diminuisce sostanzialmente l'errore sulla prevedibilità dei programmi di produzione → migliora sostanzialmente il bilanciamento dei flussi di potenza





SAAE: Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico

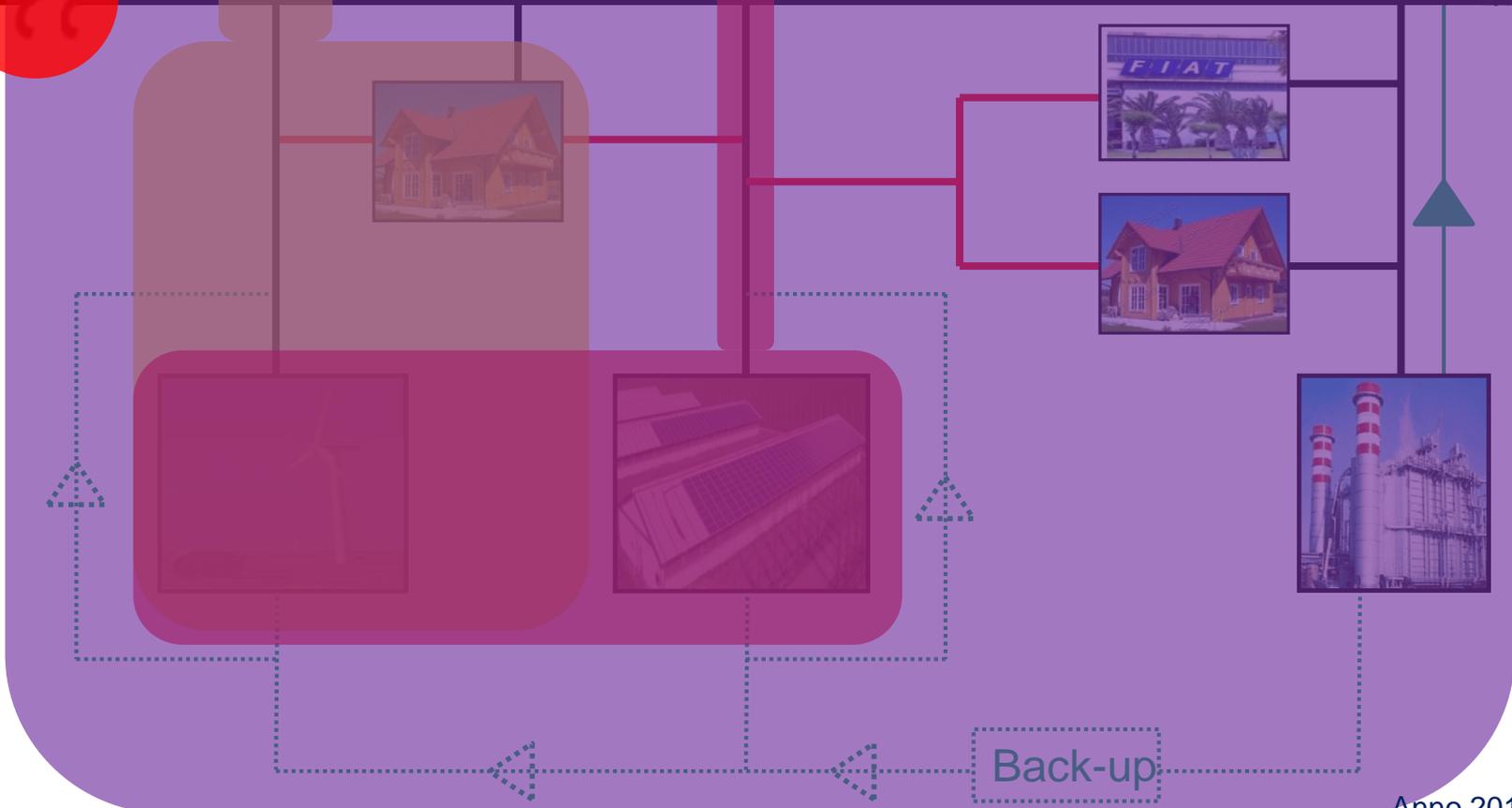
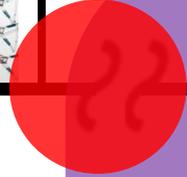
Caratteristiche: n produttori, m clienti finali riconducibili allo stesso gruppo societario, NO limite di potenza, b) generazione IAFR/CAR/Convenzionale c) **k connessioni private** senza obbligo di connessione di terzi, d) localizzazione SAAE all'interno dell'area di proprietà del cliente produttore.





SAAE: Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico

Vantaggi: contenendo i SEU/VPSH, migliorano sostanzialmente il bilanciamento dei flussi di potenza. Attualmente, sulla rete “lavorano” scambiandosi energia in modo spesso non coordinato utenze attive/passive. I gestori devono in principio progettare l’architettura di rete per poi gestire il bilanciamento dei flussi di potenza in una dinamica, che evolvendosi anche con l’aumento dei GW-IAFR in connessione, è divenuta sempre più complessa. Nel caso in cui il gestore potesse **connettersi** ad una SAAE, avrebbe il vantaggio di lavorare su un sistema discreto di operatori a flussi di potenza già mediati.



Su energia **prelevata** (200 MWh) →

- corrispettivi fissi + corrispettivi variabili trasporto
- parte fissa e parte variabile oneri generali sistema (A, UC)
- MCT

Su energia **autoconsumata** (150 MWh) →

- 5% parte variabile oneri generali sistema (A, UC)
- 5% MCT



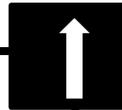
200 MWh



250 MWh

200 MWh

150 MWh



Consumo 350 MWh

Produzione
400 MWh



$P > 20 \text{ kW}$ (autoconsumo &
RiD in Feed-in Premium o TO in Feed-In Tariff)

Tipologia	Costi di rete (trasporto, distribuzione, misura UC3 e UC6)		Oneri generali di sistema (componenti A2, A3, A4, A5, Ae, As, UC4, UC7)			
	Parte fissa	Parte variabile	Componenti A, UC (parte fissa)	Componenti UC (parte variabile)	Componenti A (parte variabile)	Componente MCT
SSP-A				Si pagano soltanto sull'energia elettrica prelevata dalla rete		
SSP-B						
SESEU-A	Si paga per ogni punto di connessione	Si paga in base all'energia elettrica prelevata	Si pagano per ogni punto di connessione	Si pagano soltanto sull'energia elettrica prelevata dalla rete		Si pagano sull'energia elettrica prelevata dalla rete in toto e sull'energia elettrica autoconsumata in misura pari al 5% (come maggiorazione della componente fissa A3)
SESEU-B						
SEU						
SESEU-B				Si pagano su tutta l'energia elettrica consumata		
ASAP				Si pagano su tutta l'energia elettrica consumata		
ASE				Si pagano su tutta l'energia elettrica consumata		



Gli oneri generali di sistema <http://www.autorita.energia.it/it/elettricit/a/onerigenerali.htm>

Con le bollette dell'energia elettrica, oltre ai **servizi di vendita** (materia prima, commercializzazione e vendita), ai **servizi di rete** (trasporto, distribuzione, gestione del contatore) e alle **imposte**, si pagano alcune componenti per la copertura di costi per attività di interesse generale per il sistema elettrico nazionale: si tratta dei cosiddetti **oneri generali di sistema**, introdotti nel tempo da specifici provvedimenti normativi. Negli ultimi anni, gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua di energia elettrica degli utenti finali.

Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione, (quindi all'interno dei **servizi di rete**), in maniera differenziata per tipologia di utenza -domestica, illuminazione pubblica, altre utenze in bassa, media o alta tensione- secondo criteri che variano da componente a componente. Ad esempio, la componente A2 pesa di più sui clienti domestici e le piccole imprese servite in bassa tensione, la A4 sui clienti non domestici mentre la As è applicata uniformemente a tutti.

Il gettito raccolto dall'applicazione degli *oneri generali* è trasferito su appositi **Conti di gestione** istituiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per ciascuna componente; fanno eccezione la componente A3 che affluisce per circa il 98% direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e la componente As, per la quale i distributori versano alla Cassa solo la differenza tra il gettito raccolto e i costi sostenuti per il riconoscimento del bonus (se la differenza è negativa, viene riconosciuta al distributore). L'utilizzo e la gestione di questi fondi è disciplinata dall'Autorità che aggiorna trimestralmente le aliquote sulla base del fabbisogno.

Per il settore elettrico, gli oneri generali di sistema sono:

- **A2** a copertura degli oneri per il *decommissioning* nucleare
- **A3** a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate
- **A4** a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario
- **A5** a sostegno alla ricerca di sistema
- **As** a copertura degli oneri per il *bonus* elettrico
- **Ae** a copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia
- **UC4** a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori
- **UC7** per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali
- **MCT** a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



Oneri generali di sistema e ulteriori componenti <http://www.autorita.energia.it/it/elettricit/auc.htm>

Le componenti tariffarie A coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili etc.) e sono individuati dal Governo con decreto o dal Parlamento tramite legge; le componenti UC coprono ulteriori elementi di costo del servizio elettrico (quali, ad esempio, la perequazione) individuate dall'Autorità.

- **da chi sono determinate:** le aliquote relative alle componenti tariffarie A e UC sono fissate dall'Autorità ed aggiornate periodicamente sulla base delle esigenze di gettito.
- **come sono calcolate:** le componenti tariffarie prevedono, in generale, corrispettivi espressi in centesimi di euro per punto di prelievo e in centesimi di euro per kWh;
- **da chi sono pagate:** le componenti tariffarie A, MCT, UC₃, UC₄ e UC₆ sono pagate da tutti i clienti finali, con l'eccezione:
 - della componente tariffaria As che non è pagata dai destinatari del bonus elettrico;
 - della componente tariffaria Ae, che non è pagata per i punti in media, alta e altissima tensione nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

→ [per saperne di più](#)

[Gli interventi per lo sviluppo della mobilità elettrica](#)

2015

- [valori dal 1 aprile 2015](#)
delibera [129/2015/R/com](#)
- [valori dal 1 gennaio 2015](#)
delibera [675/2014/R/com](#)



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



Tipologia	Costi di rete (trasporto, distribuzione, misura UC3 e UC6)		Oneri generali di sistema (componenti A2, A3, A4, A5, Ae, As, UC4, UC7)			
	Parte fissa	Parte variabile	Componenti A, UC (parte fissa)	Componenti UC (parte variabile)	Componenti A (parte variabile)	Componente MCT
SSP-A				Si pagano soltanto sull'energia elettrica prelevata dalla rete		
SSP-B SESEU-A SESEU-B SEU	Si paga per ogni punto di connessione	Si paga in base all'energia elettrica prelevata	Si pagano per ogni punto di connessione	Si pagano soltanto sull'energia elettrica prelevata dalla rete	Si pagano sull'energia elettrica prelevata dalla rete in toto e sull'energia elettrica autoconsumata in misura pari al 5% (come maggiorazione della componente fissa A3)	
SESEU-B						
ASAP ASE				Si pagano su tutta l'energia elettrica consumata		



http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Qualifiche_SEU_SEESEU/Pagine/default.aspx

I **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)** sono “*sistemi caratterizzati dall’insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all’interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico.*”



Tali Sistemi comprendono:

- i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU);
- i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU);
- gli Altri Sistemi Esistenti (ASE);
- gli Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP);
- i Consorzi e le Cooperative storiche dotate di rete propria.

Nell’ambito degli SSPC gli “**Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo**” (ASSPC) comprendono:

- gli Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP);
- i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU);
- gli Altri Sistemi Esistenti (ASE);
- i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU).

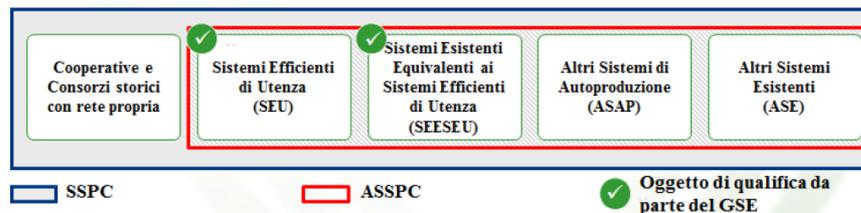


Figura 1: Schema riassuntivo dei SSPC e degli ASSPC

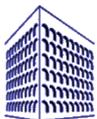




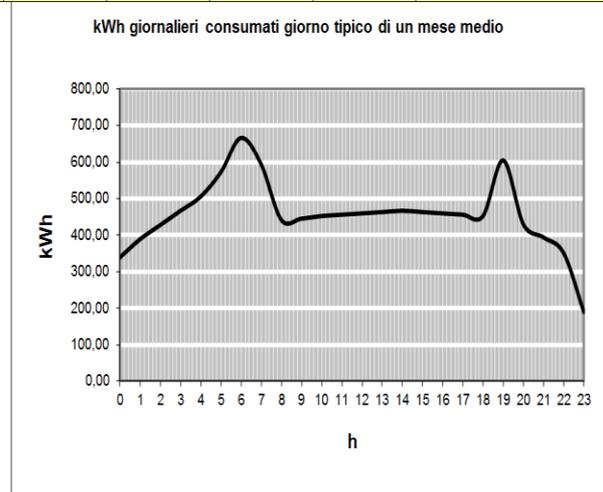
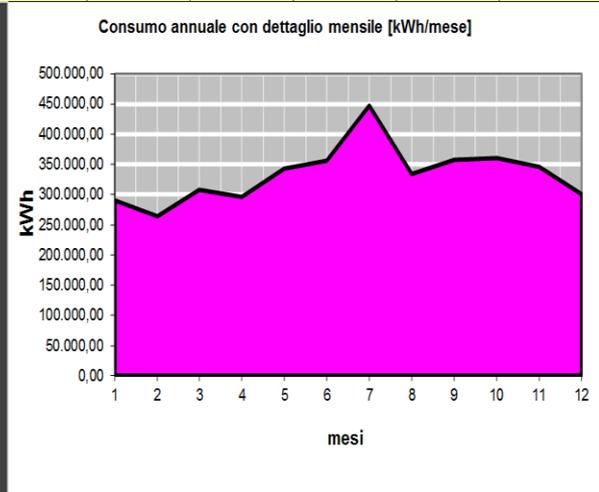
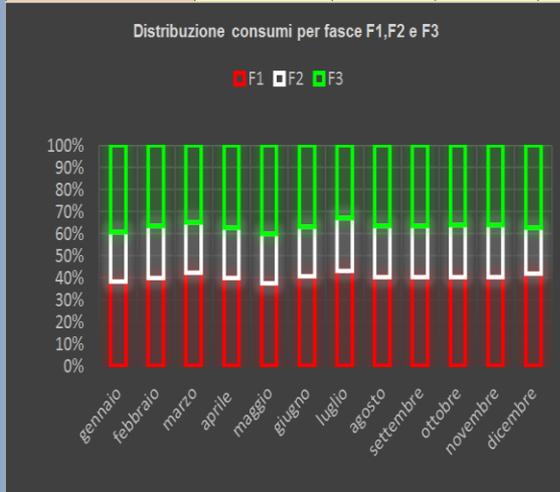
Località	Roma - Latitudine 41,88° Nord
Dati Irraggiamento	UNI 10349
Fattore di albedo	0,2
Azimut [gradi]	45,00
Tilt [gradi]	8,00
Efficienza η_1	76,25%
Producibilità annua [kWh/kWp]	1.275,17
Potenza FV [kWp]	176,64
Producibilità [kWh/anno]	225.246,91

Consumi al primo anno	1775,99%	della producibilità
Consumi 25 anni	1929,71%	della producibilità 25 anni
Autoconsumo	100,00%	della producibilità
Autoconsumo 25 anni	100,00%	della producibilità 25 anni
Riduzione consumi	5,63%	rispetto ai consumi primo anno
Riduzione consumi	5,18%	rispetto ai consumi anni 25

Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



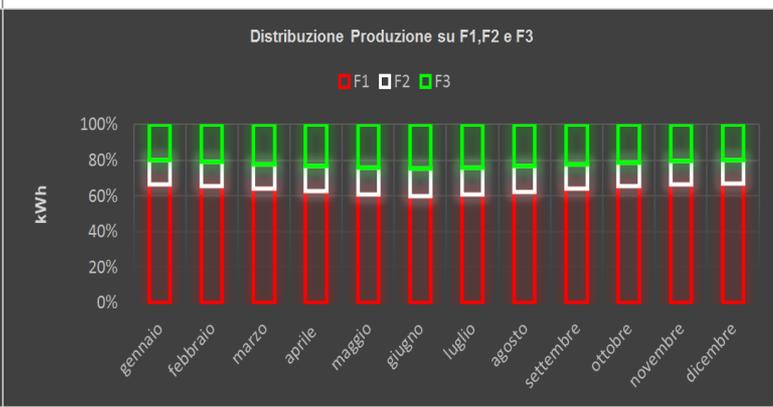
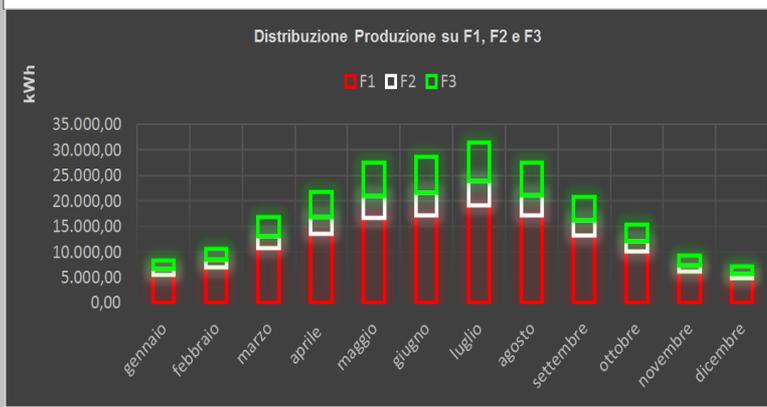
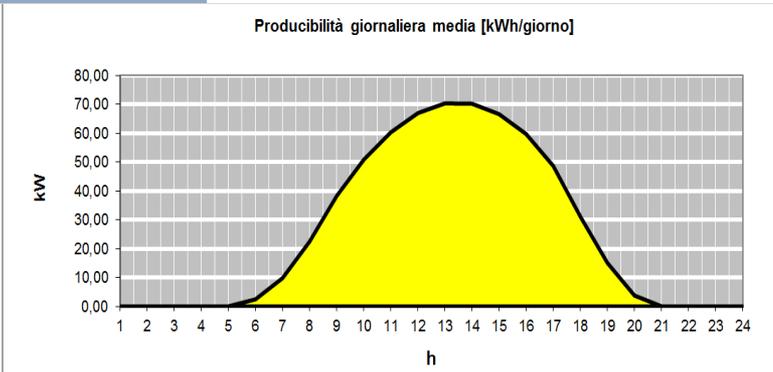
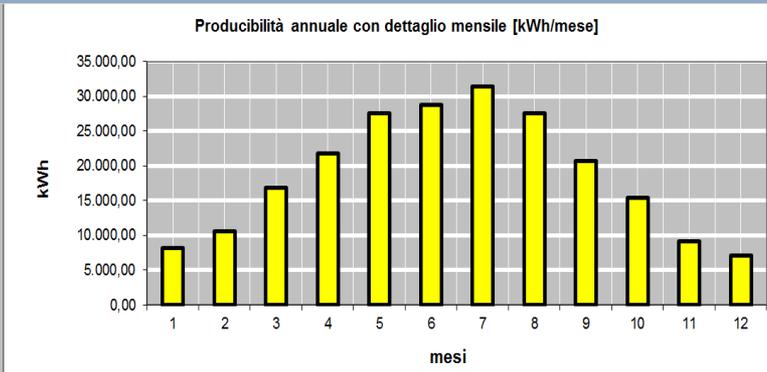
Consumi Utenza [kWh]											Consumi CUSTOM Mese			
Fascia	Media mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
F1	40,39%	38,33%	40,01%	42,36%	39,81%	37,59%	40,56%	43,08%	40,47%	40,31%	40,38%	40,13%	41,68%	
F2	22,86%	22,41%	23,52%	22,87%	22,76%	22,15%	22,37%	23,82%	22,90%	23,30%	23,64%	23,61%	20,98%	
F3	36,75%	39,26%	36,47%	34,78%	37,43%	40,26%	37,06%	33,11%	36,62%	36,40%	35,97%	36,26%	37,35%	
Totale F1+F2+F3	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
Fascia	Media totale	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
F1	40,47%	111.187,00	105.433,00	130.461,00	117.853,00	128.652,00	144.255,00	192.774,00	134.926,00	143.857,00	145.778,00	138.610,00	125.335,00	1.619.121,00
F2	22,90%	64.993,00	61.968,00	70.438,00	67.361,00	75.793,00	79.566,00	106.591,00	76.348,91	83.148,00	85.337,00	81.551,00	63.092,00	916.186,91
F3	36,62%	113.871,00	96.116,00	107.116,00	110.806,00	137.765,00	131.808,00	148.166,00	122.087,45	129.913,00	129.857,00	125.229,00	112.315,00	1.465.049,45
Totale F1+F2+F3	100,00%	290.051,00	263.517,00	308.015,00	296.020,00	342.210,00	355.629,00	447.531,00	333.362,36	356.918,00	360.972,00	345.390,00	300.742,00	4.000.357,36



Fasce orarie definite dalla deliberazione AEEG 181/06

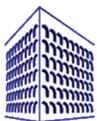
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lun-ven	F3		F2		F1										F2		F3							
sab	F3						F2																	F3
dom/festivi	F3																							

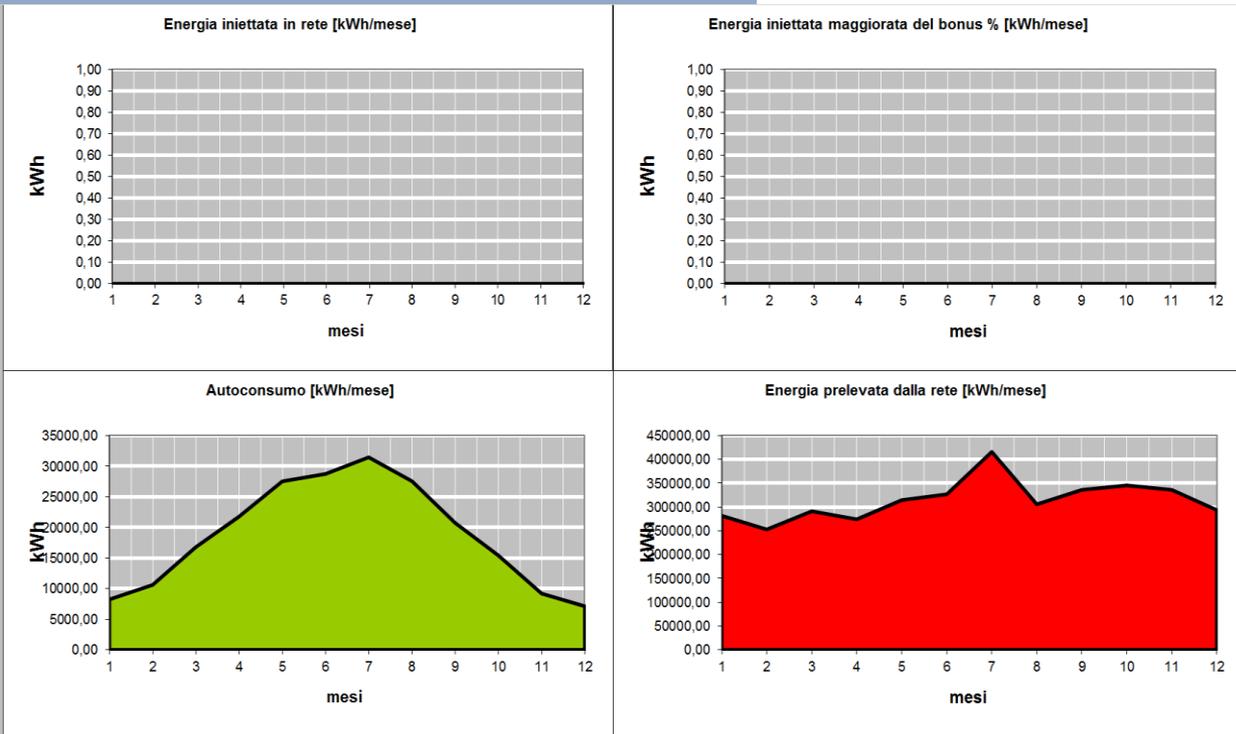




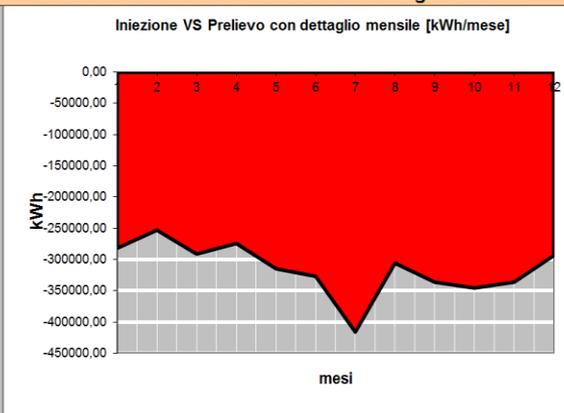
Fasce orarie definite dalla deliberazione AEEG 181/06

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
lun-ven	F3			F2			F1									F2			F3						
sab	F3						F2																		F3
dom/festivi	F3																								





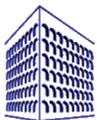
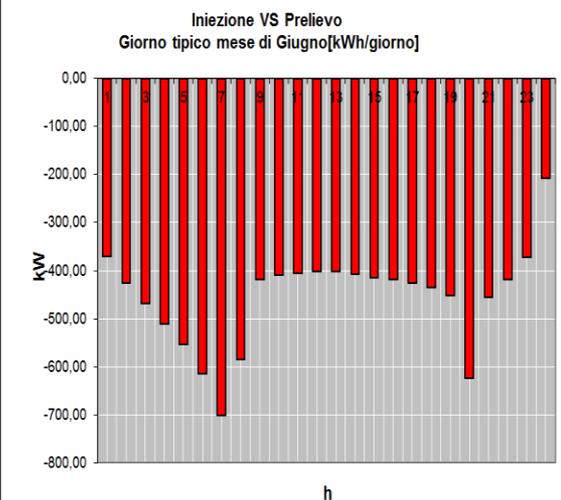
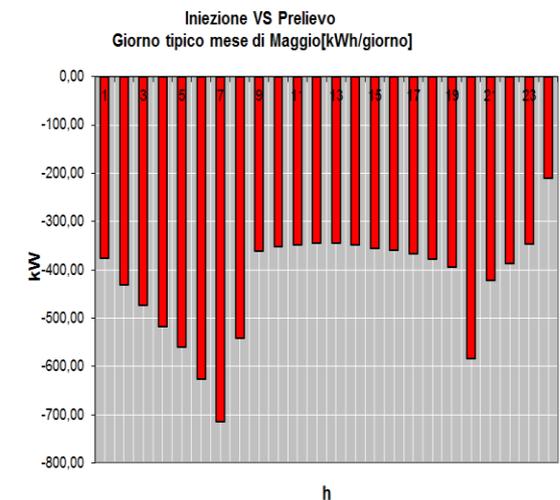
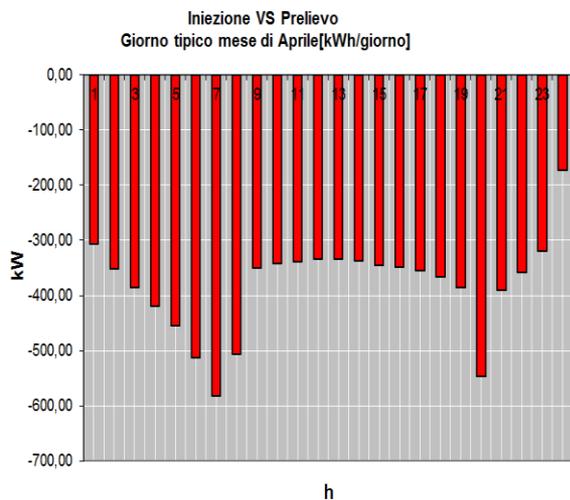
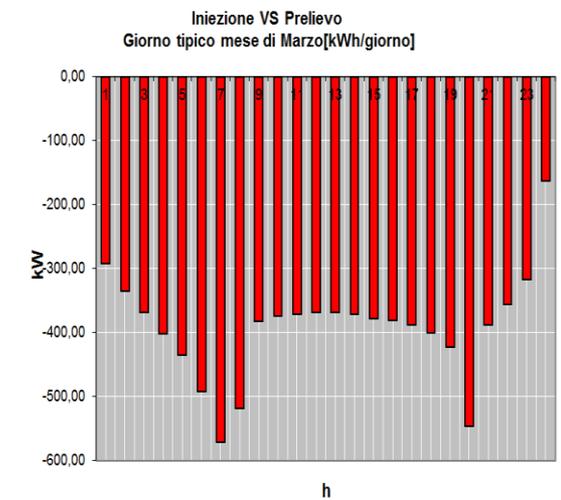
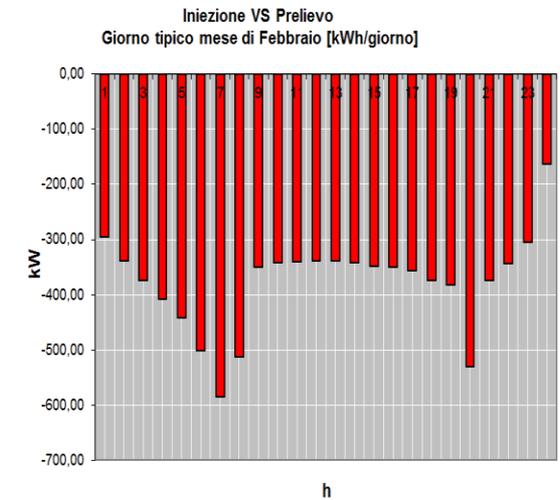
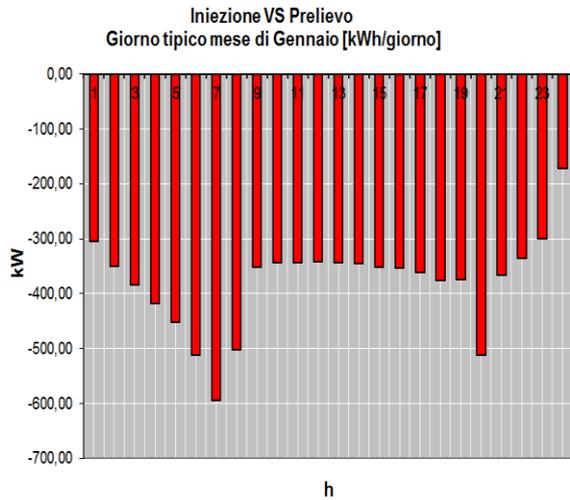
Iniezione VS Prelievo - Annuale con dettaglio mensile



Iniezione
Prelievo



Iniezione VS Prelievo - Giorno tipo di uno specifico mese dell'anno



Tipologia	Costi di rete (trasporto, distribuzione, misura UC3 e UC6)		Oneri generali di sistema (componenti A2, A3, A4, A5, Ae, As, UC4, UC7)			
	Parte fissa	Parte variabile	Componenti A, UC (parte fissa)	Componenti UC (parte variabile)	Componenti A (parte variabile)	Componente MCT
SSP-A				Si pagano soltanto sull'energia elettrica prelevata dalla rete		
SSP-B SEESEU-A SEESEU-B SEU	Si paga per ogni punto di connessione	Si paga in base all'energia elettrica prelevata	Si pagano per ogni punto di connessione	Si pagano soltanto sull'energia elettrica prelevata dalla rete	Si pagano sull'energia elettrica prelevata dalla rete in toto e sull'energia elettrica autoconsumata in misura pari al 5% (come maggiorazione della componente fissa A3)	
SEESEU-B						
ASAP ASE				Si pagano su tutta l'energia elettrica consumata		

impresa forte consumo energia

parte variabile OGS	c€/kWh	Costo OGS [€] senza SEU	5% Costo OGS [€] con SEU	Risparmio nel fare SEU [€]
A(E)	5,58	12.562,02	628,10	11.933,92
UC (E)	0,00	0,00	0,00	0,00
MCT (E)	0,02	40,99	2,05	38,95
		12.603,02	630,15	Totale (€/anno) 11.972,86
Energia autoconsumata (kWh/anno)	225.24 6,91			

$$A(E) = A2 + A3 + A4 + A5 + AS + AE + A6 \quad 5,577 \text{ c€/kWh}$$



$$A(E) = A2 + A3 + A4 + A5 + AS + AE + A6$$

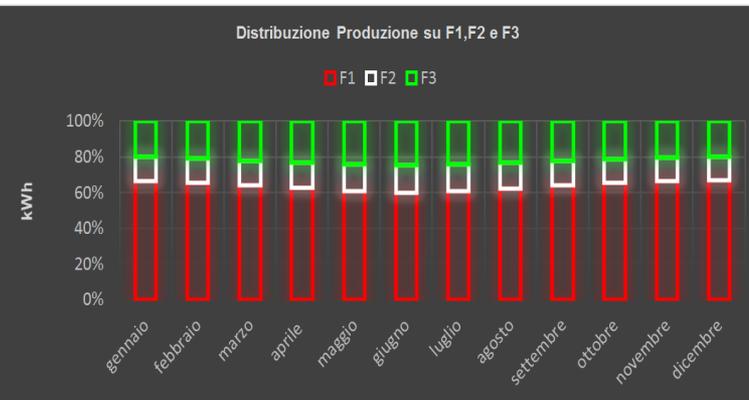
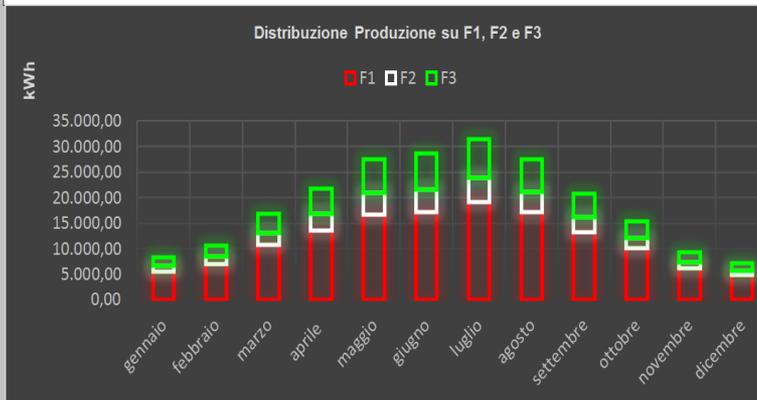
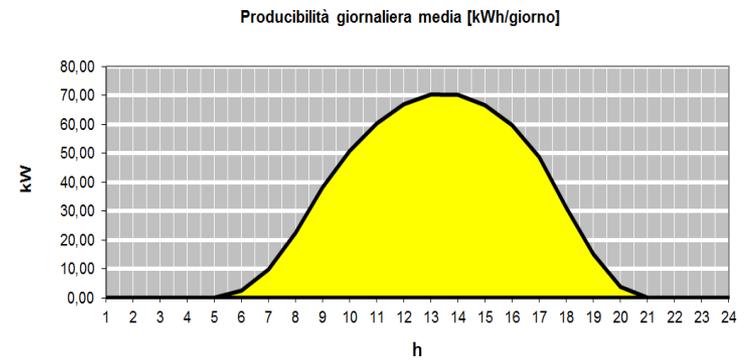
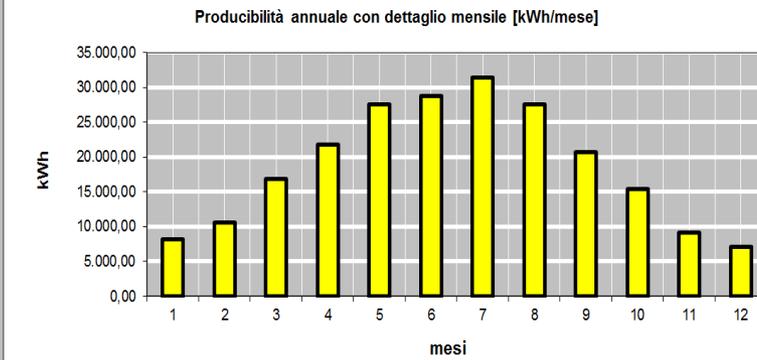
5,577 c€/kWh

Aprire file excel: <http://www.autorita.energia.it/it/elettricit/auc.htm>

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TTT	A2					A3					A4								
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh				centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh				centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh							
		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh				
						Aliquota complessiva					Quota parte di cui al comma 49.7 del TTT								
lett. g) Altre utenze in media tensione	371,85	0,208	0,208	-	-	11.613,76	5,202	5,202	-	-	4,883	4,883	-	-	-	0,152	0,152	-	-
lett. h) Utenze in alta tensione	371,85	0,223	0,111	0,111	-	14.646,72	5,238	2,619	2,619	-	4,917	2,458	2,458	-	-	0,167	0,084	0,084	-
lett. i) Utenze in altissima tensione, inferiore a 380 kV	371,85	0,223	0,111	0,111	-	14.646,72	5,238	2,619	2,619	-	4,917	2,458	2,458	-	-	0,167	0,084	0,084	-
lett. j) Utenze in altissima tensione, uguale o superiore a 380 kV	371,85	0,223	0,111	0,111	-	14.646,72	5,238	2,619	2,619	-	4,917	2,458	2,458	-	-	0,167	0,084	0,084	-
Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TTT	A5					AS					AE								
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh				centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh				centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh							
		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh				
lett. g) Altre utenze in media tensione	366,68	0,008	0,008	-	-	-	0,907	0,007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lett. h) Utenze in alta tensione	366,68	0,009	0,005	0,005	-	-	0,008	0,004	0,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lett. i) Utenze in altissima tensione, inferiore a 380 kV	366,68	0,009	0,005	0,005	-	-	0,008	0,004	0,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lett. j) Utenze in altissima tensione, uguale o superiore a 380 kV	366,68	0,009	0,005	0,005	-	-	0,008	0,004	0,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Free Download sw Simulare_12.1: <http://www.ing.alexandrocaffarelli.com/download/viewcategory/3-software.html>



Free Download pubblicazione sul mercato del fotovoltaico secondario e sw per la valutazione economica degli impianti fotovoltaici in vendita: Link: <https://www.milkthesun.com/ita>



Investire oggi nell'energia solare

Il mercato fotovoltaico secondario come opzione di investimento

In Italia sono stati realizzati oltre 500.000 impianti fotovoltaici grazie all'aiuto degli incentivi del Conto Energia per favorire la diffusione dell'energia solare.

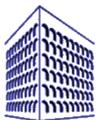
▼ Saperne di più

Guida per investire in impianti fotovoltaici in funzione

- ✓ Passo dopo passo per un investimento di successo
- ✓ Vademecum per un investimento sicuro in Italia
- ✓ I numeri del fotovoltaico in Italia
- ✓ Modalità di acquisto di un impianto: asset e share deal
- ✓ Le fasi di acquisto e vendita impianto fotovoltaico
- ✓ I criteri per un investimento fotovoltaico



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli





Investire oggi nell'energia solare

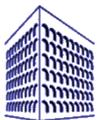
CALCOLATORE DEL VALORE NETTO FOTOVOLTAICO DI MILK THE SUN E SOLARPRAXIS

SALES PRICE CALCULATOR PHOTOVOLTAIC

Feed in Tariff Contract Length * ?	<input type="text" value="20"/> Years	Expected Inflation Per Annum ?	<input type="text" value="2.00"/> %
Grid connection * ?	<input type="text" value="11/2012"/> MM/YYYY	Tax ?	<input type="text" value="25.00"/> %
Electricity Production * ?	<input type="text" value="1000.00"/> kWh/kWp	Financing	
Installed Power *	<input type="text" value="1000.00"/> kWp	Proportion of Debt ?	<input type="text" value="80.00"/> %
Plant Cost * ?	<input type="text" value="1200000.00"/> €	Total Debt	960000.00 €
Feed in Tariff * ?	<input type="text" value="0.1258"/> €/kWh	Equity	240000.00 €
Self-Consumption ?	<input type="text" value="7.00"/> %	Interest Rate ?	<input type="text" value="4.00"/> %
Self-Consumption Income ?	<input type="text" value="0.0000"/> €/kWh	Term ?	<input type="text" value="15"/> Years
Average income	0.1170 €/kWh	Loan's Grace Period * ?	<input type="text" value="12"/> Months
Income after Feed in Tariff ?	<input type="text" value="0.0000"/> €/kWh	Date Entered * ?	<input type="text" value="12/2012"/> MM/YYYY
Power Loss Per Year ?	<input type="text" value="0.50"/> %		
Operational Cost * ?	<input type="text" value="14000.00"/> €		
Lease Per Annum * ?	<input type="text" value="10000.00"/> €		
Depreciation	60000.00 €		
Amortization Period * ?	<input type="text" value="20"/> Years		

START AGAIN

CALCULATE



Game Over **Thank you!**



..... www.ingalessandrocaffarelli.com

dott.Ing Alessandro Caffarelli
Consigliere

