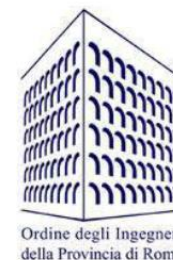




ita 09 07 2016

Impianti alimentati a Fonti Rinnovabili e rete elettrica

Relatore: dott.Ing. Alessandro Caffarelli - *Consigliere Ordinegroma*



Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Roma



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA



**correva l'anno 2005,
cambia la **V**ision**



Francesco Starace, CEO Enel - 2016

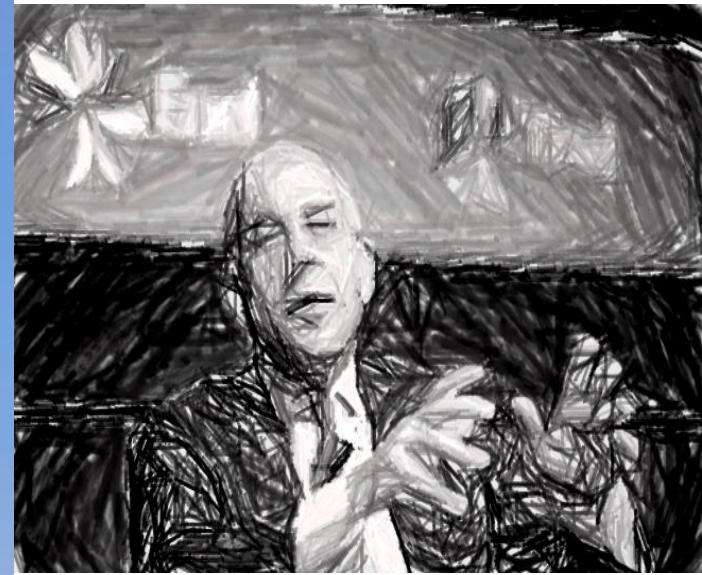
*"se guardiamo indietro a 10 anni fa le **energie rinnovabili** non erano considerate una cosa seria, erano considerate '**carine**'.*

*C'è qualcosa di simile nello sviluppo dell'auto elettrica. Il progredire della tecnologia ha reso le **rinnovabili molto serie**, e siamo convinti che anche la **mobilità elettrica** sia una cosa molto **seria** e di fatto c'è già".*

Paolo Scaroni, ex CEO Eni - 2007:

*"**L'Italia è il paese del petrolio e del gas**, ci sono molti milioni di barili e miliardi di metri cubi di gas che non riusciamo a utilizzare per i problemi di Nimbye i problemi legati alla negoziazione con gli enti locali per ottenere i permessi esplorativi e di sfruttamento.*

È più facile operare in Alaska, Angola o nel Golfo del Messico, piuttosto che nell'Adriatico, in Basilicata o in Sicilia".



esplosione multimegawatt lafr





Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



arriva il **P**rosumer



Generazione distribuita/prosumer → inversione di paradigma



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



Generazione distribuita/prosumer → inversione di paradigma

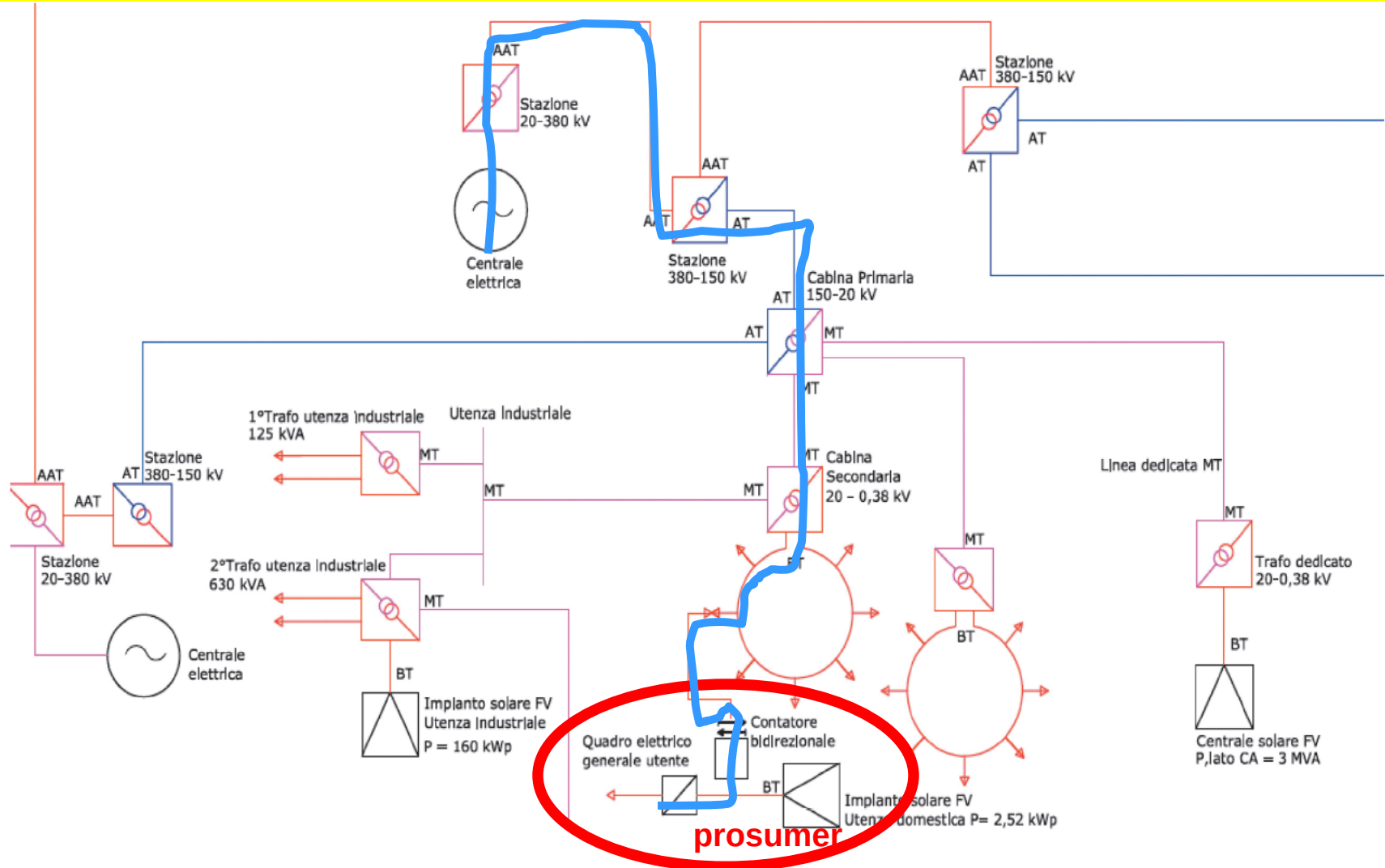
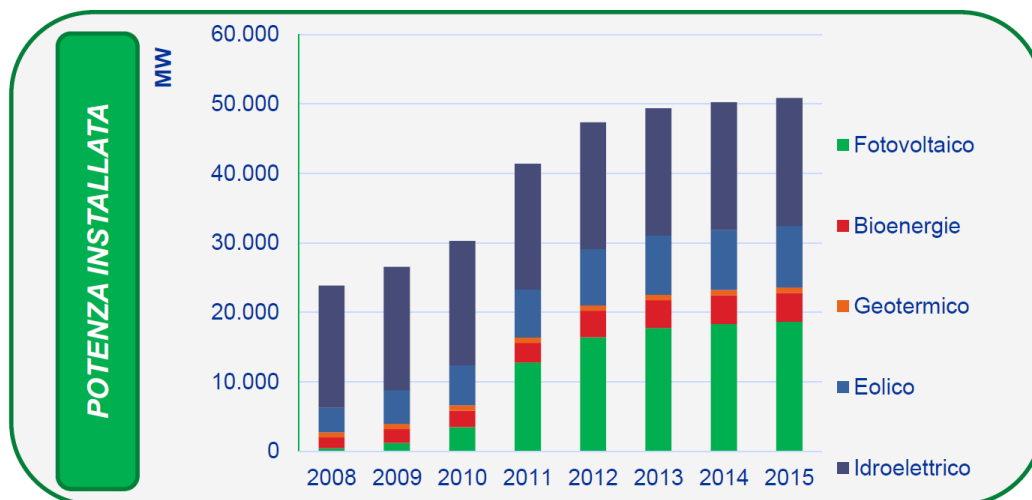


Figura 5.13 – Produzione, trasmissione, trasformazione distribuzione bidirezionale

Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

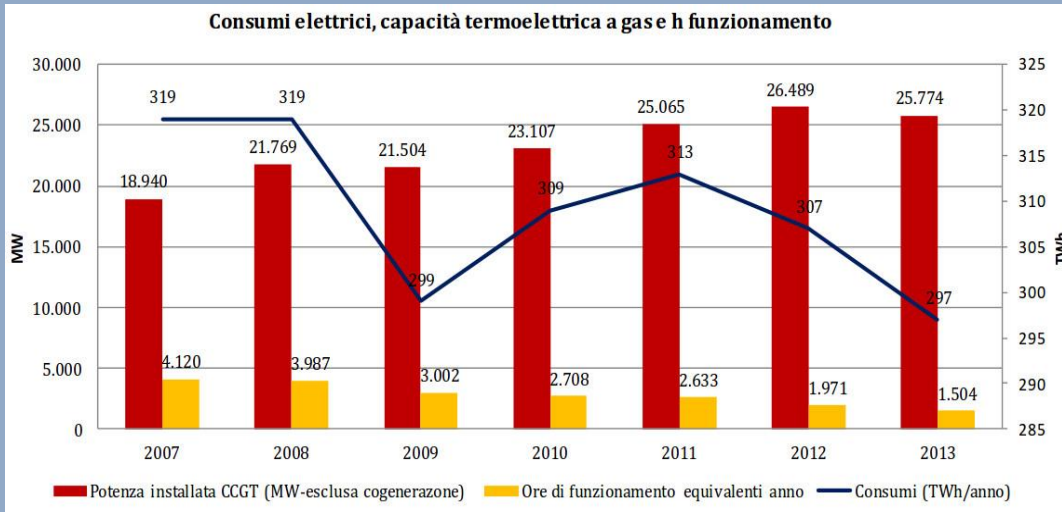
Fonte: Sistemi solari fotovoltaici, IV edizione, Maggioli Editore

- FER Italia → 50,3 GW (dato 2015)
- PV Italia → <18,7 GW (dato 2015)



↓ **domanda,**
stallo Turbogas,
phase out convenzionali obsoleti





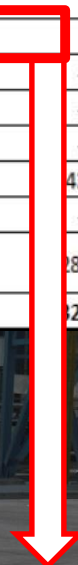
Source Prof. Alessandro Marangoni



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

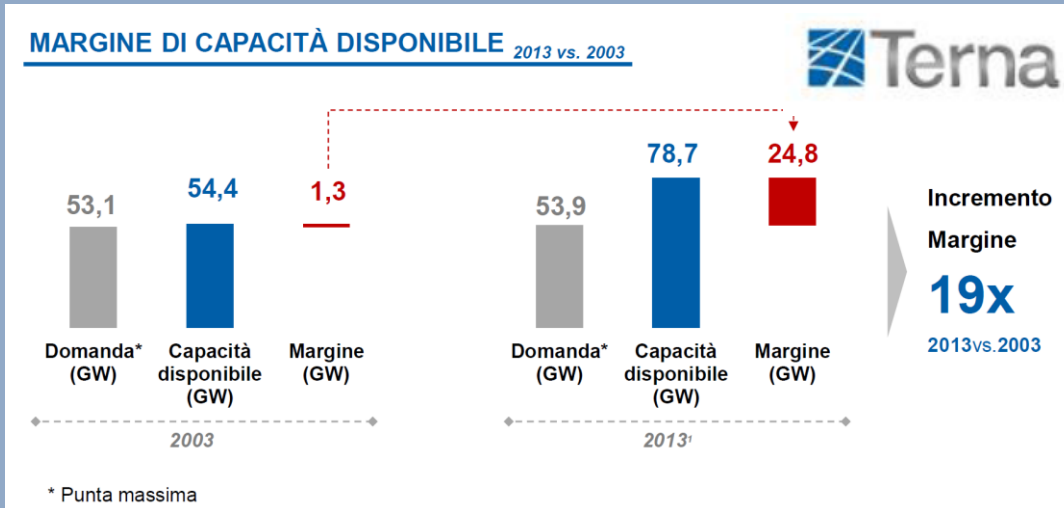


Anno	Entrata in esercizio commerciale di nuova potenza (MW)		Previsione di entrata in esercizio commerciale di nuova potenza autorizzata	Previsione di entrata in esercizio commerciale di nuova potenza autorizzata (MW) e in fase di realizzazione (cantieri avviati)
	MW per anno	Totale Progr.		
2003	550	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		295	430



Dal 2012 non entrano in esercizio CCGT





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:

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

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



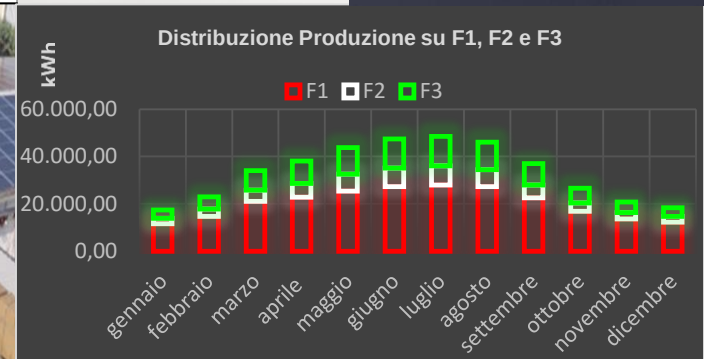
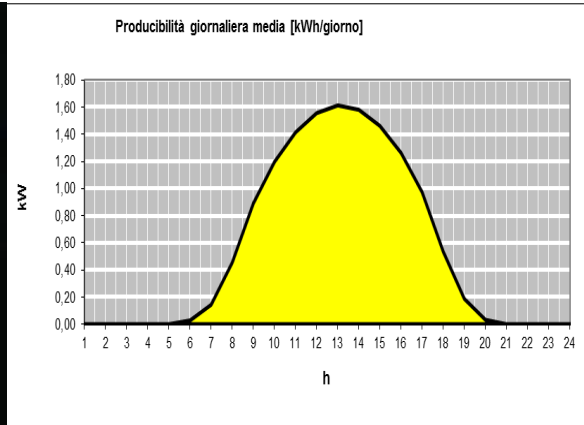
- Calo dei consumi per crisi economica
- Esplosione FER / IAFR multimegawatt
- Esplosione FER / Generazione Distribuita
- Implementazione Efficienza Energetica
- Eccessivi investimenti turbogas dopo liberalizzazione Mercato Elettrico
- Concorrenza carbone su gas naturale



Overcapacity & Oversupply



- Overcapacity
- Capacity Payment & Flexibility Payment
- Tra smartizzazione e resilienza: eclissi fotosolare



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



possibili soluzioni, **O**vercapacity



Possibili **soluzioni Overcapacity**:

- i) **Elettrificazione 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**



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).



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“.



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli





Energy Business *forum*

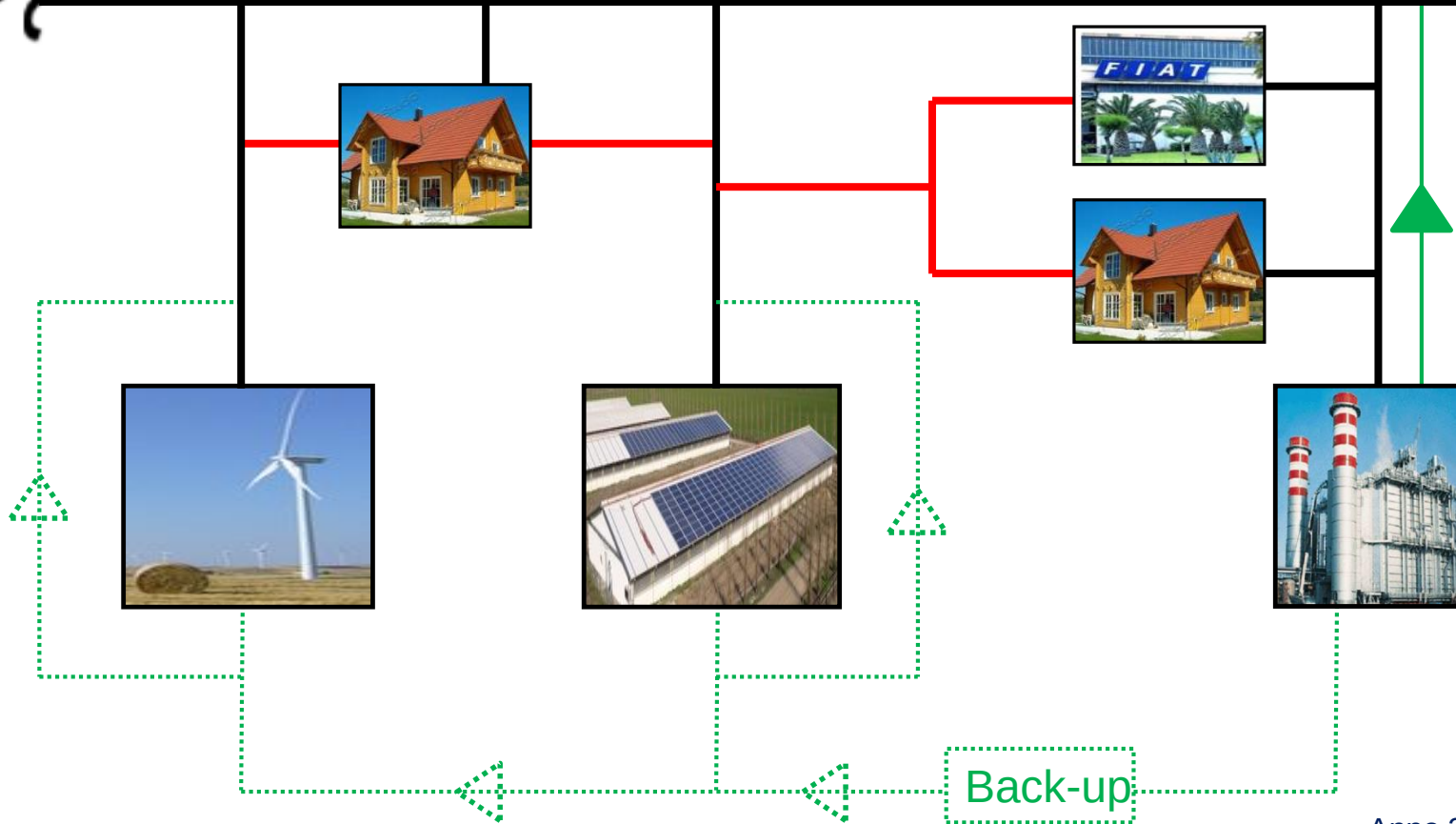
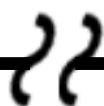
18/19 aprile 2013 Park Hotel ai Cappuccini - Gubbio

Correva l'anno 2013 . . .



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





Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali



??





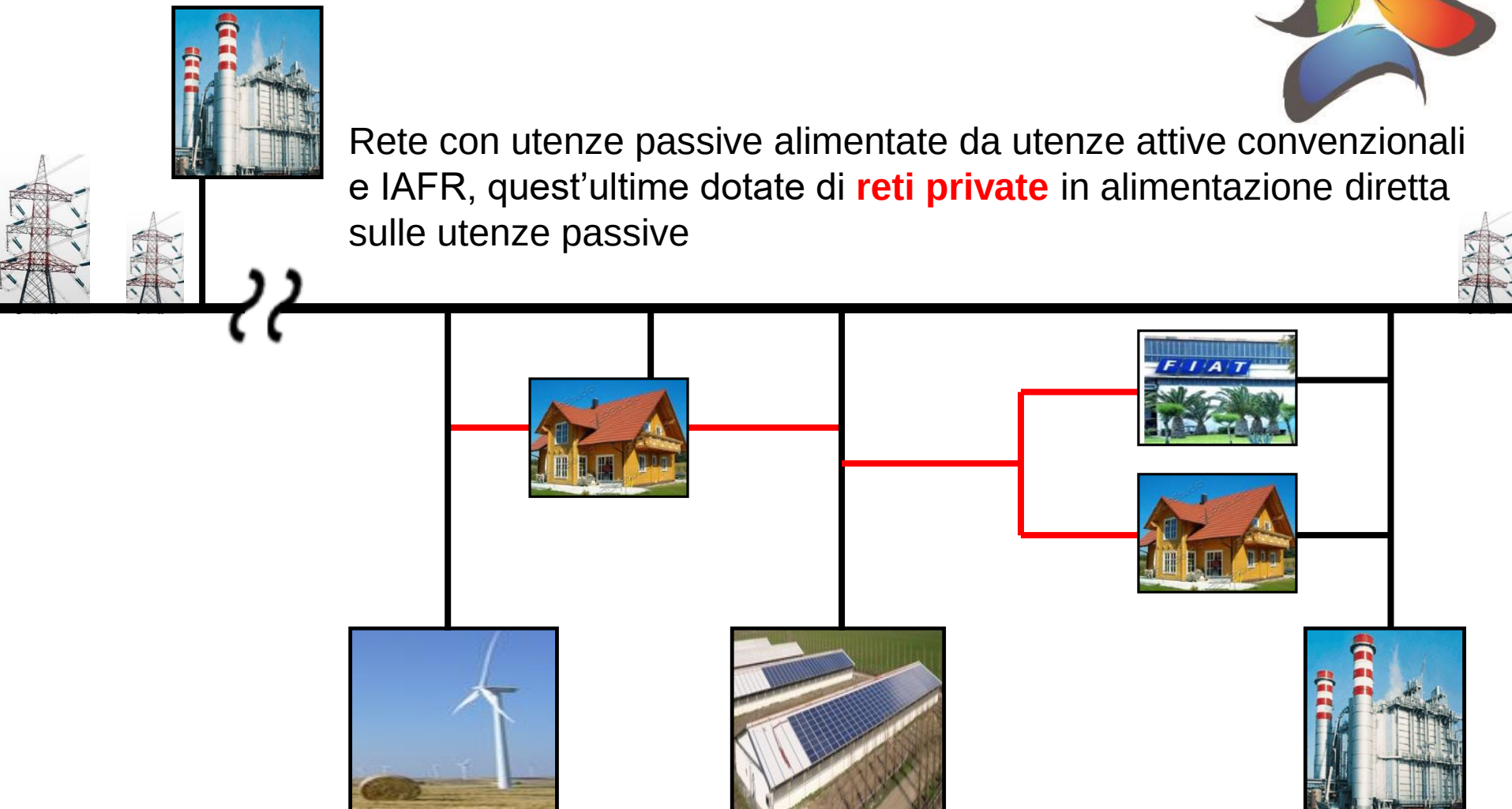
Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR

??





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

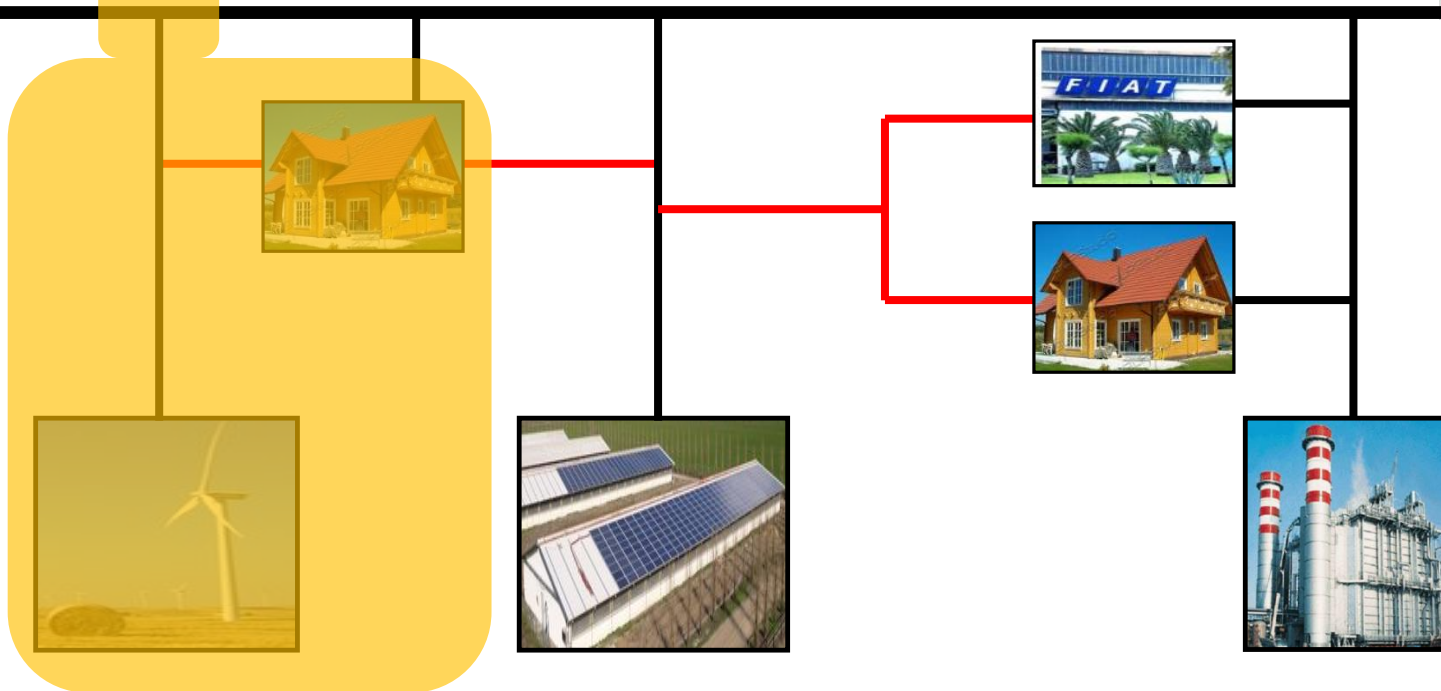
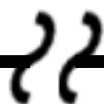




SEU: Sistema Efficiente di Utente.

Caratteristiche: 1 produttore, 1 cliente finale, limite di potenza a 20 MW, b) generazione IAFR/CAR c) **connessione privata** mono-utenza 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.

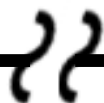




VPS: Virtual Power System

Caratteristiche: aggregazione zonale di impianti IAFR non programmabili

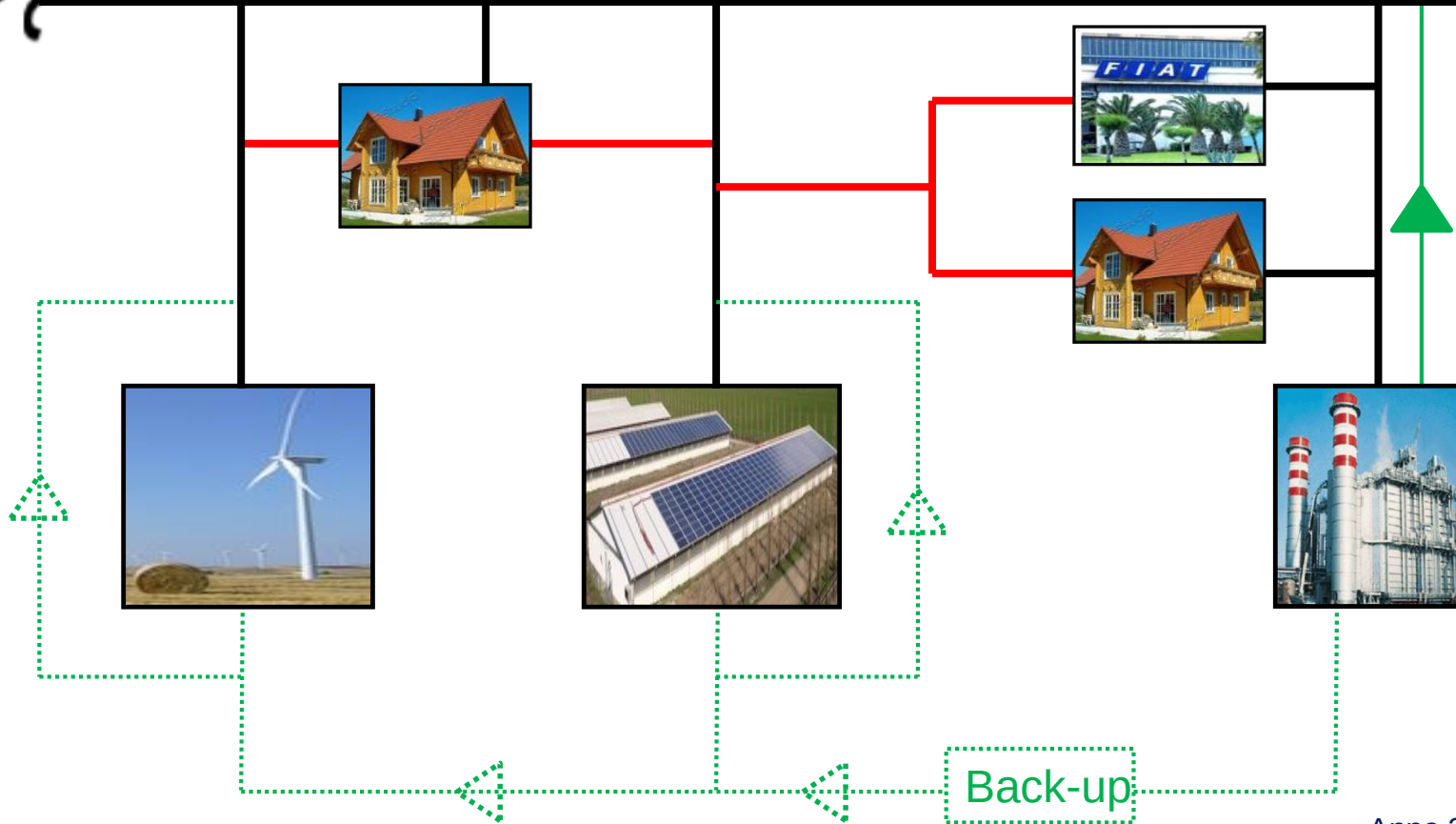
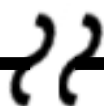
Vantaggi: a livello statistico diminuisce l'errore sulla prevedibilità dei programmi di produzione → migliora il bilanciamento dei flussi di potenza





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

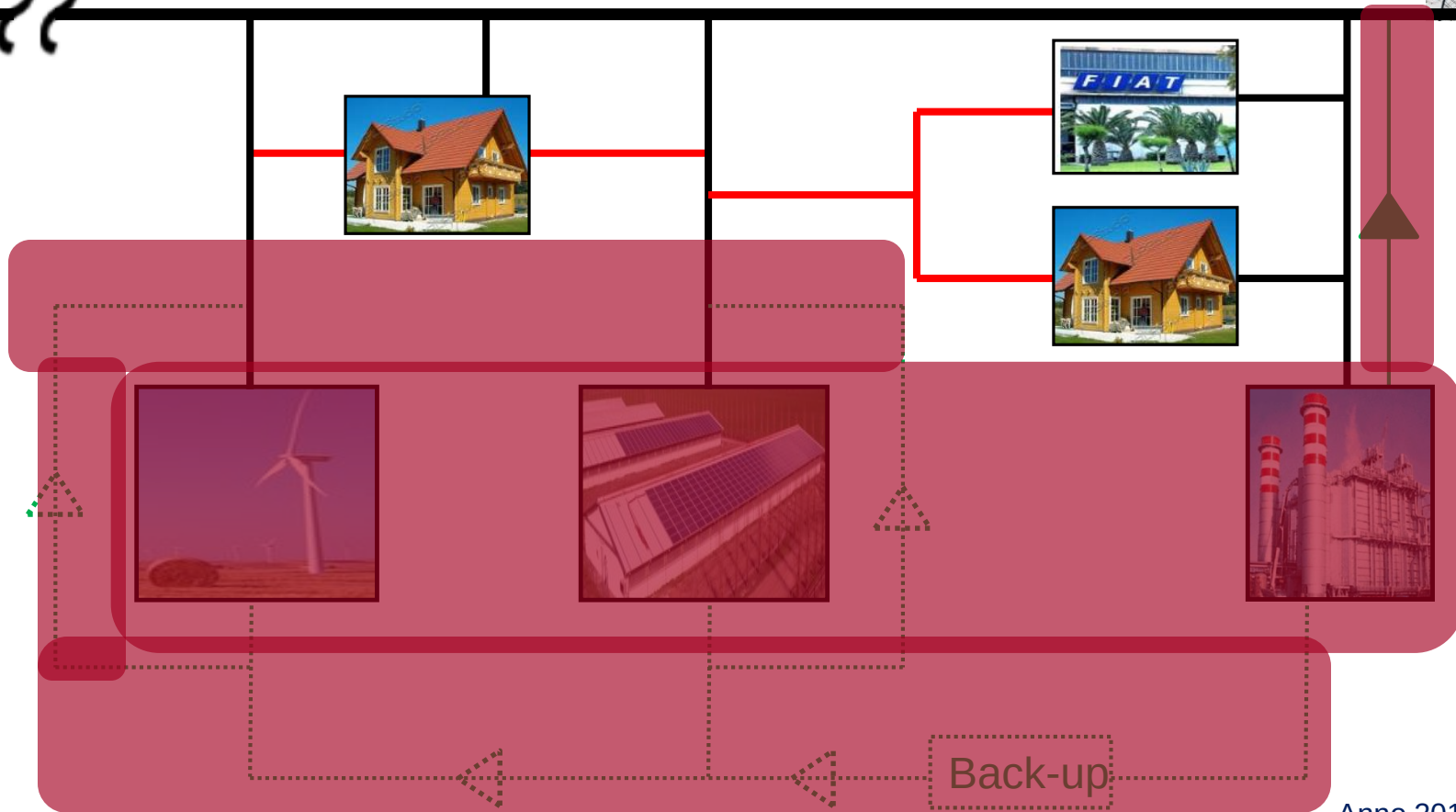




22

di 

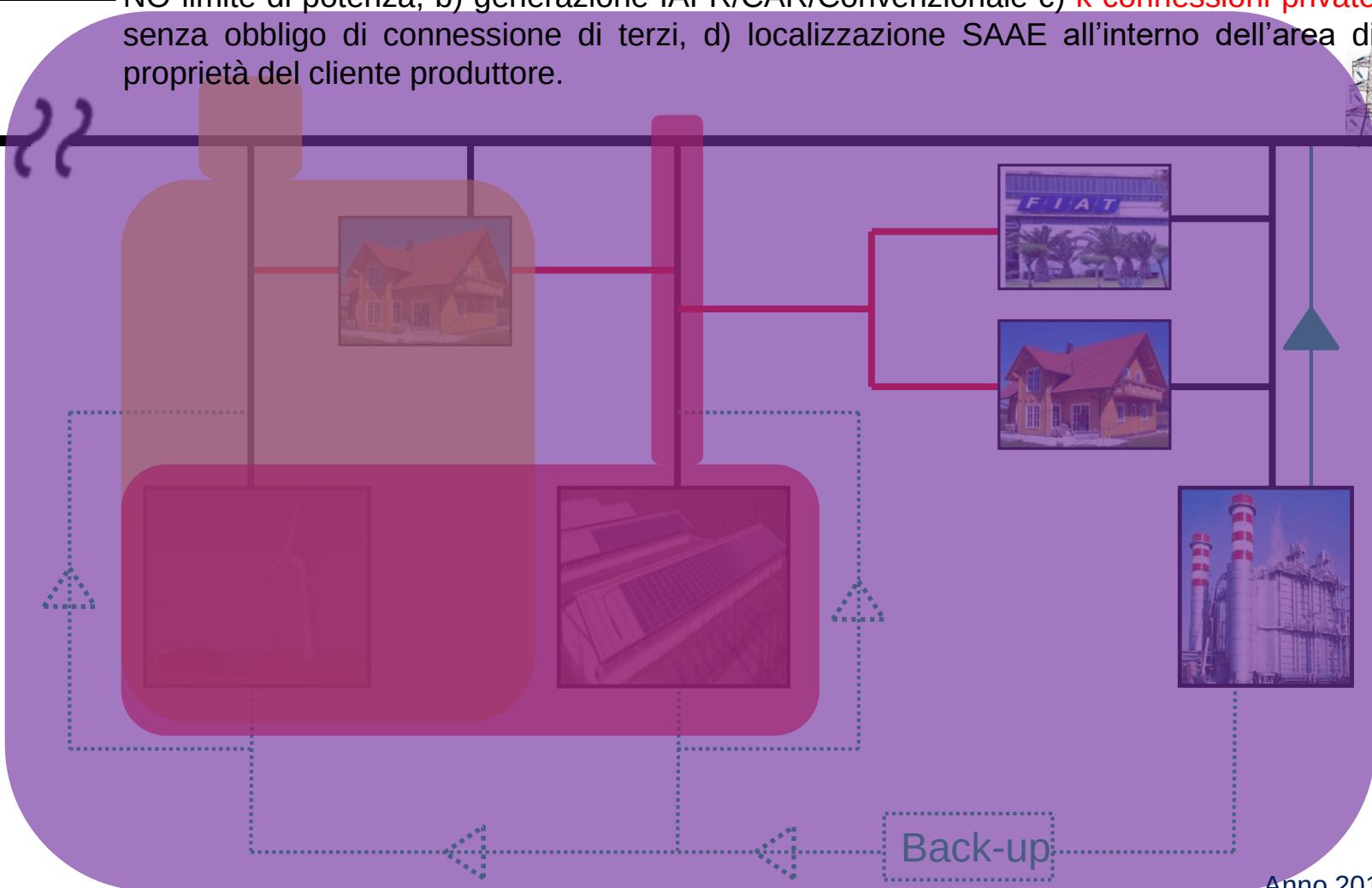
Vantaggi: a livello statistico diminuisce sostanzialmente l'errore sulla prevedibilità dei programmi di produzione → migliora sostanzialmente il bilanciamento dei flussi di potenza





SAAE: Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico

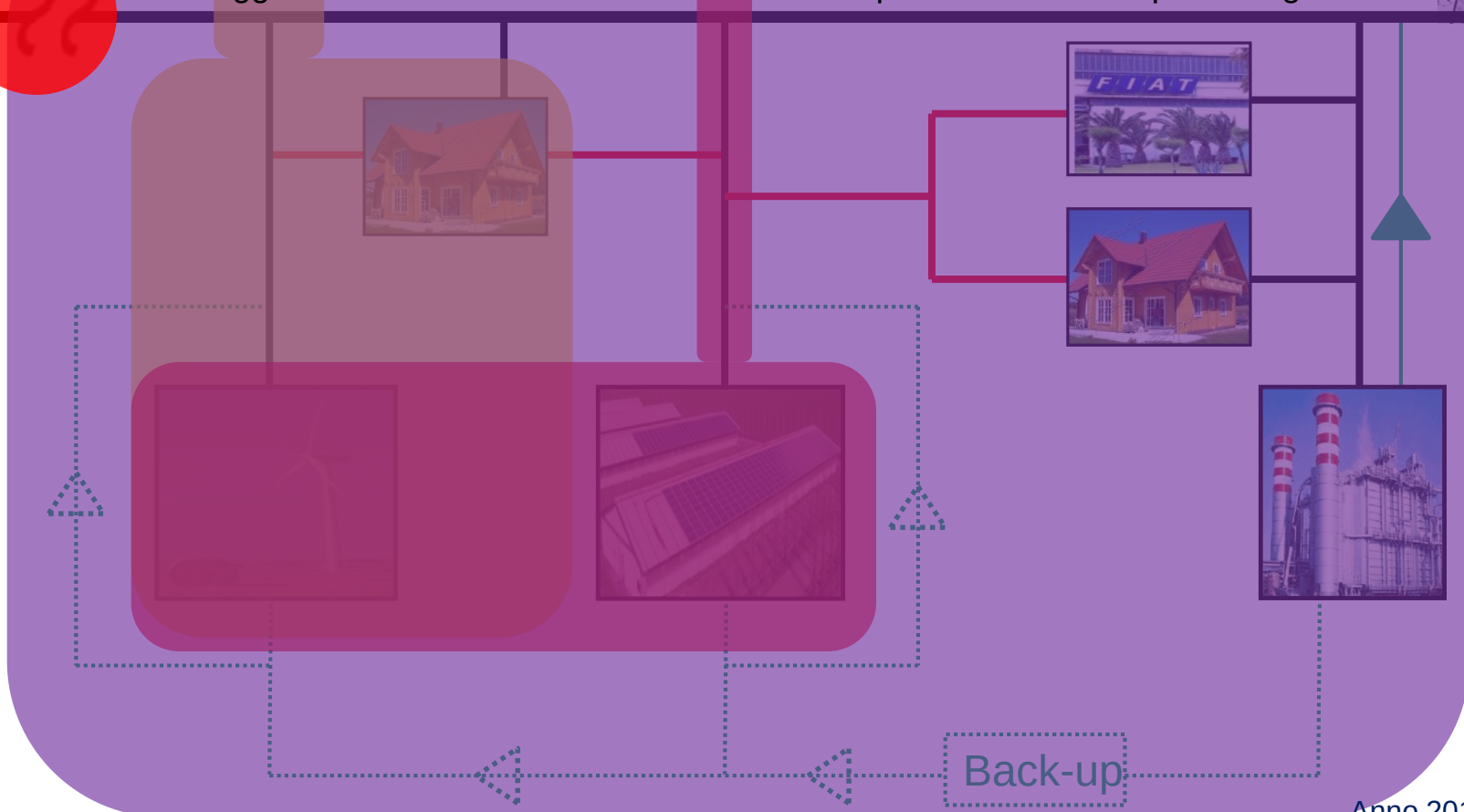
Caratteristiche: n produttori, m clienti finali riconducibili allo stesso gruppo societario, NO limite di potenza, b) generazione IAFR/CAR/Convenzionale c) **k connessioni private** senza obbligo di connessione di terzi, d) localizzazione SAAE all'interno dell'area di proprietà del cliente produttore.





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.

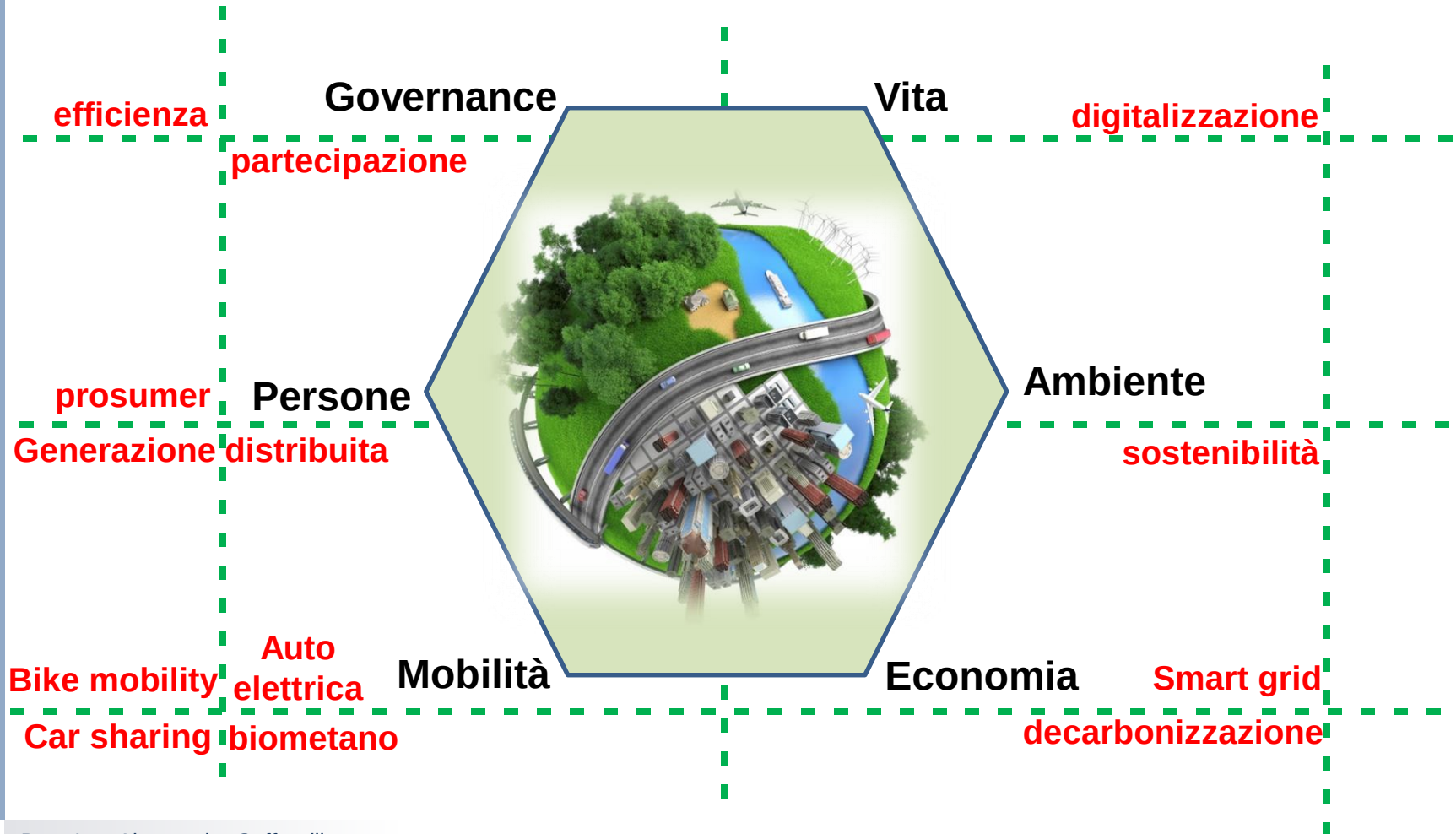


**efficientamento,
digitalizzazione
implementazione GD FER,
Smartizzazione
decarbonizzazione,
decontaminazione**



6 nodi di generazione

per lo sviluppo di una città intelligente, efficiente e sostenibile,
lungo traiettorie principali e secondarie interconnesse



La **decarbonizzazione** è un catalizzatore del processo di smartizzazione urbana



decarbonizzazione



decarbonizzazione



forse anche perché **stiAMO DECONTAMINANDO ?**

Dall'amianto al silicio ...

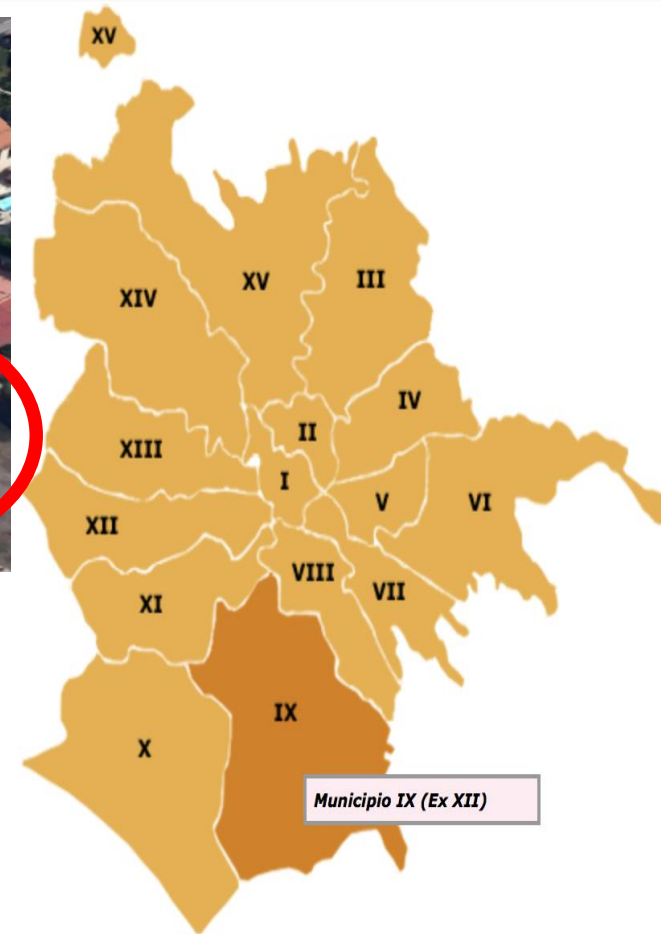
A fine 2012 ammontano a circa **26 mila** gli **impianti fotovoltaici** realizzati **in sostituzione di coperture eternit**: il 26% del totale impianti realizzati su coperture. Questo parco off-
eternit, equivale a **20 chilometri quadrati di amianto rimosso**,
con una tendenza incrementale del 58% rispetto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

forse anche perché **stiAMO DECONTAMINANDO ?**



**AMIANTO
FOTOVOLTAICIZZATO**

Caso studio: tettoia in eternit



Municipio IX (Ex XII)

Cosa fare?

- 1) Sensibilizzazione cittadini per mezzo dello sportello amianto esteso a tutti i Municipi di Roma?
- 2) Fare pressione a livello istituzionale per introdurre detrazioni fiscali del 50%, connesse alla fotovoltaizzazione dell'amianto esercite a livello impiantistico da persone giuridiche. Grazie al recupero di Ires, Irap, Irpef, Iva, il provvedimento è fiscalmente neutro e, nel periodo 2014-2020, avrebbe realizzato più di 13 km² di superficie bonificata, creato più di 1000 posti di lavoro stabili, con un fatturato annuo di circa 300 milioni per le imprese coinvolte.

E i candidati Sindaco cosa ne pensano?



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli



resilienza



TERNA: LA RETE ELETTRICA ITALIANA SUPERA IL TEST ECLISSI

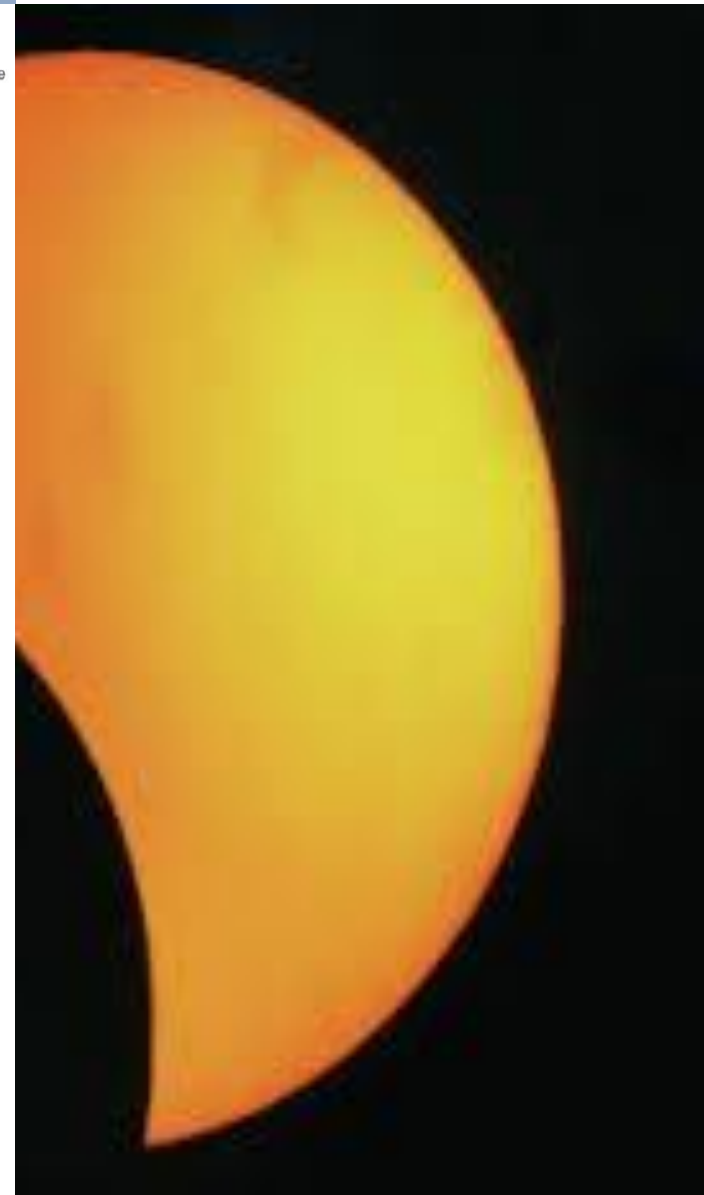
Roma, 20 marzo 2015 – La rete elettrica italiana ha superato a pieni voti il test per le “smart grids” rappresentato dall’eclissi di sole di oggi. La strategia messa a punto nei mesi scorsi dalla task force congiunta dei vari gestori di rete europei, tra cui Terna per l’Italia, si è rivelata lungimirante 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.

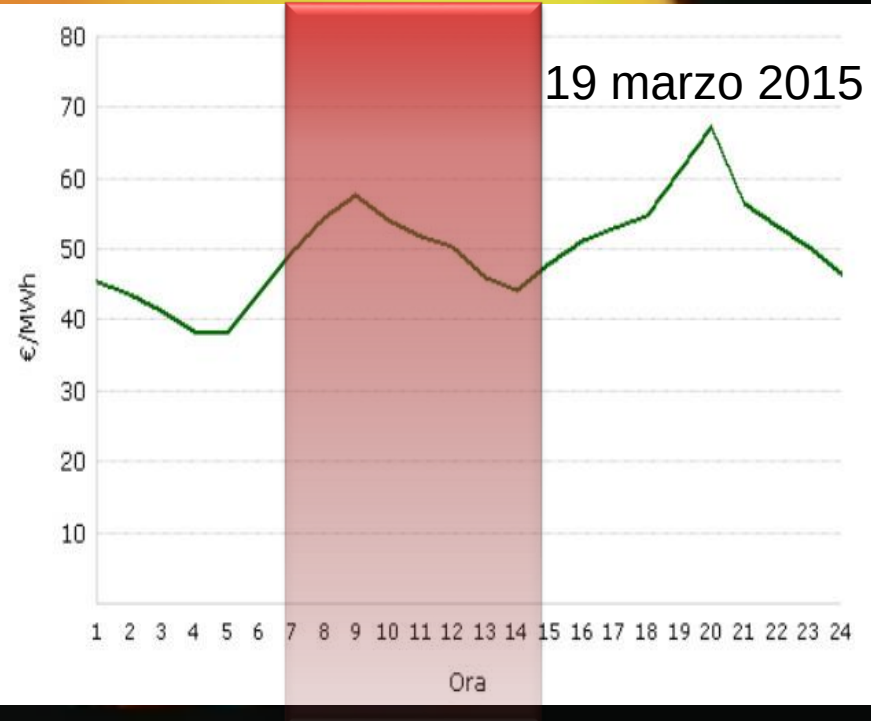
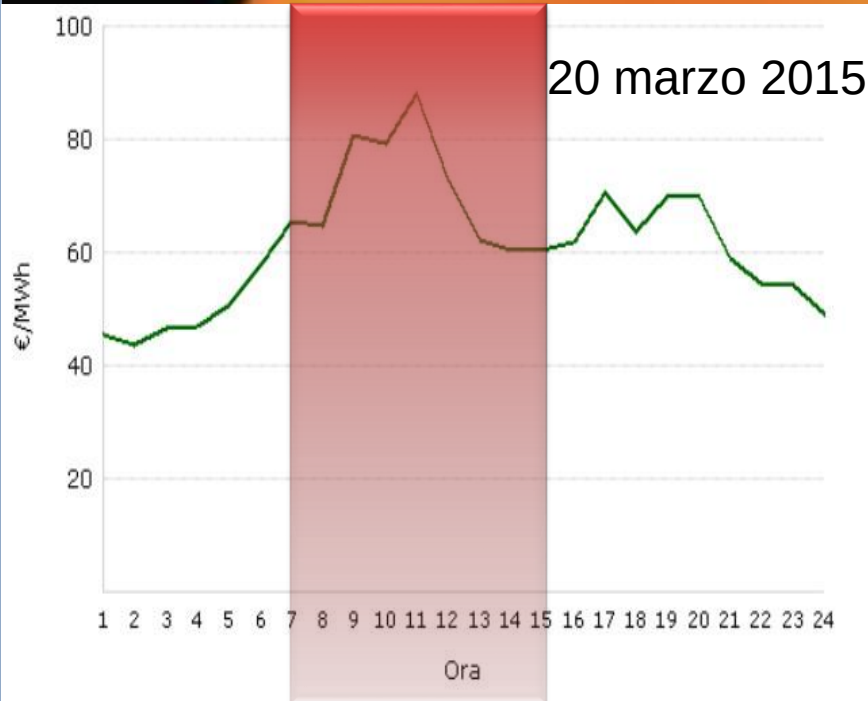
In Italia, il fenomeno astronomico ha comportato **nella prima fase dell’eclissi la perdita di 3.000 megawatt di produzione fotovoltaica**, cui ha fatto seguito nella seconda fase una risalita di oltre 5.000 MW. Le contromisure messe in campo da Terna e condivise nei mesi scorsi con gli altri gestori 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



• 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





..... www.inglessandrocaffarelli.com

dott.Ing Alessandro Caffarelli
Consigliere

