

La transizione solare della produzione elettrica Italiana, sogno o realtà?

Marco Pierro, Richard Perez, Marc Perez, David Moser, Cristina Cornaro

In Italia, la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER) è passata dal 20% al 35% in circa 25 anni¹ (Figura 1). In particolare, il fotovoltaico (FV) in soli 15 anni è diventato la seconda fonte rinnovabile dopo l'idroelettrico, fornendo nel 2016 il 7.2% del fabbisogno elettrico italiano. Nel 2016, l'Italia con 19 GWp di fotovoltaico, era il quinto paese nel mondo per produzione di energia solare e il primo per penetrazione (% della domanda generata da FV).

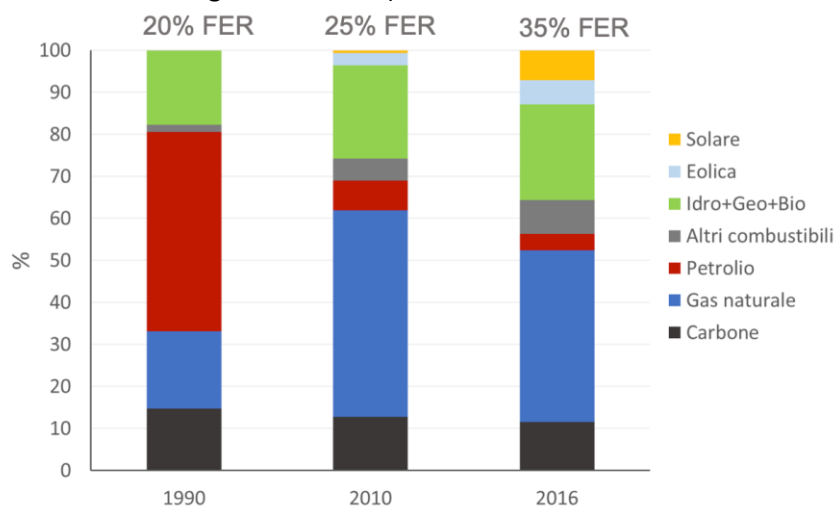


Figura 1: Evoluzione del mix elettrico Italiano

La strategia energetica nazionale² (SEN) pubblicata dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente prevede per il 2030 di arrivare a generare il 55% della domanda elettrica tramite FER. Per il raggiungimento di questo obiettivo, la generazione solare sarà quella che dovrà maggiormente essere incrementata, passando dagli attuali 25 TWh annui a 72 TWh (corrispondenti ad una capacità di circa 53 GWp).

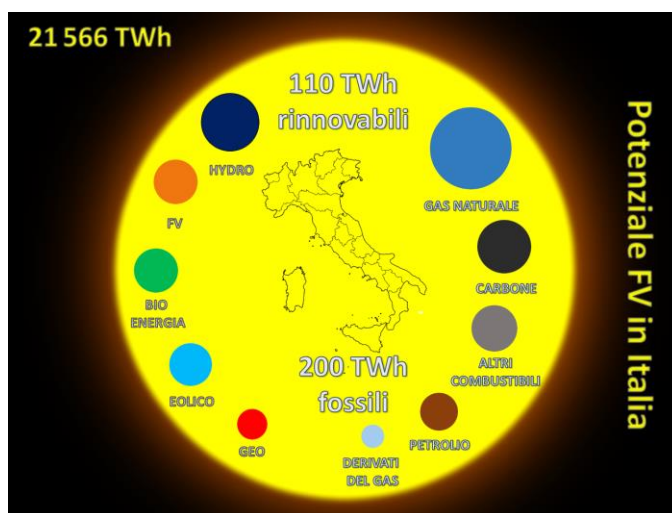


Figura 2: Potenzialità della generazione fotovoltaica in Italia e attuale mix energetico.

¹ http://www.isprambiente.gov.it/files2018/pubblicazioni/rapporti/R_280_18_Emissioni_Settore_Elettrico.pdf

² <http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/testo-integrale-sen-2017.pdf>

Infatti, il fotovoltaico è la fonte energetica rinnovabile più economica e ha ormai raggiunto la “grid parity” con un costo dell’energia (LCOE) di circa 50 euro per MWh comparabile con quello del gas naturale². Inoltre, l’energia solare teoricamente producibile in Italia (se tutta la superficie italiana fosse ricoperta di fotovoltaico) è quasi 70 volte il fabbisogno elettrico nazionale e oggi ne utilizziamo solamente meno del 0.1% (Figura 2). Tuttavia, la generazione fotovoltaica ed eolica dipende dalle condizioni meteorologiche e al momento non può essere controllata. Da un punto di vista di osservabilità del consumo elettrico regionale, la generazione da Fonti Energetiche Rinnovabili Non Programmabili (FERNP) come solare ed eolico, agisce come un mancato consumo elettrico, modificando il profilo di carico. Questo fenomeno è chiamato “ombreggiamento del carico”. Pertanto, la generazione da FERNP introduce nella domanda elettrica una dipendenza stocastica legata alla disponibilità di energia solare ed eolica, rendendo il carico elettrico residuo sempre più intermittente e difficilmente prevedibile (Figura 3).

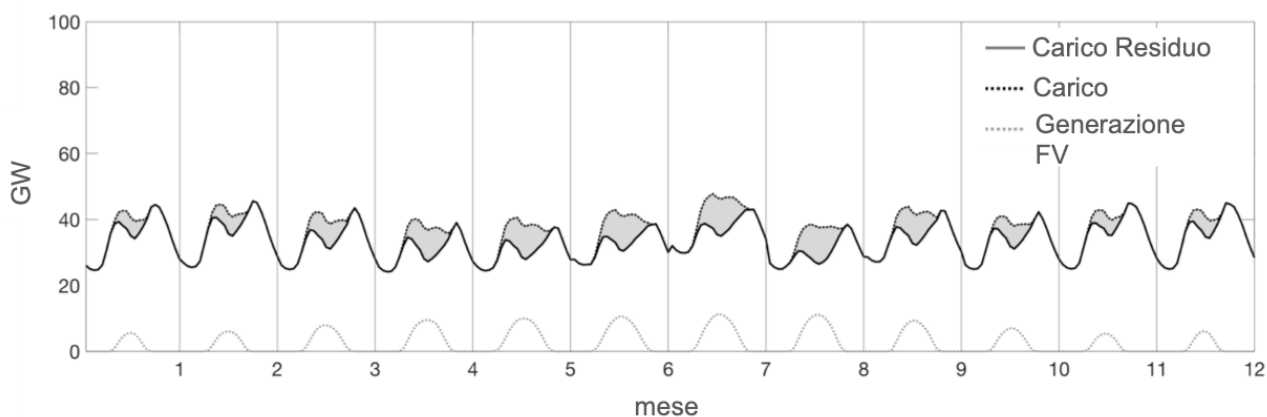


Figura 3: profilo del giorno medio mensile del carico, del carico residuo e della generazione fotovoltaica in Italia relativo all’anno 2016.

Di conseguenza, lo squilibrio tra la domanda elettrica e la generazione (previsione del carico residuo) e i relativi costi sul mercato degli servizi di dispacciamento aumenta al crescere della penetrazione eolica e solare. Nella “Proposta di piano nazionale integrato per l’energia e il clima” elaborata nel 2018 dal Ministero dello Sviluppo Economico è infatti esplicitamente dichiarato che con il raggiungimento degli obiettivi del SEN, “l’elevata quantità di fonti rinnovabili non programmabili costringerà a mantenere disponibile una significativa quota di capacità di generazione termoelettrica, al fine di garantire i necessari margini di riserva per l’esercizio in sicurezza del sistema” ovvero per il bilanciamento della rete. Inoltre, secondo quanto riportato nel resoconto dell’Audizione del Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica (FREE) presso la 10^a Commissione permanente (Industria, commercio, turismo) del Senato (Roma, 12 settembre 2018), dopo il 2030 “TERNA dovrà fare i conti con l’andamento stagionale della produzione fotovoltaica... con un esubero, rispetto alla domanda, di più di 3 TWh nei mesi estivi, e un deficit che a dicembre potrebbe avvicinarsi a 5 TWh”. Un gruppo di ricercatori internazionale che coinvolge l’Università degli Studi di Roma “Tor Vergata”, EURAC reaserch di Bolzano, SUNY University di Albany (NY-USA) e Clean Power Research (USA) ha costruito dei modelli previsionali del carico residuo (a 24 ore) più accurati di quelli attualmente utilizzati da Terna, evidenziando la preoccupante crescita dei volumi degli sbilanciamenti e dei relativi costi per la collettività che verrebbero causati da una massiva generazione del solare. Il team dimostra, non solo come sia economicamente fattibile rimuovere gli effetti sugli sbilanciamenti dovuti alla penetrazione solare ma anche come, a partire da 2030, sarà possibile fornire una previsione perfetta e una produzione solare 24/7 (24 ore al giorno 7 giorni a settimana). In questo modo, sarà possibile rendere il fotovoltaico perfettamente prevedibile e non più intermittente. Lo studio è stato condotto utilizzando dati orari reali di consumo e produzione FV ed eolica (Terna) e dati satellitari e previsionali di irraggiamento relativi all’anno 2016. Questo si basa sia su uno scenario di crescita della potenza solare installata sia su una “curva di apprendimento” dei costi delle batterie elettriche al litio (Figura 4).

Lo scenario di crescita della penetrazione solare prevede il raggiungimento degli obiettivi del SEN al 2030 con 53 GWp installati (19% di penetrazione) così come il raggiungimento della massima potenzialità installabile sugli edifici pari a circa 150 GWp (39% di penetrazione). L’evoluzione dei costi delle batterie al litio (“learning

curve”) è stata ricavata a partire delle previsioni di autorevoli istituti di ricerca internazionali³: International Renewable Energy Agency (IRENA) e National Renewable Energy Laboratory (NREL).

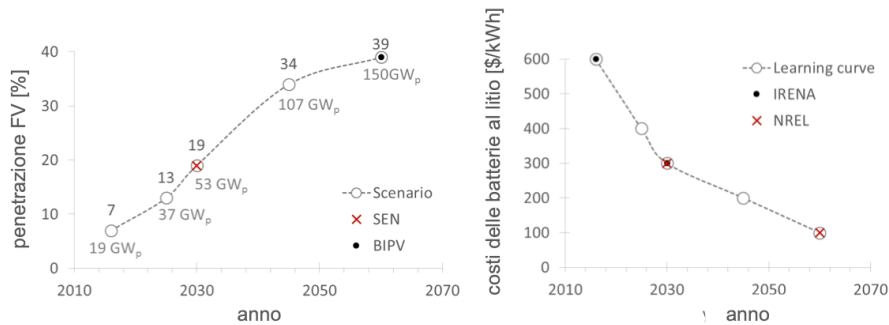


Figura 4: Scenario di crescita della penetrazione e “curva di apprendimento” dei prezzi delle batterie (Utility Scale).

Limitare gli sbilanciamenti del fotovoltaico con il fotovoltaico

Per mitigare gli effetti della generazione solare sugli sbilanciamenti e permettere una massiva penetrazione del fotovoltaico garantendo al contempo la sicurezza e la stabilità della rete, i ricercatori propongono tre diverse strategie da applicare in sequenza:

1. L’utilizzo da parte di Terna di modelli previsionali del carico residuo più accurati.
2. L’incremento dell’area di previsione, passando dalle attuali sei zone di mercato all’intera superficie Italiana. Infatti, l’incremento del “footprint” previsionale ottenibile tramite la rimozione dei colli di bottiglia della rete di trasmissione nazionale tra le diverse zone di mercato, permetterebbe di diminuire la variabilità solare e di conseguenza incrementare l’accuratezza delle previsioni.
3. L’utilizzo di fotovoltaico “flessibile” basato su la possibilità di operare una limitazione della potenza solare prodotta e sull’utilizzo di batterie. In particolare, il fotovoltaico “flessibile” permette una programmazione della generazione che può arrivare ad essere perfettamente prevedibile e centralmente controllabile, con tempi di reazione praticamente istantanei esattamente come le centrali a ciclo combinato che vengono attualmente utilizzate per la correzione degli sbilanciamenti e la stabilizzazione delle rete.

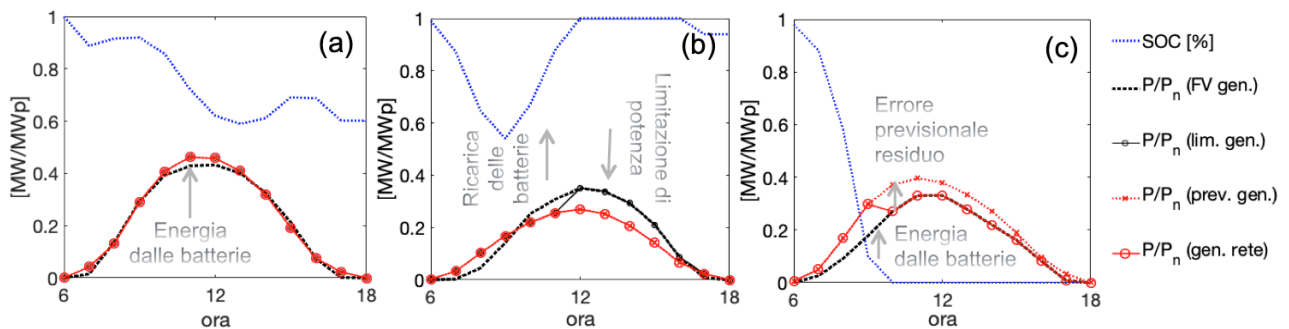


Figura 5: Funzionamento del fotovoltaico flessibile”: (a) previsione sovrastimata; (b) previsione sottostimata; (c) previsione fortemente sovrastimata.

La generazione di un impianto fotovoltaico “flessibile” può essere controllata da remoto in modo che la potenza immessa in rete coincida il più possibile con quella prevista. Infatti, se la previsione è sovrastimata, le batterie possono fornire la potenza necessaria a compensare l’errore previsionale. In questo caso, lo stato di carica delle batterie (SOC) diminuisce ma la potenza immessa in rete coinciderà con quella prevista (Figura

³ IRENA 2017, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>; NREL 2016. 2016 Annual Technology Baseline. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html

5a). Al contrario, se la previsione è sottostimata, la potenza in eccesso rispetto a quella prevista o verrà utilizzata per ricaricare le batterie oppure sarà limitata dall'inverter. Anche in questo caso la potenza immessa in rete coinciderà con quella prevista ma, a causa della limitazione di potenza, parte della generazione solare non verrà utilizzata (Figura 5b). Infine, se la previsione è fortemente sottostimata, la capacità delle batterie potrebbe non essere sufficiente per compensare il deficit di generazione. In questo caso, si verificherà uno sbilanciamento pari alla differenza tra l'energia prodotta e quella prevista ovvero pari all'errore previsionale (Figura 5c). Quindi, in caso di FV "flessibile", l'accuratezza della previsione dipende unicamente dalla capacità delle batterie e dal livello di limitazione di potenza che si decide di utilizzare. Infatti, la capacità delle batterie necessaria per ottenere un determinato livello di accuratezza, può essere fortemente ridotta tramite l'utilizzo di una previsione appositamente sottostimata. Tuttavia, in questo caso, poiché la maggior parte del tempo si verificherà una generazione maggiore di quella prevista e le batterie saranno quasi sempre cariche, gran parte dell'energia solare in eccesso non verrà utilizzata. Quindi minore è l'accumulo e maggiore è il livello di limitazione di potenza che sarà necessario utilizzare per ottenere un determinato volume annuo di sbilanciamento. Le Figura 6 mostra i volumi e costi degli sbilanciamenti ottenuti tramite le tre diverse strategie di mitigazione.

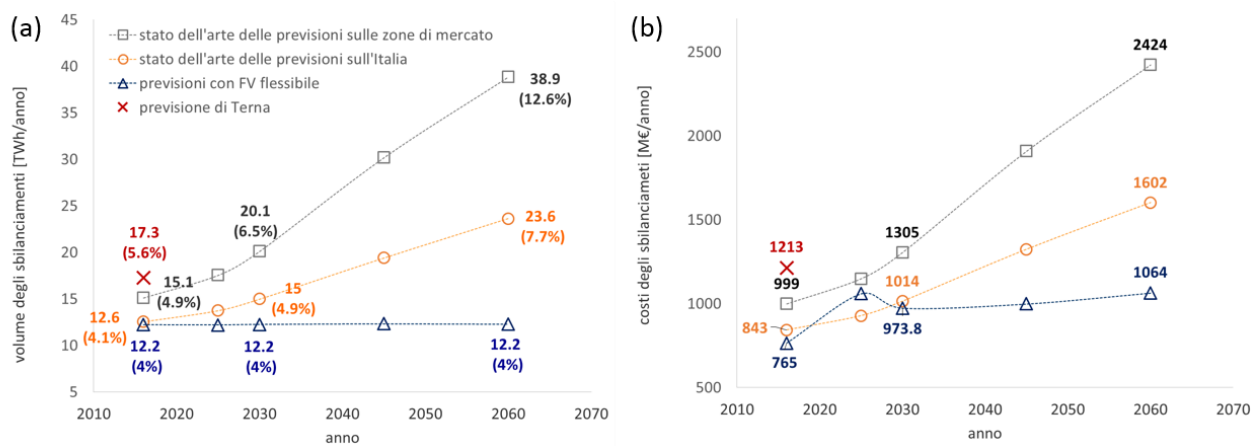


Figura 6: Volumi e costi degli sbilanciamenti ottenuti tramite le tre diverse strategie di mitigazione (la percentuale corrisponde al rapporto tra il volume degli sbilanciamenti e il carico annuo).

I modelli di previsione del carico residuo sviluppati dal team di ricerca utilizzano sofisticati algoritmi di apprendimento e possono essere considerati lo "stato dell'arte" dell'attuale tecnica previsionale. Dalla Figura 6a si osserva che incrementando l'accuratezza del modello previsionale si può ridurre il volume degli sbilanciamenti del 12.6% passando dai 17.3 TWh annui ottenuti nel 2016 tramite la previsione di Terna⁴ a 15.1 TWh annui ottenuti tramite lo "stato dell'arte" delle previsioni sulle singole zone di mercato. Utilizzando lo "stato dell'arte" delle previsioni del carico residuo dell'intera Italia si ottiene una riduzione degli sbilanciamenti del 27.4% rispetto ai 17.3 TWh annui, ovvero un volume sbilanciato pari a 12.6 TWh annui. La Figura 6a mostra anche la crescita negli anni dell'energia sbilanciata dovuta unicamente all'incremento della capacità fotovoltaica installata. Infatti, utilizzando lo stato dell'arte delle previsioni, se nel 2016 il volume sbilanciato era il 4.9% o 4.1% della domanda elettrica italiana, nel 2030, con il raggiungimento degli obiettivi del SEN, il volume sbilanciato arriverà a 6.5% o 4.9%. Dopo il 2030, l'energia sbilanciata crescerà ancora più rapidamente per arrivare, nel 2060, al 12.6% o 7.7% del carico annuo. Tuttavia, se un'opportuna frazione del fotovoltaico che verrà installato sarà composto da impianti "flessibili", lo sbilanciamento potrà essere mantenuto ad un valore fissato indipendentemente dal livello di penetrazione solare (Figura 6a). La Figura 7 mostra gli obiettivi di capacità di fotovoltaico e di batterie degli impianti "flessibili" necessari per mantenere il volume degli sbilanciamenti fisso al 4% della domanda elettrica annua (12.2 TWh). Questi impianti "Rilevanti" (sopra i 10 MWp) dovranno essere dedicati alla regolazione della rete rendendo disponibile parte

⁴ https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporantomensile.aspx/Rapporto_mensile_sul_sistema_elettico_gennaio2017

della loro produzione per la compensazione dell'energia sbilanciata e dovranno essere controllati direttamente da Terna. Nello specifico, questi impianti fotovoltaici saranno utilizzati per correzione degli sbilanciamenti dell'intero parco solare italiano.

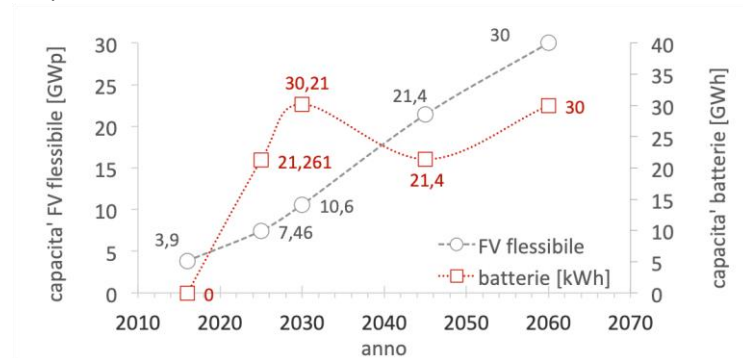


Figura 7: Dimensionamento del fotovoltaico flessibile.

In pratica, i ricercatori dimostrano che è possibile utilizzare il fotovoltaico per stabilizzare la rete, ovvero è possibile usare il fotovoltaico per limitare gli sbilanciamenti del fotovoltaico. Bisogna specificare che per ottenere l'obiettivo di sbilanciamenti fissi a 12.2 TWh annui sarà necessario che Terna produca un previsione solare fortemente sottostimata (con solo il 20% la probabilità che il solare produca meno del previsto). Dati gli obiettivi del SEN, è necessario promuovere l'utilizzo del fotovoltaico flessibile fin da ora al fine di contenere la crescita dei margini di riserva causata dall'incremento della penetrazione solare. E' interessante notare dalla Figura 7 che, fino 2020, si potrebbero mantenere gli sbilanciamenti a 12.2 TWh annui anche senza batterie ma solo con l'installazione di una capacità fotovoltaica flessibile di 3.9 GWp. In questo caso, la limitazione di potenza imposta dagli "smart" inverter per compensare gli errori di previsione porterebbe alla perdita del 28% della loro produzione annua (corrispondente al 6.6% della produzione solare italiana). Attualmente, in Italia sono già installati 0.88 MWp di impianti "Rilevanti" che basterebbe rendere flessibili tramite sostituzione degli inverter con "smart" inverter e opportuni sistemi di controllo. Dalla Figura 7, si nota anche che mentre la capacità fotovoltaica degli impianti flessibili cresce negli anni, la capacità delle batterie ha un massimo nel 2030. Questo significa che gran parte delle batterie dovranno essere installate prima di questa data mentre negli anni successivi basterà semplicemente operare un "revamping" delle batterie mal funzionanti. Dal 2025 in poi, le perdite di energia dovute alla limitazione di potenza saranno pari al 25% dell'energia prodotta dagli impianti flessibili (corrispondente al 6% dell'energia fotovoltaica generata in Italia). In Italia, i costi degli sbilanciamenti dovuti alla generazione solare distribuita (impianti sotto 10 MWp) sono "socializzati" ovvero sono sostenuti da Terna e pagati dalla collettività all'interno della bolletta elettrica. Dalla Figura 6b appare che l'utilizzo del fotovoltaico flessibile per la regolazione risulta più economico del semplice utilizzo di accurate previsioni, tranne che per il 2025 (quando dovrà essere installato gran parte delle batterie). I risparmi che si otterrebbero potrebbero essere utilizzati per promuovere la realizzazione di impianti flessibili.

Dalle previsioni perfette della generazione solare 24/7

A partire dal 2030, con la riduzione dei costi delle batterie (Figura 4), sarà economicamente praticabile raggiungere obiettivi molto più ambiziosi del contenimento degli sbilanciamenti dovuti alla crescente penetrazione solare.

Nel 2030, diventerà fattibile anche dal punto di vista economico, utilizzare gli impianti flessibili per ottenere una previsione perfetta della produzione solare nazionale. In questo modo, la generazione fotovoltaica diventerebbe perfettamente programmabile sebbene ancora intermittente.

Nel 2060, la generazione solare 24 ore al giorno per 7 giorni a settimana (solare 24/7) sarà economicamente competitiva con la generazione da fonte fossile. Gli impianti fotovoltaici ed eolici gestiti in maniera flessibile potranno produrre durante l'intera giornata seguendo perfettamente il profilo di carico italiano esattamente come le centrali tradizionali. Quindi, nel 2060, la generazione solare ed eolica potrebbe diventare perfettamente programmabile e non più intermittente.

Come il caso del FV flessibile usato per la regolazione degli sbilanciamenti, nel 2030, i costi del solare perfettamente prevedibile dipendono dalla sottostima previsionale. Maggiore è la sottostima della previsione della generazione FV, più spesso la potenza prodotta verrà limitata con conseguente perdita di energia solare ma anche minore sarà la capacità e i costi delle batterie che dovranno essere installate. La Figura 8 mostra l'andamento dei costi del MWh generato (LCOE) dal FV flessibile in funzione dell'energia persa. Nel 2030, con i costi del fotovoltaico a 700 \$ per MWp e delle batterie a 300 \$/kWh, il costo dell'energia generata dagli impianti flessibili sarà di 47.3 € per MWh, perfettamente all'interno dell'intervallo di variabilità del Prezzo Unico Nazionale (PUN) ovvero il prezzo a cui viene venduta l'energia prodotta dagli impianti di generazione tradizionale.

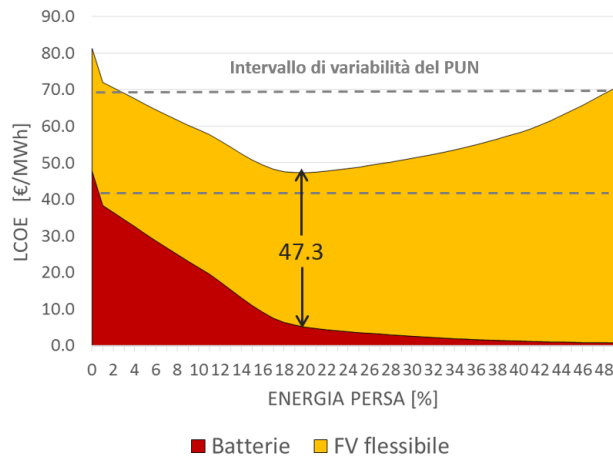


Figura 8: Costo del MWh generato da impianti FV flessibili previsti per il 2030.

Per ottenere questo costo, bisognerà utilizzare una previsione fortemente sotto stimata (con una probabilità di solo il 10% che la produzione ecceda quella prevista) che porterebbe alla perdita del 20% dell'energia generata. Tuttavia, in questo caso, a fronte di 10.6 GWp di impianti solari flessibili bisognerà disporre di solo 28 GWh di batterie.

Nel 2060, con i costi del fotovoltaico a 400 \$ per MWp e delle batterie a 100 \$/kWh, anche l'energia prodotta 24/7 dal solare e dall'eolico sarà estremamente conveniente rispetto al PUN. In questo caso, per abbattere il costo delle batterie si potrà sovradimensionare la capacità degli impianti rinnovabili flessibili e operare una limitazione di potenza per evitare la sovra produzione. Per abbattere ulteriormente la capacità e i costi degli impianti flessibili si può prevedere di utilizzare il contributo di altre fonti rinnovabili dispacciabili (come idroelettrico, biocarburanti e geotermico) così come un residuale contributo di generazione da gas naturale.

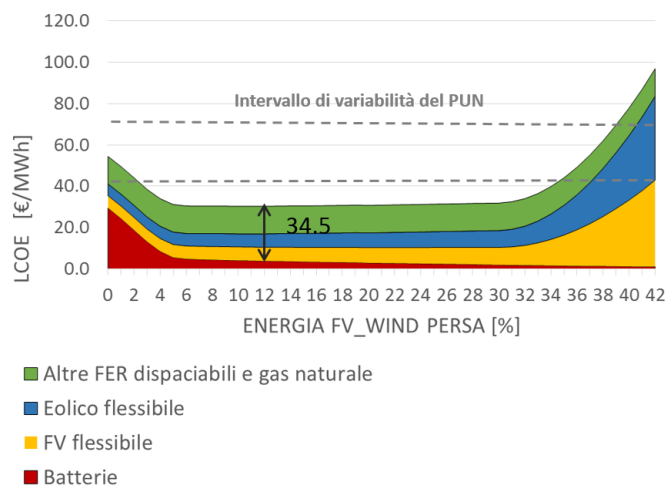


Figura 9: Costo del MWh dispacciabile (24/7) da impianti solari ed eolici flessibili, previsto per il 2060.

La Figura 9 mostra l'andamento del costo dell'energia prodotta 24/7 dagli impianti flessibili FV ed eolici quando si prevede l'utilizzo di un contributo da FER dispacciabili e gas naturale pari circa il 25% della domanda elettrica. In questo caso, il minimo costo si ottiene con un sovradimensionamento degli impianti del 12% ovvero una perdita di energia solare e eolica del 12%. Il costo minimo dell'energia dispacciabile degli impianti sarà pari a 34.7 € per MWh ben al di sotto dell'intervallo di variabilità del PUN. Questo costo tiene conto sia dei costi del consumo di FER dispacciabili e gas sia dei costi di installazione e gestione degli impianti flessibili. Il nuovo mix che si potrebbe ottenere è mostrato in Figura 10.

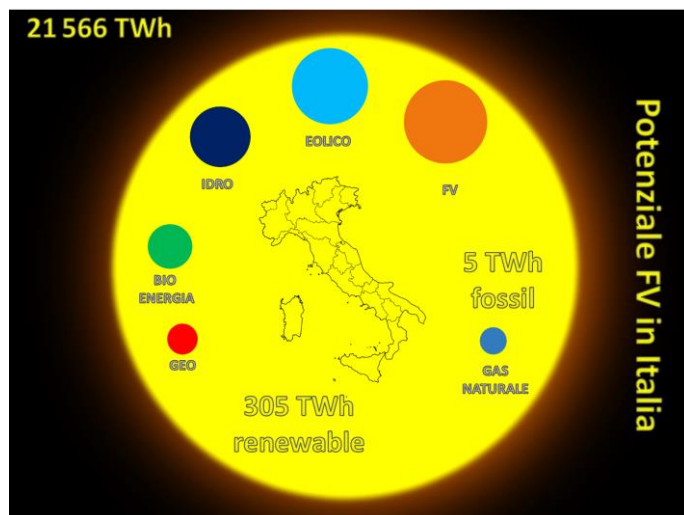


Figura 10: Potenzialità della generazione fotovoltaica in Italia e mix energetico previsto per il 2060.

La capacità degli impianti previsti dovrà essere pari a 24.8 GW di FER dispacciabili, 28.8 GW di centrali a ciclo combinato alimentate a gas, 111 GWp di fotovoltaico e 60.6 GW di eolico.

Verso un mix energetico interamente rinnovabile

A differenza di molti paesi europei, l'Italia già produce un 22.7% del suo fabbisogno elettrico tramite fonti rinnovabili dispacciabili ed il SEN prevede che questa percentuale arrivi al 24% nel 2030.

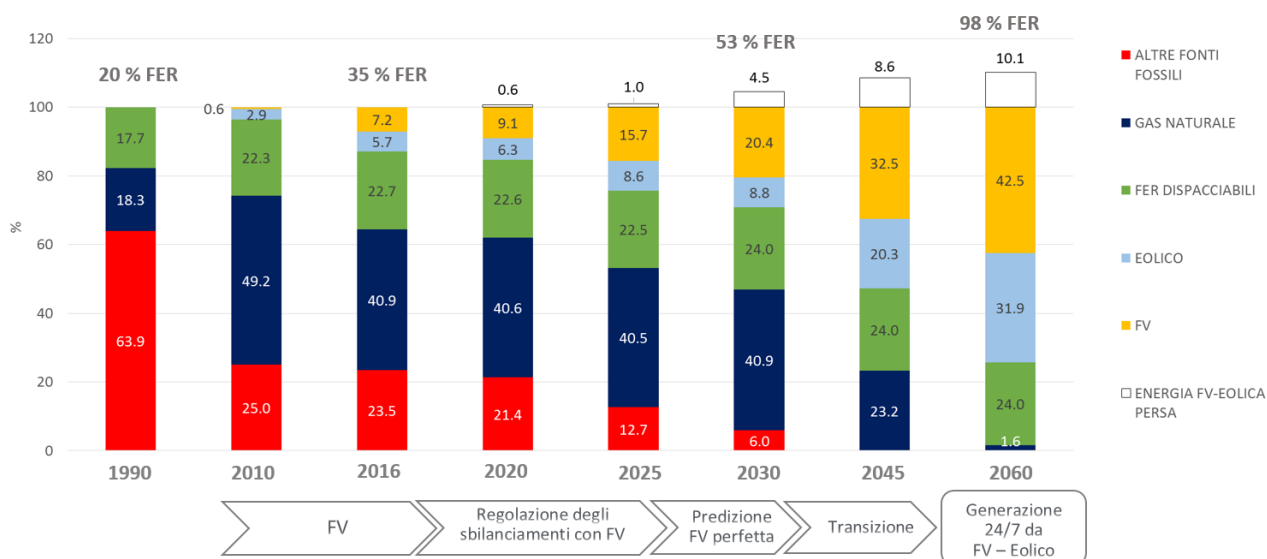


Figura 11: Scenario di transizione del mix di generazione elettrica al 2060.

Sfruttando gli impianti idroelettrici, geotermici e le centrali a biocarburanti già esistenti e considerando lo scenario di abbattimento dei costi degli accumuli indicato in Figura 4, i ricercatori dimostrano che sarà fattibile ed economicamente conveniente raggiungere al 2030 la completa programmabilità della produzione

solare e al 2060 una generazione elettrica rinnovabile pari al 98.4% del fabbisogno elettrico nazionale (Figura 11). Questo comporterà che nel 2030 non solo il carbone non farà più parte del mix elettrico (come previsto dal SEN) ma anche gli sbilanciamenti dovuti alla penetrazione del fotovoltaico saranno completamente rimossi. Nel 2060, sarà invece possibile eliminare quasi tutti i combustibili fossili facendo ricorso solamente ad un esiguo consumo di gas naturale. La transizione rinnovabile del sistema di generazione italiano è determinata dalla progressivo incremento di impianti fotovoltaici ed eolici flessibili e una progressiva riduzione degli impianti non programmabili.

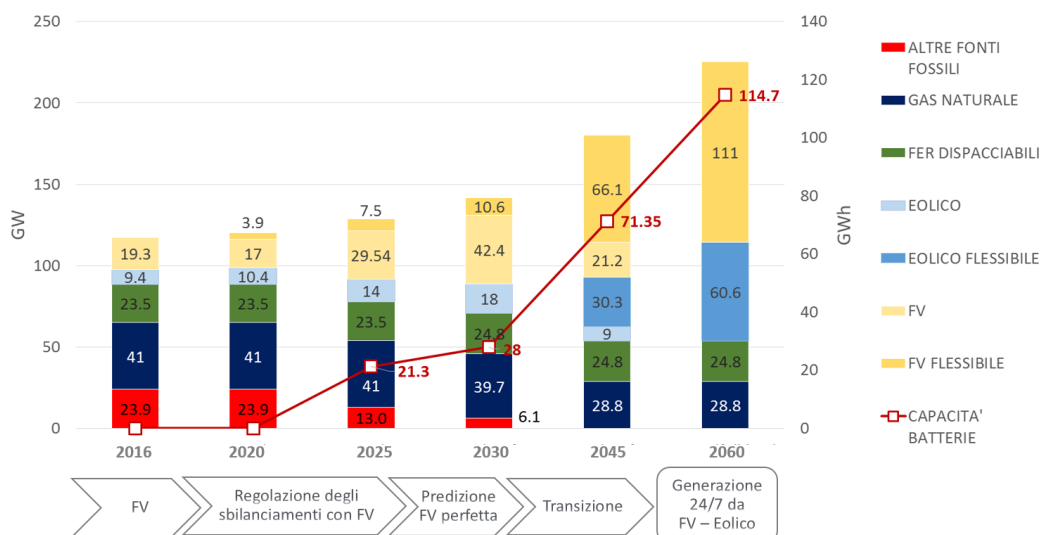


Figura 12: Scenario di transizione della potenza di generazione elettrica al 2060.

I ricercatori prevedono che nel 2030, 10.6 GWp (dei 53 GW fissati dal SEN) dovranno essere composti da impianti flessibili dotati di una capacità di accumulo pari a 28 GWh e dedicati alla regolazione elettrica, mentre nel 2060 l'intero parco di fotovoltaico ed eolico dovrà essere flessibile con una capacità pari a 111 GW e 60.6 GW (rispettivamente solo 2.1 e 3.4 volte a capacità prevista al SEN per il 2030) e una capacità complessiva di batterie pari a 114.7 GWh (Figura 12). Nel 2060, sebbene si preveda un esiguo consumo di gas naturale (Figura 11), devono comunque rimanere 29 GW (degli attuali 41 GW) di centrali a metano necessari per sopperire ai rari ma prolungati periodi in cui la risorsa solare ed eolica e gli accumuli si dimostrano insufficienti.

Dove installare gli impianti flessibili?

Dato lo scenario previsto per mix elettrico italiano al 2060, la prima domanda che sorge spontanea è: dove questi impianti flessibili potrebbero essere installati?

Sebbene questo non sia lo scopo principale del lavoro, i ricercatori forniscono una risposta indicativa a questa domanda, al fine di provare che lo scenario al 2060 è praticabile e facilmente realizzabile.

La capacità di 111 GWp di fotovoltaico (se installata a terra) corrisponde a circa lo 0.6% della superficie italiana ovvero una superficie leggermente più ampia del comune di Roma. Le soluzioni per installare tale capacità senza provocare un grande impatto ambientale o occupare terreni agricoli, sono molteplici. Tenendo conto che la capacità flessibile dovrebbe essere principalmente costituita da grandi impianti "Rilevanti" o aggregati di impianti di media taglia (0.5 -5 MWp) che dovrebbero essere controllati da Terna e posizionati in prossimità delle linee di trasmissione, la Tabella 1 mostra alcune di queste possibili soluzioni. Per quanto riguarda l'eolico, si fa riferimento al progetto RE-shaping⁵ in cui viene mostrato che in Italia sarebbe possibile installare 49 GW di eolico solamente tramite il "repowering" degli impianti "onshore" esistenti. Quindi, per raggiungere l'obiettivo di 60.6 GW di eolico al 2060 bisognerà installare 9 GW di eolico "offshore" oltre i 2.6 GW già previsti dal SEN per il 2030.

⁵ Hoefnagels R, Junginger M, Resch G, Panzer C., 2011. Long term potentials and costs of RES-Part I: Potentials, diffusion and technological learning.

Tabella 1: Potenziale di fotovoltaico teoricamente installabile e potenza utilizzata per raggiungere l'obiettivo di 111 GWp.

	Potenziale FV teoricamente installabile [GWp]	Frazione del potenziale utilizzato [%]	Potenza FV [GWp]
BIPV su edifici NON RESIDENZIALI⁶	49.3	60%	29.6
RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE (72900 km)⁷	455.6	15%	68.3
AUTOSTRADe (6943 km)	43.4	5%	2.2
FERROVIE (24299 km)	151.9	6%	9.1
PRINCIPALI BACINI IDROELETTRICI (33 km²)⁸	2.1	90%	1.9

Cambio di paradigma

Per raggiungere l'obiettivo di un mix elettrico quasi interamente rinnovabile, i ricercatori mettono in discussione due paradigmi largamente condivisi tra gli addetti del settore.

Il primo paradigma prevede che sia assolutamente evitata la limitazione di potenza degli impianti solari o eolici. Tuttavia, i ricercatori dimostrano che è proprio la possibilità di operare una limitazione attiva della generazione delle FERNP il fattore chiave che permette di abbattere i costi. Solo in questo modo, la realizzazione di impianti flessibili da utilizzare, prima per la regolazione di rete e successivamente per la generazione 24/7, diventerà economicamente conveniente.

Il secondo paradigma consiste nella convinzione che per massimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili sia necessario operare un cambio radicale delle rete elettrica e del sistema di generazione, ovvero bisogna passare da un sistema centralizzato ad un sistema di generazione distribuito. Al contrario, il team di ricerca, mette in evidenza come per favorire una crescente penetrazione solare sarà necessario costruire principalmente grandi impianti flessibili controllati direttamente da Terna e gestiti da DSO. Non solo, per operare la completa transizione alla generazione solare 24/7 bisognerà necessariamente convertire gli attuali impianti FV distribuiti in impianti flessibili controllabili centralmente tramite la sostituzione degli inverter con smart inverter e l'installazione di accumuli locali (Figura 12). Infatti, questi impianti distribuiti non dovranno più massimizzare l'auto consumo locale causando così l'effetto di "ombreggiamento del carico" ma dovranno inseguire il profilo di carico nazionale (che può essere molto diverso da quello locale) esattamente come piccole centrali tradizionali. Questo processo potrebbe essere gestito da "aggregatori" che dovrebbero controllare la produzione solare di tutti gli impianti solari di piccola e media taglia distribuiti sul territorio italiano.

In questo contesto è evidente che la generazione solare centralizzata risulta essere molto più idonea della generazione solare distribuita al fine di ottenere una completa produzione elettrica rinnovabile basata sull'utilizzo massivo dell'energia solare. La Figura 13 mostra uno schema dei due sistemi di generazione (distribuito e centralizzato) elencandone pregi e difetti.

⁶ IEA 2002, Report IEA –PVPS T7-4: Potential for Building Integrated Photovoltaics.
http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&elD=dam_frontend_push&docID=394

⁷ <http://www.terna.it/it-it/chi-siamo/ternainbreve.aspx>

⁸ <http://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/fontirinnovabili.aspx>

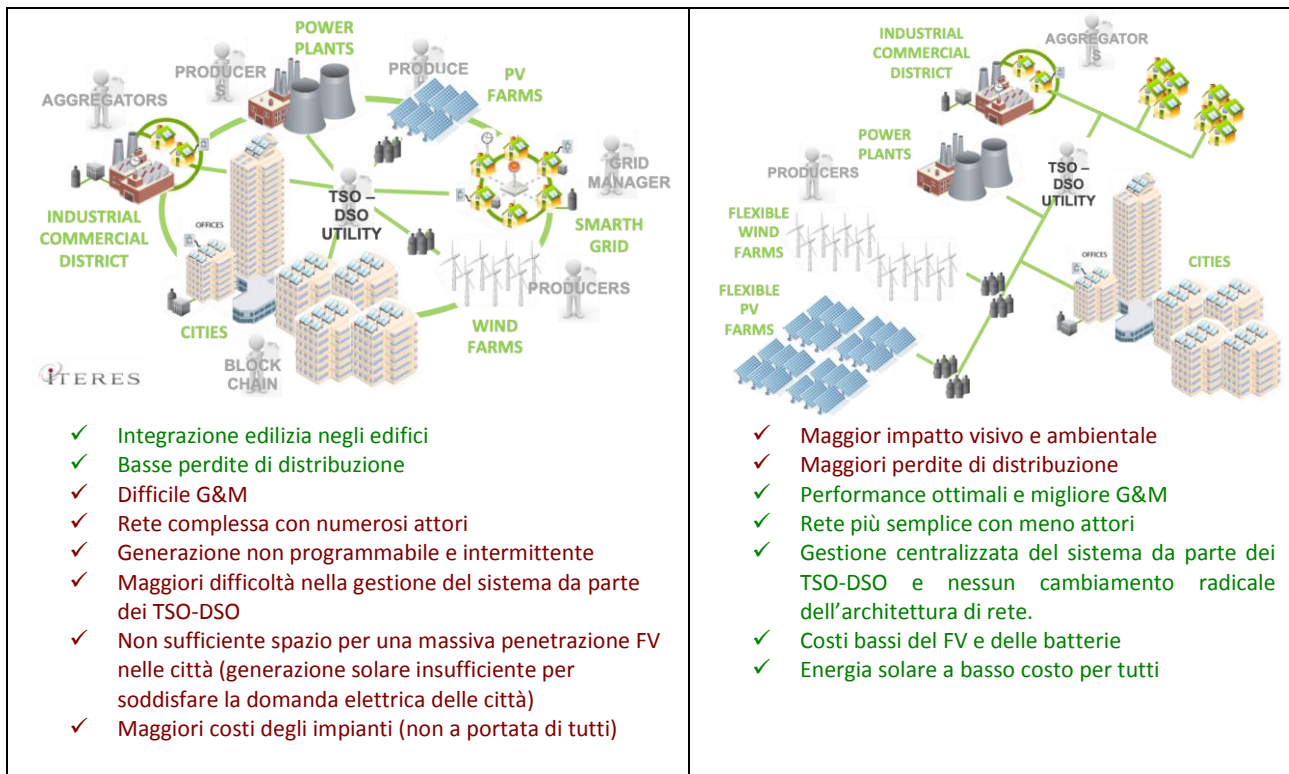


Figura 13: Confronto tra il modello di generazione distribuito (destra) e centralizzato (sinistra). Rielaborazione da Iteres group (<http://www.iteresgroup.com/>).

Conclusioni

Attualmente, in Italia, gli impianti solari ed eolici "Rilevanti" non sono "abilitati" ovvero né possono essere utilizzati per i servizi "ausiliari" dedicati alla regolazione degli sbilanciamenti né possono partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento. Inoltre, il ruolo degli "aggregatori" di sistemi di generazione distribuita (rinnovabili o non) è ancora da definire sia dal punto di vista tecnico che normativo. Il lavoro del team di ricerca, prima quantifica i benefici energetico-economici dell'utilizzo di modelli previsionali più accurati e successivamente dimostra che gli impianti fotovoltaici flessibili potrebbero svolgere un ruolo importante nel processo di regolazione degli sbilanciamenti solari. Tuttavia questi impianti dovrebbero essere direttamente controllati da Terna che li dovrebbe utilizzare per la correzione (parziale o totale) degli errori previsionali dell'intero parco solare italiano. Inoltre, dalla ricerca emerge che gli "aggregatori" dovrebbero svolgere un ruolo sempre più importante sia nella gestione dei sistemi di generazione distribuita sia nel processo di regolazione.

Il lavoro propone anche un scenario tecnico-economico per una possibile transizione ad una produzione elettrica interamente rinnovabile del sistema di generazione italiano. Il modello proposto è quello dell'utilizzo massivo di impianti fotovoltaici flessibili utilizzati prima per ottenere una previsione perfetta degli sbilanciamenti solari e poi per una generazione 24 ore al giorno per 7 giorni a settimana in grado di inseguire esattamente il profilo di carico nazionale. I fattori chiave per la fattibilità economica dello di questo scenario di transizione solare sono sia i costi delle batterie sia la possibilità di operare una limitazione controllata della produzione solare ed eolica. Viene dimostrato come utilizzando un'opportuna limitazione di generazione (e quindi perdita di energia rinnovabile) sia possibile minimizzare l'utilizzo degli accumuli elettrici rendendo i costi dell'energia prodotta da solare ed eolico flessibile molto competitivi sul mercato elettrico.

Seguendo una previsione dei costi delle batterie al litio definita da riconosciuti enti di ricerca internazionali la completa transizione solare risulta economicamente fattibile nel 2060. Tuttavia, la tecnologia degli accumuli elettrici è in veloce evoluzione e nuove tipologie di batterie a costi molto più contenuti potrebbero essere disponibili in un prossimo futuro. Tra queste, per esempio, l'uso di liquidi ionici (ILs) come nuovi elettroliti per le batterie AL, promette una rapida evoluzione di questa tipologia di accumulo con un

abbattimento dei costi rispetto alle batterie al litio⁹. Anche, nuove tipologie di gestione delle batterie elettriche distribuite, potrebbe portare ad un incremento dell'accumulo disponibile per la gestione del sistema elettrico. Per esempio, vista la crescente penetrazione dell'eletto-mobilità, l'utilizzo parziale delle batterie dedicate all'auto trazione tramite il controllo centralizzato delle stazioni di ricarica, potrebbe abbattere i costi. Per questo motivo, i tempi della possibile transizione energetica definiti dallo scenario potrebbero essere anche molto più brevi del previsto. Tuttavia, l'utilizzo di impianti solari flessibili dovrebbe iniziare sin da subito anche per evitare l'inevitabile incremento dei margini di riserva derivante dalla realizzazione degli obiettivi del SEN al 2030. Questo processo potrebbe essere guidato da un sistema di incentivi pubblici che finanzia non più il kWh solare prodotto (come il passato "conto energia") ma bensì il kWh solare perso per via della limitazione di potenza o il kWh messo a disposizione del sistema elettrico derivante dall'immissione in rete dell'energia accumulata.

Marco Pierro, researcher at the University of Rome «Tor Vergara» and EURAC Research-Italy
Richard Perez, senior researcher at the Atmospheric Sciences Research Center – SUNY (NY)-USA
Marc Perez, senior researcher at Clean Power Research, USA
David Moser, senior researcher at EURAC Research Institute of Bolzano
Cristina Cornaro, senior researcher at the University of Rome «Tor Vergara»

Corresponding author Marco Pierro: marco.pierro@eurac.edu

⁹ Meng-Chang Lin,^{1,2*} Hui Chen,² and Hongjie Dai^{3*}, Ionic Liquids Based Electrolytes for Rechargeable Batteries. *Material Matters*, 2018, 13.1. <https://www.sigmaaldrich.com/technical-documents/articles/material-matters/ionic-liquids-based-electrolytes-for-rechargeable-batteries.html>