

SEZIONE 3.1

Ruolo delle fonti primarie, pianificazione, smart grids, sistemi di accumulo

Fabio Bignucolo

*Dipartimento di Ingegneria Industriale
Università di Padova*

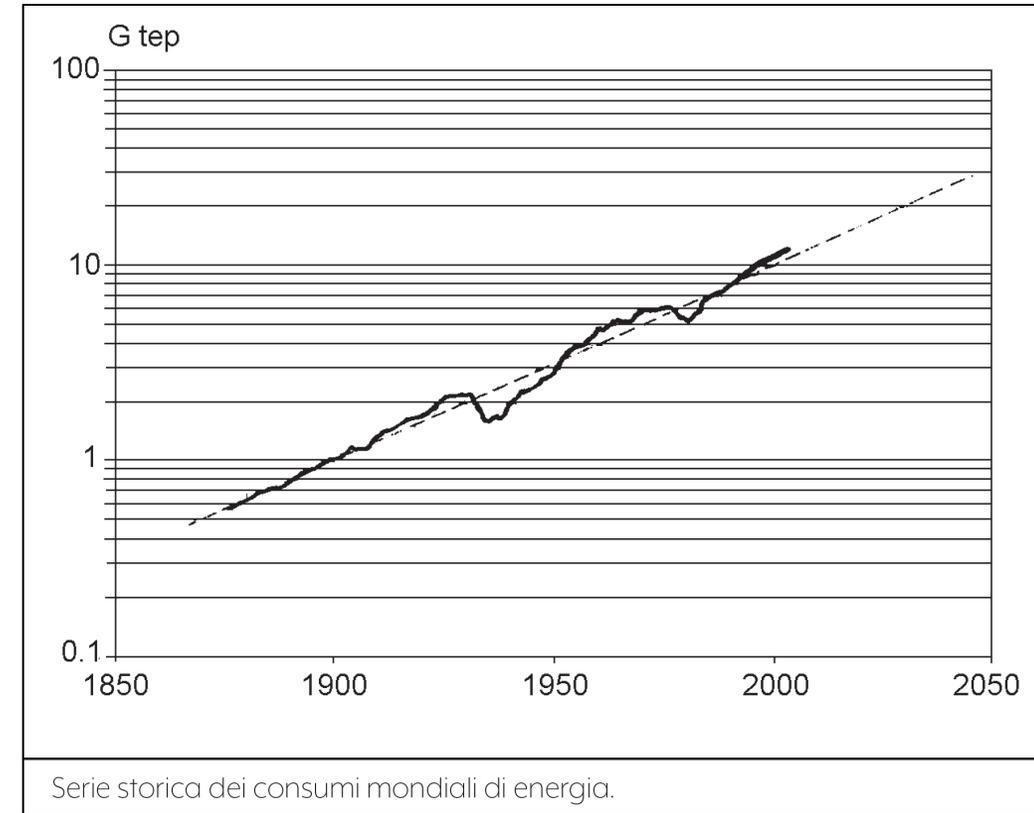
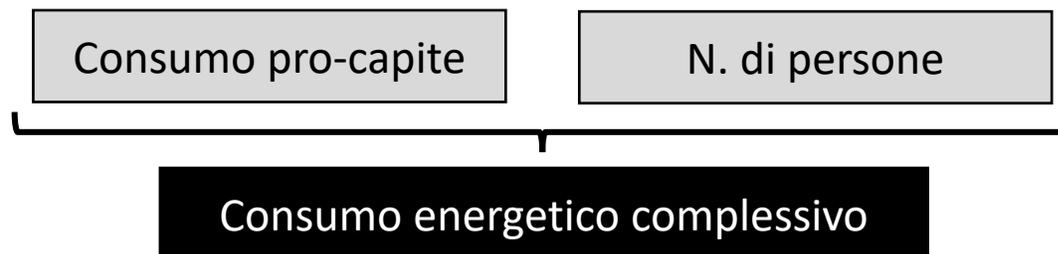
Centro studi Levi Cases



Legame tra consumo energetico e sviluppo economico

Lo sviluppo economico implica un incremento imprescindibile dei consumi?

- Storicamente sì, in quanto in passato l'uomo non ci si è posto il tema dell'esaurimento delle fonti primarie che in quel momento stava usando
- 2.000 kcal (uomo preistorico) → 230.000 kcal (cittadino US)
- Si usa il Prodotto Nazionale Lordo (PNL) come indice di sviluppo economico
- **Correlazione diretta PNL – consumo energetico**
- Come lo sviluppo di colossi economici come Cina e India impatterà sul consumo complessivo di risorse disponibili?
- Quale l'influenza della crescente pressione demografica?



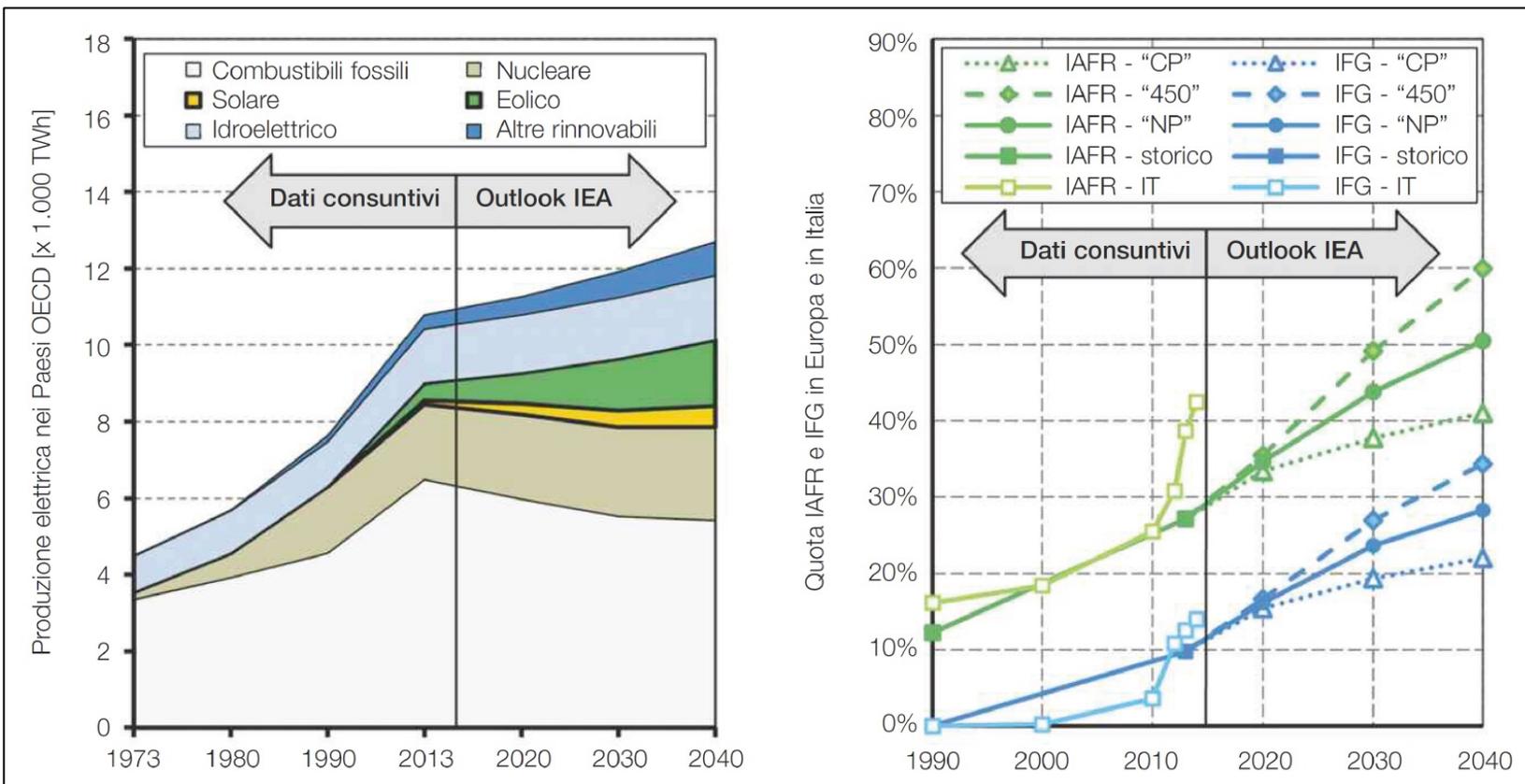
Legame tra consumo energetico e sviluppo economico

Questo trend è destinato a mutare o no?

- Dipende dalle **politiche globali e locali** intraprese dai vari stati
- Maggiore sensibilità alle conseguenze ambientali
- Spesso la politica si confronta anche sugli aspetti ambientali
 - **Sviluppo industriale o rispetto dell'ambiente?** Si tratta di un «o» secco, oppure i due concetti possono convivere entro alcune regole?
- Nei **paesi industrializzati** recentemente si è osservato una riduzione della dipendenza tra PNL e consumi energetici
 - Attenzione alle tematiche ambientali → Efficienza energetica
 - Conversione delle attività produttive (Industria pesante → Industria elevato contenuto tecnologico)
 - Attività manifatturiera → Settore terziario/servizi
- E nei **paesi in via di sviluppo?**
 - Ripercorreranno il percorso seguito dai paesi ora industrializzati?
 - Come gestiranno la crescente pressione demografica?

Legame tra consumo energetico e sviluppo economico

Il consumo energetico a livello mondiale è destinato a aumentare, seppur con una derivata attenuata



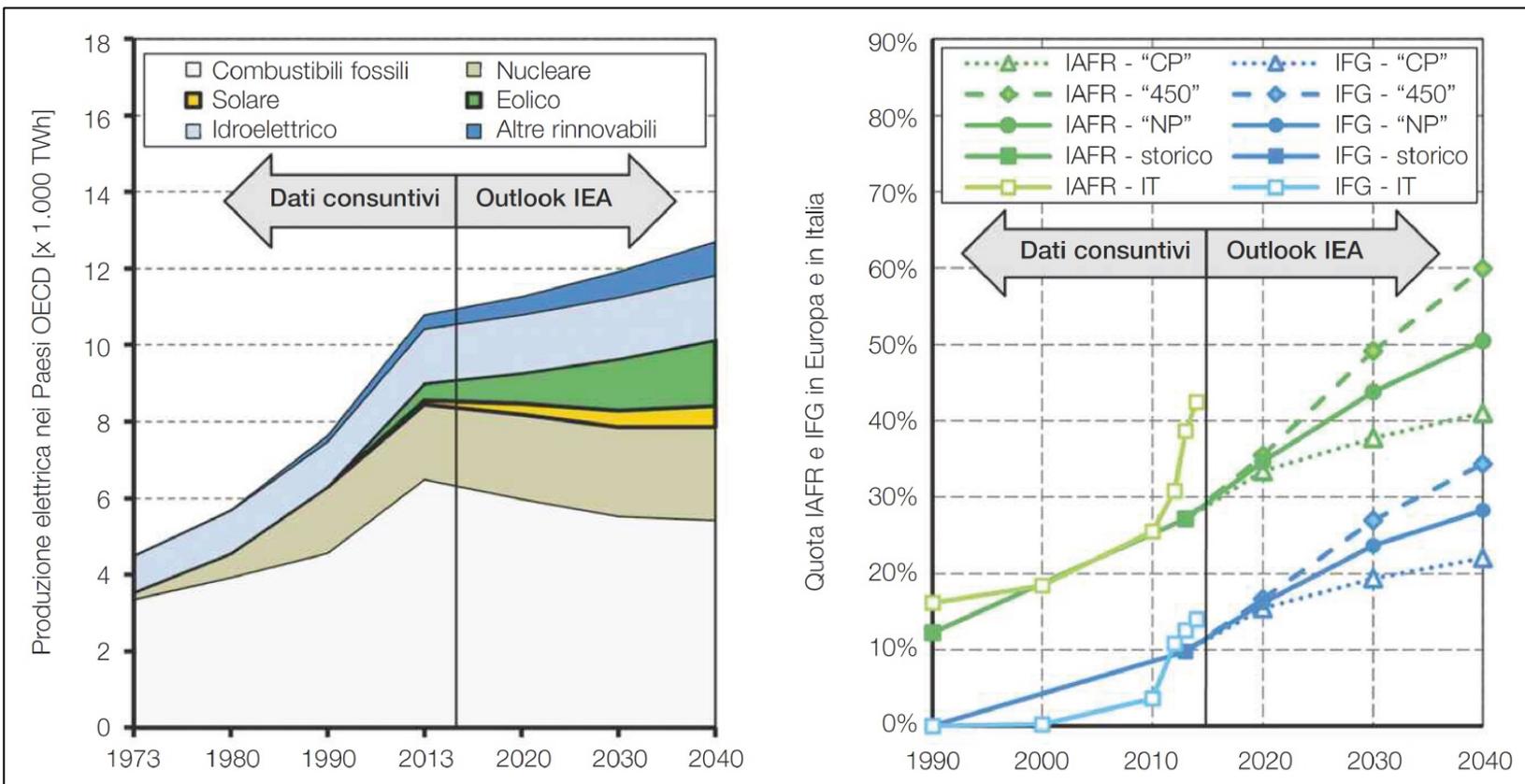
- Nel **passato**, diffusione crescente delle IAFR sostenute da significativi meccanismi di incentivazione economica
- Nel **prossimo futuro**, decrescita progressiva delle incentivazioni erogate, in linea con il calo di costi della tecnologia
- **Obiettivo**: sviluppo industriale di impianti IAFR, in grado di sostenersi economicamente senza incentivazioni specifiche (*market-parity*)

IAFR: Impianti Alimentati a Fonte Rinnovabile (in letteratura si trovano anche altre diciture, ad esempio RESs, Renewable Energy Sources)

OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development

Legame tra consumo energetico e sviluppo economico

Il consumo energetico a livello mondiale è destinato a aumentare, seppur con una derivata attenuata



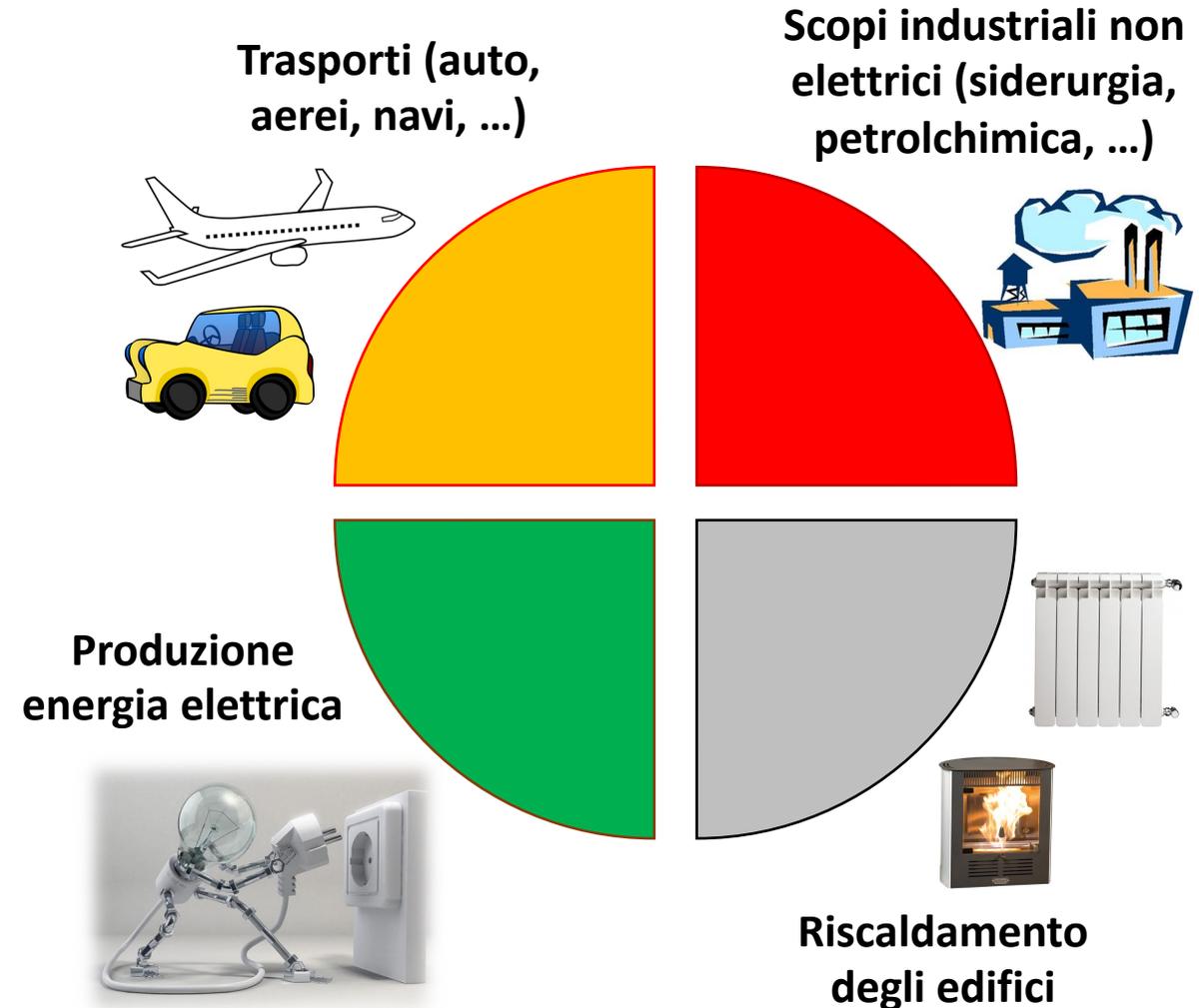
- La diffusione di IAFR nel settore elettrico introduce nuove sfide:
 - **Dimensione degli impianti e diverso impatto ambientale**, rispetto agli impianti fossili
 - Larga diffusione di sistemi statici o comunque interconnessi tramite inverter (**IFG**)
 - **Riduzione dell'inerzia della rete** (richiesta inerzia virtuale/sintetica)

IFG: Inertia-Free Generators. Fanno parte di questa categoria gli impianti fotovoltaici, gli impianti eolici e tutti i sistemi interconnessi alla rete tramite inverter, se non controllati per fornire un contributo inerziale intenzionale (inerzia virtuale o sintetica)

Struttura dei consumi energetici

Ripartizione dei consumi finali di energia

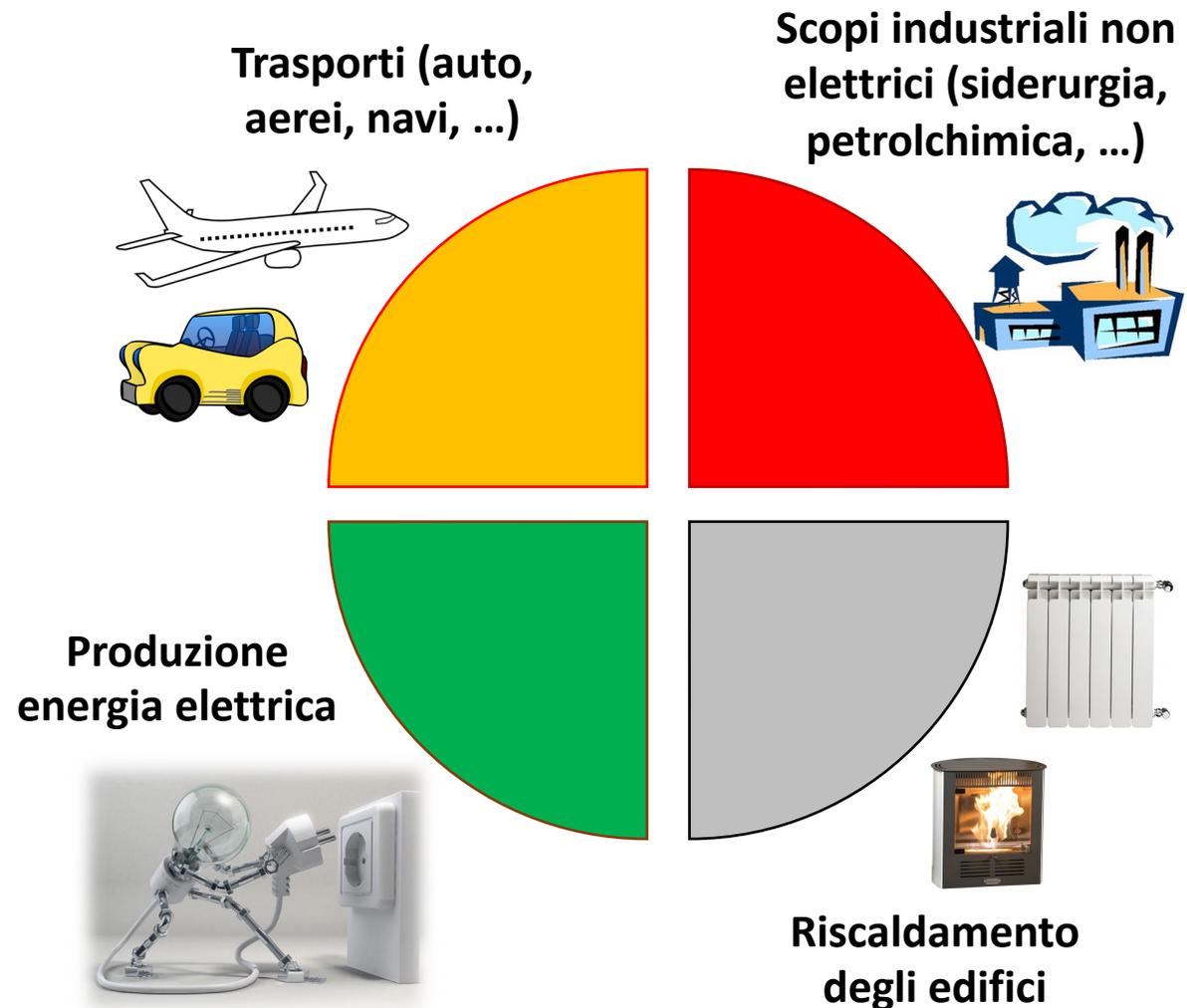
- Ripartizione mondiale bilanciate in 4 macro-settori energetici
- Variazioni anche significative possono manifestarsi a livello continentale/nazionale/locale in funzione di molti aspetti:
 - Condizioni climatiche
 - Disponibilità locale e costo delle materie prime
 - Strategie ambientali
 - Scelte politico-strategiche su
 - Ripartizione attività produttive interne
 - Approvvigionamenti energetici



Struttura dei consumi energetici

Ripartizione dei consumi finali di energia

- Lo sviluppo dei vari settori, e quindi dei vari vettori energetici, ha portato allo sviluppo di infrastrutture estese e complesse (rete elettrica, metanodotti, distribuzione petrolifera, ecc.)
 - Tempi di realizzazione delle infrastrutture (10s anni)
- Diversa utilizzazione energetica → Tempi di conversione significativi
 - Fattibilità tecnica
 - Modifica/integrazione delle infrastrutture
 - Dinamicità al cambiamento da parte degli utilizzatori energetici («viscosità al cambiamento delle abitudini consolidate»)

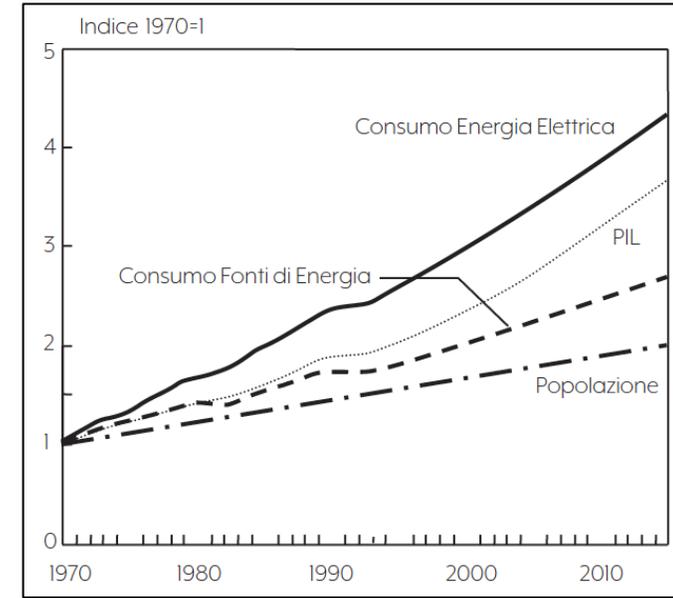


Su quale infrastruttura agire?

Elementi di valutazione per la scelta strategica

1. Flessibilità al cambiamento della infrastruttura esistente (ovvero modificabilità dal punto di vista tecnico in tempi ragionevoli)

- Il sistema elettrico è il più facilmente modificabile in termini di input energetico, in quanto è possibile lasciare inalterata (o quasi) la maggior parte della propria struttura (trasmissione, distribuzione e utilizzazione)
 - Devono essere analizzate le localizzazioni di fonti primarie e centri di consumo
 - Potenziamento delle infrastrutture di trasporto
 - Deve essere verificata la stabilità del sistema
 - Stabilità della frequenza, regolazione di tensione, aleatorietà delle fonti primarie, solidità del mercato, ecc.
- La correlazione tra sviluppo economico e consumo elettrico è più forte di quella vista in precedenza con il consumo energetico complessivo
 - Perché? Flessibilità, pulizia e capillarità del vettore elettrico, indispensabilità nell'uso delle moderne apparecchiature



Valori normalizzati a 1 nel 1970

Elettrificazione dei consumi finali

Su quale infrastruttura agire?

Elementi di valutazione per la scelta strategica

1. Flessibilità al cambiamento della infrastruttura esistente (ovvero modificabilità dal punto di vista tecnico in tempi ragionevoli)
2. Possibilità di comportare vantaggi anche in altri settori energetici

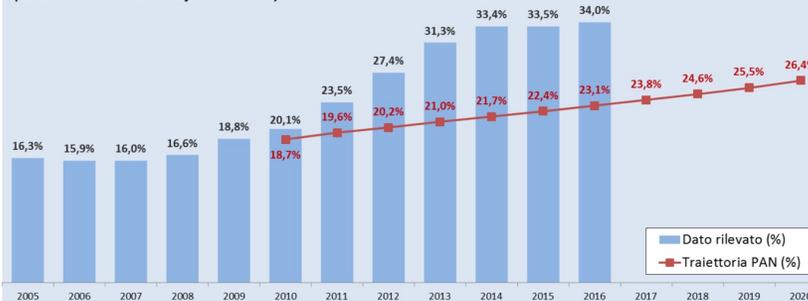
Trasporti

Grafico 2 - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti coperta da FER (target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il settore Trasporti)



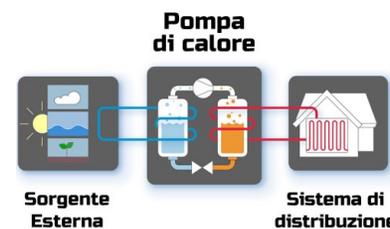
Energia elettrica

Grafico 3 - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (obiettivo settoriale Elettrico fissato dal PAN)



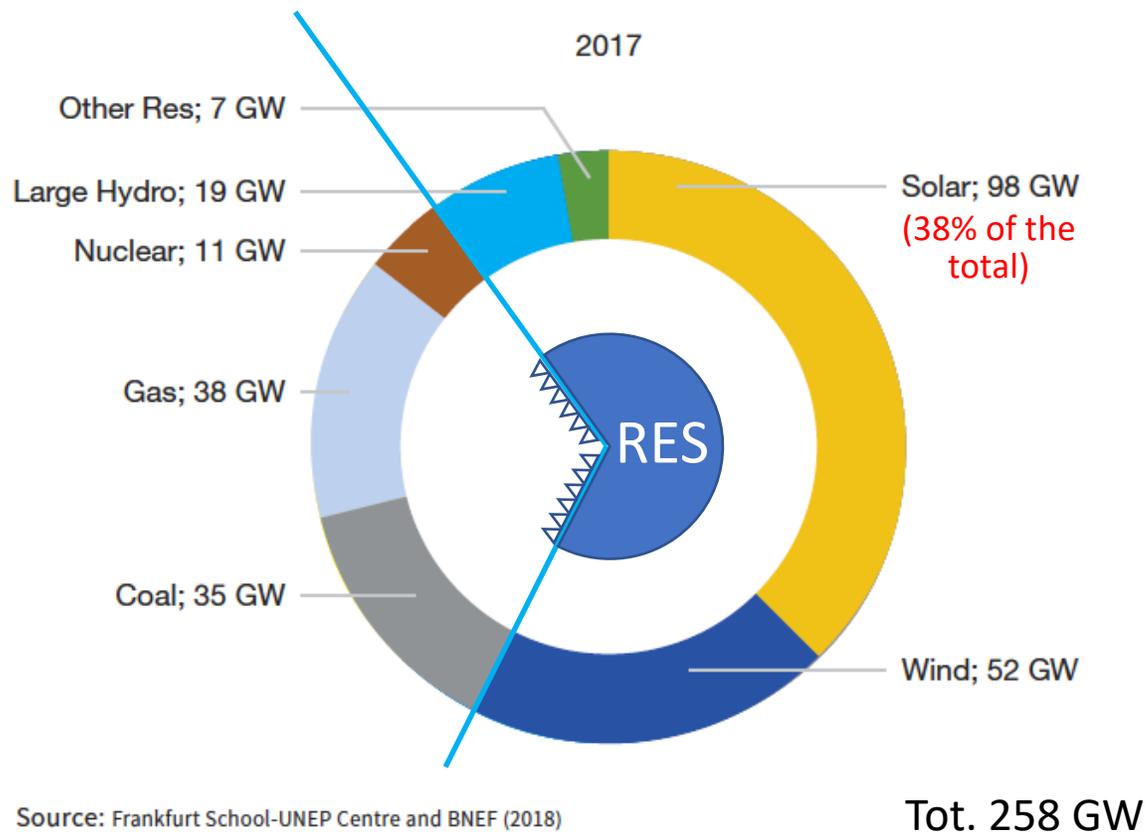
Energia termica

Grafico 4 - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER (obiettivo settoriale Termico fissato dal PAN)



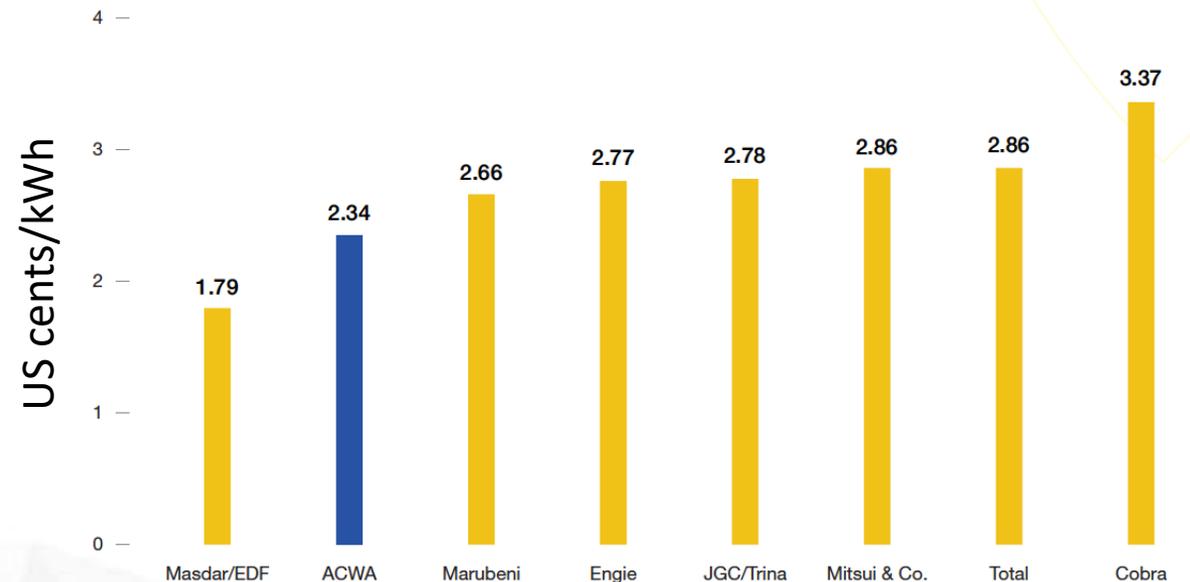
Su quali fonti si investe in nuovi impianti di generazione elettrica?

FIGURE 1 NET POWER GENERATING CAPACITY ADDED IN 2017
BY MAIN TECHNOLOGY

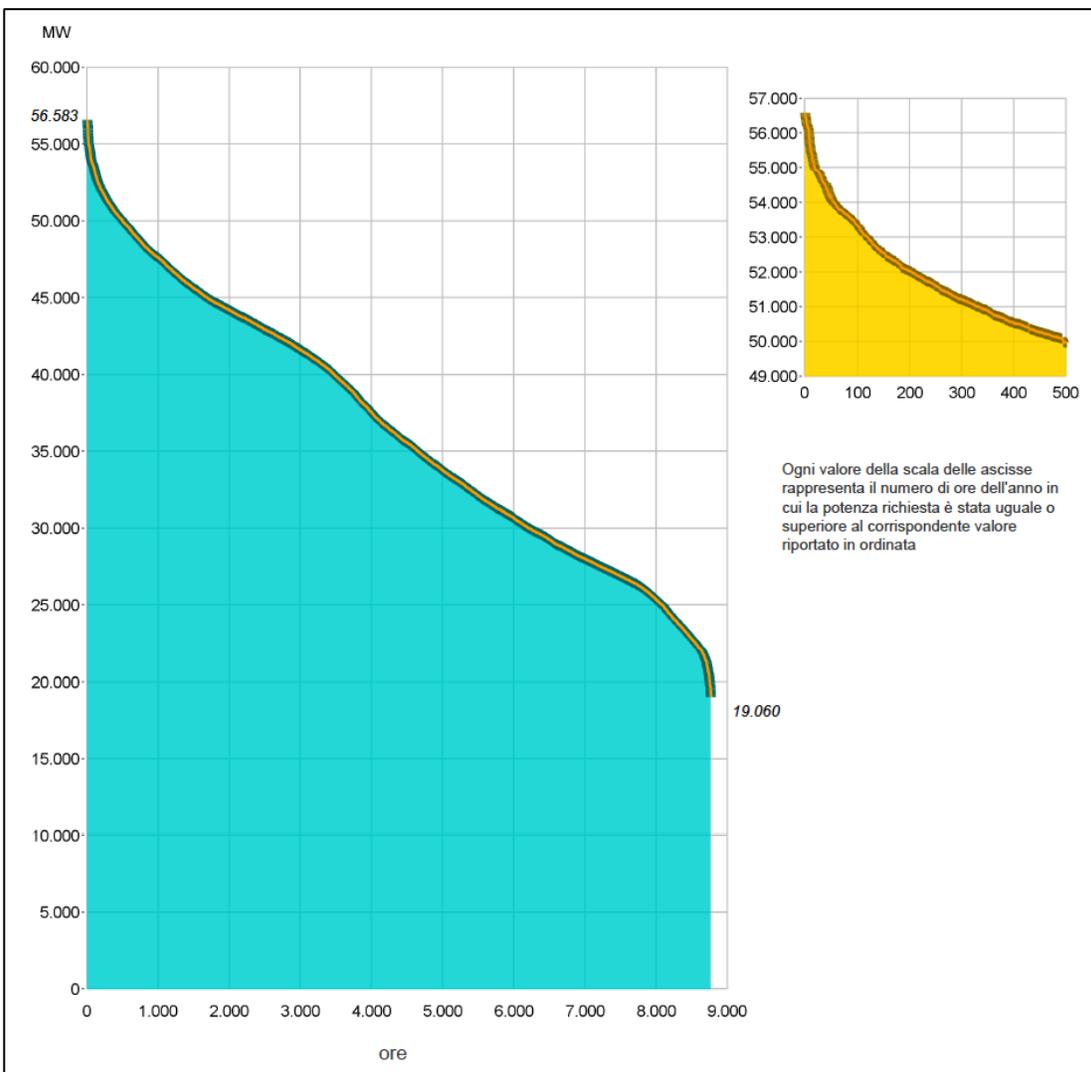


- **FV ha la maggiore potenza installata nel 2017 (mondo)**
- Il costo del kWh FV è ora comparabile con altre fonti in alcune località, in alcune hp

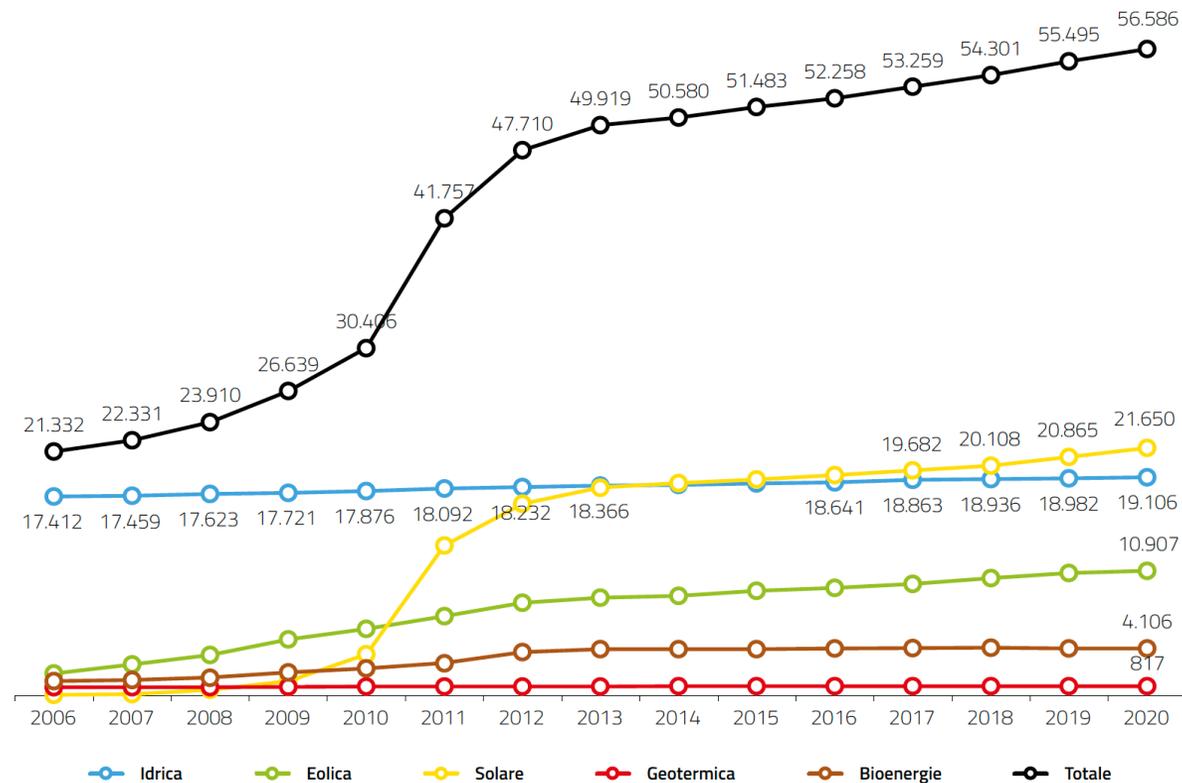
FIGURE 3 TOP 8 TECHNICAL BIDS FOR 300 MW SAKAKA PV PROJECT IN SAUDI ARABIA



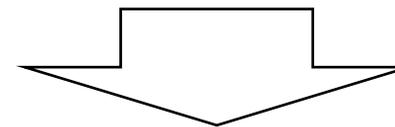
Sfruttamento delle rinnovabili – IT 2020



Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 2017



Evoluzione della potenza installata IT di impianti IAFR [MW]



Soggette alla **disponibilità della fonte primaria**, che è necessario caratterizzare con molta cura

Generazione e consumo di energia elettrica

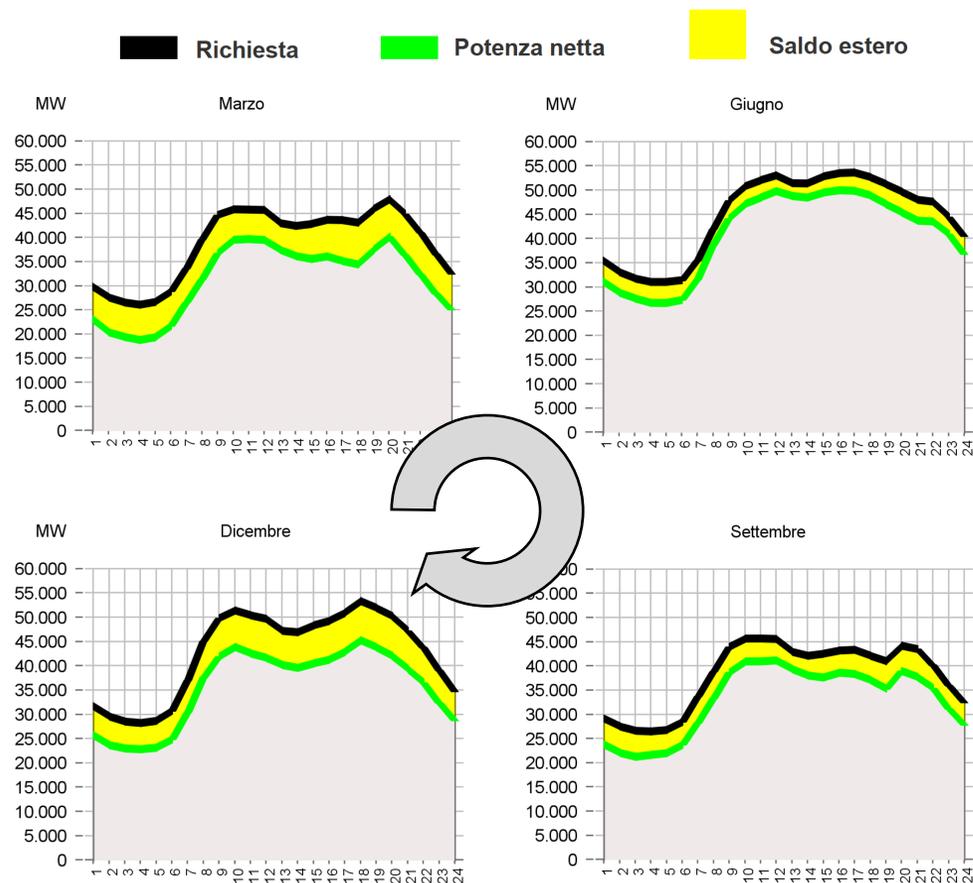
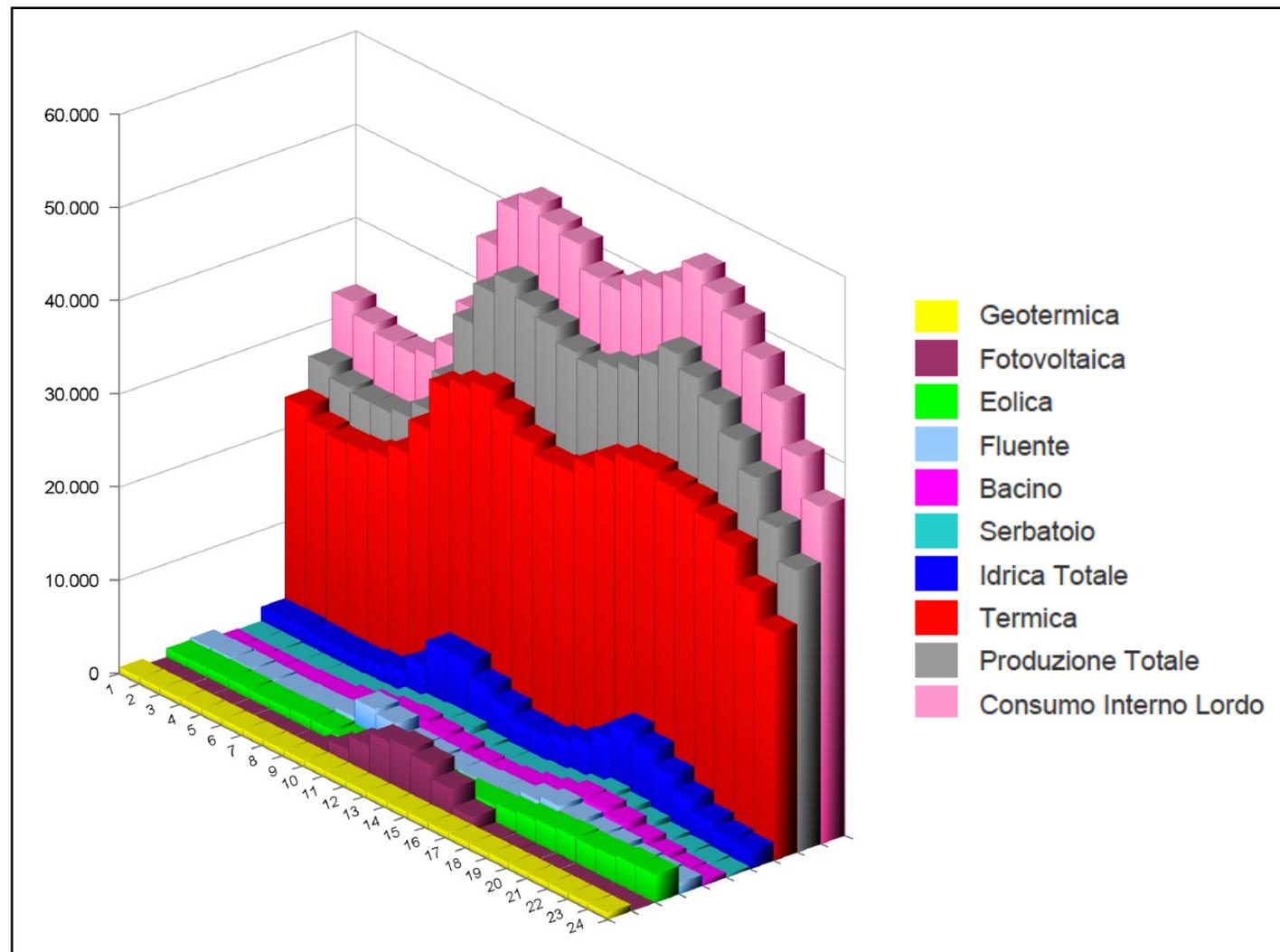
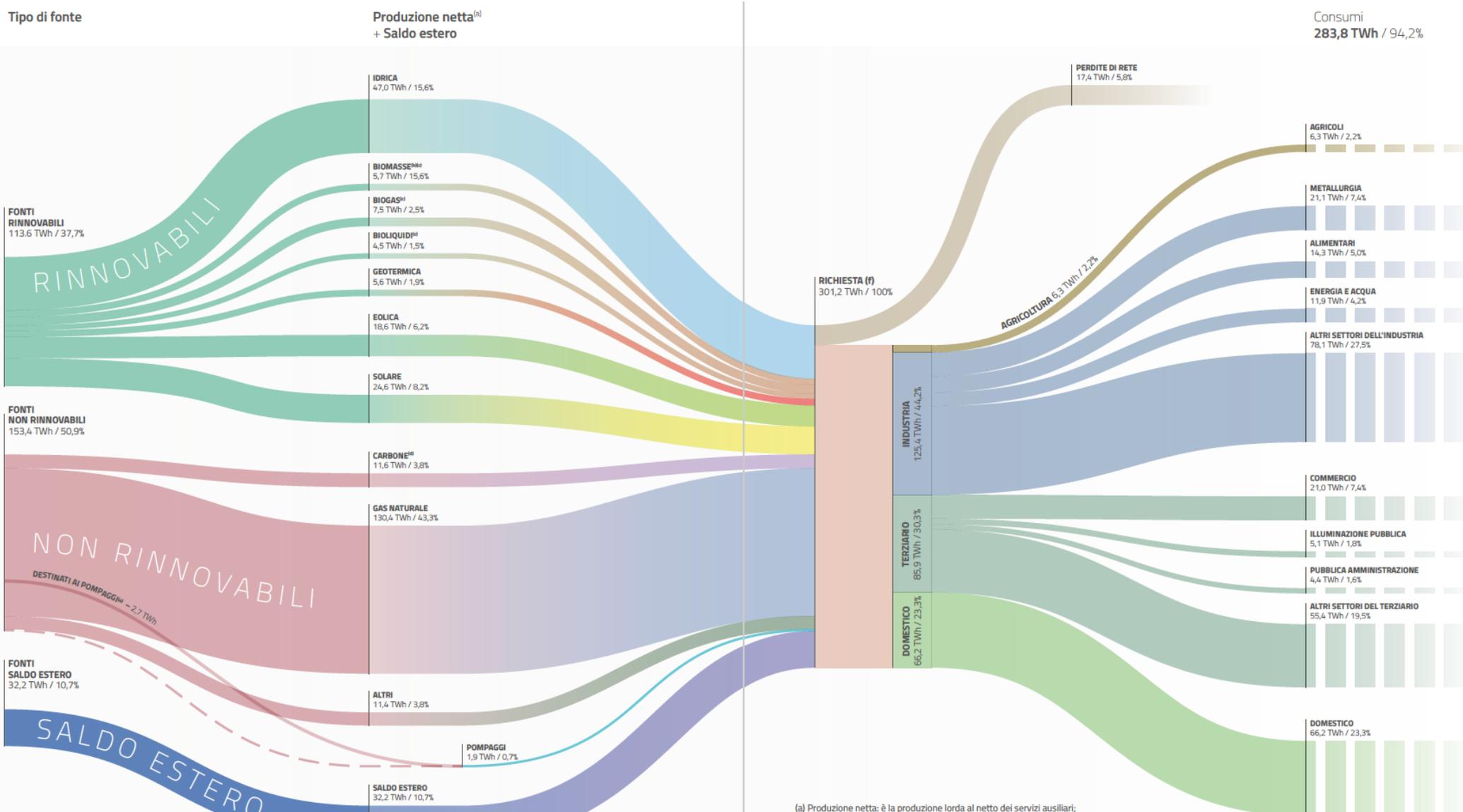


Diagramma giornaliero della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 3° mercoledì di alcuni mesi del 2017



Potenza oraria relativa al consumo interno lordo di energia elettrica in Italia nel 3° mercoledì del mese di dicembre 2017 (in [MW]) 12

Generazione e consumo di energia elettrica – IT 2016



Centrali nucleari in EU



Bilancio elettrico nazionale nel 2020 (effetto COVID)

(a) Produzione netta: è la produzione lorda al netto dei servizi ausiliari;
 (b) Include la parte biodegradabile dei rifiuti;
 (c) Al netto della parte non biodegradabile dei rifiuti solidi urbani, contabilizzati negli altri combustibili;
 (d) Carbone + Lignite;
 (e) L'energia destinata ai pompaggi viene convenzionalmente detratta dalla produzione termica non rinnovabile.
 (f) La richiesta di energia elettrica coincide con la somma tra produzione netta, saldo import/export e pompaggi

Pianificazione e gestione

Lungo termine (pluriennale)

Pianificazione della produzione elettrica

Scelta del piano di **ubicazione** e della **taglia** degli impianti di caratteristiche convenienti per la produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica

- Previsione del carico
- Previsione dei picchi di potenza
- Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica
- Integrazione di IAFR e stoccaggi

Ottimizzazione del parco di generazione

Breve termine (giorni)

Gestione economica del parco di generazione elettrica

Garantire il soddisfacimento del carico nel modo **meno oneroso possibile**, note le caratteristiche del parco di generazione disponibile ed i vincoli di rete:

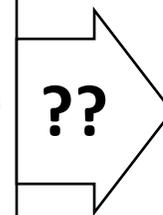
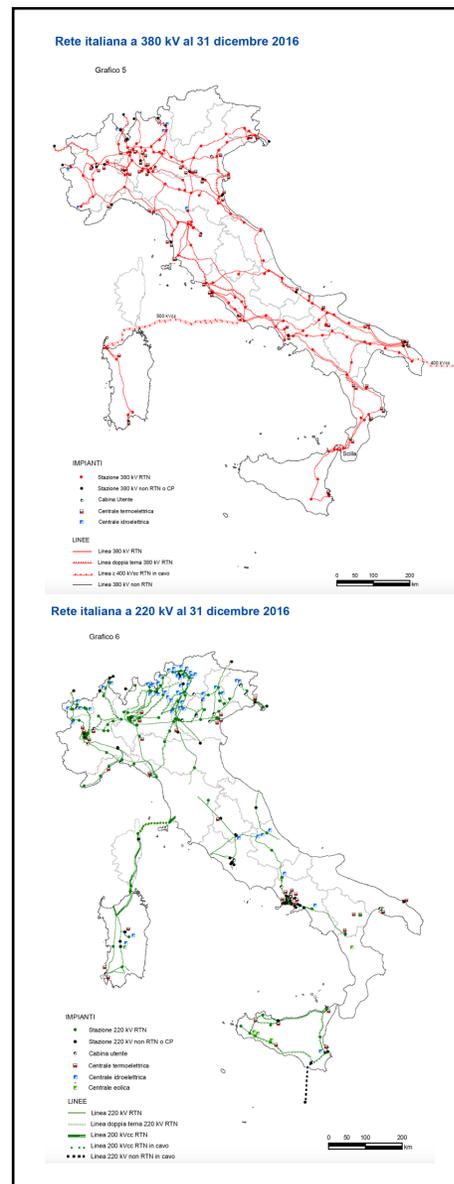
- Gestione centralizzata (monopolistica)
- Gestione di mercato

Conformazione del parco di generazione e vincoli di rete

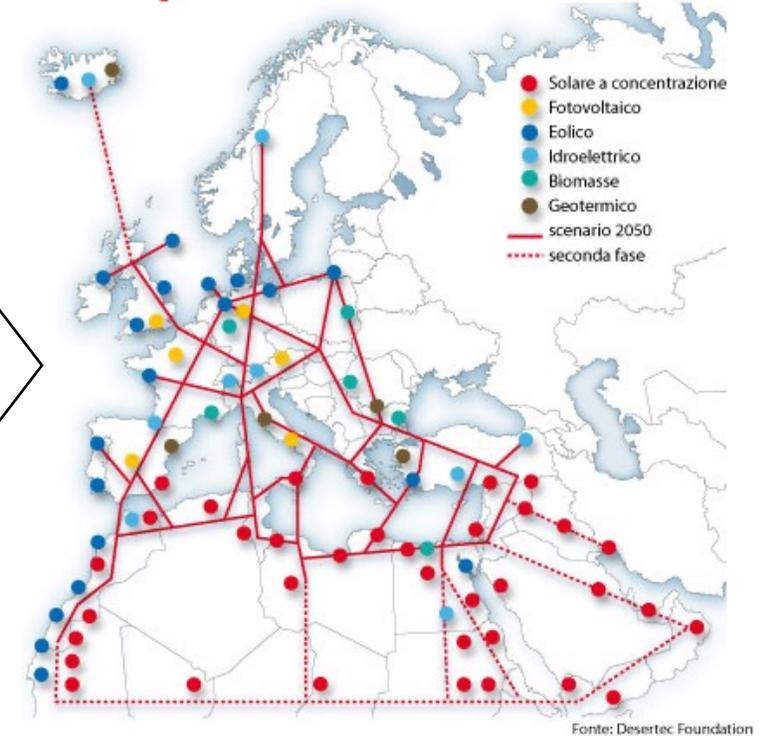
Pianificazione a lungo termine

Aspetti tecnici ed economici coinvolti

- Parco di produzione:
 - Fonti energetiche disponibili (in luoghi e tempi diversi)
 - Caratteristiche tecniche e di costo degli impianti di generazione realizzabili
- Struttura del sistema elettrico (rete elettrica)
 - Caratteristiche del sistema di produzione e locazione degli impianti
 - Localizzazione dei centri di consumo
 - Configurazione geografica dell'area di analisi
 - Caratteristiche tecniche e di costo degli impianti stessi per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica



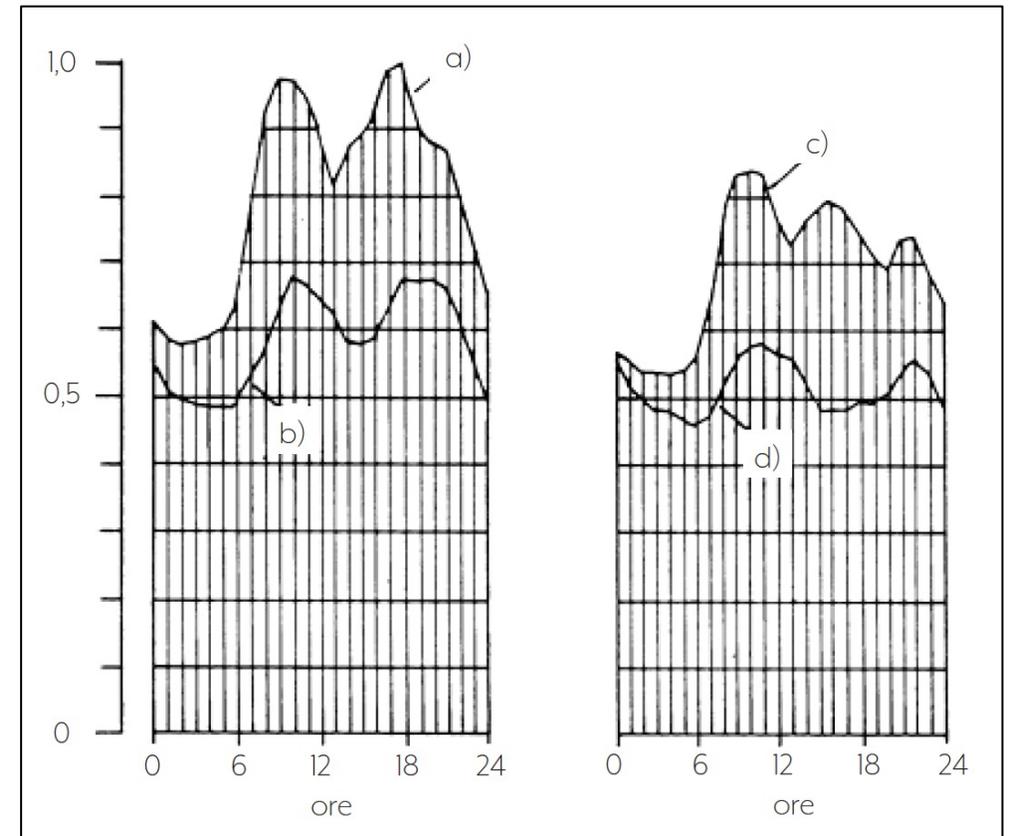
La super rete elettrica del futuro



Previsione del picco (massima potenza prelevata)

$$\text{Produzione} = \text{Consumo} + \text{Perdite di rete} \pm \text{Accumulo}$$

- Al momento non sono presenti sistemi di accumulo elettrico di taglia comparabile con il carico complessivo
- Istante per istante, **produzione = carico (+ perdite)**
 - Se a livello istantaneo il carico (+ perdite) fosse maggiore della produzione →
Rallentamento delle macchine rotanti →
Abbassamento della frequenza
- È richiesto un dimensionamento del sistema per coprire la massima potenza richiesta →
Fabbisogno di potenza alla punta
- Le maggiori variazioni si hanno su base giornaliera

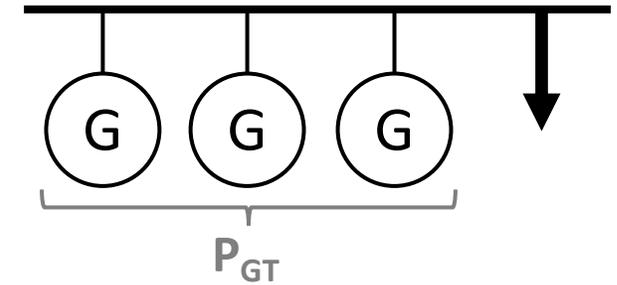


Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

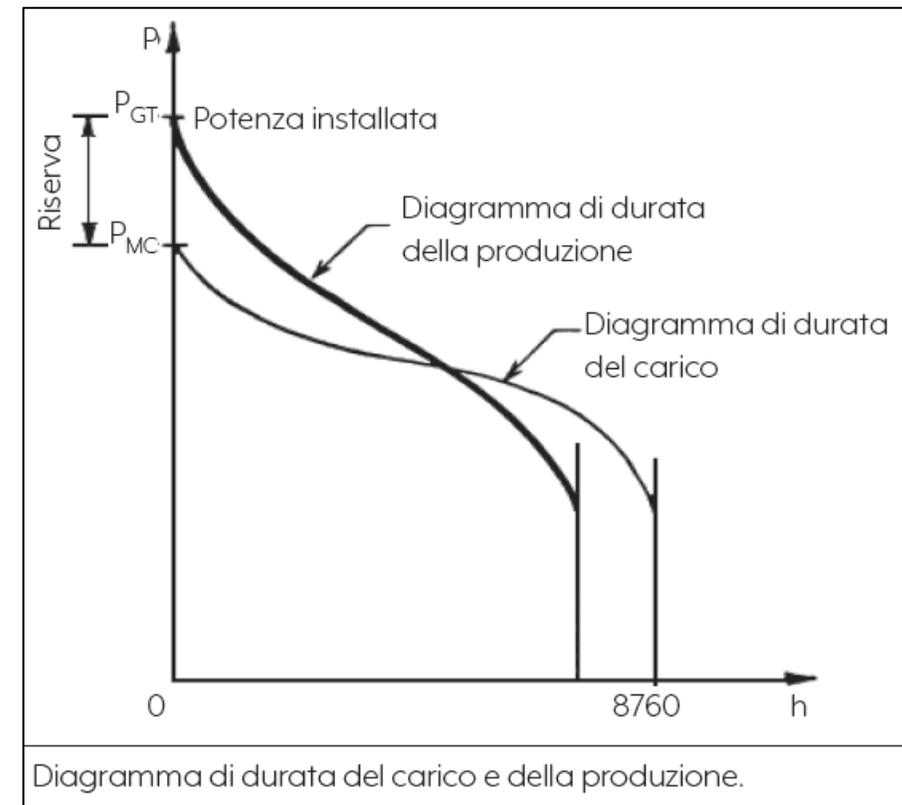
- La **composizione del sistema di produzione** dipende da
 - Costo d'investimento dei diversi tipi di impianto realizzabili
 - Costo di gestione/funzionamento degli impianti
 - Costo del combustibile (negli impianti a fonti fossili)
 - Costo per acquisizione diritti necessari all'esercizio dell'impianto (es. diritto di superficie sulla area su cui ricade l'installazione)
 - Costo per il trattamento dei fumi (impianti a combustione)
 - Costi di manutenzione ordinaria e straordinaria
 - Costi di gestione, assicurazione, ecc.
 - Vincoli di funzionamento degli impianti
 - Vincoli imposti dallo sfruttamento della fonte primaria (es. rilascio minimo vitale per impianti idroelettrici)
 - Vincoli imposti dall'andamento del carico

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)

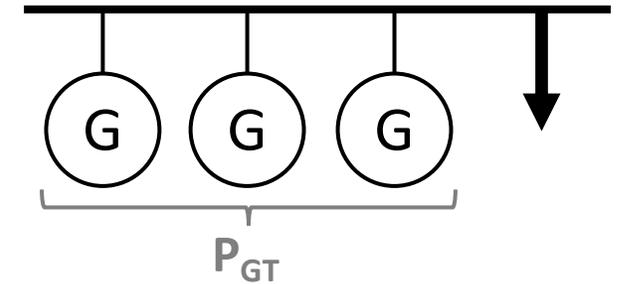


- **STEP 1:** determinazione della potenza installata P_{GT}
 - Si costruisce il diagramma di durata della produzione ordinando le unità generatrici per valori decrescenti delle rispettive durate di utilizzazione
 - Si fa in modo che l'area sottesa da tale diagramma eguagli l'area delimitata dal diagramma di durata del carico
 - Si definisce la **potenza installata** P_{GT}



Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)
- **STEP 2:** determinazione della **funzioni di costo** F_i
 - Tali funzioni di costo sono composte da almeno 2 termini:
 - **K**: costo fisso annuo specifico (ripartizione del costo di installazione – ammortamento dell'impianto)
 - **c**: costo specifico (unitario) medio dell'energia prodotta nell'anno. Per gli impianti a fonte fossile, **c** è principalmente composto dal costo del combustibile
 - Determinazione delle **funzioni di costo per unità di potenza installata** f_i (**h** è la durata di utilizzazione delle centrali)
 - È ragionevole assumere che se una centrale ha costo di installazione elevato ($K \uparrow$), allora abbia costo specifico basso ($c \downarrow$)



$$F = KP + cW$$

$$f_1 = K_1 + c_1h$$

$$f_2 = K_2 + c_2h$$

$$f_3 = K_3 + c_3h$$

$$c_1 < c_2 < c_3 \text{ se } K_1 > K_2 > K_3$$

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

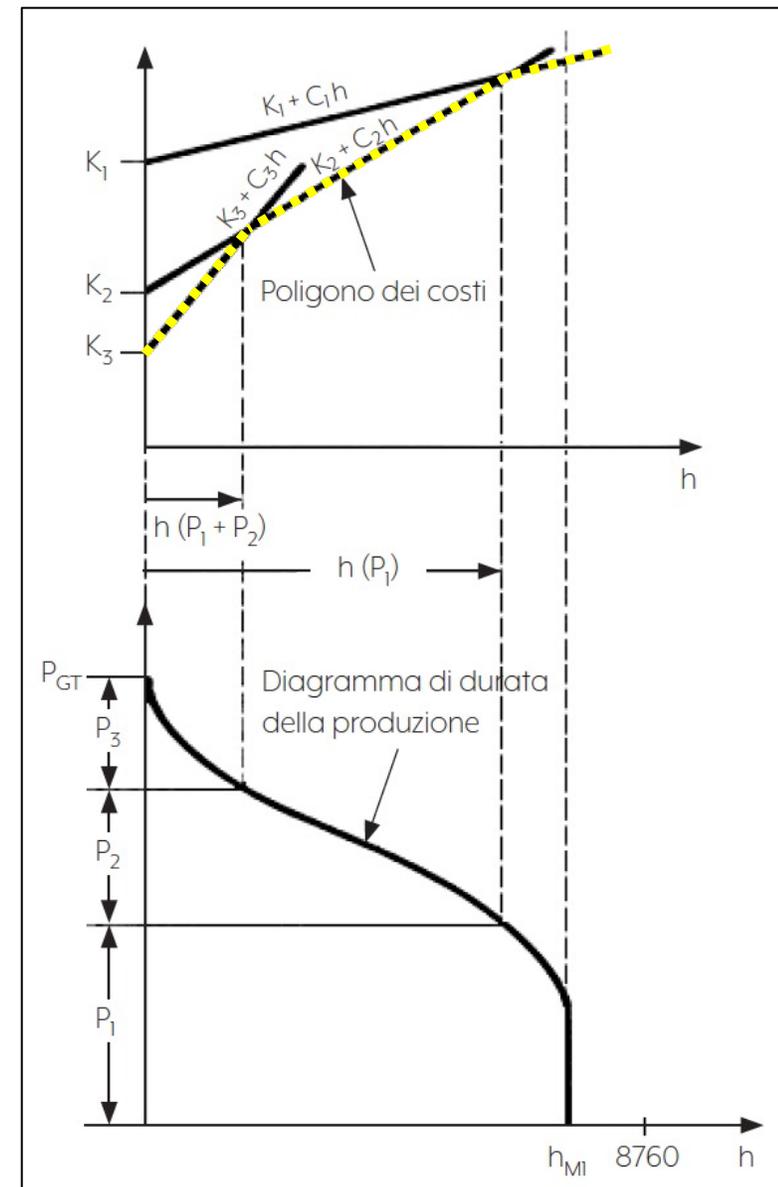
- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)

MINIMIZZAZIONE DELLE FUNZIONE DI COSTO COMPLESSIVA

- Si determina le durate di funzionamento $h(P_1)$ e $h(P_2)$

$$h(P_1) = \frac{K_1 - K_2}{c_2 - c_1} \quad h(P_1 + P_2) = \frac{K_2 - K_3}{c_3 - c_2}$$

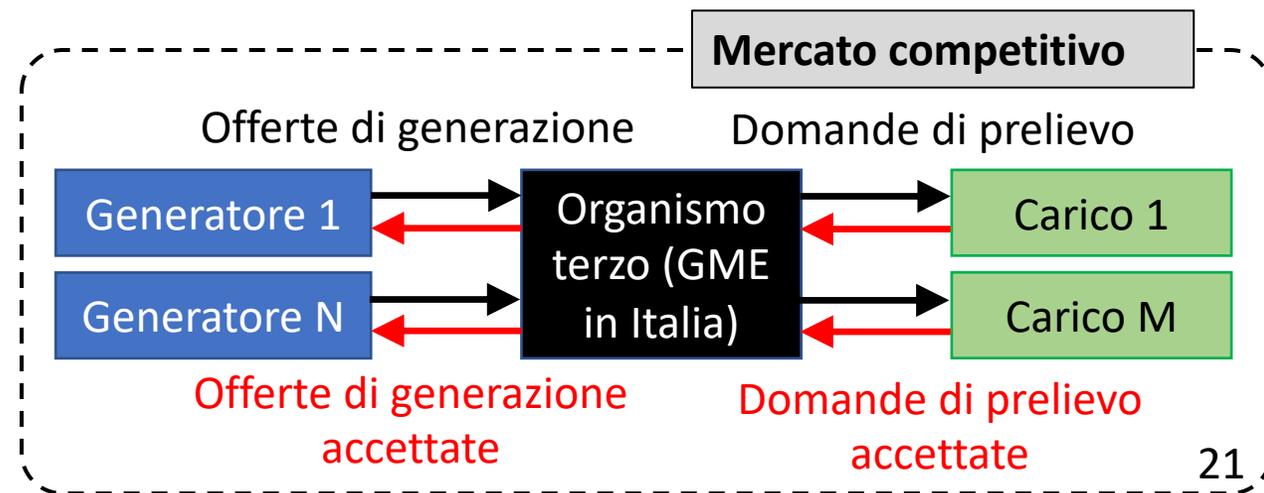
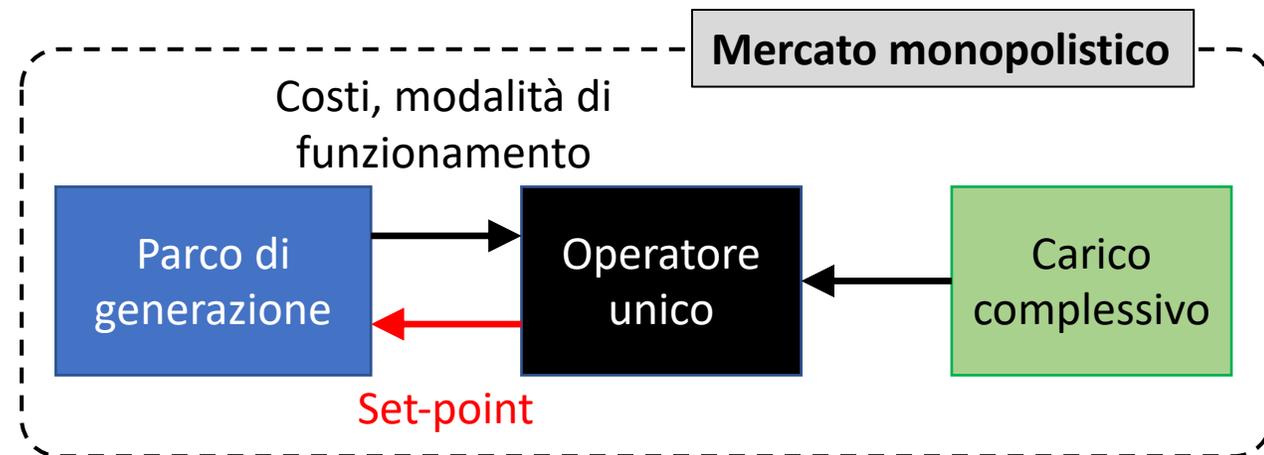
- Dal diagramma di durata della produzione si ricavano quindi P_1 e P_2
- Allo stesso risultato si giunge anche con una procedura grafica che compara tra loro le funzioni di costo per unità di potenza installata $f_i \rightarrow$ I valori $h(P_1)$ e $h(P_2)$ si determinano in corrispondenza dei vertici del poligono dei costi (in giallo tratteggiato nella figura in alto)



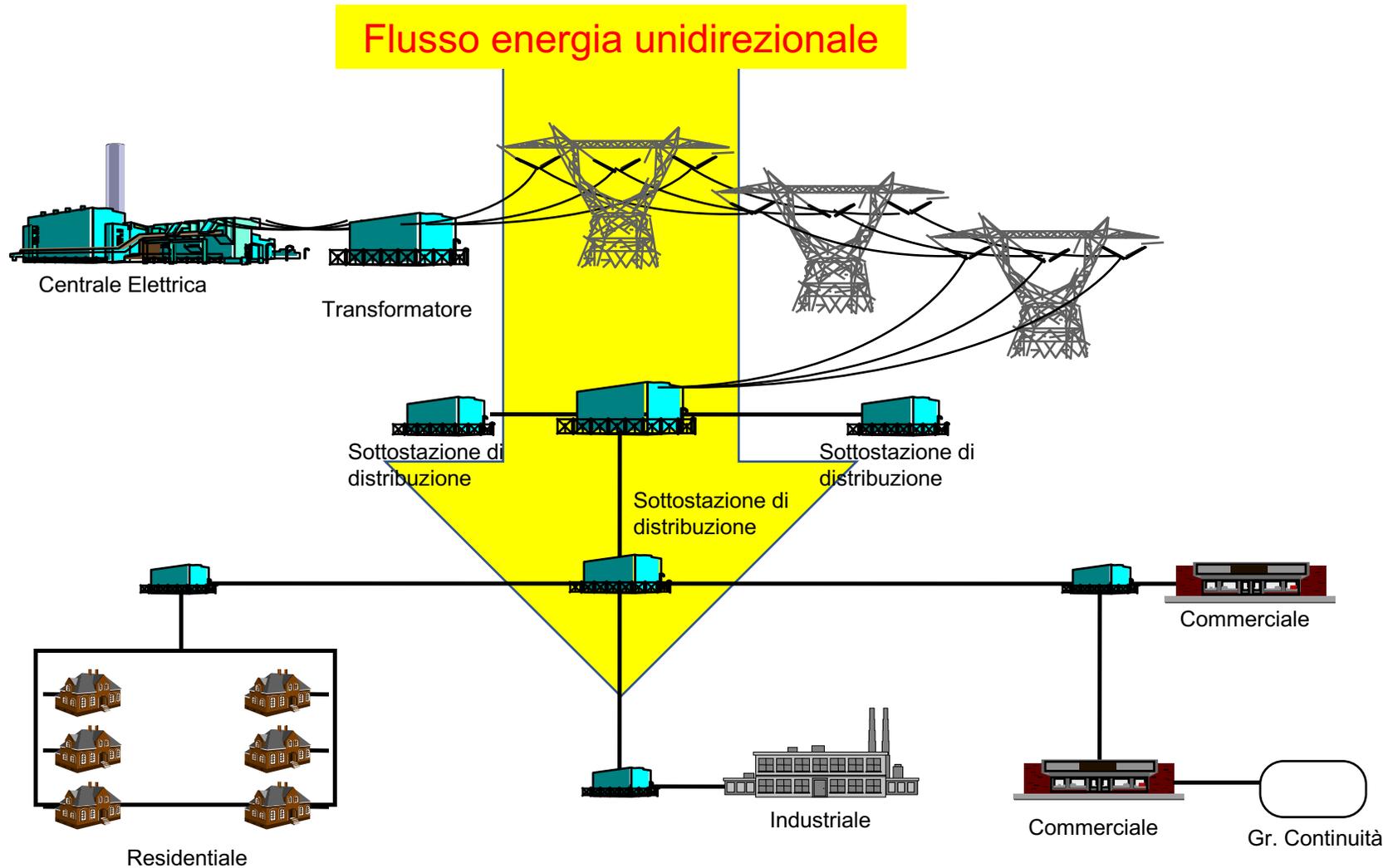
Gestione economica a breve termine

Gestione economica = Programmazione a breve termine

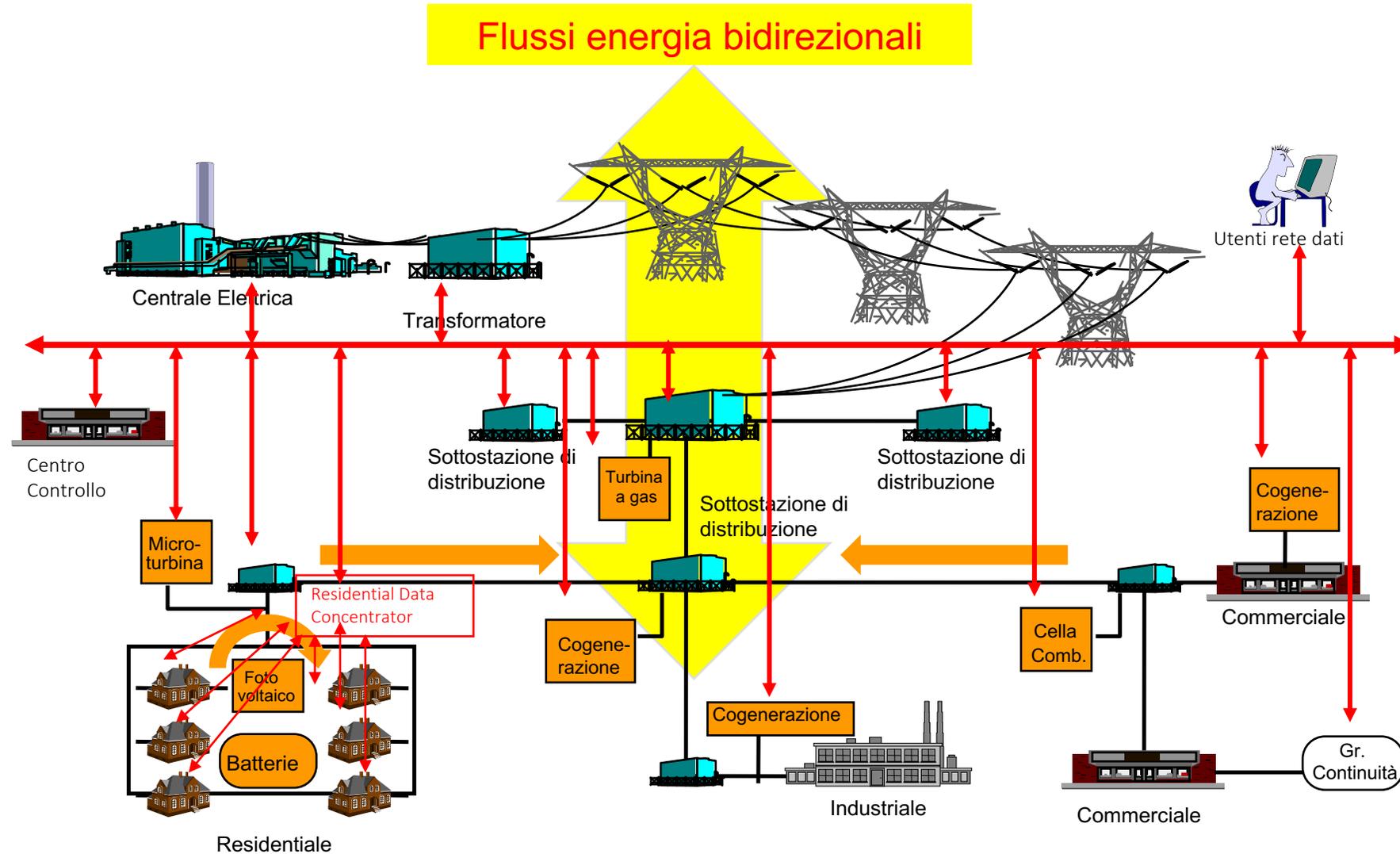
- **Mercato monopolistico** (gestione centralizzata)
 - Struttura verticalmente integrata → Un unico operatore conosce le funzioni di costo di ogni centrale, le caratteristiche del carico e la presenza di eventuali vincoli di trasporto (congestioni di rete)
 - Gestione al minimo costo
- **Mercato competitivo**
 - Libero accesso alla rete da parte di produttori (offerta) e consumatori (domanda)
 - Mercato gestito da un organismo terzo → Equilibrio domanda/offerta



Dall'oggi al domani (prossimo) della rete elettrica

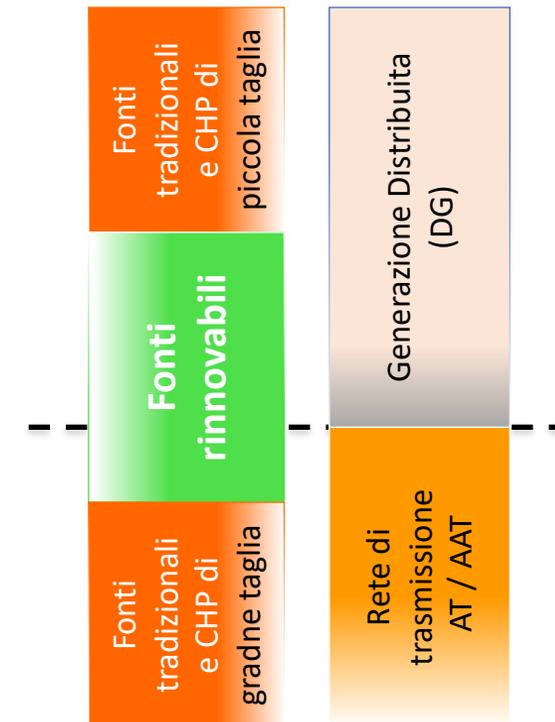


Dall'oggi al domani (prossimo) della rete elettrica



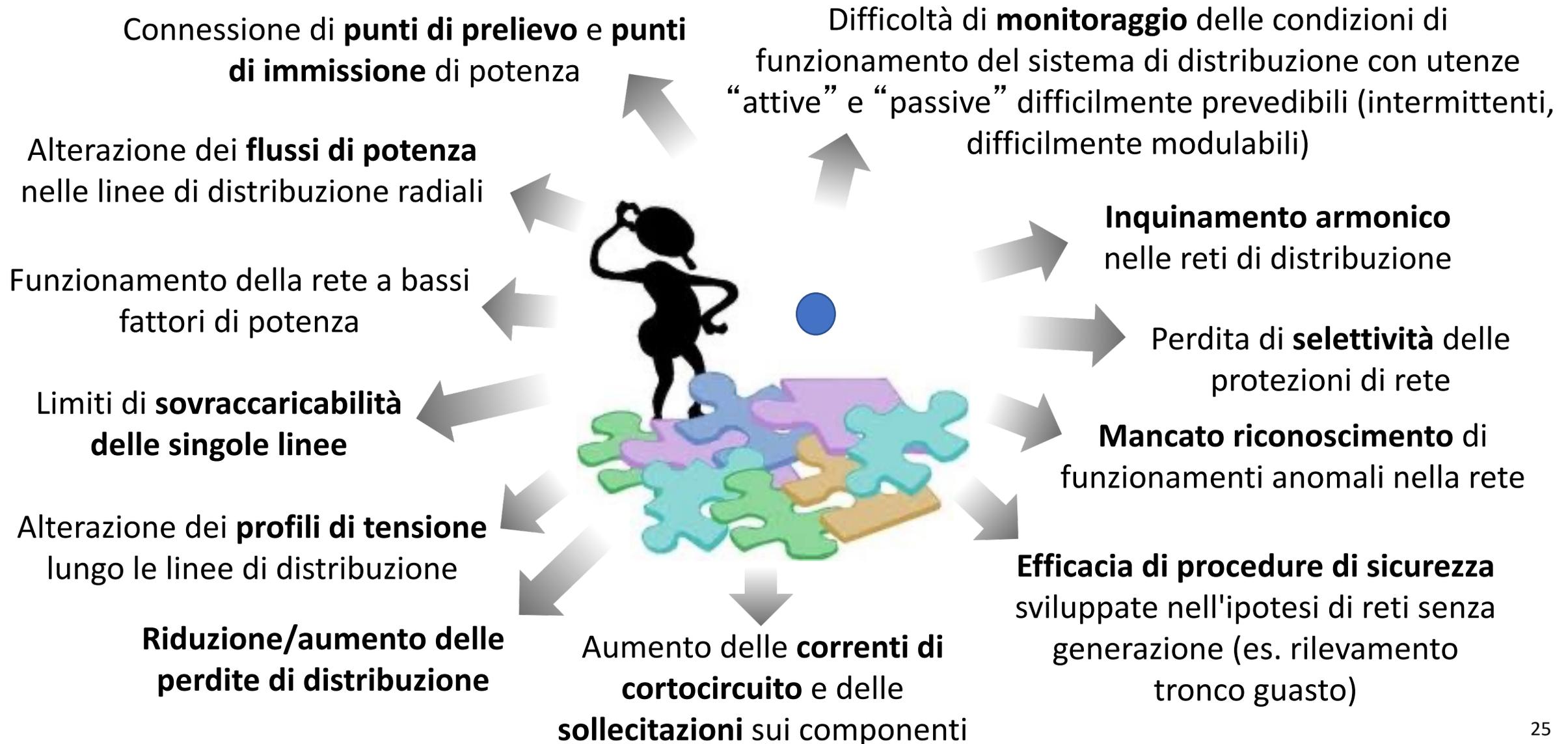
La Generazione Distribuita oggi

- **Non pianificata centralmente**
- **Non dispacciata centralmente** (“generazione indipendente”)
- Connessa alla **rete di distribuzione** in MT (20 kV) o BT (400 V)
- Taglia medio-piccola (≤ 10 MVA)



IAFR \neq GD

La Generazione Distribuita oggi



Verso le smart grids



La vecchia struttura della rete elettrica a causa dei mutamenti da anni in atto sarà sempre meno idonea alle necessità del futuro, dovrà pertanto modificarsi divenendo più:

“intelligente” - affidabile - sostenibile - economica

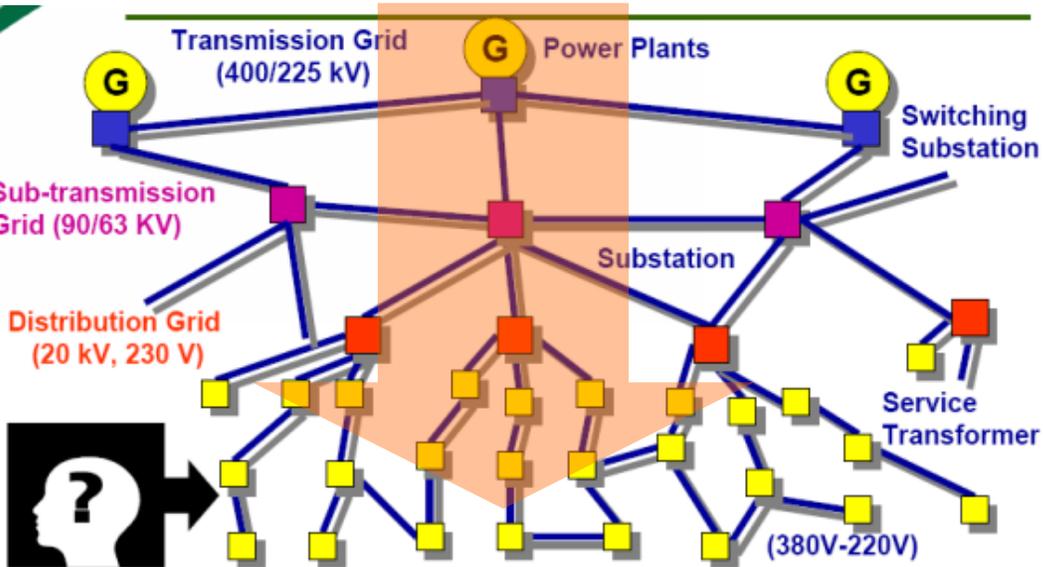
La Comunità Europea recentemente ha posto traguardi molto ambiziosi riassunti dal famoso motto **“20 20 20 2020”**

(ridurre del 20% le emissioni di CO₂, portare al 20% la produzione da fonti rinnovabili, ridurre del 20% il consumo tramite misure di efficienza energetica, entro il 2020).

+ 20 (competenza regionale in ambito energetico)

Ormai è storia.
Gli obiettivi recenti
sono molto più
ambiziosi!

Verso le smart grids

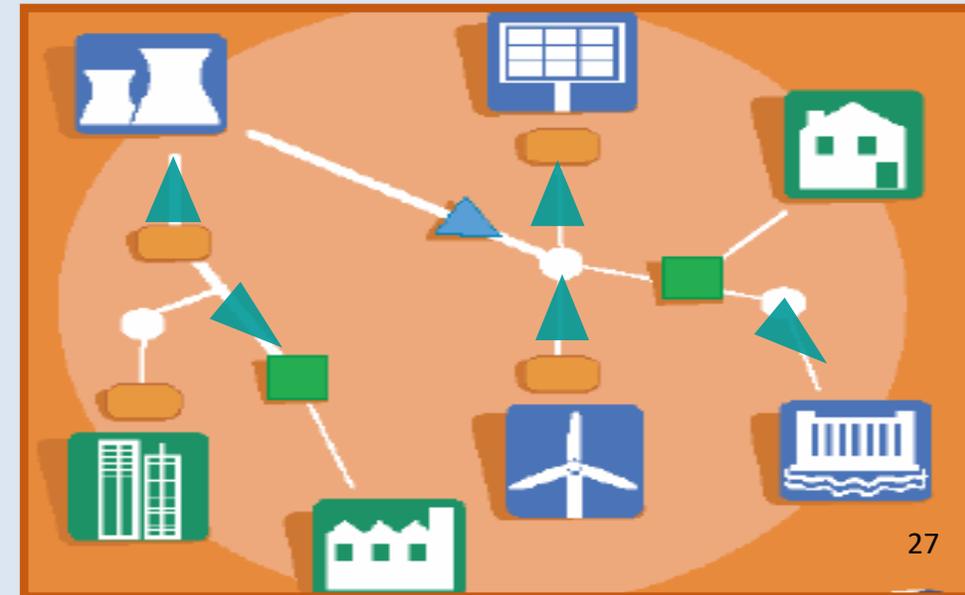


OGGI...

- Controllo centralizzato
- Flusso di energia unidirezionale
- Limitata interazione con i carichi locali

... DOMANI

- Controllo delocalizzato
 - Flussi di energia multi – direzionali
- Possibilità di interazione con i carichi
- Segnali di prezzo/volume in real-time

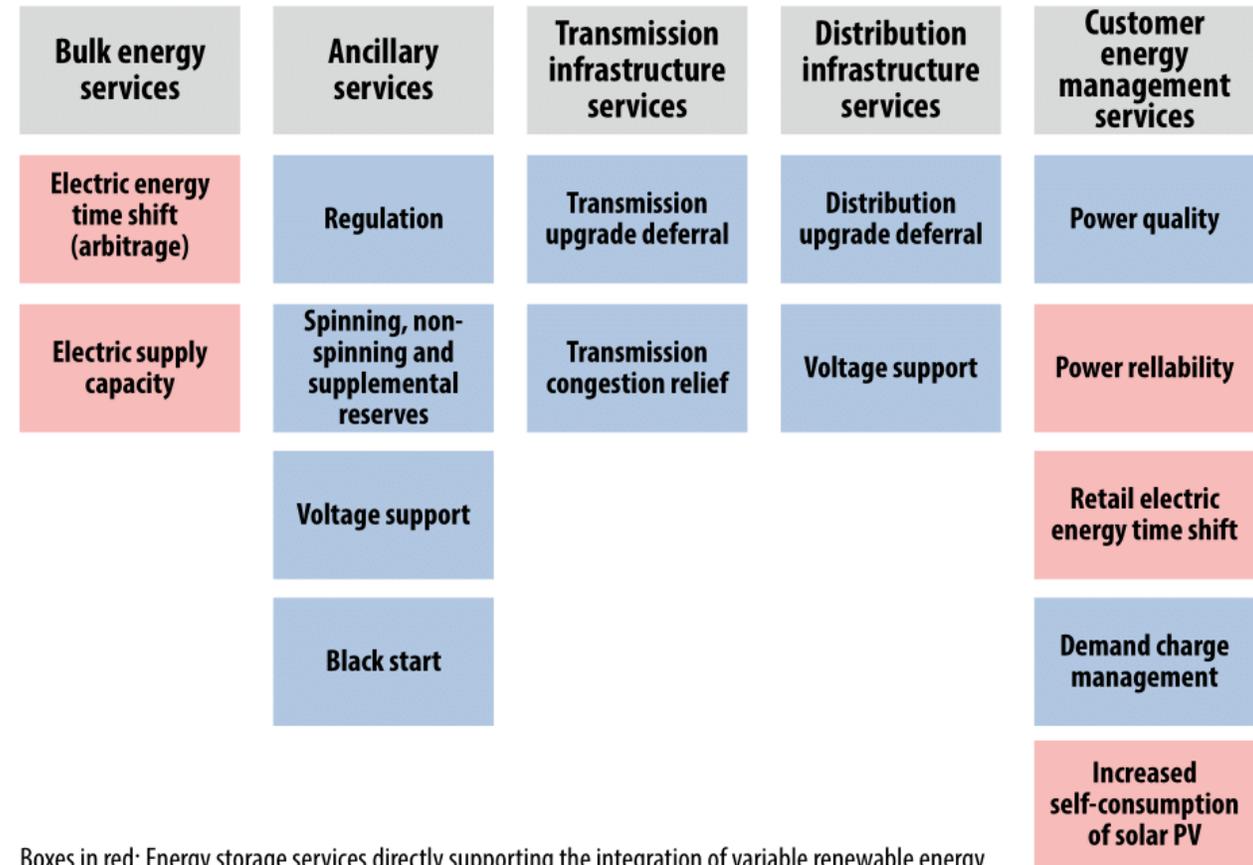


Sistemi di accumulo. Perché?

- Il crescere della diffusione di impianti rinnovabili, soprattutto di tipo eolico e fotovoltaico, necessita una **maggiore flessibilità** del sistema elettrico per la loro efficace integrazione:
 - Compensazione generazione/carico (es. fotovoltaico giorno/notte)
 - Regolazione frequenza/tensione per garantire la stabilità della rete
 - Risorse compensative a fronte della non dispacciabilità e della imprevedibilità della fonte primaria
 - Compensazione delle variazioni rapide di generazione (folate di vento, transiti nuvolosi)
- I servizi di regolazione della rete possono essere:
 - Forniti a **impianti dedicati di proprietà dei soggetti gestori** (es. reattori installati da Terna per contenere le sovratensioni nelle aree meridionali in condizioni di forte generazione eolica/fotovoltaica)
 - Richiesti agli **utenti/generatori**:
 - su base volontaria o obbligatoria
 - in forma gratuita o remunerata

Sistemi di accumulo. Perché?

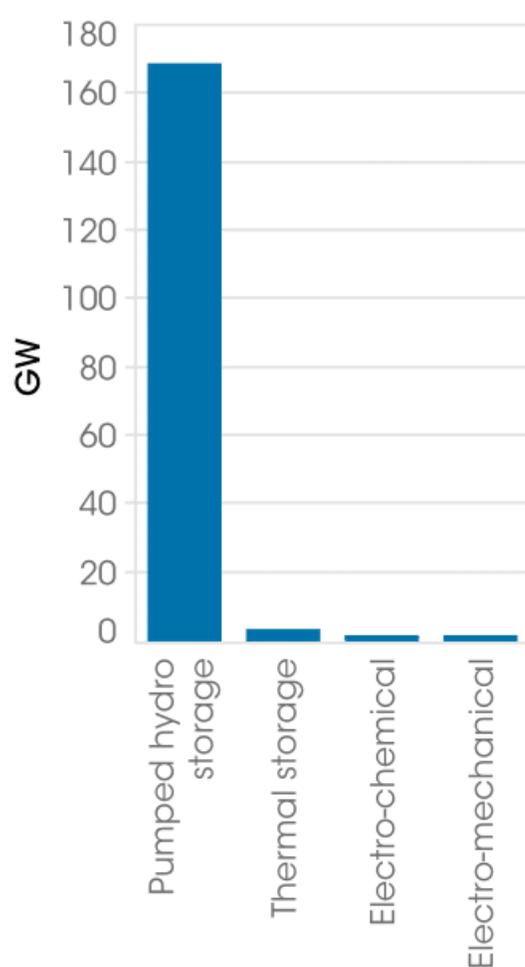
- Un elenco dei servizi che possono essere forniti da ESS nei sistemi elettrici di potenza è riportata nella figura
 - Le varie funzionalità sono classificate per **ambito di azione**:
 - Sistema energetico complessivo
 - Servizi Ancillari (regolazione della rete)
 - Gestione e pianificazione della rete di trasmissione in Alta Tensione
 - Gestione e pianificazione delle reti di distribuzione in Media/Bassa Tensione
 - Servizi per gli utenti finali
 - Alcune funzioni possono essere particolarmente interessanti in riferimento all'integrazione degli impianti rinnovabili in rete



Boxes in red: Energy storage services directly supporting the integration of variable renewable energy

La fotografia attuale

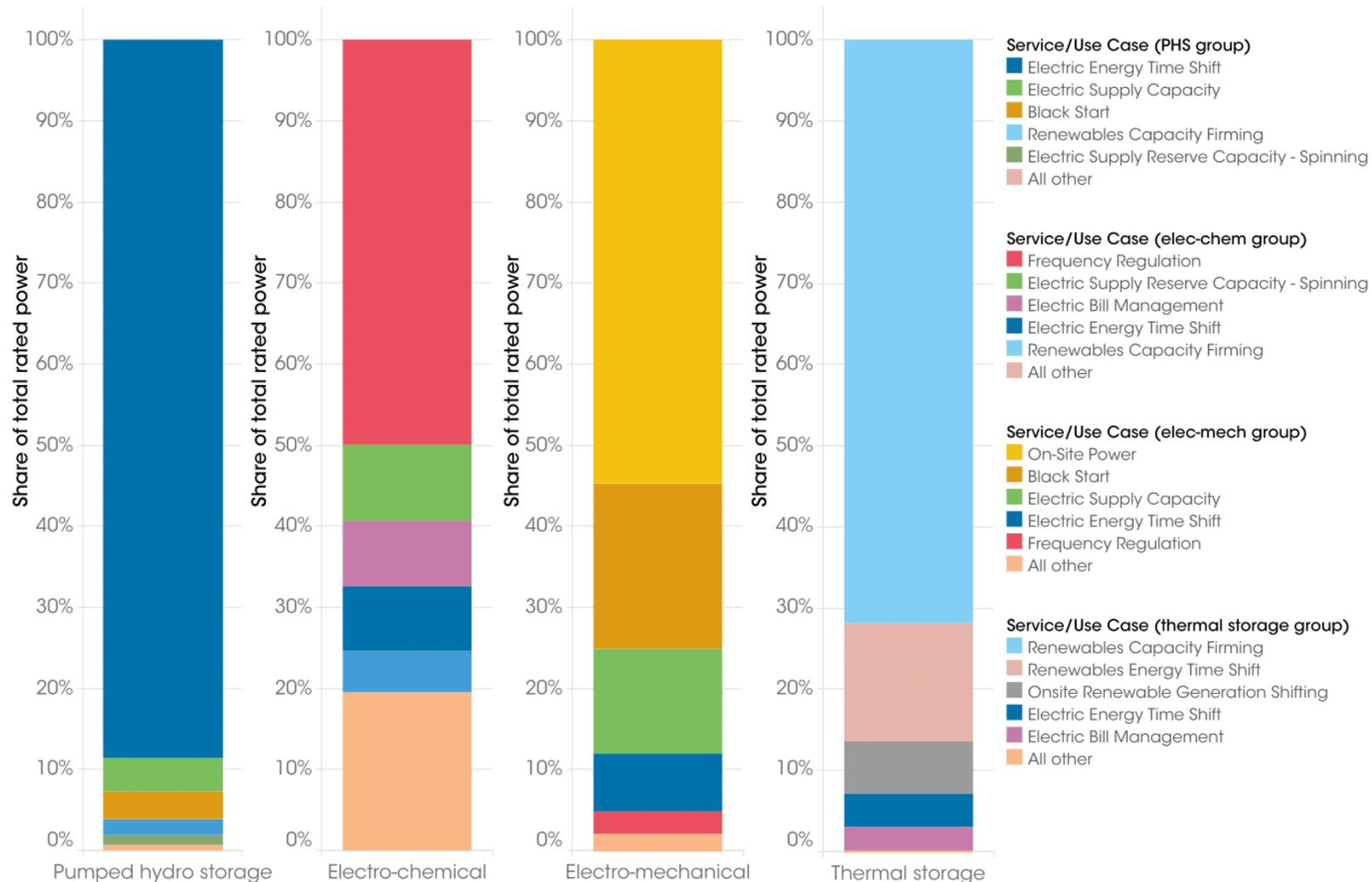
- Ripartizione dei sistemi ESS installati per tecnologia e per funzione principale erogata (aggiornamento 2017)



Service/Use Case 1	Pumped hydro storage	Thermal Storage	Electro-chemical	Electro-mechanical	Grand total (GW)
Electric Energy Time Shift	149.94	0.14	0.15	0.11	150.34
Electric Supply Capacity	6.91	0.00	0.07	0.20	7.18
Black Start	5.92		0.04	0.32	6.29
Renewables Capacity Firming	3.20	2.39	0.10	0.00	5.68
Electric Supply Reserve Capacity - Spinning	2.00		0.18	0.01	2.18
Frequency Regulation		0.00	0.95	0.04	1.00
On-Site Power	0.14	0.00	0.00	0.86	1.00
Electric Bill Management	0.38	0.10	0.16	0.00	0.64
Renewables Energy Time Shift		0.48	0.05	0.00	0.54
Demand Response	0.42		0.01		0.43
Voltage Support	0.30		0.00	0.00	0.31
On-site Renewable Generation Shifting		0.21	0.02		0.23
Resiliency			0.03	0.01	0.04
Transport Services			0.04	0.00	0.04
Grid-Connected Commercial (Reliability & Quality)			0.02		0.02
Microgrid Capability		0.00	0.01		0.02
Electric Bill Management with Renewables			0.02	0.00	0.02
Ramping			0.02	0.00	0.02
Distribution Upgrade Due to Solar			0.01		0.01
Stationary Transmission/Distribution Upgrade Deferral			0.01		0.01
Distribution Upgrade Due to Wind			0.00	0.01	0.01
Load Following (Tertiary Balancing)			0.00		0.00
Transmission Congestion Relief			0.00		0.00
Electric Supply Reserve Capacity - Non-Spinning			0.00		0.00
Transportable Transmission/Distribution Upgrade Deferral			0.00		0.00
Grid-Connected Residential (Reliability)			0.00		0.00
Transmission Support			0.00		0.00
Grand total (GW)	169,21 (96,1%)	3.32	1.91	1.57	176,01

La fotografia attuale

■ Ripartizione dei sistemi ESS installati per tecnologia e per funzione principale erogata (aggiornamento 2017)



Pumped hydro storage

- Closed-loop pumped hydroelectricity storage
- Open-loop pumped hydroelectricity storage

Electro-chemical

- Electro-chemical capacitor
- Lithium-ion battery
- Flow battery
- Vanadium redox flow battery
- Lead-acid battery
- Metal air battery
- Sodium-ion battery

Electro-mechanical

- Compressed air storage
- Flywheel

Thermal storage

- Chilled water thermal storage
- Concrete thermal storage
- Heat thermal storage
- Ice thermal storage
- Molten salt thermal storage

Chemical (prototypes)

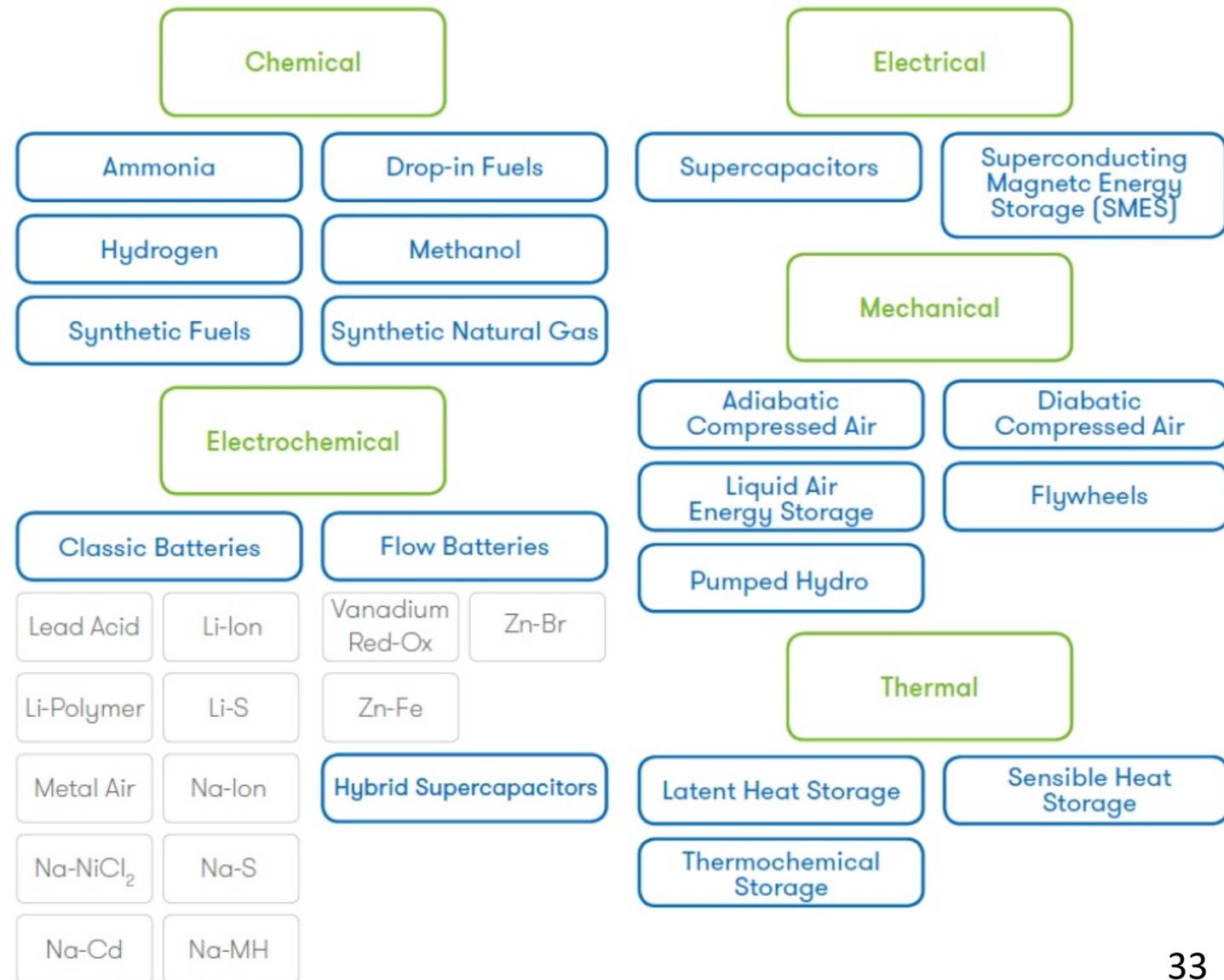
- Hydrogen storage
- Liquid air energy storage

Quando considerare un sistema di accumulo?

- L'installazione di un ESS può essere giustificata se:
 - Assicura maggior disponibilità, qualità e sicurezza dell'energia elettrica
 - Aumenta il valore dell'energia (rinnovabile)
 - Consente di fornire servizi obbligatori richiesti dalla rete in modo meno oneroso rispetto a soluzioni tradizionali, anche tramite un uso più efficiente degli impianti di generazione/trasmissione esistenti (ad esempio, la regolazione primaria di frequenza)
 - Consente di fornire servizi facoltativi richiesti dalla rete a fronte di una remunerazione (amministrata, contrattata o di mercato), ad esempio servizi in grado di evitare/rinviare gli investimenti per l'ammodernamento della rete
- In generale, un ESS opportunamente dimensionato è in grado di fornire contestualmente più servizi, quindi il recupero del relativo investimento è potenzialmente in grado di attingere a vari canali di remunerazione tra loro non correlati

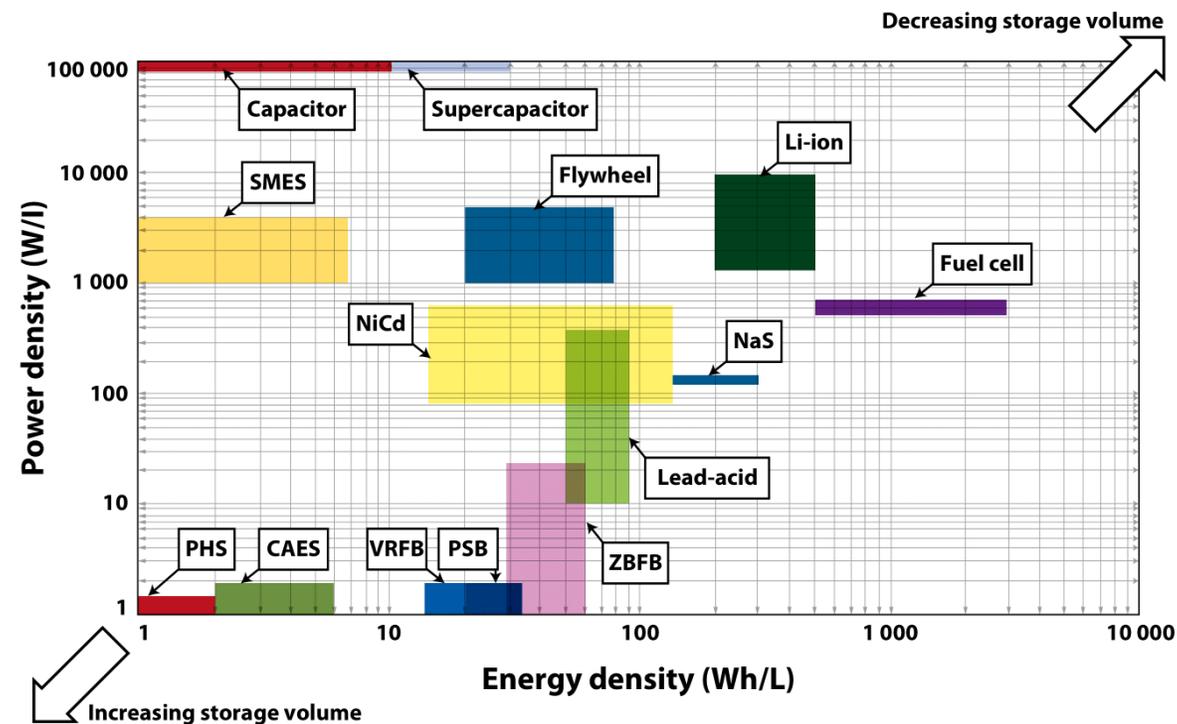
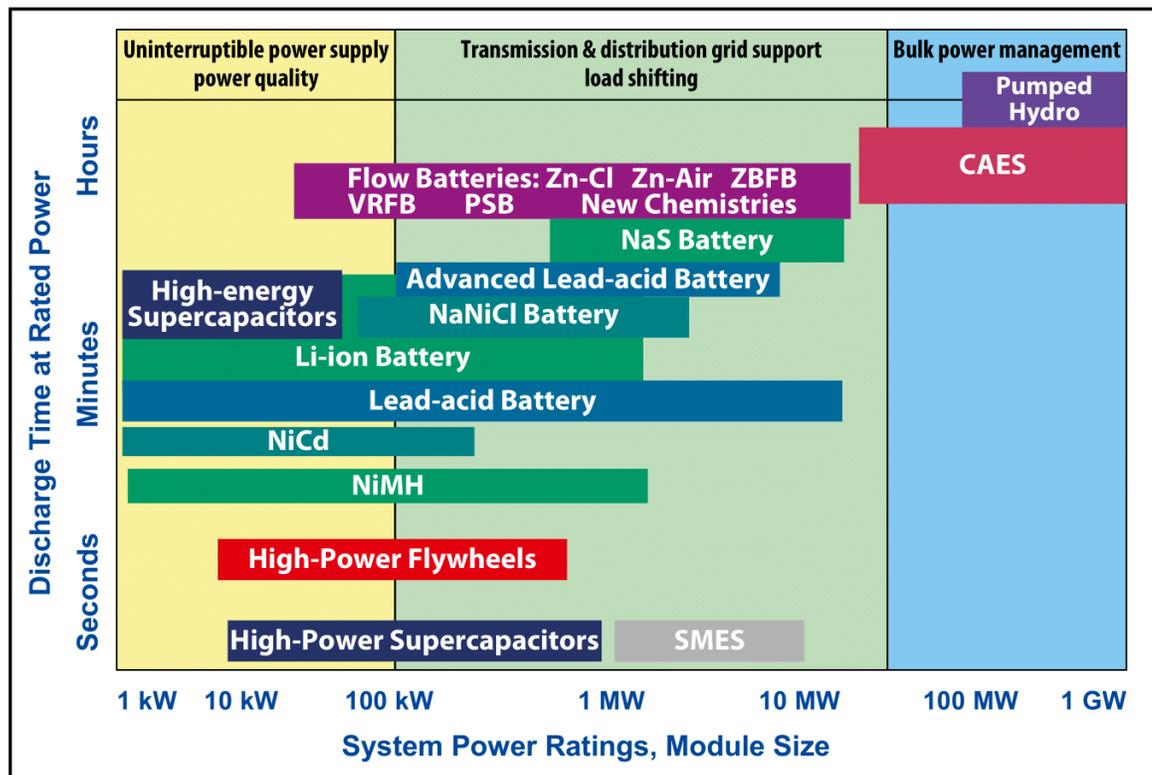
Inquadramento tecnologico

- In funzione dei diversi servizi erogabili, sono interessanti dal punto di vista tecnologico ed economico diverse tecnologie di accumulo
- L'interesse verso alcune tecnologie a discapito di altre è anche fortemente legato ai soggetti titolati alla realizzazione degli impianti di accumulo, se amministrati (impianti di taglia anche molto elevata) oppure privati (taglia più modesta per contenere l'impegno finanziario richiesto in considerazione dei fattori di rischio dell'investimento)
- Nella presentazione seguente si riportano sia i dati attuali che alcune proiezioni future (scenario 2030), particolarmente di interesse per le tecnologie meno mature o che attualmente hanno piccoli volumi di mercato



Come comparare le diverse tecnologie?

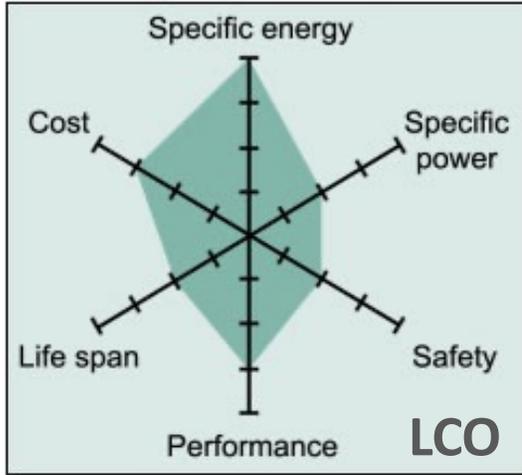
- Alcuni parametri caratteristici quali:
 - Taglia (potenza) Vs. Durata di scarica
 - Densità energetica Vs. Densità di potenza
- È possibile vedere come la tecnologia elettrochimica al litio, allo stato attuale, sia in grado di fornire potenza in un range piuttosto esteso (anche superiore a quanto riportato nell'immagine di sinistra) e al contempo abbia il posizionamento più interessante considerando congiuntamente densità energetica e densità di potenza. Il posizionamento della tecnologia litio è molto interessante anche in termini di energia specifica e potenza specifica



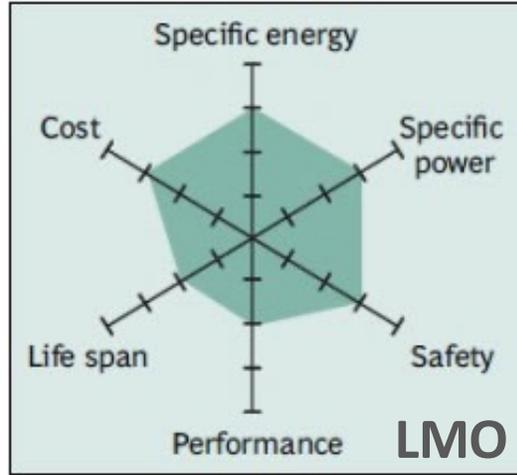
Source: Luo *et al.*, 2015.
 Note: SMES = superconducting magnetic energy storage; NiCd = nickel cadmium; NaS = sodium sulphur; PHS = pumped hydro storage; CAES = compressed air energy storage; VRFB = vanadium redox flow battery; PSB = polysulfide bromine flow battery; ZBFB = zinc bromine flow battery.

Accumulatori al litio

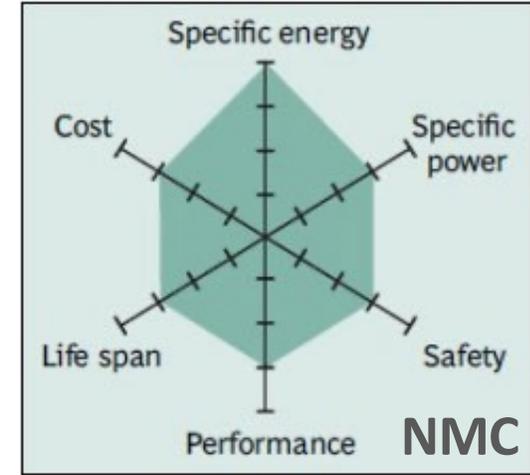
Lithium Cobalt Oxide



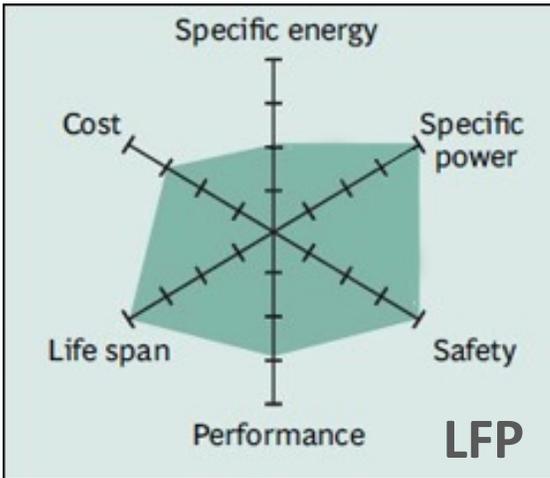
Lithium Manganese Oxide



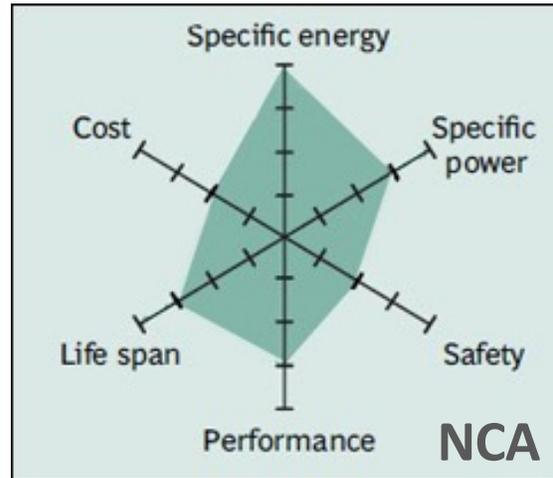
Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide



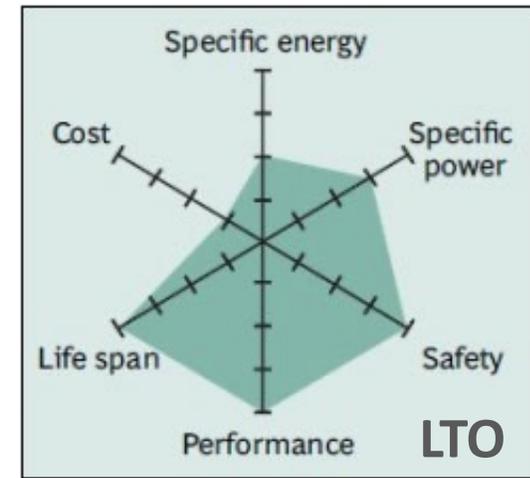
Lithium Iron Phosphate



Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide



Lithium Titanate



Sintesi tecnologica

- La comparazione tra diverse tecnologie è piuttosto complessa per le diverse specificità e vincoli operativi
- Alcuni elementi di comparazione sono:
 - **Rapporto E/P** al fine di classificare le tecnologie in energy-intensive ($E/P \uparrow$) o power-intensive ($E/P \downarrow$). Tendenzialmente i servizi energy-intensive sono remunerati in energia [€/kWh], mentre i servizi in potenza possono essere remunerati in potenza [€/kW], in energia [€/kWh] o tramite schemi misti
 - **Densità energetica**, con impatto sugli spazi richiesti a parità di potenza ed energia utilizzabile
 - **Maturità tecnologica e complessità impiantistica**, che si riflette nella capacità di operare in assenza di personale in loco
 - **Taglia minima, impatto ambientale, facilità autorizzativa, tempo di realizzazione**
 - **Costi di installazione e costi di gestione** (manutenzione, autoscarica, presenza di operatori in loco, ecc.), **durata di vita, profondità di scarica ammessa, rendimento di carica/scarica**. Questi parametri si riflettono in termini di costo per la carica/scarica di una unità di energia, [€/kWh_{ciclato}]. È bene sottolineare che la profondità di scarica impatta negativamente sulla durata di vita ciclica dei sistemi di accumulo di natura elettrochimica (in altre parole, la batteria si invecchia meno facendo 2 cicli con DOD 50% piuttosto che facendo un ciclo con DOD 100%)

L'opportunità dell'auto elettrica – V2G

- In un prossimo futuro caratterizzato da una crescente diffusione dell'auto elettrica, anche gli **apparati di ricarica** (colonnine) potranno mettere a disposizione servizi di regolazione agendo in forma aggregata
- L'energia stoccabile, pur se non costantemente messa a disposizione della rete (sarebbe disponibile solo quanto il veicolo è connessione alla colonnina di ricarica), potrebbe essere piuttosto elevata e confrontabile con la taglia di impianti utility-scale
 - Si considera una diffusione di **auto elettriche** pari al 10% del parco circolante (44 milioni di autovetture)
 - Si considera una autonomia media di 300 km (circa 50 kWh)
 - Si considera che il 10% della auto siano **connesse** ad una colonnina di ricarica
 - Si ottiene una capacità nominale di 22 GWh, di cui può esserne utilizzata una parte (permane il vincolo di mantenere una soglia minima di autonomia residua)
 - Le auto elettriche saranno dotate di batterie in grado di erogare ingenti quantità di **potenza (necessità di trazione)**, ovvero nel campo dei servizi tipicamente power-intensive
 - Ciò si conferma sia nelle schede tecniche dei primi mezzi full-electric disponibili sul mercato che nei recenti studi sulla **ricarica rapida**

